TUYỂN TẬP BÁO CÁO HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC

KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Hà Nội, 12 - 11 - 2020

ERSD 2020



NHÀ XUẤT BẢN GIAO THÔNG VẬN TẢI

EARTH SCIENCES AND
NATURAL RESOURCES FOR
SUSTAINABLE DEVELOPMENT

TUYỂN TẬP BÁO CÁO HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC
KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

TIỂU BAN
KỸ THUẬT DẦU KHÍ TÍCH HỢP

ĐƠN VỊ TỔ CHỨC

Trường Đại học Mỏ - Địa chất (HUMG)

CÁC ĐƠN VỊ PHỐI HỢP TỔ CHỨC

Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
Tổng cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam
Tổng hội Địa chất Việt Nam
Cục Đo đạc, Bản đồ và Thông tin địa lý Việt Nam
Hội Khoa học Công nghệ Mỏ Việt Nam
Hội Công trình ngầm Việt Nam
Hội Địa chất Thủy văn Việt Nam
Hội Địa chất Công trình và Môi trường Việt Nam
Hội Kỹ thuật Nổ mìn Việt Nam
Hội Khoa học Kỹ thuật Địa vật lý Việt Nam
Hội Trắc địa - Bản đồ - Viễn thám Việt Nam
Viện Địa chất và Địa vật lý biển
Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản
Trường Đại học Công nghệ Đồng Nai
Trường Đại học Đông Á
Trường Đại học Thủ Dầu Một

BAN TỔ CHỨC

Trưởng ban
GS.TS Trần Thanh Hải, *Trường Đại học Mỏ Địa - chất*

Phó Trưởng ban
GS.TS Bùi Xuân Nam, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Triệu Hùng Trường, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Ủy viên
GS.TS Võ Chí Mỹ, *Hội Trắc địa - Bản đồ - Viễn thám Việt Nam*
GS.TS Nguyễn Quang Phích, *Hội Công trình ngầm Việt Nam*
PGS.TS Trần Tuấn Anh, *Viện Địa chất, Viện HLKH&CN Việt Nam*
PGS.TS Đoàn Văn Cánh, *Hội Địa chất Thủy văn Việt Nam*
PGS.TS Tạ Đức Thịnh, *Hội Địa chất Công trình và Môi trường Việt Nam*
PGS.TS Nguyễn Như Trung, *Viện Địa chất và Địa vật lý biển, Hội Khoa học kỹ thuật Địa vật lý Việt Nam*
TS Nguyễn Đại Đồng, *Cục Đo đạc, Bản đồ và Thông tin địa lý Việt Nam*
TS Trần Xuân Hòa, *Hội Khoa học và Công nghệ Mỏ Việt Nam*
TS Hoàng Văn Khoa, *Tổng hội Địa chất Việt Nam*
TS Đỗ Hồng Nguyên, *Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam*
TS Nguyễn Văn Nguyên, *Tổng cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam*
TS Lê Văn Quyền, *Hội Kỹ thuật Nổ mìn Việt Nam*
TS Trịnh Hải Sơn, *Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, Bộ Tài nguyên và Môi trường*
TS Nguyễn Quốc Thập, *Tập đoàn Dầu khí quốc gia Việt Nam*
TS Đặng Kim Triết, *Trường Đại học Công nghệ Đồng Nai*
TS Trần Văn Trung, *Trường Đại học Thủ Dầu Một*
TS Đỗ Trọng Tuấn, *Trường Đại học Đông Á*
TS Nguyễn Thanh Tùng, *Viện Dầu khí Việt Nam*

BAN KHOA HỌC

Trưởng ban

GS.TS Bùi Xuân Nam, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Phó trưởng ban

PGS.TS. Đỗ Ngọc Anh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Ủy viên

GS.TSKH Hoàng Ngọc Hà, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
GS.TS Võ Trọng Hùng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
GS.TS Trương Xuân Luận, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
GS.TS Đỗ Như Tráng, *Trường Đại học Công nghệ GTVT*
PGS.TS Bùi Hoàng Bắc, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Đỗ Văn Bình, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Phùng Mạnh Đắc, *Hội KHCN Mỏ Việt Nam*
PGS.TSKH Hà Minh Hòa, *Viện Khoa học Đo đạc và Bản đồ*
PGS.TS Phạm Văn Hòa, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Lê Văn Hưng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Hoàng Văn Long, *Viện Dầu khí Việt Nam*
PGS.TS Phạm Văn Luận, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Nguyễn Quang Minh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Phạm Xuân Núi, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Khổng Cao Phong, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Nguyễn Văn Sáng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Ngô Xuân Thành, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Đặng Trung Thành, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Tạ Đức Thịnh, *Hội Địa chất Công trình và Môi trường Việt Nam*
PGS.TS Nguyễn Thế Vinh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Lê Hồng Anh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Trần Quốc Cường, *Viện Địa chất, Viện HLKH&CN Việt Nam*
TS Công Tiến Dũng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Trần Tuấn Dũng, *Viện Địa chất và Địa vật lý biển, Viện HL KH&CN Việt Nam*
TS Nguyễn Đại Đồng, *Cục Đo đạc, Bản đồ và Thông tin địa lý Việt Nam*
TS Nguyễn Mạnh Hùng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Quốc Phi, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Bùi Thị Thu Thủy, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Thế Truyện, *Viện NC Điện tử, Tin học, Tự động hóa*
TS Nguyễn Văn Xô, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

BAN BIÊN TẬP

Trưởng ban

TS Nguyễn Viết Nghĩa, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Phó Trưởng ban

TS Nguyễn Thạc Khánh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Ủy viên

PGS.TS Bùi Hoàng Bắc, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Phạm Văn Luận, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Trần Tuấn Minh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Bùi Ngọc Quý, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Đỗ Như Ý, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Thị Mai Dung, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Mạnh Hùng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Phạm Trung Kiên, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Quốc Phi, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

BAN THƯ KÝ

Trưởng ban

PGS.TS Đỗ Ngọc Anh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Phó Trưởng ban

TS Nguyễn Thạc Khánh, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Ủy viên

PGS.TS Phạm Văn Luận, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
PGS.TS Nguyễn Văn Sáng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Tô Xuân Bản, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Trọng Dũng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Lê Quang Duyến, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Duy Huy, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Quốc Phi, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Ngô Thanh Tuấn, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
TS Nguyễn Mạnh Hùng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
ThS Nguyễn Ngọc Dung, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
ThS Hoàng Thu Hằng, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
ThS Nguyễn Thanh Hải, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
ThS Phạm Đức Nghiệp, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

LỜI NÓI ĐẦU

Hội nghị Toàn quốc Khoa học Trái đất và Tài nguyên với Phát triển bền vững - ERSD được Trường Đại học Mỏ - Địa chất (HUMG) và các đối tác tổ chức 2 năm một lần để các nhà chuyên môn trong và ngoài nước tụ hội, giới thiệu những kết quả và hướng nghiên cứu khoa học mới, thảo luận về các xu thế phát triển, thách thức và cơ hội mới đối với nhiều lĩnh khác nhau của Khoa học Trái đất, Tài nguyên và các ngành khác có liên quan.

Tiếp nối thành công của Hội nghị lần thứ nhất năm 2018 (ERSD 2018) và được sự cho phép của Bộ Giáo dục và Đào tạo, Hội nghị Toàn quốc Khoa học Trái đất và Tài nguyên với Phát triển bền vững lần thứ hai (ERSD 2020) được Trường Đại học Mỏ - Địa chất (HUMG) đăng cai tổ chức với sự phối hợp đồng tổ chức của nhiều đơn vị quản lý, nghiên cứu khoa học, đào tạo và sản xuất có uy tín trong nước gồm Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tổng cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam, Cục Đo đạc, Bản đồ và Thông tin địa lý Việt Nam, Viện Địa chất và Địa vật lý biển, Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, Trường Đại học Công nghệ Đồng Nai, Trường Đại học Đông Á, Trường Đại học Thủ Dầu Một, Tổng hội Địa chất Việt Nam, Hội Khoa học Công nghệ Mỏ Việt Nam, Hội Công trình ngầm Việt Nam, Hội Địa chất Thủy văn Việt Nam, Hội Địa chất Công trình và Môi trường Việt Nam, Hội Kỹ thuật Nổ mìn Việt Nam, Hội Khoa học Kỹ thuật Địa vật lý Việt Nam, Hội Trắc địa - Bản đồ - Viễn thám Việt Nam, và với sự tham gia của nhiều tổ chức và cá nhân khác.

Các chủ đề chính của Hội nghị lần này tập trung vào thảo luận các kết quả khoa học công nghệ và hướng nghiên cứu mới của Khoa học Trái đất và Tài nguyên thiên nhiên, Khai thác và sử dụng tài nguyên địa chất, Môi trường và các lĩnh vực khoa học khác có liên quan như Cơ - Điện, Công nghệ Thông tin, Xây dựng, … cũng như việc ứng dụng chúng vào phát triển bền vững đối với nhiều lĩnh vực khác nhau của khoa học công nghệ, kinh tế và xã hội.

Trong quá trình tổ chức Hội nghị, Ban Tổ chức đã nhận được sự quan tâm của đông đảo các nhà khoa học, chuyên môn và quản lý trong và ngoài nước, trong đó có hơn 300 báo cáo khoa học liên quan tới các chủ đề của Hội nghị đã được gửi tới Ban biên tập. Trên cơ sở đó, 255 báo cáo có chất lượng đã được lựa chọn và xuất bản trong Tuyển tập tóm tắt các báo cáo và Tuyển tập các báo cáo toàn văn của Hội nghị. Báo cáo toàn văn được tập hợp thành 16 tập, mỗi tập ứng với một chủ đề khoa học sau:

1. Địa chất khu vực
2. Địa chất công trình - Địa chất thủy văn
3. Tài nguyên địa chất và phát triển bền vững
4. Môi trường trong khai thác tài nguyên và phát triển bền vững
5. An toàn mỏ
6. Công nghệ và thiết bị khai thác
7. Thu hồi và chế biến khoáng sản
8. Công trình ngầm và Địa kỹ thuật
9. Vật liệu và kết cấu
10. Kỹ thuật dầu khí tích hợp
11. Trắc địa
12. Bản đồ, Viễn thám và Hệ thống thông tin địa lý
13. Khoa học Cơ bản trong lĩnh vực Khoa học Trái đất và Môi trường
14. Cơ khí, điện và Tự động hóa
15. Công nghệ thông tin
16. Phân tích dữ liệu và học máy

Toàn bộ thông tin khoa học về hội nghị, trong đó có Tuyển tập các báo cáo toàn văn, được đưa lên trang Website chính thức của Hội nghị tại địa chỉ: http://ersd2020.humg.edu.vn/.

Ban tổ chức xin trân trọng cảm ơn Trường Đại học Mỏ - Địa chất, với tư cách là đơn vị đăng cai tổ chức Hội nghị, cùng các đơn vị đồng tổ chức đã hợp tác và góp phần quan trọng vào sự thành công của Hội nghị này. Cảm ơn các nhà khoa học đã đóng góp các công bố khoa học có giá trị cho Hội nghị. Ban tổ chức cũng đánh giá cao sự nỗ lực của Ban biên tập và các chuyên gia biên tập để nâng

cao chất lượng của các báo cáo khoa học cũng như sự cố gắng lớn của Ban thư ký trong việc chuẩn bị và tổ chức hội nghị này.

Ban tổ chức mong muốn tiếp tục nhận được sự hợp tác chặt chẽ và góp ý chân thành của các đơn vị và cá nhân đối với việc chuẩn bị, tổ chức, biên tập, và xuất bản các báo cáo khoa học, nhằm nâng cao chất lượng của các hội nghị tiếp theo, góp phần thúc đẩy sự phát triển bền vững của các hoạt động nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ thuộc các lĩnh vực Khoa học Trái đất và Tài nguyên và các lĩnh vực khoa học khác có liên quan.

TRƯỞNG BAN TỔ CHỨC

GS.TS Trần Thanh Hải

MỤC LỤC

TIỂU BAN
KỸ THUẬT DẦU KHÍ TÍCH HỢP

Nghiên cứu và thử nghiệm bơm ép diesel vào vùng nón nước nhằm giảm hàm lượng nước tại các giếng khai thác dầu nặng vỉa Mioxen trung, bể trầm tích Cửu Long
Nguyễn Hải An, Trần Anh Quân, Nguyễn Hoàng Đức, Nguyễn Thế Vinh, Nguyễn Văn Thịnh 1

Đặc điểm hình thành gas hydrate, dự báo gradient địa nhiệt khu vực Đông Bắc vùng biển Quy Nhơn
Lê Ngọc Ánh 8

Interpretation of mud diapirs using 2D seismic attributes and Unsupervised Neural Network: A case study of the Song Hong Basin
Le Ngoc Anh, Ha Quang Man 14

Nhận diện trầm tích gợn sóng đáy biển sâu trên tài liệu địa chấn 3D
Lê Ngọc Ánh 21

Nghiên cứu việc nâng cấp bình tách hai pha thành bình tách ba pha trên giàn cố định mỏ Bạch Hổ
Hoàng Anh Dũng 27

Phân loại thạch học từ các tham số vật lý trong tài liệu giếng khoan 1143, chương trình khoan đại dương tại biển Đông bằng mạng trí tuệ nhân tạo
Vũ Hồng Dương, Kiều Duy Thông 32

Nghiên cứu lựa chọn hệ polymer bơm ép cho tầng Mioxen hạ mỏ Bạch Hổ
Lê Quang Duyến, Lê Đức Vinh, Lê Văn Nam, Phạm Trường Giang, Đinh Đức Huy 39

Sử dụng phương pháp đường cong suy giảm dự báo khai thác các giếng tại cấu tạo Bồ Câu Trắng
Lê Quang Duyến 46

Ứng dụng mô hình địa cơ lựa chọn trọng lượng riêng cho các giếng khoan phức tạp tại bồn trũng Nam Côn Sơn
Lê Quang Duyến, Hoàng Thanh Tùng 52

Nâng cao hiệu quả xác định các đới dập vỡ, nứt nẻ và hang karst bằng phương pháp biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D
Phạm Ngọc Đạt, Kiều Duy Thông, Phạm Ngọc Kiên, Lại Hợp Phòng, Dương Thị Ninh 59

Nghiên cứu tạo nano đồng từ dung dịch $Cu(NO_3)_2$ bằng dịch chiết vỏ trái chuối hột
Nguyễn Huỳnh Đức, Nguyễn Thị Thanh Bảo, Nguyễn Thanh Bình, Hoàng Thu Hà, Tống Thị Thanh Hương 65

Phân tích thuộc tính địa chấn nghiên cứu phân bố đá chứa Miocen dưới khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ
Nguyễn Minh Hòa, Nguyễn Duy Mười, Bùi Thị Ngân 71

Đặc điểm trầm tích cacbonat qua phân tích tài liệu mẫu lõi và tài liệu địa vật lý giếng khoan khu vực đông nam bể Nam Côn Sơn
Nguyễn Thị Minh Hồng, Nguyễn Duy Mười, Phạm Thị Hồng 76

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực của giếng khoan ngang dầu khí
Đồng Văn Hoàng, Nguyễn Minh Hòa 82

Giải pháp hoàn thiện thiết kế choòng PDC truyền thống
Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Thế Vinh, Trương Văn Từ..... 87

Xây dựng công thức xác định công suất phá hủy đất đá đối với choòng PDC
Nguyễn Tiến Hùng, Trương Văn Từ..... 92

Áp dụng phương pháp điện trở suất và mô hình địa chất thủy văn để đánh giá sự ô nhiễm của nước dưới đất
Trần Văn Hữu, Kiều Duy Thông, Vũ Thị Lan, Nguyễn Trường Giang..... 96

Lựa chọn phương pháp bơm ép hóa phẩm thích hợp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng móng mỏ Bạch Hổ
Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Văn Thành, Trương Văn Từ, Doãn Thị Trâm..... 103

Áp dụng mô hình mô phỏng để đánh giá hiệu quả giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ dầu khí đang khai thác trong giai đoạn suy giảm sản lượng
Hoàng Long, Trịnh Việt Thắng, Lê Thế Hùng, Trần Thanh Phương, Triệu Hùng Trường..... 109

Sử dụng phương trình tăng trưởng logistic để dự báo khai thác dầu khí: Áp dụng nghiên cứu cho tập Oligoxen C, mỏ Rạng Đông
Bùi Thị Ngân, Nguyễn Minh Hòa, Nguyễn Duy Mười, Trần Thị Oanh, Phạm Hữu Tài..... 117

Ứng dụng năng lượng mặt trời để tăng cường thu hồi dầu
Trần Thị Oanh, Lê Ngọc Ánh, Bùi Thị Ngân, Nguyễn Duy Mười, Phạm Bảo Ngọc, Doãn Ngọc San, Nguyễn Thị Hải Hà, Đỗ Thị Thùy Linh..... 122

Giải pháp tối ưu thiết bị lòng giếng nhằm ngăn ngừa và kiểm soát cát giếng ngoc hien - 1P mỏ sông đốc, bể Malay Thổ Chu
Trần Anh Quân, Nguyễn Hải An, Nguyễn Thế Vinh, Nguyễn Tiến Hùng..... 128

Nghiên cứu tổng hợp chất xúc tác quang hoá trên cơ sở khoáng vật tự nhiên halloysite ứng dụng trong xử lý ô nhiễm nước thải
Ngô Hà Sơn, Phạm Xuân Núi, Nguyễn Thị Thanh Tú, Trần Ngọc Tuân..... 135

Nghiên cứu sử dụng dung dịch vi bọt gốc nước cho tầng móng mỏ Bạch Hổ
Vũ Thiết Thạch, Lê Văn Nam..... 142

Công nghệ tồn chứa khí thiên nhiên hóa lỏng - một phương án tồn trữ hiệu quả để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia
Công Ngọc Thắng, Hoàng Anh Tuấn..... 147

Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống thu gom vận chuyển sản phẩm từ giàn BK-20 về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ
Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Nguyễn Đức Chính..... 154

Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống thu gom vận chuyển dầu từ mỏ Gấu Trắng về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ
Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Trịnh Tiến Thắng, Tống Cảnh Sơn..... 161

Nghiên cứu giải pháp bảo đảm dòng chảy cho tuyến ống vận chuyển khí-lỏng từ giàn RC-DM (mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi) về giàn RP-1 (mỏ Rồng)
Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Trần Thanh Hải..... 170

Nghiên cứu các công trình biển, khả năng phát triển khai thác mỏ nhỏ, mỏ cận biên nhờ áp dụng xây dựng công trình giàn nhẹ rút gọn
Đặng Xuân Thủy, Đinh Đức Huy, Lê Quang Duyến, Phí Mạnh Tùng..... 180

Cải thiện hình dáng khe nứt sử dụng mô hình khe nứt giả ba chiều cho đối tượng Miocene dưới
Nguyễn Hữu Trường..... 187

Ảnh hưởng tính chất lưu biến dung dịch khoan tới tốc độ cơ học khoan
Nguyễn Hữu Trường..... 195

Nghiên cứu ứng dụng hệ dung dịch bentonite polymer trong thi công khoan cọc nhồi tại Việt Nam
Trương Văn Từ, Trần Đình Kiên, Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Tài Thịnh..... 201

HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC KHOA HỌC TRÁI ĐẤT
VÀ TÀI NGUYÊN VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG (ERSD 2020)

Nghiên cứu và thử nghiệm bơm ép diesel vào vùng nón nước nhằm giảm hàm lượng nước tại các giếng khai thác dầu nặng vỉa Miocen trung, bể trầm tích Cửu Long

Nguyễn Hải An[1,*], Trần Anh Quân[1], Nguyễn Hoàng Đức[1], Nguyễn Thế Vinh[2], Nguyễn Văn Thịnh[2]
[1] *Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Việt Nam*
[2] *Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Các giếng khai thác tại giàn WHPDD chủ yếu khai thác dầu nặng từ vỉa cát kết Miocen Trung trong bể trầm tích Cửu Long, lần đầu tiên được khai thác tại thềm lục địa Việt Nam. Thực tế cho thấy quá trình khai thác dầu với lưu lượng lớn đã làm xuất hiện các nón nước tại vùng lân cận đáy giếng và nước vỉa xâm nhập vào giếng rất sớm với hàm lượng nước tăng nhanh. Đối với các giếng khai thác có hàm lượng nước cao nói chung, mỗi khi dừng giếng sẽ xảy ra hiện tượng phân li trọng trường và dần tạo ra lượng lớn nước ở phần đáy giếng. Khi thời gian đủ dài, lượng nước tác động đến khoảng vỉa lân cận đáy giếng. Đặc biệt, với những vùng nón nước, lượng nước tại đáy giếng sẽ liên thông với vùng cận đáy giếng tạo ra thay đổi đặc tính dòng chảy hiệu dụng các pha dầu và nước từ vỉa vào giếng. Chiến dịch thử nghiệm bơm ép dầu diesel vào các giếng khai thác dầu nặng đã được triển khai thực tế tài 5 giếng trên giàn WHPDD và cho kết quả khả quan. Với lượng diesel được tính toán cụ thể cho từng giếng, diesel đã được ép vào một phần thể tích vùng nón nước trong vỉa và đã làm giảm đáng kể hàm lượng nước so với trước khi dừng giếng, góp phần tăng hiệu quả dòng chảy của dầu khi vận hành khai thác lại.

Từ khóa: Bể Cửu Long; Kỹ thuật mỏ; Dầu nặng.

1. Mở đầu

Hàm lượng nước cao trong dòng sản phẩm khai thác dầu khí hiện đang là vấn đề nổi cộm tại các mỏ dầu tại Việt Nam. Nước xâm nhập làm giảm sản lượng dầu đáng kể, đồng thời làm nảy sinh nhiều phức tạp trong vận hành khai thác như: lắng đọng cát hoặc cặn vô cơ ($CaCO_3$) trong lòng giếng và hệ thống thu gom vận chuyển; tích tụ nước tại đáy giếng khi dừng giếng; tách và xử lý nước… Đặc biệt, sản lượng dầu thường sụt giảm rất lớn sau quá trình đóng giếng tạm thời (bảo trì, sửa chữa giếng) đang đặt ra thách thức lớn. Tại các mỏ đang khai thác dầu trong bể Cửu Long, trung bình lưu lượng dầu khai thác giảm 300 - 500 (thậm chí 1000) thùng/ngày sau mỗi lần đóng giếng. Thời gian để các giếng hồi phục lưu lượng dầu và giảm hàm lượng nước về giá trị như trước khi đóng giếng có thể lên tới 30 ngày. Các nhà điều hành khai thác dầu khí tại Việt Nam đã và đang nghiên cứu, thử nghiệm nhằm hạn chế hàm lượng nước trong dòng sản phẩm ngay từ đáy giếng bằng nhiều giải pháp như đổ cầu xi măng; xử lý hóa chất tạo gen; bơm ép chất polymer cao phân tử; và dùng parker trương nở do nước (swellen paker) để cách ly hoặc ngăn chặn đới ngập nước. Tuy nhiên, các kết quả cho thấy chưa có giải pháp nào phù hợp và mang lại hiệu quả. Thực tế cho thấy nhiều mỏ đã phải lắp đặt thêm hệ thống thiết bị nhằm tăng công suất xử lý nước khai thác đạt yêu cầu trước khi xả thải.

Giàn đầu giếng Đông Đô (WHPDD) tại bể Cửu Long thuộc tổ hợp thiết bị khai thác dầu nặng hiện đang được điều hành bởi PVEP với lưu lượng khoảng 6000 thùng/ngày với độ ngập nước từ 50 đến 60% từ 7 giếng khai thác. Các giếng khai thác từ tầng dầu nặng tại bể Cửu Long đều được trang bị bơm điện chìm với hiệu quả nâng chất lưu rất tốt (1500 - 2000 thùng/ngày) và khả năng tùy chỉnh theo dải rộng hỗ trợ trong việc tối ưu lưu lượng cho từng giếng riêng biệt.

Do dầu tại các vỉa thuộc vào loại nặng với chênh lệch về độ nhớt giữa nước và dầu lớn nên hệ số độ linh động đối lớn ($M = \frac{k_{rw}}{\mu_w} / \frac{k_{ro}}{\mu_o} \approx 12 \div 15$) , các vỉa đều có nước kề áp dẫn tới hình thành nón nước tại vùng vỉa lân cận đáy giếng. Nước đã xâm nhập vào giếng rất sớm và độ ngập nước (hệ số WCT) tăng nhanh ở tất cả các giếng mặc dù quỹ đạo giếng đã được khoan nghiêng và hoàn thiện cách mặt ranh giới dầu - nước 15m.

Với điều kiện khai thác này, khi đóng giếng để sửa chữa/bảo trì định kỳ, lượng nước tại các nón nước ở vùng lân cận đáy giếng tạo hiệu ứng tự ngấm nước làm hình thành kênh dẫn nước từ vùng nước kề áp vào

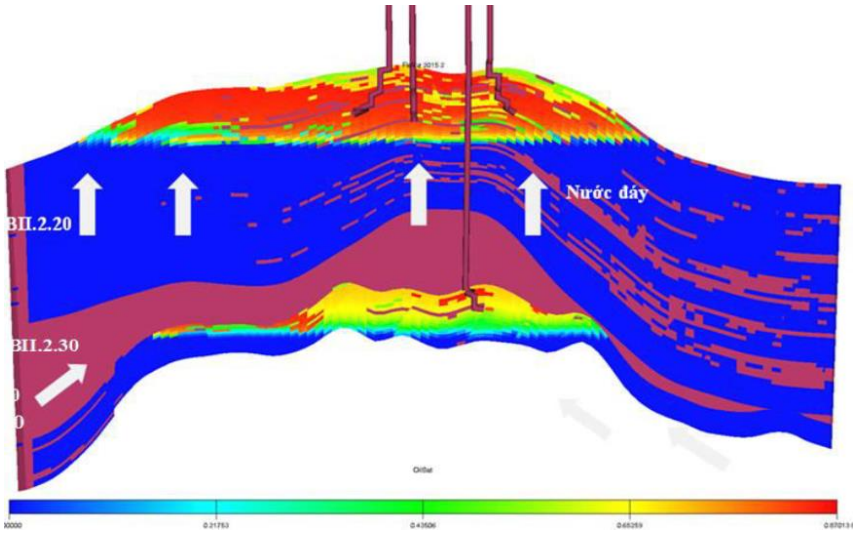
[*] *Tác giả liên hệ*
Email: annh1@pvep.com.vn

đáy giếng. Khi khởi động lại, các giếng đều có hàm lượng nước khai thác cao hơn (trước khi đóng) và thời gian kéo dài làm tổn thất lượng lớn lượng dầu.

Nghiên cứu thử nghiệm giải pháp bơm ép dầu diesel vào vùng cận đáy giếng khai thác tầng dầu nặng với mục tiêu làm giảm độ ngập nước và tăng chỉ số khai thác dầu của các giếng sau thời gian dài dừng khai thác. So với các giải pháp can thiệp/sửa chữa giếng khác như: thổi cát; chặn đới ngập nước hay xử lý axit, bơm ép dầu diesel có nhiều thuận lợi hơn do có thể bảo quản thiết bị lòng giếng đặc biệt là các máy bơm điện chìm; đồng thời làm tăng bão hòa dầu và thay đổi độ thấm của pha dầu tại khoảng mở vỉa chịu tác động của các nón nước. Thực tế triển khai cho thấy giải pháp này an toàn đối với giếng, vỉa và thu hồi lại hết phần dầu diesel cùng với dầu thô trong quá trình khai thác trở lại.

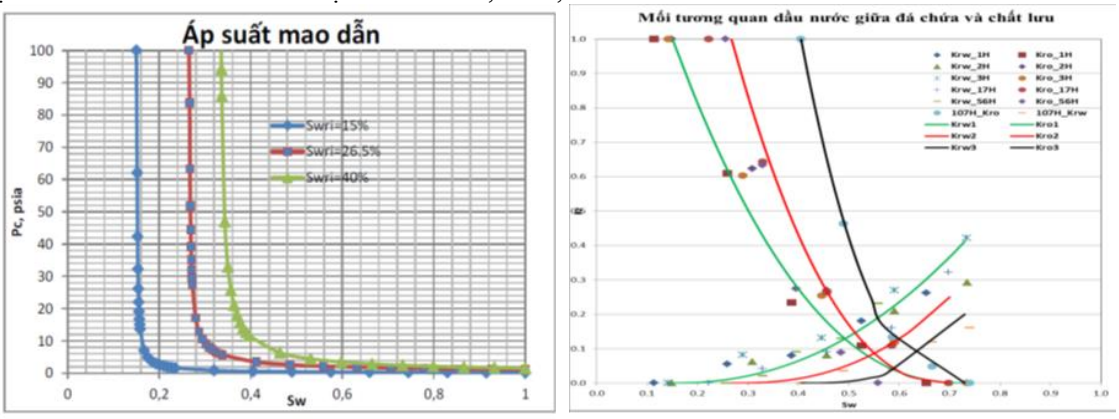
2. Đặc tính chất lưu và đá chứa tầng Mioxen Trung bể Cửu Long

Các tập cát kết chứa dầu tại bể Cửu Long thuộc hệ tầng Côn Sơn có tuổi địa chất Mioxen Trung với chiều dày trung bình 30 - 40m ở độ sâu trong khoảng từ 1200 - 1600mTVDSS và chiều cao khép kín cấu tạo từ 60 - 90m (Hình 1). Ranh giới dầu-nước đã được xác định cho tất cả các vỉa chứa dầu bởi tài liệu địa vật lý giếng khoan và tài liệu khảo sát áp suất.



Hình 1. Mô hình mô phỏng khai thác các vỉa Mioxen trung bể Cửu Long

Các vỉa chứa dầu bao gồm các thân cát dày và từng phần là cát lấp đầy lòng sông cổ có đặc điểm dạng hạt mịn dần về phía nóc vỉa, đặc trưng rõ nét hình thành trong môi trường biển nông ven bờ, vịnh có ảnh hưởng của biển và sông. Kết quả phân tích mẫu lõi từ các giếng khoan thăm dò (Hình 2), thấm lượng cho thấy đá chứa có chất lượng tốt với độ rỗng từ 13 - 37% và độ thấm từ 10 tới 8000mD. Chất lượng vỉa chứa, chủ yếu là độ thấm chịu ảnh hưởng bởi kích thước các hạt và sự phân bố của hàm lượng sét. Đá cát kết có độ dính ướt ưa nước với chỉ số độ dính ướt từ 0,31 - 0,6.



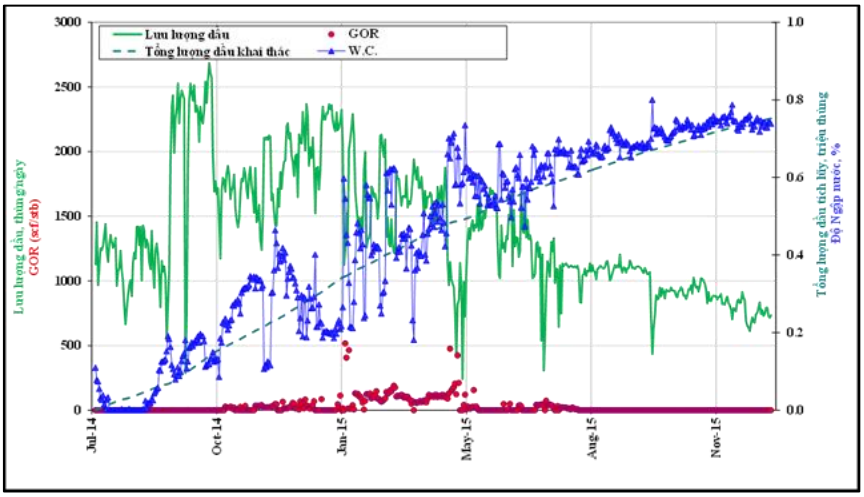
Hình 2. Họ đường cong thấm pha và áp suất mao dẫn đá chứa Mioxen Trung

Tầng Mioxen Trung đang được khai thác bao gồm 03 vỉa chứa dầu được đưa vào phát triển là MioT.DN.20, MioT.DN.30 và MioT.1.10. Kết quả phân tích mẫu lưu thể cho thấy dầu tại các tầng MioT.DN.20, MioT.DN.30 là dầu nặng tỷ số khí hòa tan trong dầu rất thấp (chỉ vào khoảng 5 - 10 bộ khối/thùng) và áp suất điểm bọt khí cũng thấp (70 psia), như vậy nguồn năng lượng tự nhiên từ khí hòa tan đóng góp ít lên hiệu quả thu hồi dầu. Năng lượng vỉa được đánh giá theo tài liệu khai thác chỉ ra các tập vỉa này có sự hỗ trợ mạnh của tầng nước đáy, ngoài ra có một phần nhỏ năng lượng của khí hòa tan và sự giãn nở của đá. Các giếng đang khai thác với hàm lượng WCT khá cao từ 80% đến trên 90%.

Theo các kết quả nghiên cứu thủy động lực học trong khi đo phân bố áp suất và lấy mẫu chất lưu, dầu của các tầng này có các tính chất đặc trưng của dầu nặng với tỷ trọng 21 - 26^{o}API, độ nhớt cao (tới 30cP) và được đánh giá là gây ra nhiều khó khăn, thách thức khi khai thác. Các mô hình chất lưu đã được sử dụng để mô phỏng trạng thái biến đổi pha trong quá trình dầu di chuyển trong vỉa và vào giếng khai thác.

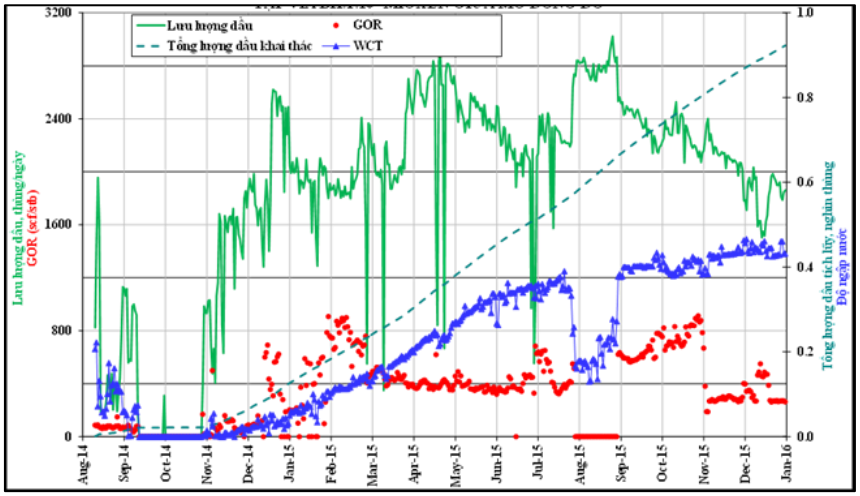
3. Động thái khai thác dầu

Tập vỉa MioT.DN.20 đang khai thác dầu từ 04 giếng được khoan nghiêng vào vỉa với các khoảng chiều dài 200 theo thân giếng khoan và cách ranh giới dầu-nước từ 15 - 18m. Bơm điện chìm đã được nghiên cứu áp dụng cho thấy mức độ phù hợp tốt với lưu lượng dầu đạt 1.300 - 1.500 thùng/ngày ở thời kỳ đầu khai thác. Giếng WHPDD-3 và WHPDD-6 sau khoảng 2 tháng khai thác đã xuất hiện nước vỉa, lưu lượng giảm rõ rệt xuống còn khoảng 300 - 400 thùng/ngày với hàm lượng nước tăng khá nhanh đạt 30% - 60% sau 1 tháng xuất hiện trong giếng. Động thái khai thác của tầng MioT.DN.20 được thể hiện trên (Hình 3).



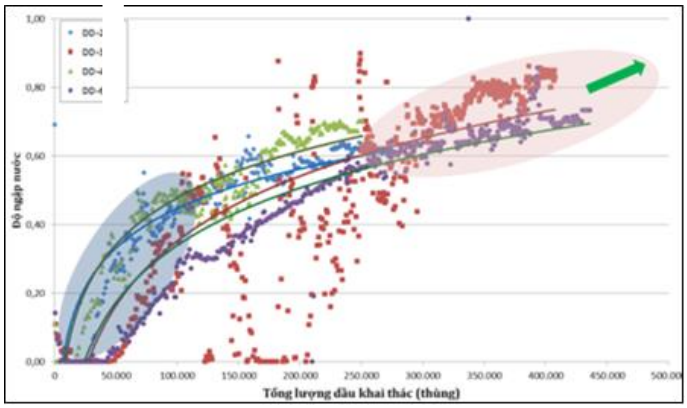
Hình 3. Động thái khai thác tầng MioT.DN.20

Tập vỉa MioT.DN.30 đang khai thác giếng WHPDD-7 với lưu lượng dầu ban đầu ~ 1.700 thùng/ngày, nhưng hàm lượng nước tăng khá nhanh ngay sau 1 tháng khai thác nên giếng được tối ưu chế độ làm việc để lưu lượng dầu ổn định. Động thái khai thác tầng MioT.DN.30 được thể hiện trên (Hình 4).



Hình 4. Động thái khai thác tầng MioT.DN.30

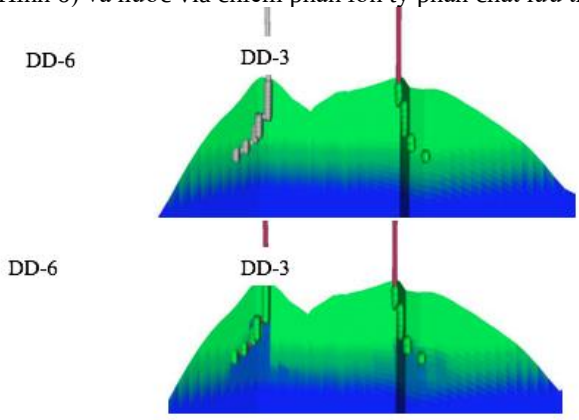
Số liệu khai thác các giếng cho thấy nước đã xuất hiện tương đối sớm và nhanh chóng làm giảm lưu lượng dầu của các giếng. Các nghiên cứu phân tích động thái khai thác và khảo sát mô Hình 3D cho thấy có hiện tượng nước xâm nhập từ vùng nước đáy kề áp với vỉa và hình thành các côn nước(Chapron, 1986) ở vùng lân cận đáy các giếng khai thác. Vùng nước đáy(Craft và nnk, 1959)có hỗ trợ năng lượng vỉa tương đối lớn cho thấy mức độ phức tạp khi điều tiết khai thác thông qua lưu lượng chất lưu. Biểu đồ biểu diễn quan hệ độ ngập nước với tổng lượng dầu khai thác của các giếng (Hình 5) cho thấy mức độ ngập nước tăng mạnh từ khi bắt đầu xuất hiện nước cho đến 50%, sau đó có mức độ tăng giảm dần nhưng chậm.



Hình 5. Động thái độ ngập nước của các giếng theo tổng lượng dầu khai thác

4. Hiện tượng tạo nón nước vùng cận đáy giếng

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu về đặc tính các tầng cát kết Mioxen Trung của mỏ, tính chất dầu trong điều kiện mỏ và chế độ khai thác các giếng, đặc biệt là thời gian bắt đầu xuất hiện nước và động thái của thông số WTC, cho thấy hiện tượng nón nước (water-coning) đã xuất hiện sớm và nước bắt đầu vào giếng sau 2 - 3 tháng khai thác. Nón nước đã được hình thành tại vùng xung quanh đáy giếng (Chapron, 1986) và cản trở dòng dầu chảy vào đáy giếng dẫn tới lượng nước chiếm phần lớn tổng lưu lượng chất lưu khai thác hàng ngày. Hiện tại, ảnh hưởng của nón nước đã phát triển mở rộng ở phần vỉa bên dưới thân giếng cho đến ranh giới dầu-nước (Hình 6) và nước vỉa chiếm phần lớn tỷ phần chất lưu trong giếng.



Hình 6. Sự hình thành các nón nước sau thời gian khai thác với lưu lượng cao

Lượng nước tăng quá cao đã và đang gây nhiều khó khăn, thách thức cho hoạt động khai thác(Marcelo Danemgerg Marsili và nnk, 2015) như: giảm lưu lượng dầu, tăng chi phí bơm và xử lý tách nước, lắng đọng muối, phát sinh cát... Đặc biệt, trong quá trình dừng khai thác sẽ thay đổi phân bố cột chất lỏng do phân ly trọng trường giữa dầu và nước. Trong khoảng thời gian nhất định sau khi dừng giếng, dầu sẽ nổi lên trên nước và cả cột chất lưu này sẽ tác động ngược trở lại vỉa chứa. Chênh lệch áp suất giữa đáy giếng và vỉa tăng lên nhanh chóng đồng thời sẽ dần tạo cơ chế dòng chảy chất lưu từ giếng vào vỉa cho đến khi cân bằng áp suất. Sau khi kết thúc quá trình tạo dòng chảy do chênh áp giếng - vỉa, cơ chế mao dẫn bắt đầu hoạt động do phần phía dưới cột chất lưu trong giếng là nước. Theo tài liệu phân tích mẫu lõi, đá chứa mioxen trung thuộc loại dính ướt nước nên nước sẽ bị ngấm vào phần vỉa lân cận đáy giếng theo cả 2 hướng: từ đáy giếng vào và từ vùng nón nước.

Như vậy, nếu thời gian dừng giếng dài, vùng vỉa lân cận đáy giếng sẽ thay đổi độ bão hòa chất lưu với cơ chế bão hòa nước tăng dần lên. Theo thời gian bán kính vùng ảnh hưởng sẽ lan rộng và tạo dòng chảy nước chiếm ưu thế khi khai thác giếng trở lại. Tức là WCT sẽ tăng ở thời kỳ đầu ngay khi mở khai thác trở lại.

5. Giải pháp

Dầu diesel là sản phẩm tinh chế từ dầu mỏ có độ nhớt động học 1,8 - 5,0 xenti stoc (cSt tại 20^0C), nhiệt độ bốc hơi từ 175 tới 370^0C thường được dùng làm nhiên liệu cho động cơ đốt trong. Trong công nghiệp dầu khí, dầu diesel còn được dùng trong bảo quản các máy và động cơ cũng như các thiết bị trong lòng giếng. Do có độ nhớt tương đương dầu nặng trong tầng Mioxen Trung nên dầu diesel được lựa chọn để xử lý thử nghiệm các côn nước lân cận đáy giếng (kết hợp khi bơm diesel để bảo quản bơm điện chìm trong thời gian dừng khai thác mỏ để bảo dưỡng định kỳ hệ thống thiết bị khai thác).

Giải pháp bơm ép dầu diesel vào vùng lân cận đáy giếng với mục đích đẩy thể tích nước trong lòng giếng vào sâu trong vỉa đồng thời làm thay đổi bão hòa chất lưu cũng như cải thiện độ thấm pha hiệu dụng của dầu. Các thay đổi này sẽ bảo quản được hoặc thậm chí cải thiện chỉ số khai thác dầu khi gọi lại dòng sau thời gian khá dài dừng giếng. Lượng dầu diesel sử dụng cho cả 5 giếng được tính toán như (Bảng 1) bên dưới. Dầu diesel được bơm vào các giếng qua cây thông khai thác ngay sau khi các giếng được dừng bơm điện chìm. Với thể tích này, đới xâm nhập của dầu diesel vào vỉa cũng được tạm tính khoảng 15 - 16 cm xung quanh đáy giếng. Giếng WHPDD-3 được tính toán để có được vùng diesel xâm nhập vào vỉa với bán kính 1m tính từ thân giếng (tương đương 1,1m tính từ tâm giếng).

Bảng 1. Lượng dầu diesel sử dụng cho 5 giếng

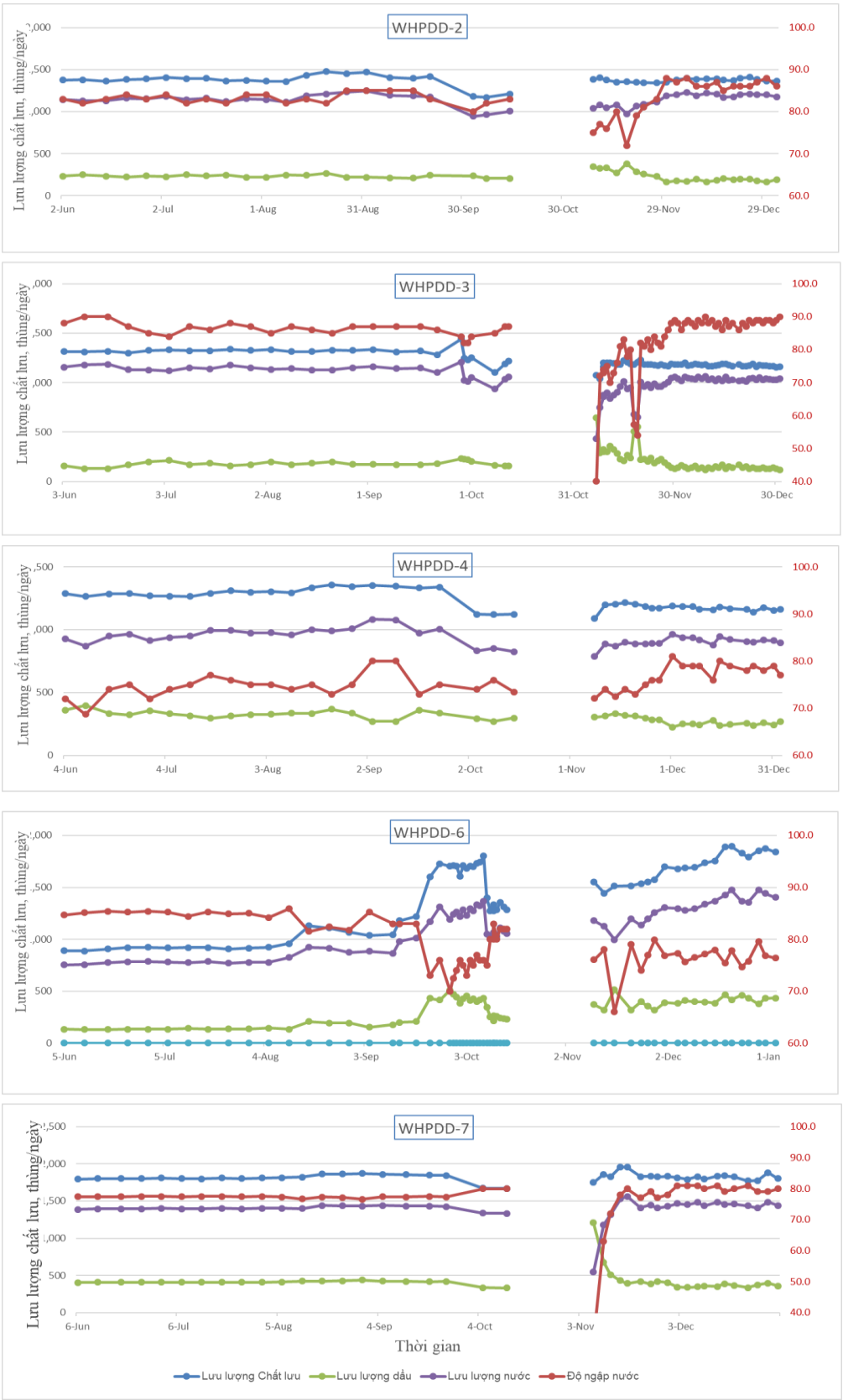
STT	Tên giếng	Tổng thể tích giếng (m^3)	Thể tích dầu diesel (m^3)	Vùng cận đáy giếng			
				Độ rỗng (%)	Chiều dày (m)	Bán kính xâm nhập (m)	Thể tích vùng diesel xâm nhập (m^3)
1	WHPDD-2	15	22	25	163	0,15	10
2	WHPDD-3	22	35	27	165	1,10	150
3	WHPDD-4	15	22	29	147	0,15	10
4	WHPDD-6	20	30	27	164	0,16	12
5	WHPDD-7	16	22	27	94	0,17	10

Sau thời gian 3 tuần dừng toàn bộ hệ thống để bảo dưỡng, các giếng được khởi động khai thác trở lại với thông số làm việc được biểu diễn tại (Hình 7), tổng lưu lượng dầu của mỏ tăng trên 600 thùng/ngày. Đặc biệt tại các giếng có bơm dầu Diesel vào thân giếng, lưu lượng dầu cao hơn và ổn định so với trước khi đóng giếng. Động thái khai thác của tất cả các giếng có áp dụng bơm ép diesel cho thấy hiệu quả làm giảm WCT ở các mức độ khác nhau, đặc biệt giếng WHPDD-3 đạt kết quả tốt nhất. Giếng WHPDD-7 có kết quả tốt mặc dù mức độ diesel ép vào vỉa chỉ 0.17m, chủ yếu là do đặc tính chất lưu và vỉa MioT.DN.30 khác so với nhóm MioT.DN.20, đồng thời lưu lượng dầu trước khi đóng giếng còn lớn (trên 400 thùng dầu/ngày).

Giếng WHPDD-3 có động thái khai thác được cải thiện rõ rệt với lưu lượng dầu tăng trong khi giảm tổng lưu lượng chất lưu khai thác, tức là đạt kỳ vọng làm giảm hàm lượng nước khai thác. Sản lượng giếng sau khi mở khai thác lại cao hơn trước khi đóng giếng. Cụ thể, sản lượng khai thác trung bình trước khi thử nghiệm là 160 thùng/ngày và sau khi mở lại giếng là 322 thùng/ngày kéo dài khoảng 3 tuần. Lượng dầu tăng thêm của riêng giếng WHPDD-3 cho đến hết tháng 11/2017 đạt 3716 thùng.

Bơm diesel vào vùng cận đáy giếng đã giúp giảm hàm lượng nước và gia tăng lưu lượng dầu. Điều này chứng tỏ tác động tích cực của diesel vào vùng nón nước trong vỉa và làm thay đổi độ thấm hiệu dụng của dầu tại các giếng có hàm lượng nước cao. Hiệu quả của giải pháp được chứng minh bởi mô hình mô phỏng khai thác với mức độ hiệu chỉnh đường cong thấm pha và tính dính ướt (thông qua áp suất mao dẫn) cho vùng vỉa có ảnh hưởng của nón nước. Số liệu mô phỏng cho thấy nón nước có thể được xử lý tốt hơn khi lượng diesel điền đầy vào thể tích nón nước và lưu lượng khai thác dầu (sau khi xử lý) được điều chỉnh phù

hợp với điều kiện vỉa nhằm kéo dài thời gian khai thác hiệu quả. Tuy nhiên cần cân nhắc đến lượng diesel bơm vào để tối ưu hiệu quả kinh tế cho giải pháp.



Hình 7. Lưu lượng khai thác các giếng có bơm ép diesel

6. Kết luận

Giàn đầu giếng WHPDD tại bể Cửu Long là tổ hợp thiết bị khai thác dầu nặng đầu tiên tại thềm lục địa Việt Nam. Đặc tính vỉa chứa và động thái khai thác cho thấy công nghệ khai thác bằng bơm điện chìm rất phù hợp với thân dầu nặng có độ thấm tốt. Tuy nhiên vỉa chứa lại tồn tại vùng nước kề áp ngay bên dưới đã gây nhiều thách thức cho công nghệ vận hành khai thác các giếng.

Hiện tượng hình thành các nón nước vùng lân cận đáy giếng và nước xâm nhập sớm vào giếng, không những hạn chế đến khả năng cho dòng dầu của giếng mà còn gây ra nhiều phức tạp khác trong quá trình khai thác giếng như tạo nhũ, lắng đọng cát, muối vô cơ, v.v.. trong lòng giếng. Bơm ép diesel vào vùng cận đáy giếng đã đẩy lùi nón nước ra xa thân giếng, đồng thời làm tăng bão hòa dầu vùng vỉa lân cận đáy giếng giúp làm giảm lưu lượng nước xâm nhập và làm tăng đáng kể độ thấm hiệu dụng của pha dầu.

Áp dụng bơm thử nghiệm diesel vào các giếng tại giàn WHPDD đã được thực hiện thành công với công tác vận hành đơn giản nhưng lại cho hiệu quả cao, các giếng khai thác đều có điều kiện khai thác tốt hơn nhiều so với trước khi xử lý đáy giếng.

Tài liệu tham khảo

Chapron, "Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formation, Sub critical and Critical Rates", Paper SPE 15377, Presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, NewOrleans, Louisiana, Oct., 5-8, 1986.

Craft,B,Cand Hawkins,M,F: "Applied petroleum Reservoir Engineering", Glewood Cliffs, New Jersey, Practice-Hall, 1959.

Marcelo Danemgerg Marsili, Gabriel G. de Góes Monteiro, Carlos Alberto Pedroso, Salvador J. A. Neto, Almeida Ferreira, Sérgio Rocha, 2015. "Atlanta Field: Developing Heavy and Viscous Oil in a Challenging Enviroment". Presented ad the Offshore Technology Conference, Houston Texas, USA, 4-7 May. OTC-25813-MS.

ABSTRACT

Studying and testing on diesel injection into water - coning zone to reduce water-cut in heavy oil production wells from Middle Miocene reservoir, Cuu Long basin

Nguyen Hai An[1], Tran Anh Quan[1], Nguyen Hoang Duc[1], Nguyen The Vinh[2], Nguyen Van Thinh[2]

[1]PetroVietnam Exploration Production Corporation (PVEP), Vietnam

[2] Faculty of Oil and Gas, Hanoi university of Mining and Geology (HUMG), Vietnam

The producers at the DD Wellhead platform (WHPDD) produced mainly heavy oil from the Middle Miocene in Cuu Long basin, which is produced for the first time in the continental shelf of Vietnam. In fact, the heavy oil production with a high flow rate has appeared the water-coning in near wellbore areas. That made the water breakthrough early and water-cut increased rapidly. For producers which had high water-cut, when the wells are shut-in, gravitational dissociation will occur and gradually create a hight water volume at the well bottom. When the time is long enough, the amount of water affects the near wellbore area. In particular, for water-coning, the water at wellbore connects with the near-area to change the effective permeability of oil and water phases from the reservoir to wells. The pilot test of injecting diesel into heavy oil wells has been applied to 5 wells on the WHPDD with positive results. With the amount of diesel calculated specifically for each well, diesel has been injected into apart of the volume of the water-coning zone at the reservoir and has significantly reduced water-cut comparing before wells shut-in. That has contributed to increasing the flow efficiency of the heavy oil when producing again.

Keywords: Cuu Long Basin; Reservoir engineering; Heavy crude oil.

HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC KHOA HỌC TRÁI ĐẤT
VÀ TÀI NGUYÊN VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG (ERSD 2020)

Đặc điểm hình thành gas hydrate, dự báo gradient địa nhiệt khu vực đông bắc vùng biển Quy Nhơn

Lê Ngọc Ánh[1,*]
Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Gas hydrate phát triển rộng khắp các vùng trên thế giới, chủ yếu dọc theo bờ các biển sâu và đại dương. Chúng phân bố trong lòng đất ở dạng các tích tụ địa tầng, cấu tạo hoặc hỗn hợp. Sự có mặt của gas hydrate mở ra một triển vọng lớn về nguồn năng lượng mới trong tương lai. Giới hạn địa tầng bên dưới của gas hydrate được xác định là mặt phản xạ BSR trên tài liệu địa chấn. Dựa vào điều kiện nhiệt độ và áp suất tồn tại của đới gas hydrate ổn định, mặt phản xạ BSR xác định được tại vùng biển Quy nhơn đã được sử dụng để dự báo geothermal gradient tại khu vực này với giá trị dao động từ 20 - 26 ^{o}C/km.

Từ khóa: Gas hydrate; Quy Nhơn; Gradient địa nhiệt.

1. Giới thiệu

Gas hydrate là các tinh thể băng rắn được thành tạo từ các phân tử nước (mạng giam giữ) và các phần tử khí tự nhiên nhẹ như metan, etan, propan, butan hay cacbon dioxit (phân tử bị giam giữ). Gas Hydrate hình thành khi hội tụ đầy đủ các điều kiện về nhiệt độ, áp suất, độ bão hòa khí, tính chất hóa học của môi trường. Gas Hydrate thành tạo trong các khe rỗng của trầm tích và đóng vai trò như xi măng gắn kết các hạt đá. Khi hàm lượng khí methane vượt quá 75% thành phần của Gas Hydrate thì thường được gọi là Methane Hydrate (Mazzini et al., 2004, Popescu et al., 2006). Hầu hết Gas Hydrate có màu trắng đục, ngoài ra người ta cũng đã tìm thấy ở biển Mexico có màu vàng thậm chí màu đỏ. Còn ở đáy Đại Tây Dương và cao nguyên Black-balama có màu xám xanh da trời. Có lẽ do ảnh hưởng của tạp chất nên màu sắc của gas hydrate tìm thấy ở từng vùng có màu sắc khác nhau (Demirbas, 2010) (Hình 1).



Hình 1. Các mẫu gas hydrate đang cháy (Demirbas, 2010)

Gas Hydrate hình thành ở nhiệt độ thấp, áp suất cao và có nguồn sinh khí đầy đủ; vì vậy trong tự nhiên tồn tại ở 2 kiểu chế độ địa chất cơ bản: vùng Cực, ở dưới các lớp băng và thứ hai là nơi dưới đáy biển, nơi có độ sâu trên 500m. Rìa lục địa Việt Nam có một số khu vực có chế độ địa chất thứ hai, bề dày của các tích tụ Gas Hydrate có thể lên tới hàng trăm mét.

Ở khu vực băng vĩnh cửu (vùng Bắc Cực) luôn tồn tại một lớp băng dày hàng nghìn mét, tạo nên áp suất lớn cùng điều kiện nhiệt độ luôn thấp là nơi thuận lợi để tạo thành gas hydrate. Hơn nữa bản thân lớp băng này cũng là lớp chắn tốt tạo thành bẫy chứa tích tụ khí. Do đó khu vực băng vĩnh cửu có thể chứa hàng nghìn tỉ m^3 khí methane đồng thời cũng là nơi dự trữ khí khổng lồ có thể khai thác sử dụng trong tương lai.

Với gradient áp suất khoảng 1MPa/100m nước, thì ở độ sâu 500m áp suất khoảng 5 MPa, nhiệt độ 7-8 ^{o}C là điều kiện lý thích hợp hình thành gas hydrate (Kvenvolden, 1988).

* *Tác giả liên hệ*
Email: lengocanh@humg.edu.vn

Bài báo này sẽ nêu tổng quan về lịch sử nghiên cứu gas hydrate, quy luật phân bố của gas hydrate trong không giới hạn về không gian và địa tầng cũng như ứng dụng của sự xuất hiện gas hydrate tại vùng biển Quy Nhơn để dự báo gradient địa nhiệt cho khu vực này.

2. Lịch sử nghiên cứu gas hydrate

Những nghiên cứu về Gas Hydrate được bắt đầu vào năm 1778 (bởi Priestly), trong khi đó tính chất hóa học của Gas Hydrate được phát hiện vào năm 1810 bởi Sir Humphrey Davy, ông đã nhận ra tinh thể dạng băng được thành tạo khi dung dịch bão hòa khí được làm lạnh. Bảng 1 chỉ ra các mốc lịch sử quan trọng trong nghiên cứu gas hydate. Gas hydrate ban đầu được nghiên cứu và phát hiện trong phòng thí nghiệm được xem là hiện tượng lạ kỳ vì chúng được hình thành phía ngay phía trên điểm ngưng của nước. Sự tồn tại của gas hydrate tại đáy đại dương được phát hiện đầu tiên dựa vào những quan sát trên tài liệu địa chấn vào những năm 1970 (Tucholke et al., 1977). Các hoạt động tìm kiếm thăm dò gas hydrate được triển khai bởi các nhà hải dương học và địa chất dầu khí trong suốt những thập kỷ qua đã giúp làm sáng tỏ sự phân bố trên diện rộng của khí gas hydrate trên thềm lục địa của thế giới (Gupta, 2004).

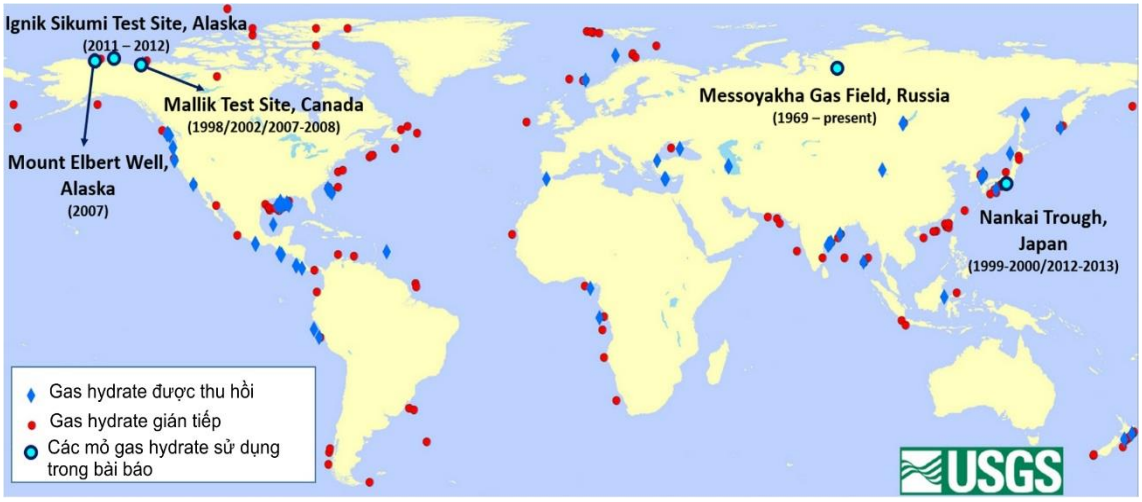
Bảng 1. Lịch sử các phát hiện và nghiên cứu gas hydrate

Năm	Thành tựu
1888	Metan Gas Hydrate được lần đầu tiên phát hiện bởi Villard
1934	Hydrate gây tắc nghẽn các đường ống
1952	Cấu trúc tinh thể I (sI - structure I) được xác minh
1964	Gas Hydrate được tìm thấy ở vùng đóng băng Siberia (Nga)
1970	Các nhà hải dương học khoan qua tích tụ Gas Hydrate
1981	Một tàu khoan ở Guamtemala đã lấy được một mẫu Gas Hydrate
1982	Bắt đầu tìm kiếm có chủ đích các tích tụ Gas Hydrate

3. Quy luật phân bố gas hydrate

Theo dự báo của các nhà khoa học, các tích tụ Hydrate khí phân bố hầu như khắp nơi dọc theo bờ các biển sâu, đại dương (Hình 2). Những nơi Hydrate khí phong phú nhất trên thế giới là Xibiri, các vùng biển Đông Bắc Á, biển Đông, thềm lục địa Nhật Bản (đặc biệt là phía Đông), vùng lục địa phía Bắc Mỹ, Bắc Alasca, Thái Lan,…Trữ lượng của hydrate khí ở Canada được xem là nhiều nhất thế giới, sau đó là Nga, Hoa Kỳ, Ấn Độ, Nhật, Trung Quốc. Tinh thể khí hydrate tích tụ tại biển Đông được đánh giá có chất lượng tốt nhất với hàm lượng khí metan tới 99%.

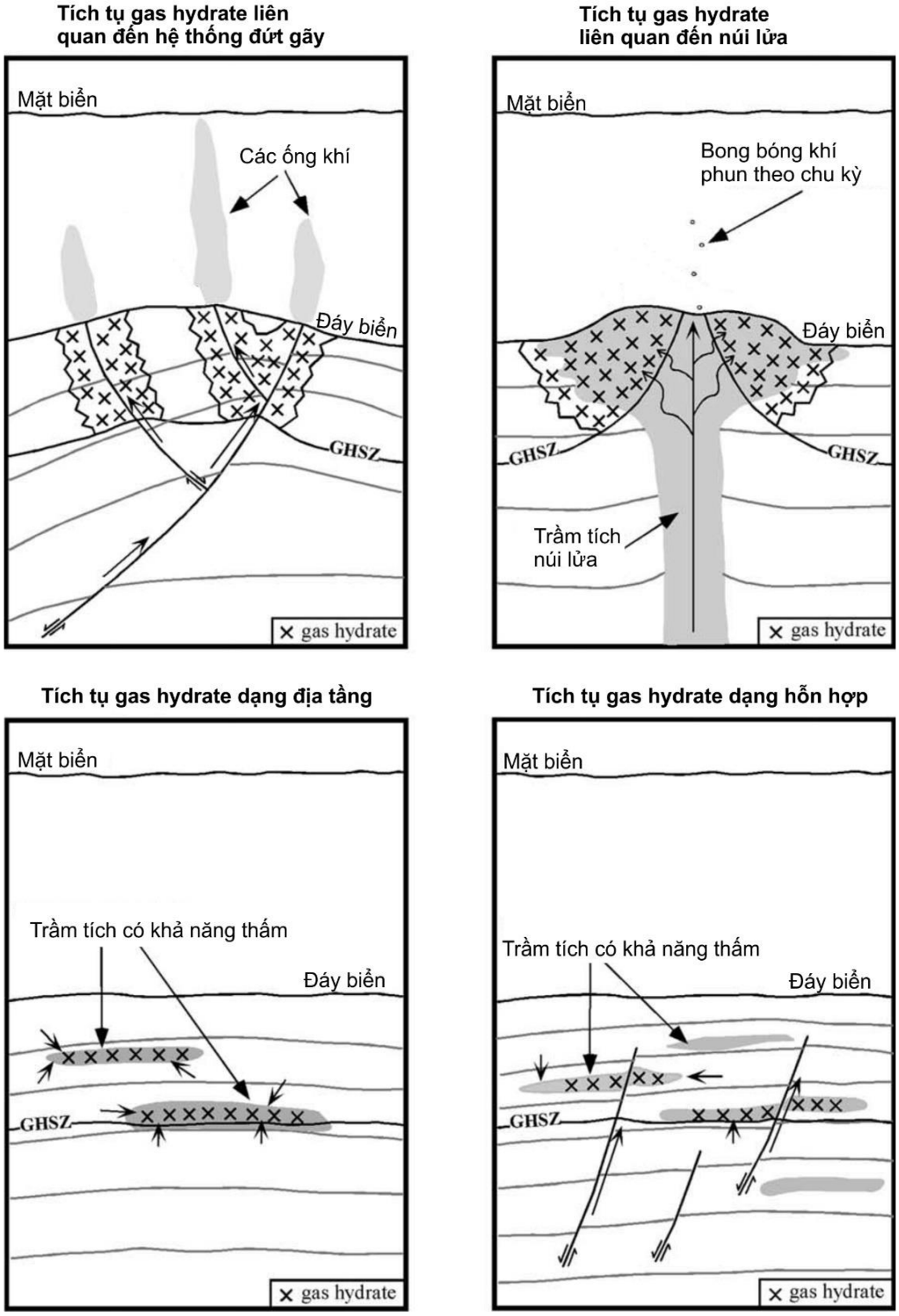
Theo Iu.A Diain và A.L Gusin - Đại học Tổng hợp Novoxibirxk, trữ lượng Hydrocacbon (chủ yếu là Metan) chứa trong Hydrate khí có thể tới $2{,}1.10^{16}\ m^3$, lớn gấp 2 lần trữ lượng nhiên liệu hoá thạch quy đổi có trên hành tinh. Nếu khai thác được thì chỉ 10% lượng khí trên cũng đã gấp 2 lần lượng khí khai thác từ các nguồn truyền thống. Trữ lượng của Hydrate khí ở Canada được xem là nhiều nhất Thế giới, sau đó là Nga, Hoa Kỳ, Ấn Độ, Nhật, Trung Quốc.



Hình 2. Bản đồ phân bố gas hydrate trên thế giới (dựa theo tài liệu của US Geological Survey _ USGS), cập nhật đến năm 2013 (Chong et al., 2016)

4. Các dạng tích tụ gas hydrate

Có 3 dạng tích tụ gas hydrate được phân loại dựa vào đường dẫn chất lưu và mức độ tập chung của gas hydrate trong đới gas hydrate ổn định (GHSZ) (Hình 3). Các tích tụ cấu tạo tồn tại khi hệ thống đứt gãy, núi lửa và các cấu trúc địa chất khác tạo đường dẫn cho chất lưu dịch chuyển từ dưới đi lên tiến vào đới GHSZ. Đối với các tích tụ dạng địa tầng, các tinh thể gas hydrate thường được hình thành do khí sinh học tạo ra tại chỗ hoặc được dịch chuyển đến với tốc độ chậm từ các nguồn dưới sâu. Tích tụ dạng hỗn hợp là sự kết hợp của cả dạng cấu tạo và địa tầng.



Hình 3. Tích tụ gas hydrate dạng cấu tạo, địa tầng và hỗn hợp (Milkov and Sassen, 2002)

5. Dự báo gradient địa nhiệt tại vùng biển Đông Bắc Quy Nhơn

5.1. Phương pháp nghiên cứu

Một trong những dấu hiệu để nhận biết sự tồn tại của gas hydrate là mặt phản xạ mô phỏng đáy biển (BSR). Mặt này được xem là đáy của đới gas hydrate ổn định. Dickens and Quinby - Hunt (1994) đã xây dựng công thức thực nghiệm để xác định nhiệt độ tại đáy của đới GHSZ hay chính là nhiệt độ tại mặt phản xạ BSR trên tài liệu địa chấn.

$\frac{1}{T} = 3{,}75 \cdot 10^{-3} - 2{,}83 \cdot 10^{-4} \cdot (\log P)$ (1)

Trong đó:

T: Nhiệt độ tại mặt phản xạ BSR (°K)

P: Áp suất tại mặt phản xạ BSR (MPa)

Để xác định được áp suất tại mặt phản xạ BSR, các bước làm cụ thể như sau:

- Sử dụng tài liệu địa chấn 2D, xác định thời gian truyền sóng (TWT, ms) tới BSR và vị trí tương ứng tại đáy biển.
- Sau đó thời gian truyền sóng được chuyển đổi sang độ sâu (Z, mét).
- Từ độ sâu đáy biển (Z_SF, mét), dựa trên đồ thị Hình 4 xác định nhiệt độ đáy biển (T_SF, °C).
- Từ độ sâu mặt BSR (Z_BSR, mét), tính áp suất thủy tĩnh tại đó (P_BSR, MPa) theo công thức sau:

$P = \rho_{sea\ water} \cdot g \cdot Z \cdot 10^{-6}$ (2)

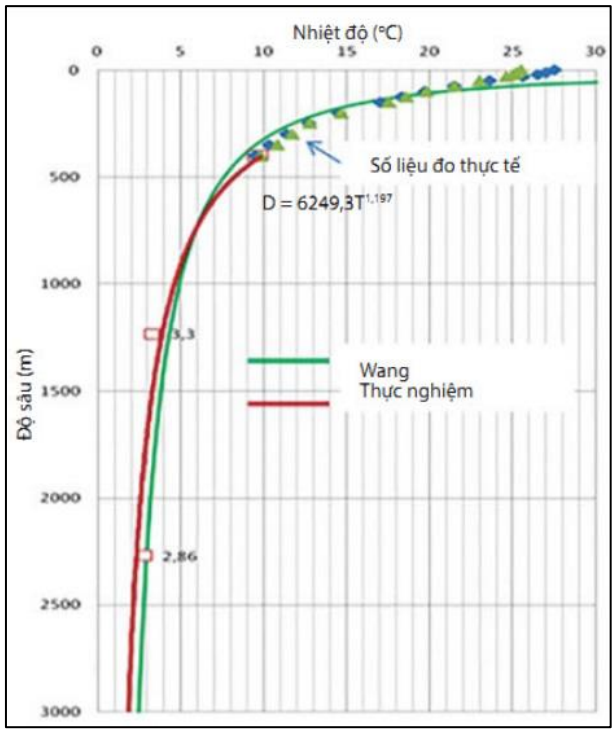
Trong đó:

P: Áp suất thủy tĩnh, đơn vị là Mpa

$\rho_{sea\ water}$: mật độ của nước biển, giá trị trung bình khoảng 1025 kg/m^3

g: Gia tốc trọng trường, giá trị trung bình giá trị trung bình 9.8 m/s^2

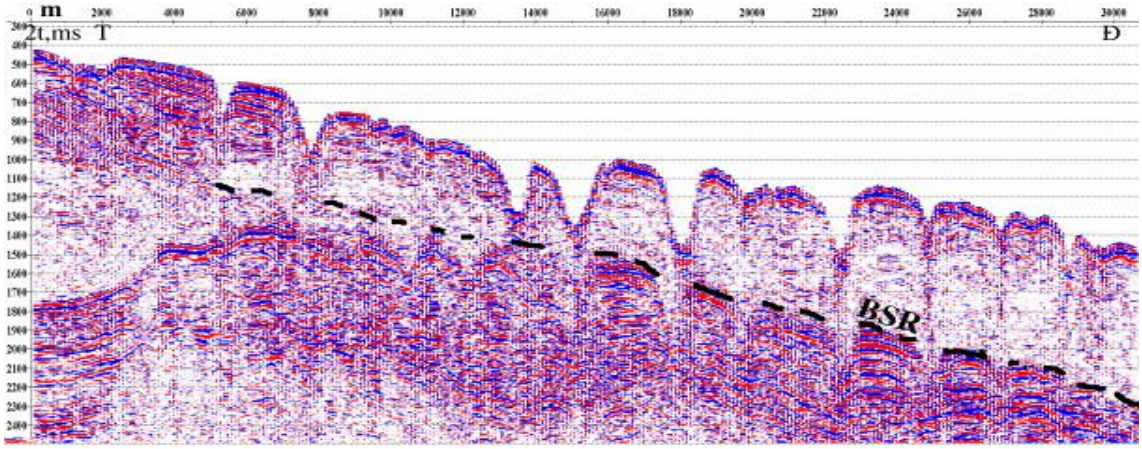
Z: chiều cao cột nước biển, đơn vị là mét.



Hình 4. Đường cong nhiệt độ nước biển Đông theo độ sâu từ số liệu thực tế và công thức của Wang (Cường et al., 2014)

5.2. Kết quả nghiên cứu

Ở đây, tác giả sử dụng kết quả minh giải địa chấn 2D của Nguyễn biểu (2011). Kết quả tính toán được biểu diễn trong Bảng 2. Kết quả tính toán cho ra Gradient địa nhiệt của đới Gas Hydrate tại vùng sườn lục địa Đông Nam Quy Nhơn vào khoảng trên 20 - 26°C/km.



Hình 5. Mặt cắt địa chấn qua đới thoát khí phức tạp hình đẳng thước phát triển trên hệ đứt gãy á kinh tuyến trong khoảng 109º30 vùng biển Đ-B Quy Nhơn (Biểu, 2011).

Bảng 2. Kết quả tính toán giá trị gradient địa nhiệt khu vực ĐB vùng biển Quy Nhơn

Mẫu	TWT_SF (ms)	TWT_BSR (ms)	Z_SF (m)	T_SF (độ C)	H_ BSR (ms)	H_BSR (m)	Z_BSR (m)	P_BSR (MPa)	1/T (1/K)	T (độ C)	Gradient (độ C/m)
1	760	1230	570	6.8	470	423	993	9.99707	0.003467	15.431	0.020404
2	810	1320	607.5	6.5	510	459	1066.5	10.73703	0.0034583	16.163	0.021052
3	950	1400	712.5	6	450	405	1117.5	11.25048	0.0034525	16.644	0.026281
4	1050	1690	787.5	5.7	640	576	1363.5	13.72709	0.0034281	18.710	0.022586
5	1130	1780	847.5	5.4	650	585	1432.5	14.42175	0.003422	19.227	0.023636
6	1220	2000	915	5.2	780	702	1617	16.27921	0.0034071	20.504	0.021801
7	1300	2110	975	4.9	810	729	1704	17.15509	0.0034007	21.060	0.022167
8	1450	2200	1087.5	4.5	750	675	1762.5	17.74404	0.0033965	21.419	0.025065

(Ghi chú: SF: Seafloor)

6. Kết luận

Gas hydrate đã được nghiên cứu từ rất lâu từ những năm 1888 nhưng mãi đến gần 100 năm sau cùng với sự phát triển của địa chấn phân giải cao, gas hydrate bắt đầu được đưa vào tìm kiếm có chủ đích. Đến nay, gas hydrate được khoanh định hầu như khắp nơi dọc theo bờ các biển sâu, đại dương. Trữ lượng hydrocacbon (chủ yếu là metan) chứa trong hydrate khí có thể tới $2{,}1.10^{16}$ m^3, lớn gấp 2 lần trữ lượng nhiên liệu hoá thạch quy đổi có trên hành tinh. Gas hydrate được phân bố trong các tích tụ dạng cấu tạo, địa tầng hoặc hỗn hợp. Điều kiện tồn tại của gas hydrate là nhiệt độ thấp và áp suất cao. Dựa vào dấu hiệu gián tiếp là mặt phản xạ BSR tại khu vực Quy nhơn, gradient địa nhiệt được tính toán và dự báo cho khu vực này có giá trị dao động từ 20 - 26 ºC/km.

Tài liệu tham khảo

Biểu, N. 2011. Khoanh vùng triển vọng khí Hydrat (GH) ở sườn lục địa Tây và Tây Nam Biển Đông, Việt Nam. *Tàu địa chấn biển Bình Minh 2 của Việt Nam*.

Chong, Z. R., Yang, S. H. B., Babu, P., Linga, P. & Li, X.-S. 2016. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied energy*, 162**,** 1633-1652.

Cường, T. X., Hung, N. M., Son, N. H. & Minh, T. Q. 2014. Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí hydrate để xác định các dấu hiệu, tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam. *Viện Dầu khí Việt Nam*.

Demirbas, A. 2010. Natural gas. *Methane Gas Hydrate***,** 57-76.

Dickens, G. R. & Quinby‐Hunt, M. S. 1994. Methane hydrate stability in seawater. *Geophysical Research Letters*, 21**,** 2115-2118.

Gupta, A. K. 2004. Marine gas hydrates: their economic and environmental importance. *CURRENT SCIENCE-BANGALORE-*, 86**,** 1198-1199.

Kvenvolden, K. A. 1988. Methane hydrate—a major reservoir of carbon in the shallow geosphere? *Chemical geology*, 71**,** 41-51.

Mazzini, A., Ivanov, M., Parnell, J., Stadnitskaia, A., Cronin, B., Poludetkina, E., Mazurenko, L. & Van Weering, T. 2004. Methane-related authigenic carbonates from the Black Sea: geochemical characterisation and relation to seeping fluids. *Marine Geology*, 212**,** 153-181.

Milkov, A. V. & Sassen, R. 2002. Economic geology of offshore gas hydrate accumulations and provinces. *Marine and Petroleum geology*, 19**,** 1-11.

Popescu, I., De Batist, M., Lericolais, G., Nouzé, H., Poort, J., Panin, N., Versteeg, W. & Gillet, H. 2006. Multiple bottom-simulating reflections in the Black Sea: potential proxies of past climate conditions. *Marine Geology*, 227**,** 163-176.

Tucholke, B. E., Bryan, G. M. & Ewing, J. I. 1977. Gas-hydrate horizons detected in seismic-profiler data from the western North Atlantic. *AAPG bulletin*, 61**,** 698-707.

Chopra and Marfurt 2007, Seismic Attributes For Prospect Identification And Reservoir Characterization

Kohonen, T. (1982). Self-organized formation of topologically correct feature maps. Biological Cybernetics, 43:59-69 Publisher: Society of Exploration Geophysicists

Roksandić M., 2006, Seismic facies analysis concepts: Gephysical Processing Vol.26, p. 382-398.

Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Quirein, J., 1997, Multi-attribute Seismic Analysis: The Leading Edge, October, 1997, p1439.

ABSTRACT

The nature of Gas hydrate and estimating geothermal gradient of North-East Quy Nhon sea

Le Ngoc Anh[1]

[1] *Hanoi University of Mining and Geology*

Gas hydrate has been documented worldwide, along the continental shelf and ocean. They occur at different water depth and in different tectonic settings. Gas hydrate accumulation has been classified into three types distinguished based on the mode of fluid migration and gas hydrate concentration. The base of gas hydrate is marked by the Bottom Simulating Reflection (BSR). Based on the occurrence of BSR along the Quy Nhon sea, the geothermal gradient of the area has been estimated at 20 - 26 ^{o}C/km.

Keywords: Gas hydrate; Quy Nhon; Geothermal gradient.

Interpretation of mud diapirs using 2D seismic attributes and Unsupervised Neural Network: A case study of the Song Hong Basin

Le Ngoc Anh[1,*], Ha Quang Man[2]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*
[2] *Petrovietnam Exploration and Production Corporation (PVEP)*

ABSTRACT

Structures associated with mud diapirs have been recognized as being of great significance in hydrocarbon exploration and production. However, its formation mechanism and behaviour of shale have been less understood than salt until the last few decades, as mud diapirs attracted more attention from hydrocarbon exploration and production industry. Our studies demonstrate that the occurrence of mud diapirs in the Song Hong Basin associated with major petroleum fields within the basin, which have a significant impact on all the aspects of petroleum systems. detail interpretation of the 2D muntichannel seismic data in the central part of the Song Hong Basin allowed us to identify 4 diapir structures. These mud diapir confined to several lithology units, which have been resulted from a typical tectonic and geological period, reflecting critical overpressuring events. The discovery and identification of the occurrence of mud diapirs implied a great potential for prediction of structural traps in the central part of the Red River Basin.

Key words: Mud diapir; Song Hong Basin; Petroleum system; K-mean; SOM.

1. Introduction

Mud volcanism and diapirism have been recorded to be present in many places within the solid Earth. They have mainly been produced in compressional tectonic setting (Kopf 2002). A mud diapir is an intrusive structure characterized by a slowly upward migrating mass of clay-rich sediment and fluid discharge (Kopf 2002), whereas a mud volcano usually occurs above the diapir, as a result of fluid migration directly along the body of the mud diapir or through faults (fractures) connected to the mud diapirs (Kopf 2002, Milkov 2005). Therefore, mud volcanoes represent the last manifestation of diapirism (Kopf, 2002). Thus, all mud volcanoes are diapirs but not vice versa (Soto, Fernández-Ibáñez et al. 2012).

Mud diapirs have been linked to both extensional and compressional stress regimes. The diapirsm is triggered by overpressure in sedimentary layers due to the rapid sedimentation and gas generation (Milkov 2000, Dimitrov 2002, Talukder, Comas et al. 2003); Tectonic processes are considered to be the main driving forces for the development of the mud diapirism (Milkov 2000, Talukder, Bialas et al. 2007).

The Song Hong Basin is the one of largest Tertiary sedimentary basins situated in continental margin of the East Sea. Its formation is often considered to be linked with the timing and motion of the Ailao Shan-Red River Strike-slip Fault Zone and transtensional break-up of the pre-Cenozoic basement along the East Sea during the Cenozoic. (Rangin et al., 1995; Sun et al., 2004; Clift and Sun, 2006; Hoang et al. 2009; Zhu et al., 2009). Previous studies based on 2D and 3D muntichannel seismic data have documented the occurrence of many submarine mud volcanoes, gas seeps and mud diapirs within the Song Hong Basin (Fig. 1). Although these mud diapirs are of importance for formation of structural traps, its formation timing and mechanism are still opened to uncertainty.

In this study, the authors will focus on characterization of mud diapir-like structures by detail seismic facies analysis and re-interpretation of 2D seismic lines cutting across the central Song Hong Basin. We will further establish the geodynamic conditions in order to explain how the mud diapirs have been produced in this area.

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: lengocanh@humg.edu.vn

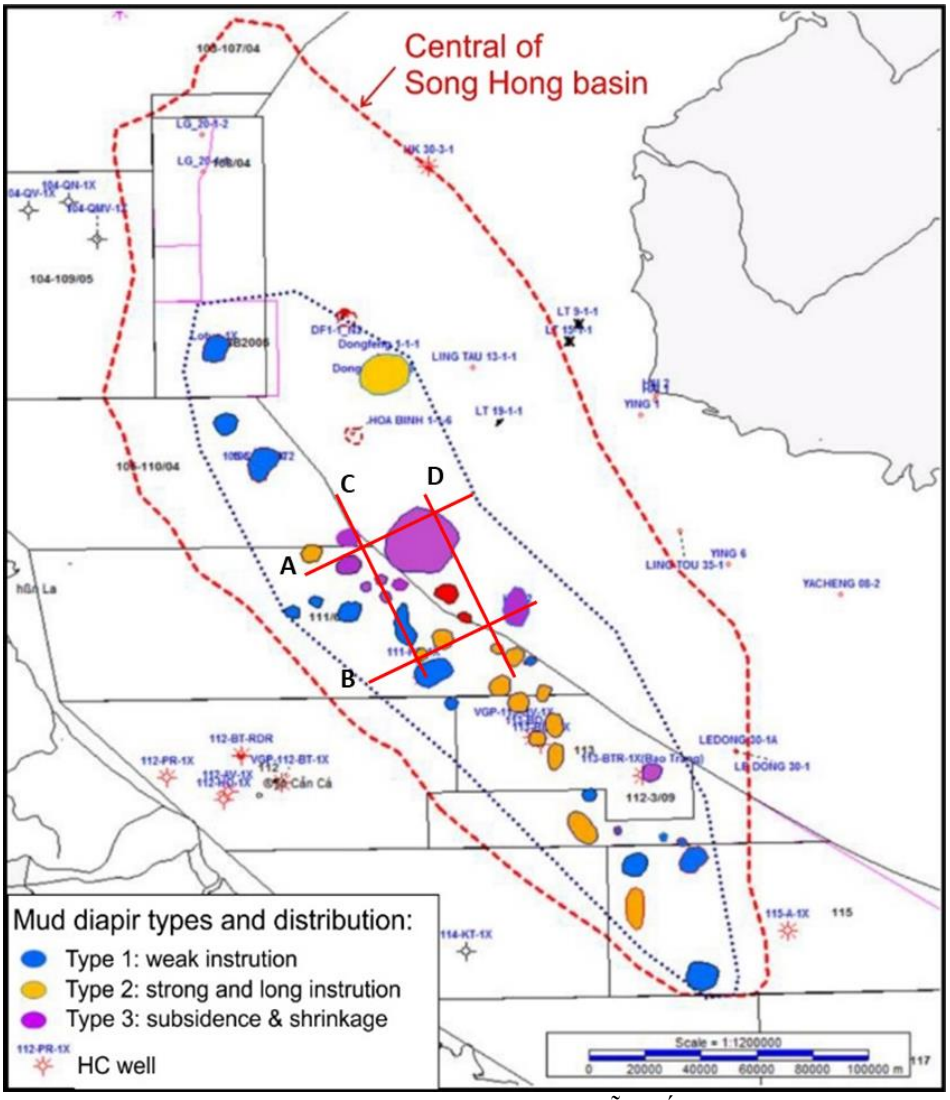


Figure 1. Mud diapir distribution in Song Hong basin (Nguyễn Tiến Thịnh 2017) and location of seismic line B used in this paper.

2. Methodolgy

2.1. Seismic facies and attribute analysis

Seismic attributes can be conveniently defined as the quantities that are measured, computed or implied from the seismic data. From the time of their introduction in the early 1970s, seismic attributes have gone along the way and they became an aid for geoscientists for reservoir characterization and also as a tool for quality control (Chopra and Marfurt 2007).

Seismic facies analysis is an useful tool for reservoir characterization. A seismic facies unit can be defined as a sedimentary unit which is different from adjacent units in its seismic characteristics. Parameters that should be taken into consideration in the seismic facies analysis are as follows: reflection amplitude, dominant reflection frequency, reflection polarity, interval velocity, reflection continuity, reflection configuration, abundance of reflections, geometry of seismic facies unit, and relationship with other units (Roksandić, 2006). Interpretation of seismic facies data may be either direct or indirect. The purpose of the direct interpretation is to find out geological causes responsible for the seismic signature of a seismic facies unit. So, the direct interpretation may be aimed at predicting lithology, fluid content, porosity, relative age, overpressure shales, type of stratification,… Generally, frequency attributes relate to bed thickness, wave scattering, and absorption. Time attributes relate to structure and amplitude attributes relate to stratigraphy.

2.2. Seismic facies Classification

Understanding different attributes that can be used as tools in interpretation, it is useful to understand the classification of different attributes at this stage. The more seismic attributes available, the more

confusion geoscientists may have in selecting the appropriate ones. Improved documentation and a greater understanding of the underlying rock physics that give rise to an anomaly, the role that seismic processing plays in enhancing or destroying attribute anomalies, and the value of seismic attributes in the absence of good well control are areas where assistance is needed (Russell et al. 1997). Guidance should be available to the interpreter to help with the choice of the seismic attributes that will provide the greatest insight into the current problem under investigation. The one way to classify seismic attributes is based on their characteristics and hence geometrical and physical. Seismic facies analysis techniques combine classification algorithms and seismic attributes to generate a map that describes main reservoir heterogeneities. However, most of the current classification algorithms only view the seismic attributes as isolated data regardless of their spatial locations, and the resulting map is generally sensitive to noise.
The geometry of the diapir bodies also corresponding to the seismic facies unit and its geological setting will be interpreted by unsupervised method of classifying seismic facies using K-mean clustering and Self Organizing Maps (SOM) methods.

- *Self-Organizing Mapping:* Neural Network is a type of Artificial Neural Network that is trained using unsupervised learning to produce a low-dimensional (typically 2D), discretized representation of the input space of the training samples, called a map. This is therefore a method to reduce dimensionality. Self-organizing maps differ from other artificial neural networks in that they apply competitive learning and use a neighbourhood function to preserve the topological properties of the input space (Kohonen, 1982). Applying this method we can generate a seismic facies map or volume from single or multiple seismic attributes.
- *K-means clustering:* is a type of unsupervised learning, originally used in signal processing, and popular for cluster analysis in data mining. k-means clustering aims to partition n observations into k clusters, in which each observation belongs to the cluster with the nearest mean, and serves as a prototype of the cluster. Data points are clustered based on feature similarity. This method can help us for clustering electrofacies and seismic facies volumes in a reservoir properties analysis and modeling workflow.

3. Results and Discussions

In this case study, we tested one high quality seismic sections, which have been subjected to auto detecting geobodies of diapirs. We used both of K-means and SOM methods for seismic facies classification. The seismic section will be testing, exploring architectures from 3 to 6 clusters corresponding to seismic facies.

After testing with several 2D seismic attributes, we decided to use 4 seismic attributes that demonstrate good correspondence to geometry of the diapir such as Instantaneous Frequency, Envelop, RMS, Chaos and Amplitude (raw data) input to K-mean and SOM for seismic facies classification (Fig.2).

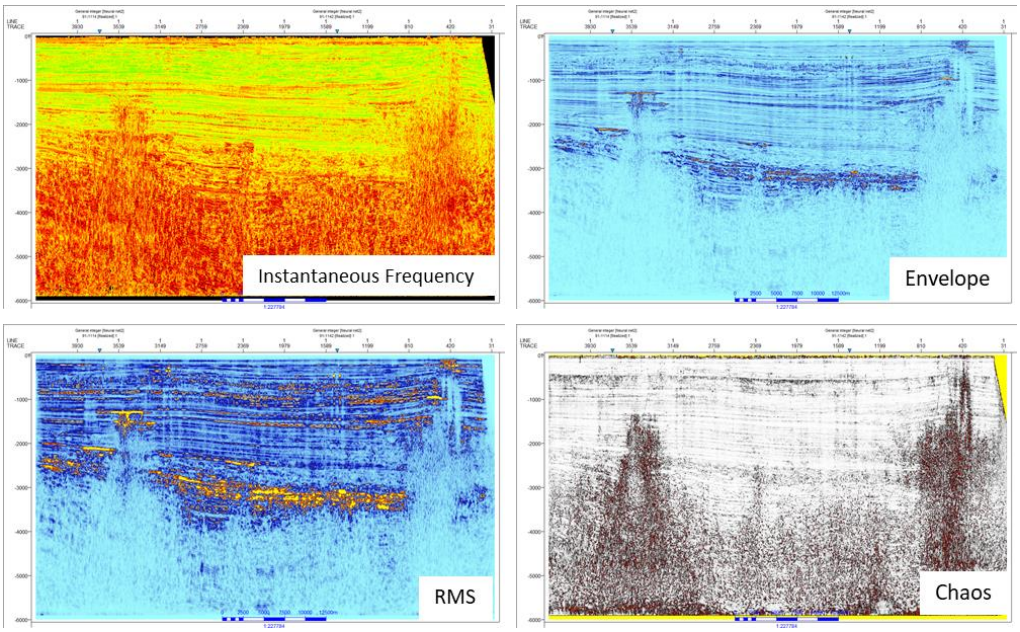


Figure 2. The four attribuites engerated from 2D seismic section

Recognizing the geobodies of diapirs, in this study both K-mean and SOM methods were used to subdivide 4 attributes of 2D seismic data into several facies. In order to improve the results, 3 to 6 classes of facies have been tested for each method, the results are presented in the Fig. 3 for K-mean and Fig. 4 for SOM method.

Oncer comparing the results of K-mean and SOM classification, we realized that the clusters outcome are not so much difference but the 6 Facies_SOM look like more accurate and hence good correspondence to geometry of the diapir (Fig.4). Fig. 5 shows the final result of the mud diapir geobodies in the study area.

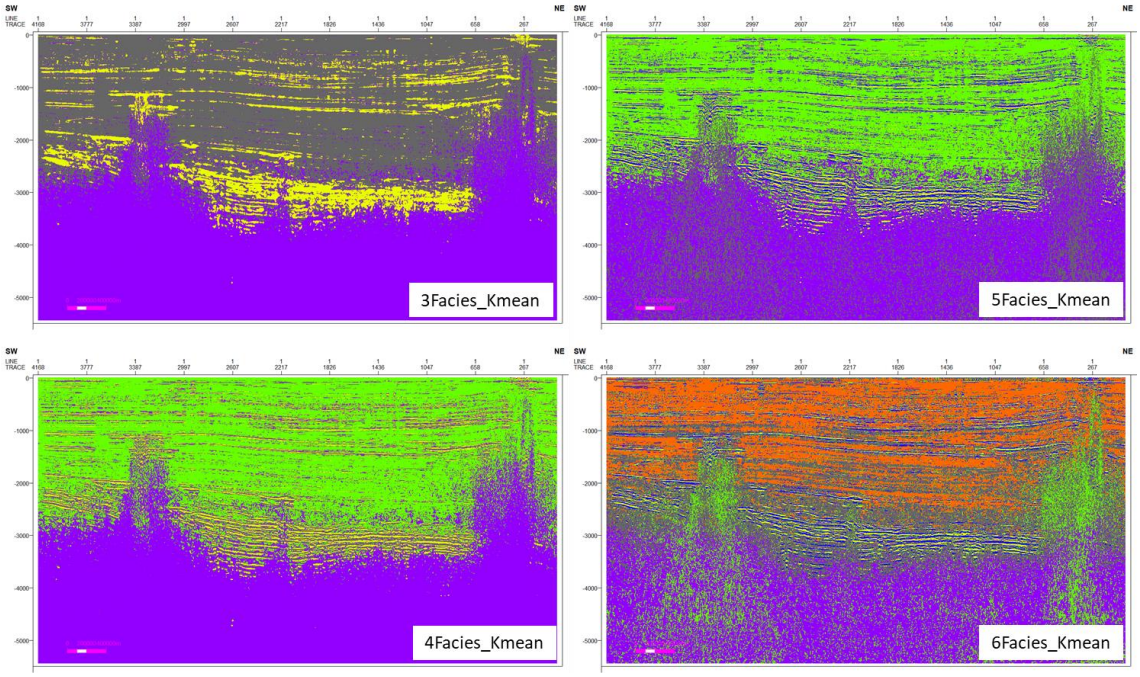


Figure 3. The results of seismic facies classification using K-mean method

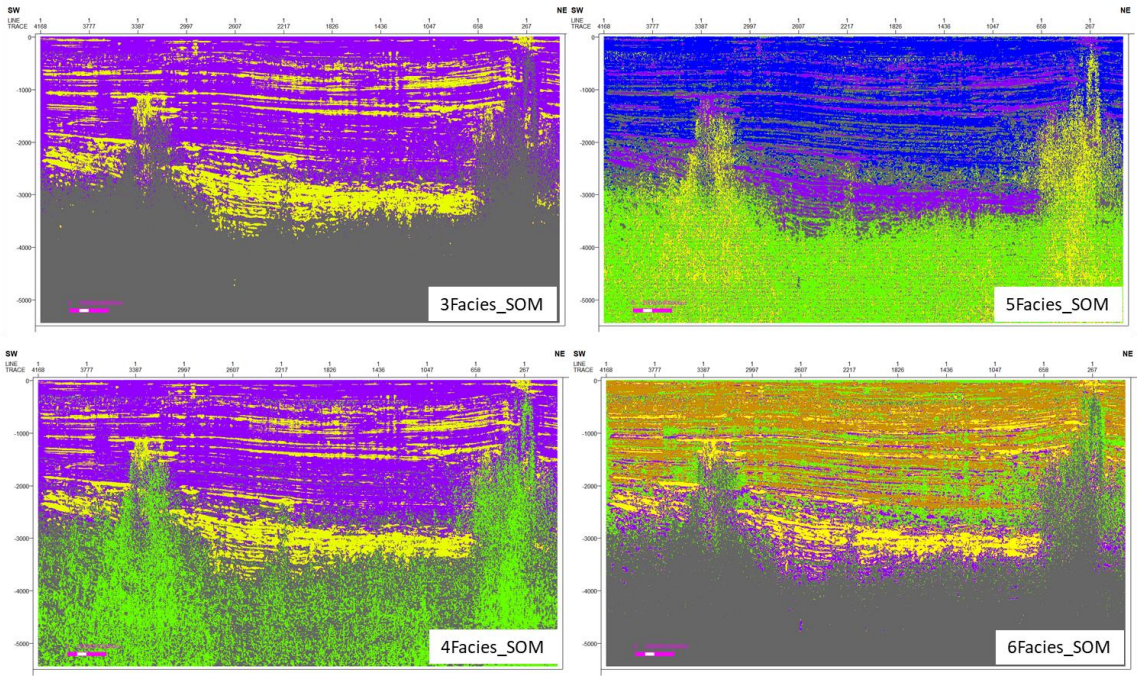


Figure 4. The results of seismic facies classification using SOM method

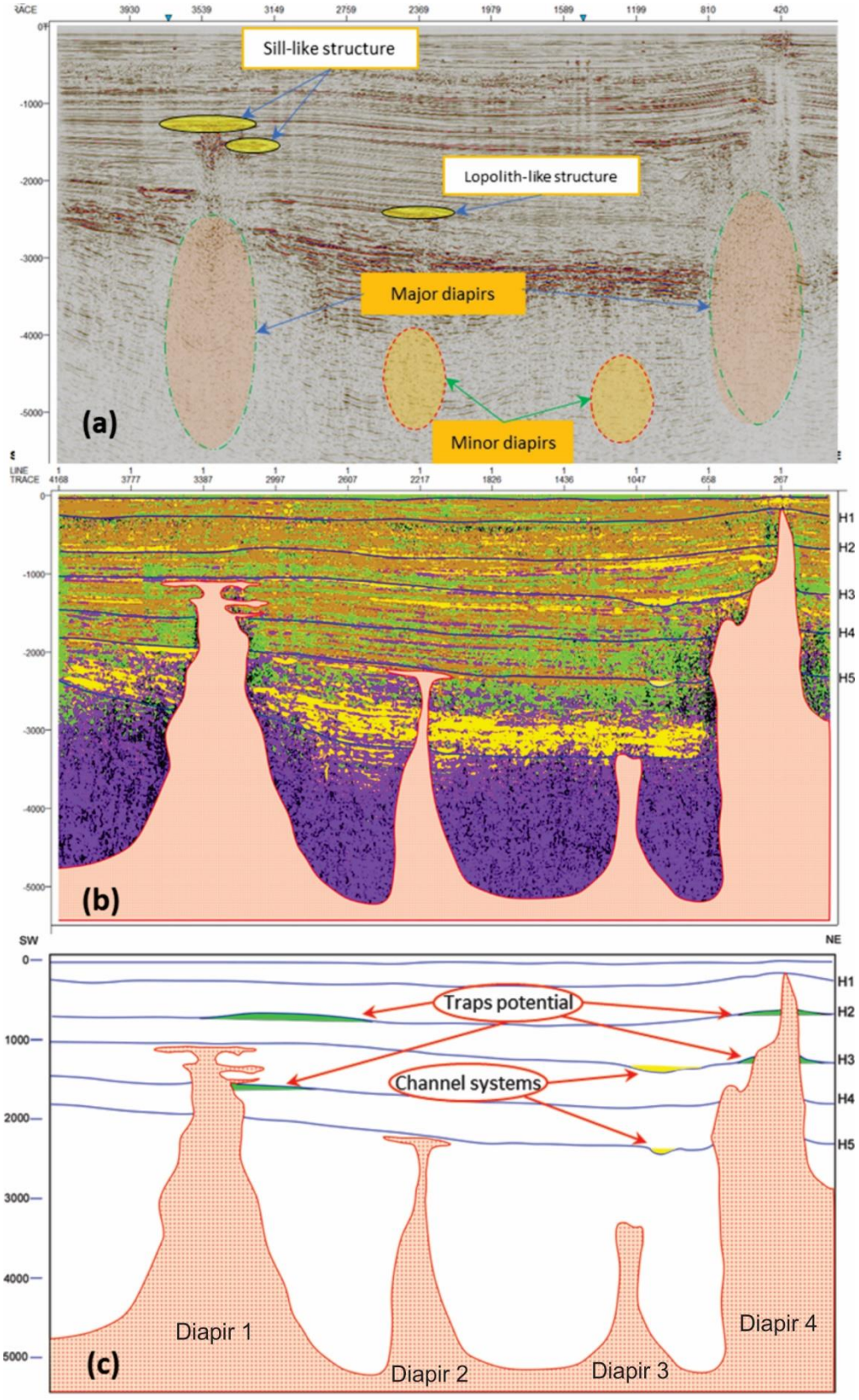


Figure 5. The diapir geobodies using SOM method
a) Raw Amplitude section shows not clearly facies and features of geologial setting
b) The diapir geobodies interpretaion base on the 6 facies classification using SOM method
c) The geological section shows some traps protential in the study area

Figure 5 shows 4 mud diapirs, which are characterized by chaotic seismic reflections, terminated at different stratigrphic level, making sediment layers on both side of the diapirs folded. The morphology relationships between diapirs and host strata indicate that while some diapirs (diapir 2 & 3) became inactive and are sealed by the H5 reflector, others continued their upward migration vertically, piercing the upper sequences. The sedimentary sequence were folded towards the diapir 4, probably due to the development of collapse structures within the interval of 1 - 2s. As diapirs migrate upward, the overlying sedimentary layers have been folded and/or uplifted. This deformation has triggered a shift of the depocenter from one place to another through time. As the result, the pathway and direction of sediment transport may have been redirected. Especially, some sandy layers (often considered good reservoir rock) have likely been folded and/or uplifted to form local anticlininal structures, which can become potential structural traps in many cases.

4. Conclusions

Mud diapir occurence in the study area has been confirmed its existance in the central of the Song Hong Basin. However the image of the diapirs have not been clearly clarified. Using the K-mean and SOM method are useful proxies in order to enhance the boundary of the geobodies, giving quite similar results but the SOM method is likely more accurate and depict the geobodies better. There four diapirs have been clearly imaged on seismic section. While some diapirs stopped rising in the H1 and H3 horizon and developed pluming structures in their tops, others stop in the H5 horizons. Association with this mud diapir is formation of potential structural traps. This interpretation allowed us to identify at least 4 potential structural traps. However, this interpretation should be confirmed by further and more detail seismic data interpretaion, especially using 3D seismic data for mapping thes structures more accurately.

References

Dimitrov, L. I. (2002). "Mud volcanoes—the most important pathway for degassing deeply buried sediments." Earth-Science Reviews 59(1-4): 49-76.

Fyhn, M. B., T. D. Cuong, B. H. Hoang, J. Hovikoski, M. Olivarius, N. Q. Tuan, N. T. Tung, N. T. Huyen, T. X. Cuong and H. P. Nytoft (2018). "Linking Paleogene Rifting and Inversion in the Northern Song Hong and Beibuwan Basins, Vietnam, With Left‐Lateral Motion on the Ailao Shan‐Red River Shear Zone." Tectonics 37(8): 2559-2585.

Kopf, A. J. (2002). "Significance of mud volcanism." Reviews of geophysics 40(2): 2-1-2-52.

Milkov, A. (2000). "Worldwide distribution of submarine mud volcanoes and associated gas hydrates." Marine Geology 167(1-2): 29-42.

Milkov, A. V. (2005). Global distribution of mud volcanoes and their significance in petroleum exploration as a source of methane in the atmosphere and hydrosphere and as a geohazard. Mud Volcanoes, geodynamics and seismicity, Springer: 29-34.

Nguyễn Tiến Thịnh, B. H. H., Nguyễn Thanh Tùng , Nguyễn Thanh Lam, Nguyễn Trọng Tín, Vũ Ngọc Diệp, Nguyễn Quốc Quân (2017). "Đặc điểm địa chất, quá trình thành tạo và vai trò của diaper sét trong khu vực trung tâm bể trầm tích Sông Hồng." Tuyển tập báo cáo hội nghị khoa học "Thách thức của Địa chất dầu khí trong thăm dò và khai thác dầu khí': 19.

Soto, J. I., F. Fernández-Ibáñez and A. R. Talukder (2012). "Recent shale tectonics and basin evolution of the NW Alboran Sea." The Leading Edge 31(7): 768-775.

Talukder, A., M. Comas and J. Soto (2003). "Pliocene to Recent mud diapirism and related mud volcanoes in the Alboran Sea (Western Mediterranean)." Geological Society, London, Special Publications 216(1): 443-459.

Talukder, A. R., J. Bialas, D. Klaeschen, D. Bürk, W. Brückmann, T. Reston and M. Breitzke (2007). "High-resolution, deep tow, multichannel seismic and sidescan sonar survey of the submarine mounds and associated BSR off Nicaragua pacific margin." Marine Geology 241(1-4): 33-43.

Chopra and Marfurt 2007, Seismic Attributes For Prospect Identification And Reservoir Characterization

Kohonen, T. (1982). Self-organized formation of topologically correct feature maps. Biological Cybernetics, 43:59-69 Publisher: Society of Exploration Geophysicists

Roksandić M., 2006, Seismic facies analysis concepts: Gephysical Processing Vol.26, p. 382-398.

Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Quirein, J., 1997, Multi-attribute Seismic Analysis: The Leading Edge, October, 1997, p1439.

TÓM TẮT

Minh giải cấu trúc diapir bùn dựa vào thuộc tính địa chấn 2D và hệ mạng Nơ ron không giám sát: áp dụng cho bể Sông Hồng

Lê Ngọc Ánh[1*], Hà Quang Mẫn[2]
[1]Trường Đại học Mỏ - Địa chất
[2] Tổng công ty tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí

Cấu trúc diapir bùn đã được xác định có vai trò quan trọng trong tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Tuy nhiên, cơ chế hình thành và các đặc trưng của diapir bùn vẫn chưa được nghiên cứu nhiều trong suốt những thập kỷ qua cho đến khi chúng được phát hiện ra có mối liên quan đến tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Trong nghiên cứu này, chủ yếu đề cập đến sự tồn tại của diapir tại khu vực bể trầm tích Sông Hồng và mối liên quan đến hệ thống dầu khí. Chi tiết minh giải địa chấn 2D tại trung tâm bể Sông Hồng đã xác định được sự tồn tại của 4 cấu trúc diapir bùn. Những diapir này xâm nhập và kết thúc tại một vài địa tầng, là kết quả của các thời kỳ kiến tạo và địa chất, phản ảnh từng giai đoạn tới hạn dị thường áp suất cao. Phát hiện và xác định được sự tồn tại của diapir bùn chỉ ra cơ hội lớn cho dự báo phân bố các bẫy cấu tạo tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng.

Từ khóa: Diapir bùn; Bể Sông Hồng; Hệ thống dầu khí; K-mean; SOM.

Nhận diện trầm tích gợn sóng đáy biển sâu trên tài liệu địa chấn 3D

Lê Ngọc Ánh[1,*]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Trầm tích gợn sóng đáy biển sâu là các trầm tích hạt thô hoặc mịn được hình thành do các dòng chảy ngầm đáy biển nơi có độ sâu trên 1000m. Đây là các dòng chảy mang theo vật liệu trầm tích chảy xuống phía dưới sườn dốc hoặc dọc theo sườn dốc và hình thành nên các dạng trầm tích gợn sóng có đặc trưng khác nhau liên quan đến loại hạt trầm tích là thô hay mịn. Trầm tích gợn sóng đáy biển sâu có thể phát hiện trên diện tích 1 - 10 km, với cao độ từ 1 - 10m và bước sóng lên tới vài trăm mét. Tại khu vực nghiên cứu ngoài khơi Tây Phi, dựa trên tài liệu địa chấn 3D bao phủ 1500 Km^2 và mực nước biển từ ~1000 - 2000m, trầm tích gợn sóng đã được phát hiện trong trầm tích Pliocen - Pleistocen tại khu vực sườn dốc, với góc dốc 3,4^o. Các dòng chảy xuống phía dưới sườn dốc theo các khe rãnh tạo nên các vết gợn sóng có bước sóng đều đặn, kích thước là 0,5 - 1km và biên độ điển hình là ~40m trên đáy biển. Dưới chúng là các vết gợn sóng cổ bị chôn vùi có bước sóng tương tự với gợn sóng đáy biển nhưng biên độ nhỏ dần tới khoảng ~20m. Trầm tích gợn sóng hạt thô xuất hiện tại mặt bào mòn của các khe rãnh biển sâu đóng vai trò chuyển tiếp trầm tích, mức độ liên tục bị hạn chế. Do đó khó để trở thành đá chứa dầu khí tốt. Tuy nhiên sự xuất hiện của cấu trúc đặc biệt này nơi đáy biển lại giúp chỉ ra khả năng xuất hiện của các tập cát dày xa hơn phía sâu hơn của bể.

Từ khóa: Trầm tích gợn sóng đáy biển sâu; dòng chảy đáy biển; địa chấn 3D.

1. Đặt vấn đề

Trầm tích gợn sóng đáy biển được nêu ra từ những năm 1980, khi hệ thống sóng âm SeaMARC I lần đầu tiên được sử dụng tại khu vực nước sâu (Piper, Shor và nnk. 1985, Malinverno, Ryan và nnk. 1988). Hình ảnh thu được tiết lộ cấu trúc gợn sóng tại khu vực nước sâu, chúng ban đầu được mang so sánh với trầm tích cuội sỏi lắng đọng do ngập lụt cho thấy có sự tương đồng về chiều dài và chiều cao của các gợn sóng. Gợn sóng có chiều cao từ 1 - 70 m và bước sóng 0.1 - 6 km, xảy ra tại những nơi có góc dốc < 1^o. Chúng có những đặc trưng là kích thước lớn dạng gợn sóng với đỉnh sóng thẳng hoặc uốn nếp, xếp chồng lên nhau và có xu hướng vuông góc với dòng chảy chính. Chiều dài đỉnh sóng có thể lên đến 60 km và gần như vuông góc với hướng dòng chảy. Các gợn sóng có mức độ bất đối xứng khác nhau, dày hơn ở phía hướng lên sườn dốc cho thấy hướng dịch chuyển lên phía trên sườn dốc. Kích thước của sóng giảm dần theo hướng xuống sườn dốc. Trầm tích gợn sóng đáy biển được hình thành do dòng chảy turbidite và đã được miêu tả ở một số môi trường nước sâu, xuất hiện tại các tướng trầm tích vỡ bờ (channel levees), đáy của kênh dẫn (channel floors) và tại rìa các quạt ngầm đáy biển (submarine fans).

Khu vực nghiên cứu nằm ở ngoài khơi Tây Phi, thuộc rìa thụ động, với diện tích nghiên cứu là 1500km^2. Diện tích nghiên cứu được thu nổ địa chấn 3D với độ phân dải cao. Khoảng nghiên cứu nằm trong trầm tích tuổi Pliocen-Pleistocen. Tại khu vực nghiên cứu đã phát hiện tồn tại trầm tích gợn sóng với kích thước lớn, bên trong các hẻm ngầm đáy biển. Sử dụng tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao cho phép nghiên cứu được sự phân bố của trầm tích gợn sóng và đặc trưng của chúng một cách chi tiết, làm sáng tỏ đặc điểm trầm tích khu vực nước sâu Tây Phi, ngoài khơi Cameroon.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Phân loại trầm tích gợn sóng

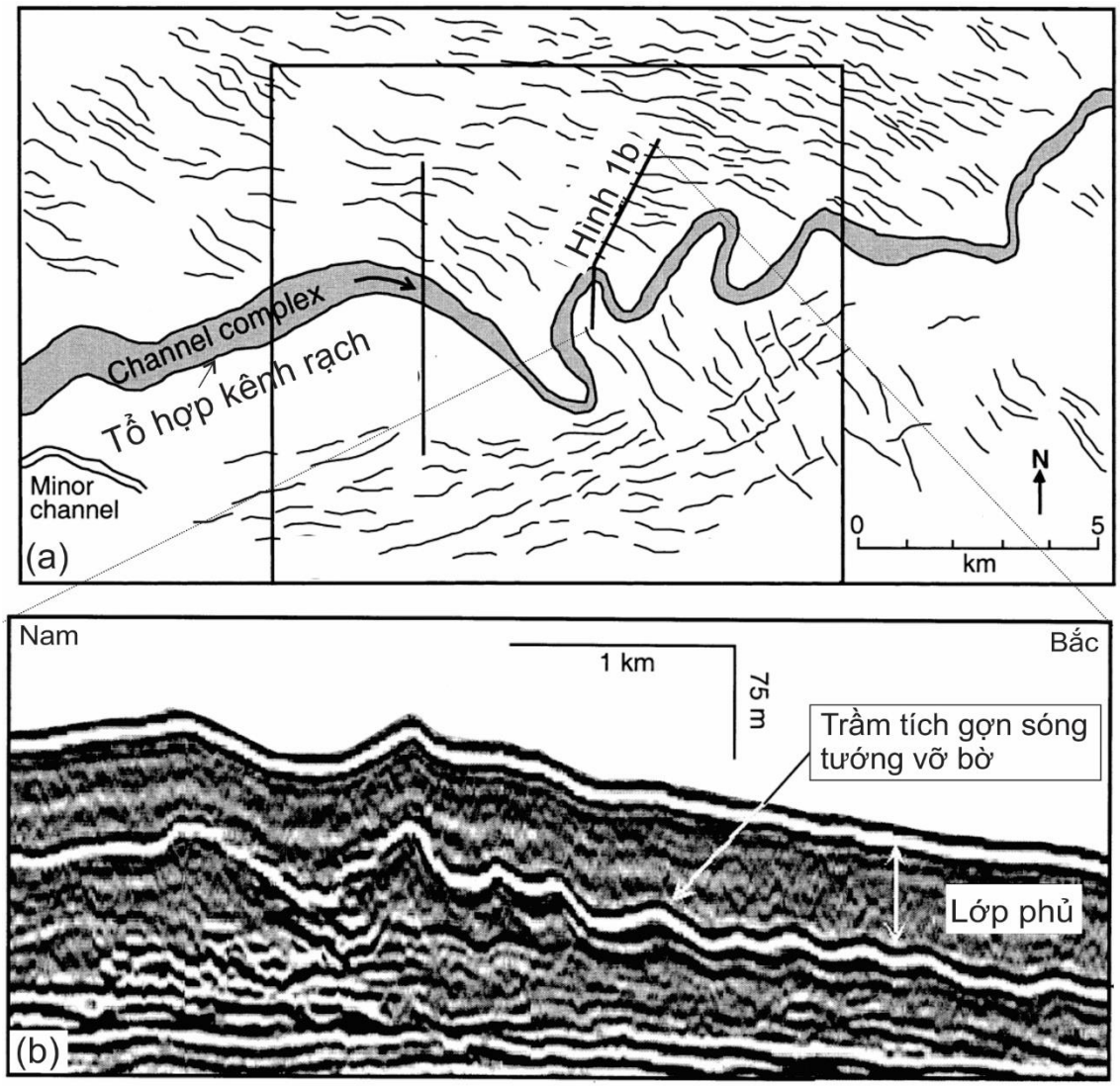
Theo Wynn and Stow (2002), trầm tích gợn sóng tạo bởi dòng chảy turbidite đã được chia làm 2 nhóm dựa trên kích thước hạt, trầm tích gợn sóng hạt mịn và trầm tích gợn sóng hạt thô.

Trầm tích gợn sóng hạt mịn thường được tìm thấy tại khu vực có dòng chảy turbidite chảy tràn, như các gợn sóng của trầm tích vỡ bờ (Hình 1) (Normark, Piper và nnk. 2002). Ngoài ra, trầm tích gợn sóng cổ bị chôn vùi có đặc điểm hạt mịn cũng được tìm thấy dựa trên tài liệu địa chấn tại hệ thống tướng trầm tích tràn bờ tại Makassar Strait (Posamentier, Wisman và nnk. 2000) và khu vực nước sâu của Niger delta

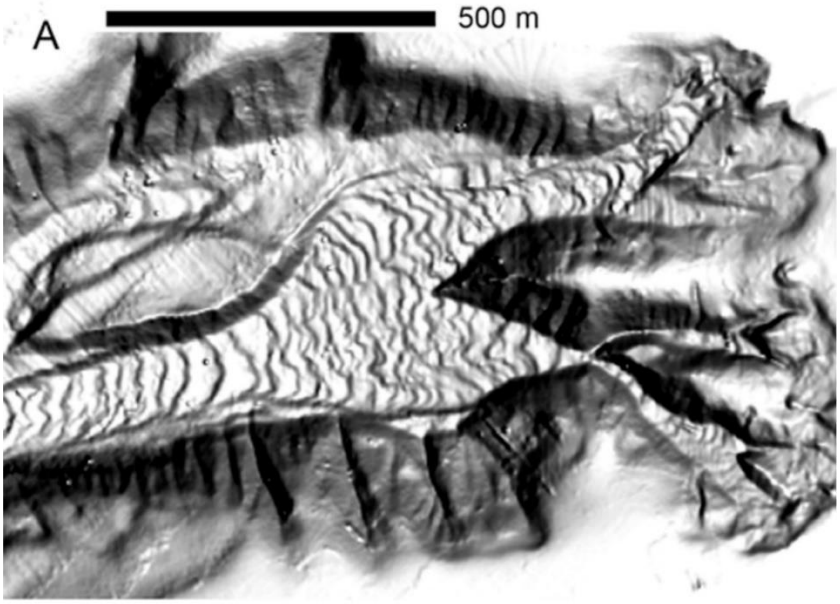
* *Tác giả liên hệ*
Email: lengocanh@humg.edu.vn

(Normark, Piper và nnk. 2002). Chúng có kích thước từ 1 đến 7km dài và 80m cao. Kích thước này chỉ ra sự liên quan độ dốc của sườn dốc và khoảng cách đến nguồn vật liệu (Normark, Piper và nnk. 2002).

Trầm tích gợn sóng hạt thô thường phát triển gần với các hệ thống quạt ngầm đáy biển như giữa các vực ngầm, bên trong kênh dẫn hoặc khoảng chuyển tiếp giữa kênh dẫn và quạt ngầm (Wynn and Stow 2002) (Hình 2). Chúng có kích thước nhỏ hơn trầm tích gợn sóng hạt mịn và xuất hiện ít hơn cũng như trong khoảng thời gian ngắn hơn, liên quan đến một chu kỳ hoạt động của trầm hệ thống turbidite. Với đặc trưng là trầm tích hạt thô, kích thước các gợn sóng lên đến 1 km dài, cao đến 10 m, bao gồm các trầm tích cát hạt hoặc cuội sỏi và có xu hướng dịch chuyển lên phía trên sườn dốc. Trầm tích gợn sóng hạt thô trong các kênh dẫn có xu hướng giảm chiều dài bước sóng theo hướng giảm vận tốc dòng chảy. Điều này cho thấy mối quan hệ giữa vận tốc dòng chảy và kích thước gợn sóng. Gợn sóng thường có có hình dạng không đều do bị tác động bởi từng đợt dòng chảy / hoặc các pha dịch chuyển. Trầm tích dạng này được công bố phát hiện tại nhiều khu vực như vực Monterey (Xu, Wong và nnk. 2008) , vực Var (Piper and Savoye 1993).



Hình 1. (a) Bản đồ phác họa tổ hợp kênh rạch ngoài khơi Indonesia cùng với phân bố của các trầm tích gợn sóng tướng vỡ bờ. (b) Mặt cắt địa chấn minh họa trầm tích gợn sóng tướng vỡ bờ ngoài khơi Indonessia. Chiều cao của gợn sóng giảm theo dần ra xa đỉnh bờ (Normark, Piper và nnk. 2002).

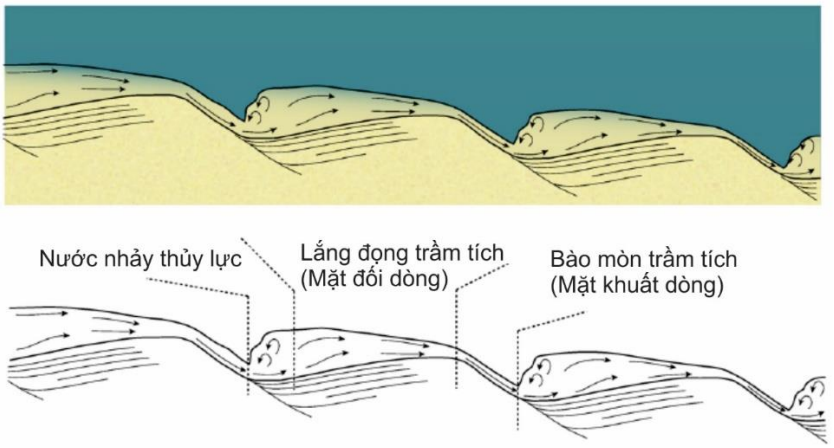


*Hình 2. Trầm tích gợn sóng phát hiện trong vực Monterey, đáy vực có vết gợn sóng do cát kích thước lớn, bước sóng từ vài met đến hàng chục mét được hình thành do dòng chảy ngầm có năng lượng lớn (*Xu, Wong và nnk. 2008*).*

2.2. Cơ chế hình thành trầm tích gợn sóng

Cấu trúc của gợn sóng được hình thành do sự kết hợp giữa tốc độ lắng đọng trầm tích và sự dịch chuyển đỉnh sóng (Cartigny, Postma và nnk. 2011). Giả sử tốc độ lắng đọng trầm tích gia tăng, chu kỳ lắng đọng trầm tích có thể được phân ra: Loại-1) trầm tích ở mặt đối dòng và bào mòn mạnh mẽ ở mặt khuất dòng, Loại-2) lượng trầm tích ở mặt đón dòng bằng với lượng bào mòn ở mặt khuất dòng, Loại-3) cả hai mặt khuất dòng và đón dòng đều lắng đọng trầm tích, trầm tích dày và thô hơn ở mặt đón dòng, mỏng và mịn hơn ở mặt khuất dòng.

Thuật ngữ bước tuần hoàn được đặt ra để mô tả cơ chế hình thành trầm tích gợn sóng, có xu hướng bồi lấp ngược lên sườn dốc. Parker, Ashworth và nnk. (1996) đã mô tả các bước tuần hoàn là một chuỗi các bước lắng đọng trầm tích chậm, ngược lên sườn dốc. Khi dòng chảy bậc xuôi xuống một bậc (chảy qua mặt khuất dòng) sẽ bị giảm mạnh vận tốc bởi hiện tưởng nước nhảy thủy lực trước khi đến với mặt đối dòng (Hình 2). Vận tốc dòng chảy tại mặt đối dòng giảm dẫn đến lắng đọng trầm tích. Tại mặt khuất dòng do vận tốc dòng chảy cao, dẫn đến bào mòn hoặc hạn chế trầm tích xảy ra. Sự mất cân bằng trầm tích giữa hai cạnh của sườn sóng dẫn đến sóng trầm tích có xu hướng dịch chuyển lên phía trên sườn dốc.



Hình 3. Hình vẽ minh họa dòng chảy xuống sườn dốc, mang tính tuần hoàn. Môi trường nước mầu xanh, trầm tích biểu diễn mầu vàng. Dòng chảy turbidite chảy từ trái sang phải. Nước nhảy thủy lực xảy ra tại vị trí trũng sâu nhất, tại chân của mặt khuất dòng. Trên mặt đón dòng vận tốc dòng nhỏ dẫn đến lắng đọng trầm tích. Tại mặt khuất dòng, do vận tốc dòng chảy cao, bào mòn hoặc hạn chế trầm tích xảy ra. Sự không cân bằng giữa lắng đọng trầm tích của hai sườn sóng dẫn đến gợn sóng dịch chuyển lên phía trên sườn dốc kết hợp với tích tụ trầm tích (Cartigny, Postma và nnk. 2011).

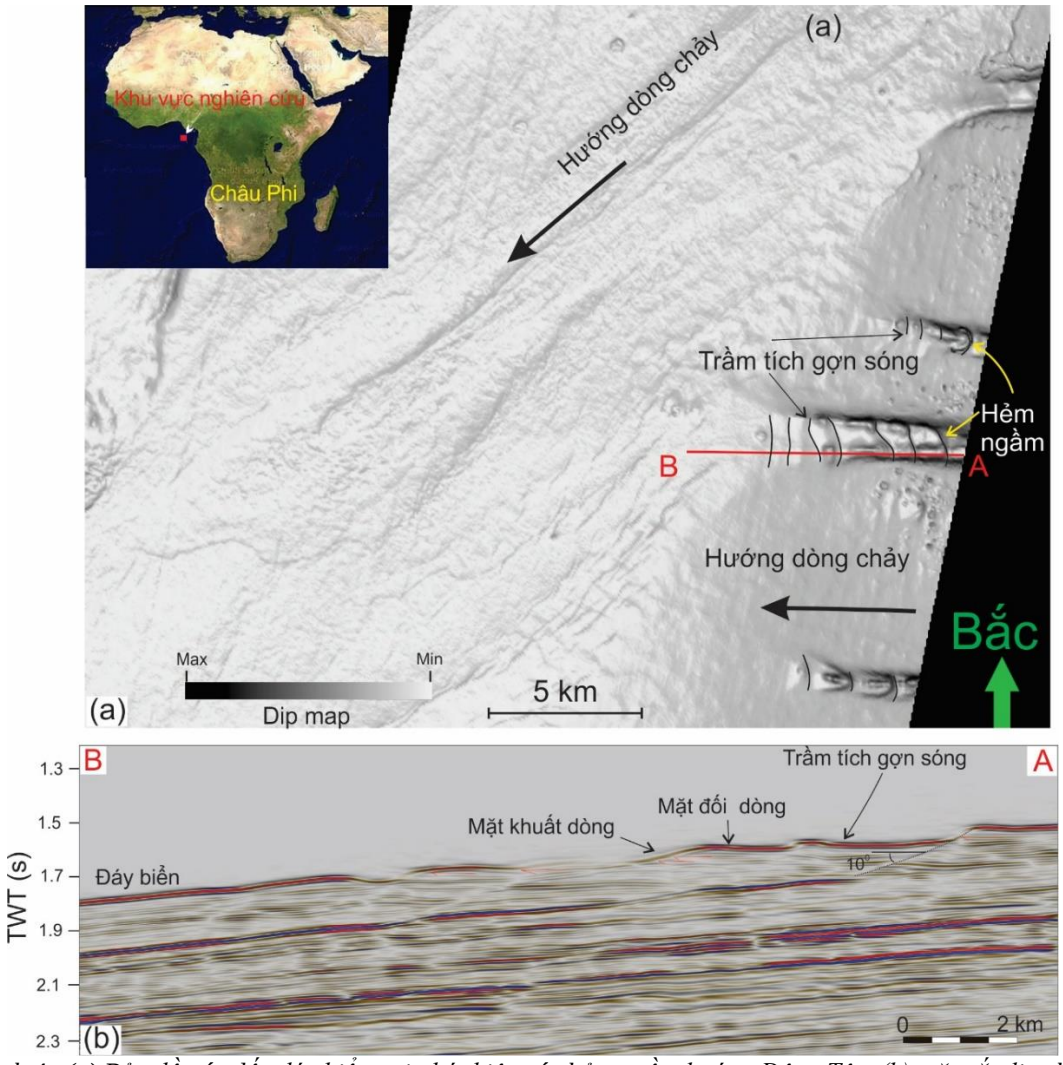
2.3. Phương pháp nghiên cứu

Chủ yếu sử dụng phương pháp minh giải địa chấn để xác định các kết thúc phản xạ, ranh giới trầm tích, bất chỉnh hợp. Sau đó kết hợp với phân tích thuộc tính địa chấn đặc biệt để làm rõ hình thái và cấu trúc của trầm tích gợn sóng trên bản đồ và mặt cắt. Ở đây tác giả sử dụng thuộc tính góc dốc (Dip map) áp dụng cho khối địa chấn 3D phân giải cao ngoài khơi Tây Phi. Thuộc tính góc dốc được xem là phù hợp nhất vì trầm tích gợn sóng có hình dạng uốn nếp nhấp nhô, thay đổi góc dốc liên tục, nên dễ được nhận diện trên thuộc tính góc dốc. Cuối cùng là luận giải kết quả với những đặc trưng gợn sóng đã được nhận diện trên các tài liệu công bố.

3. Kết quả và thảo luận

Nghiên cứu tại khu vực nước sâu trên diện tích 1500 km^2, thềm thụ động ngoài khơi Tây Phi, nơi có mực nước dao động từ 1000 - 1600m đã phát hiện thấy một hệ thống hẻm ngầm phát triển trên sườn dốc (Hình 4). Chúng có hướng Đông Tây, chiều dài khoảng 20 - 30 km, rộng 4 - 7 km và sâu khoảng 120 m.

Tại đáy các hẻm ngầm đáy biển, gợn sóng có biên độ từ 30 - 40m. Bên dưới chúng là các gợn sóng cổ chôn vùi có biên độ giảm dần từ 10 - 20m. Mức độ gợn sóng giảm dần theo hướng xuống sườn dốc. Các dấu hiệu bào mòn cắt cụt được phát hiện cục bộ với kết thúc phản xạ kề áp vào mặt khuất dòng. Ranh giới giữa các gợn sóng có xu hướng nghiêng xuôi xuống sườn dốc một góc 6º - 15º, độ dốc đáy biển là 3º. Trầm tích này phát triển trong Pliocen - Pleistocen và giới hạn bên trong các hẻm ngầm đáy biển. Sự giảm dần biên độ bước sóng trong các hẻm ngầm cho thấy quá trình tạo ra trầm tích này liên quan đến dòng chảy turbidite. Theo quan điểm của Spinewine, Sequeiros và nnk. (2009), gợn sóng tại khu vực nghiên cứu với hình thái bất đối xứng cho thấy dòng chảy có năng lượng thấp.



Hình 4 . (a) Bản đồ góc dốc đáy biển nơi phát hiện các hẻm ngầm hướng Đông Tây, (b) mặt cắt địa chấn dọc theo hẻm ngầm minh họa trầm tích gợn sóng, biên độ sóng giảm dần theo hướng gia tăng độ sâu nước biển.

4. Kết luận

Tại khu vực nghiên cứu, trầm tích gợn với sóng bất đối xứng phát triển trong các hẻm ngầm trên sườn đốc đáy biển hướng Đông Tây, với góc dốc nhỏ ~3,4º. Chúng được hình thành trong môi trường dòng chảy có năng lượng yếu. Gợn sóng có biên độ tương đối lớn ~ 40m và bước sóng từ 0,5 đến 1km. Chiều dài bước sóng và biên độ giảm dần theo hướng gia tăng chiều sâu mực nước biển. Biên độ các gợn sóng bị chôn vùi cũng giảm dần tới khoảng 20m. Trầm tích gợn sóng phát triển trong hệ thống hẻm ngầm đáy biển có chiều dài ~20 - 30km, rộng 4 - 7km và sâu ~120m. Không có phát hiện của trầm tích gợn sóng bên ngoài các hẻm ngầm. Sự xuất hiện của trầm tích gợn sóng này chỉ ra tiềm năm xuất hiện các tập cát dày xa phía nước sâu của bể.

Tài liệu tham khảo

Cartigny, M. J., G. Postma, J. H. van den Berg and D. R. Mastbergen (2011). "A comparative study of sediment waves and cyclic steps based on geometries, internal structures and numerical modeling." Marine Geology 280(1-4): 40-56.

Malinverno, A., W. B. Ryan, G. Auffret and G. Pautot (1988). "Sonar images of the path of recent failure events on the continental margin off Nice, France." Geological Society of America Special Papers 229: 59-76.

Normark, W. R., D. J. Piper, H. Posamentier, C. Pirmez and S. Migeon (2002). "Variability in form and growth of sediment waves on turbidite channel levees." Marine Geology 192(1-3): 23-58.

Parker, G., P. Ashworth, J. Bennett, J. Best and S. McLelland (1996). "Some speculations on the relation between channel morphology and channel-scale flow structures." Coherent flow structures in open channels 423.

Piper, D. J. and B. Savoye (1993). "Processes of late Quaternary turbidity current flow and deposition on the Var deep‐sea fan, north‐west Mediterranean Sea." Sedimentology 40(3): 557-582.

Piper, D. J., A. N. Shor, J. A. Farre, S. O'Connell and R. Jacobi (1985). "Sediment slides and turbidity currents on the Laurentian Fan: Sidescan sonar investigations near the epicenter of the 1929 Grand Banks earthquake." Geology 13(8): 538-541.

Posamentier, H. W., P. S. Wisman and T. Plawman (2000). "Deep Water Depositional Systems²Ultra Deep Makassar Strait, Indonesia."

Spinewine, B., O. E. Sequeiros, M. H. Garcia, R. T. Beaubouef, T. Sun, B. Savoye and G. Parker (2009). "Experiments on wedge-shaped deep sea sedimentary deposits in minibasins and/or on channel levees emplaced by turbidity currents. Part II. Morphodynamic evolution of the wedge and of the associated bedforms." Journal of Sedimentary Research 79(8): 608-628.

Wynn, R. B. and D. A. Stow (2002). "Classification and characterisation of deep-water sediment waves." Marine Geology 192(1-3): 7-22.

Xu, J., F. L. Wong, R. Kvitek, D. P. Smith and C. K. Paull (2008). "Sandwave migration in Monterey submarine canyon, central California." Marine Geology 248(3-4): 193-212.

ABSTRACT

Characteristics of Sediment wave based on 3D seismic data

Le Ngoc Anh[1]

[1] *Hanoi University of Mining and Geology*

Sediment waves are coarse - or fine-grained sediments, generated beneath currents flowing across the seabed where the water depth greater than 1000m. The flows are either downslope-flowing turbidity currents or along slope-flowing bottom currents. Sediment waves are largescale, undulating bedforms with straight, sinuous or curved crests that are aligned roughly perpendicular to the dominant current flow direction. They are observed in over the area of 1 - 10km with the wave crest of 1-10m and wavelength of hundred meters. 3D seismic data has been used to investigate the sediment wave development on the slope of offshore West Africa. The area cover 1500km2 with the water depth 1000 - 2000m. Sediment wave within the Pliocene-Pleistocene age on the 3.4o slope. The wavelength and amplitude vary significantly from the seafloor to subsurface. The regular wavelengths on the seafloor are 0.5 km - 1 km, with a typical amplitude of c. 40 m; wavelengths of the sub-surface undulations are similar to those on the seafloor but show smaller amplitudes, ~20 m. The undulations are observed to decrease in amplitude and wavelength downslope. Coarse-grained sediment waves commonly occur at erosional unconformities in canyons or

channels largely experiencing sediment bypass. As a result, they rarely lead to the formation of signifcant reservoir rock, and lateral continuity is probably poor. However, if recognised in the ancient record in hydrocarbon basins, may be to point to the occurrence of thick sands farther basinward.

Keywords: Sediment waves; Turbidite; 3D seismic.

Nghiên cứu việc nâng cấp bình tách hai pha thành bình tách ba pha trên giàn cố định mỏ Bạch Hổ

Hoàng Anh Dũng[1,*]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Trải qua quá trình hơn 30 năm khai thác dầu khí tại mỏ Bạch Hổ, trữ lượng dầu khí của mỏ đã suy giảm rất nhiều, cùng với sự gia tăng nhanh chóng của hàm lượng nước có trong dòng sản phẩm khai thác (có những giếng tỷ lệ ngập nước đã tới 80%). Tuy nhiên, theo sơ đồ công nghệ trên các giàn cố định thì dòng sản phẩm từ giếng đi lên sẽ được đưa vào bình tách cao áp hai pha để tách bớt pha khí ra còn pha lỏng sẽ đưa vào bình tách ba pha EG để tách tiếp, nhưng hiện nay dòng sản phẩm khai thác từ giếng lên có hàm lượng khí ít và hàm lượng nước lại quá nhiều cho nên vai trò của bình tách cao áp hai pha không còn nhiều tác dụng. Để giải quyết vấn đề cấp bách hiện nay là tách pha nước thì cần phải tiến hành lắp đặt thêm các bình tách 3 pha mà điều này khó khả thi để thực hiện trên các giàn cố định xét cả về yếu tố kỹ thuật - công nghệ và yếu tố kinh tế. Chính vì vậy, giải pháp khả thi cho vấn đề này là cải tiến nâng cấp bình tách 2 pha có sẵn trên giàn thành bình tách 3 pha nhằm tăng cường khả năng tách nước, giảm bớt hàm lượng nước có trong dòng sản phẩm trước khi đưa vào bình tách EG chính của giàn. Chính vì vậy, việc nghiên cứu chuyển đổi bình tách hai pha thành bình tách ba pha trên giàn cố định mỏ Bạch Hổ là hết sức cần thiết và cấp bách nhằm nâng cao hiệu quả của quá trình xử lý dầu tại giàn, tiết kiệm chi phí lắp đặt thiết bị, giảm giá thành khai thác dầu trong giai đoạn hiện nay của mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Giàn khoan cố định; bình tách hai pha; bình tách ba pha.

1. Mục đích chuyển đổi bình tách hai pha thành bình tách ba pha.

Hiện nay, sản lượng khai thác dầu khí của mỏ Bạch Hổ đang trong giai đoạn suy giảm, cùng với sự gia tăng của hàm lượng nước trong dòng sản phẩm khai thác ngày một tăng cao (Nguyễn Vũ Trường Sơn, 2015). Trong hệ thống xử lý sản phẩm khai thác của giàn cố định thì bình tách tĩnh điện EG làm việc có hiệu quả khi hàm lượng nước trong dòng sản phẩm đầu vào không vượt quá 25%. Tuy nhiên, trong thực tế hiện nay, hàm lượng nước trong dòng sản phẩm đầu vào là rất lớn đã ảnh hưởng không nhỏ đến hiệu quả làm việc của bình tách. Để đảm bảo các bình tách EG được vận hành tốt cần giảm bớt lượng nước đầu vào, vì vậy việc nâng cấp bình tách hai pha thành bình tách ba pha cho phù hợp với thực tế sản xuất, nâng cao hiệu quả của quá trình xử lý sản phẩm khai thác, nhằm nâng cao chất lượng dầu thương phẩm trong giai đoạn hiện nay.

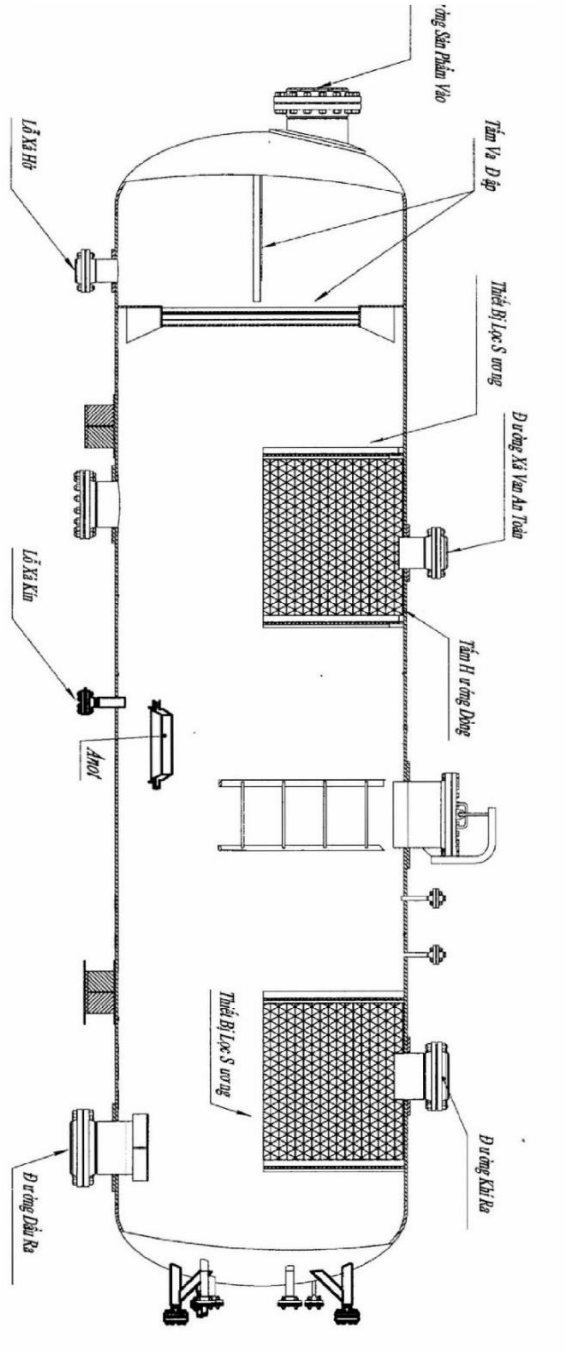
2. Cấu tạo của bình tách hai pha trước khi chuyển đổi.

Cấu tạo chung của bình tách dầu khí thường chia thành 4 khu vực chính: Khu vực tách cơ bản, khu vực tách thứ cấp, khu vực lưu giữ chất lỏng và khu vực chiết sương (Hoàng Anh Dũng, 2016).

- Khu vực tách cơ bản được lắp trực tiếp ở cửa vào của bình, có nhiệm vụ tách pha khí ra khỏi pha dầu, tức là giải phóng các bọt khí tự do. Hiệu quả làm việc phụ thuộc vào cấu trúc đường vào có thể là hướng tâm, ly tâm, có thể tạo dòng chảy rối cho hỗn hợp dầu khí.
- Khu vực tách thứ cấp có nhiệm vụ tách bổ sung các bọt khí vẫn còn trong dòng chất lỏng. Để tăng hiệu quả tách các bọt khí ra khỏi dầu, cần hướng các lớp mỏng chất lưu đi theo các mặt phẳng nghiêng (tấm lệch dòng).
- Khu vực lưu giữ chất lỏng là phần thấp nhất của thiết bị dùng để gom dầu và xả dầu ra khỏi bình tách. Sản phẩm ở đây có thể là một pha hoặc hỗn hợp dầu khí tuỳ thuộc hiệu quả của quá trình tách, độ nhớt và thời gian lưu giữ dòng sản phẩm ở trong bình tách.
- Khu vực chiết sương được lắp ở phần cao nhất của bình nhằm giữ lại các giọt dầu nhỏ bị cuốn theo dòng khí, sau đó dầu được đưa trở lại phần lưu giữ chất lỏng nhờ ống thu gom còn khí được xả ra khỏi bình tách.

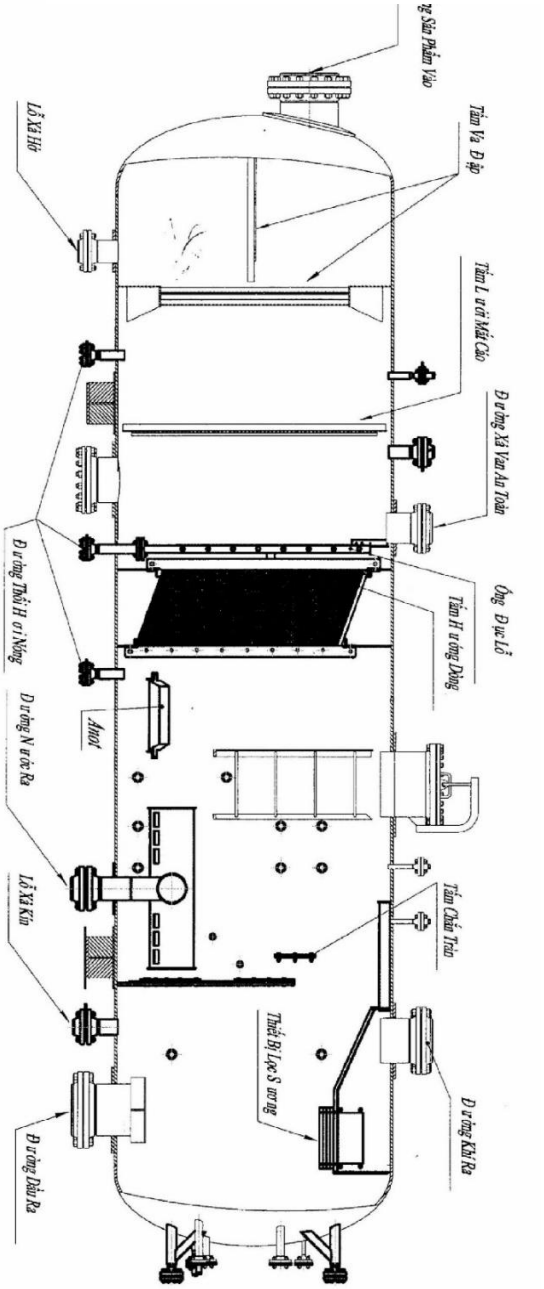
[*] *Tác giả liên hệ*
Email: hoanganhdung@humg.edu.vn

Bản vẽ cấu tạo bình C1-2 trước hoán cải



Hình 1. Bình tách trước chuyển đổi (hai pha)

Bản vẽ cấu tạo bình C1-2 sau hoán cải



Hình 2. Bình tách sau chuyển đổi (ba pha)

3. Cấu tạo của bình tách sau khi chuyển đổi (ba pha)

Bình tách sau khi được chuyển đổi thông qua việc thiết kế lại bộ phận bên trong của bình để chuyển từ chức năng tách hai pha (lỏng, khí) thành chức năng tách ba pha (dầu, khí, nước). Một số chi tiết được thiết kế và lắp đặt trong bình tách cụ thể như sau:



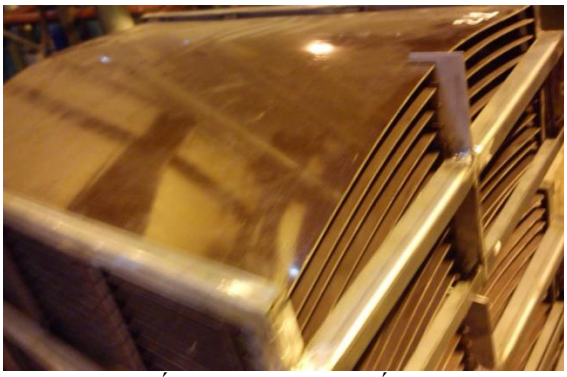

Hình 3. Tấm va đập nằm ngang và thẳng đứng



Hình 4. Tấm lưới mắt cáo



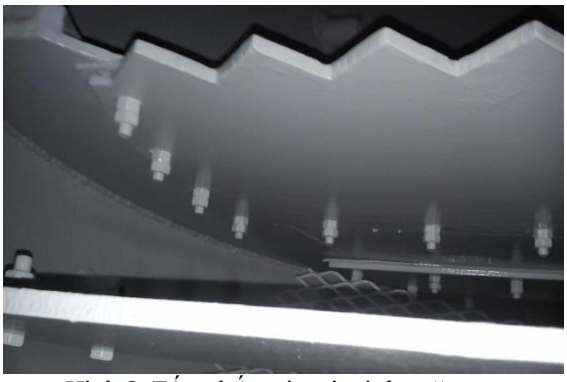
Hình 5. Ống đục lỗ thổi hơi nóng



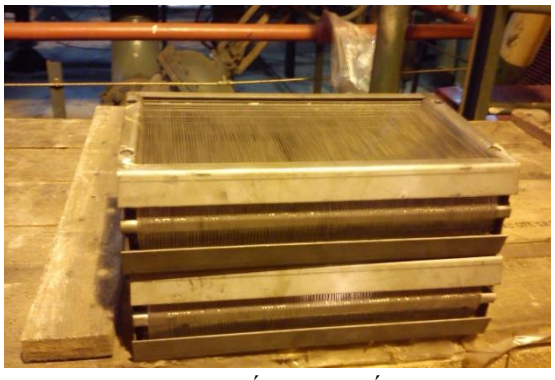
Hình 6. Tấm hướng dòng và hấp thụ nước



Hình 7. Bộ phận gom nước



Hình 8. Tấm chắn tràn và vách ngăn



Hình 9. Tấm lưới chiết sương

Nguyên lý hoạt động của các bình tách sau khi chuyển đổi từ bình tách hai pha sang bình tách ba pha: hỗn hợp lỏng-khí sau khi đi qua vào bình tách sẽ tách khí ngay khi đi qua tấm va đập nằm ngang và thẳng đứng. Khí được gom lại ở phần phía trên của bình tách, còn chất lỏng ở phần phía dưới sẽ đi qua tấm chắn đã được đục lỗ giúp điều hòa dòng chảy đều trên toàn bộ mặt cắt của bình tách cũng như ngăn ngừa sự hòa trộn giữa chất lỏng trong bình với nhũ tương mới vào bình. Sau đó chất lỏng sẽ đi qua tấm hướng dòng và hấp thụ nước có tác dụng hợp nhất/kết tụ các hạt nước, khiến cho chúng lớn lên và dễ dàng tách ra khỏi dầu. Nước tách ra khỏi dầu sẽ tích tụ ở phần dưới của bình tách và được xả ra ngoài bằng ống-xả-nước. Dầu đã tách nước sẽ tích tụ ở phần giữa của bình tách và tràn qua cạnh trên của tấm chắn tràn và vách ngăn để sang bên phần chứa dầu, rồi đi qua thiết bị chống xoáy để ra khỏi bình tách đến các thiết bị xử lý tiếp theo. Phần khí đồng hành đã tách ra khỏi hỗn hợp lỏng-khí sẽ đi qua tấm lưới chiết sương rồi đi qua ống-xả-khí để ra khỏi bình tách theo đường ống dẫn khí để đi đến các thiết bị xử lý tiếp theo.

Trên cơ sở những tính toán công nghệ, kích cỡ các khoang chính của bình tách (khoang phân ly lỏng, phân ly khí, khoang gom dầu) và vị trí mặt ngăn cách dầu-nước, dầu - khí, cũng như kích cỡ của các chi tiết và bộ phận mới đã được tính toán để xác định đường kính của cửa xả dầu, cửa xả khí và cửa xả nước cho phù hợp với thực tế.

Bình tách được trang bị thiết bị kết tụ dạng tấm ở bên trong nhằm đảm bảo hiệu quả tách dầu-nước trong giới hạn công suất đã cho. Bình tách còn được trang bị thêm vách tràn, cửa xả nước, bộ gom nước chống tạo xoáy, tấm chặn hạt lỏng cũng như các đầu chờ dành cho các thiết bị kiểm soát và duy trì mức ngăn cách dầu - nước, dầu - khí, các cảm biến nhiệt độ, áp suất nhằm cảnh báo các sự cố trong quá trình làm việc của bình tách.

4. Kết luận

Sau khi nâng cấp bình tách hai pha thành bình tách ba pha đã giải quyết tốt vấn đề ngập nước trong các giếng khai thác dầu khí hiện nay. Đặc biệt đối với các giàn khoan cố định tại mỏ Bạch Hổ thì việc nâng cấp bình tách hai pha thành bình tách ba pha là giải pháp tối ưu, phù hợp với sơ đồ công nghệ và tình trạng hiện tại của giàn, việc gia công lắp đặt các chi tiết, bộ phận mới trong bình tách được thực hiện bởi các kỹ thuật hiện đại đảm bảo độ chính xác và rút ngắn thời gian lắp đặt, tiết kiệm đáng kể chi phí so với việc phải lắp đặt một bình tách ba pha mới (đặc biệt tại một số giàn không thể lắp đặt bình mới vào vị trí đó được). Hiệu quả thu được từ việc nâng cấp bình tách là rất lớn, vì khi đó dòng sản phẩm khai thác từ giếng đi lên được đưa ngay vào bình tách ba pha, tại đây một lượng lớn nước được tách ra khỏi dòng dầu trước khi đưa vào bình tách EG, hỗ trợ rất nhiều cho hệ thống tách nước của giàn, nâng cao hiệu quả của quá trình xử lý dầu tại giàn, tiết kiệm chi phí lắp đặt thiết bị, giảm giá thành khai thác dầu trong giai đoạn hiện nay của mỏ Bạch Hổ.

Tài liệu tham khảo

Hoàng Anh Dũng, Trần Văn Bản, Triệu Hùng Trường, Lê Đức Vinh (2016), Thiết bị khai thác dầu khí, NXB Khoa học và kỹ thuật.

Nguyễn Vũ Trường Sơn, Từ Thành Nghĩa, Cao Tùng Sơn, Phạm Xuân Sơn, Lê Thị Kim Thoa, Lê Việt Dũng, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Thúc Kháng, Nguyễn Quang Vinh (2017), "Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên", *Tạp chí dầu khí* số 5/2015, pp 32-37.

Xí nghiệp Khai thác dầu khí Vietsopetro: " Hướng dẫn vận hành bình chịu áp lực C1, C2, C3, C4".

ABSTRACT

Study the upgrade the available two-phase separator to a three-phase separator of White Tiger field fixed platform

Hoang Anh Dung[1]

[1]*Hanoi University of Mining and Geology*

For over 30 years, the reservoir energy of The White Tiger oilfield has been considerably depleted, the produced fluids from the oil wells have a high water content (some wells with a water cut of 80 per cent). According to Overall Technology Plan of fixed platforms, the produced fluids from the production wells will enter the two-phase high-pressure separator and the separated liquid phase will come into the

electrostatic treater (EG separator). However, the percentage of water in the produced fluids is high and the percentage of gas is low, this produced fluid is not appropriate to the two-phase high-pressure separator. To separate the water from produced fluids, it is necessary to use the three-phase separator. The installation of a new three-phase separator on the fixed platforms is not easy in terms of both technical -technological factors and economic factors. Therefore, a possible solution to this problem is to upgrade the available two-phase separator on the fixed platform into the three-phase separator to enhance water separation, reduce the water content in the product line before put it into the EG separator. This up-gradation is very necessary and urgent to improve the efficiency of oil treatment at the fixed platform, reduce equipment installation fee, oil exploitation cost in the current period of White Tiger field.

Keywords: Fixed platform; two-phase separator; three-phase separator.

Phân loại thạch học từ các tham số vật lý trong tài liệu giếng khoan 1143, chương trình khoan đại dương tại biển đông bằng mạng trí tuệ nhân tạo

Vũ Hồng Dương[1,*], Kiều Duy Thông[1]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Phân loại thạch học là một khâu quan trọng trong công tác nghiên cứu, phục hồi lịch sử phát triển các quá trình địa chất cũng như tìm kiếm thăm dò các khoáng sản có ích. Với các phương pháp truyền thống, thạch học được phân loại dựa theo kinh nghiệm của người minh giải, kết quả thường mang tính chủ quan và đòi hỏi nhiều thời gian. Do đó, việc sử dụng các kỹ thật trí tuệ nhân tạo để thực hiện công việc này sẽ cho kết quả nhanh và mang tính khách quan hơn. Chúng tôi áp dụng các kỹ thuật trí tuệ nhân tạo khác nhau trên bộ tài liệu của giếng khoan 1143, chương trình khoan đại dương (ODP) tại Biển Đông. Các phương pháp học không giám sát phân tích phân cụm mờ c-trung bình (FCM). Các phương pháp học có giám sát, mạng Nơ-ron nhân tạo để dự đoán thạch học. Các kết quả đạt được sẽ được so sanh với nhau để xác định kỹ thuật phù hợp cho tập số liệu này và có thể áp dụng cho vùng lân cận tại Biển Đông.

Từ khóa: Thạch Học; Trí tuệ nhân tạo; địa chất.

1. Giới thiệu

Thông tin về cấu trúc địa chất dưới biển, như khu vực biển đông thường được cung cấp bởi các kết quả xử lý và phân tích các tài liệu địa vật lý (Braitenberg et al., 2006; Ding et al., 2013; Ding et al., 2016; Gozzard et al., 2018; Huang and Wang, 2006; Trung et al., 2004). Các thông tin về địa chất được minh giải từ các tài liệu địa vật lý biển thường phải được đối sánh với các tài liệu trong giếng khoan, do vậy phân tích các tài liệu địa vật lý trong giếng khoan để đưa ra những thông tin hữu ích về địa chất là rất quan trọng (Wu et al., 2017). Tuy nhiên công việc này thường tốn nhiều thời gian và trong nhiều trường hợp mang tính chủ quan và thiếu định lượng. Để vượt qua các thách thức này, hiện nay các công cụ tính toán như học máy (meachine learning) và trí tuệ nhân tạo (AI) đang được sử dụng ngày càng nhiều trong các lĩnh vực xử lý số liệu, trong đó có xử lý tài liệu đại vật lý. Cụ thể việc áp dụng các công cụ này cho việc phân tích các số liệu giếng khoan đã được công bố bởi các công trình của Bosch et al. (2013); Dekkers et al. (2014), trong khu vực Biển Đông cũng có các công trình của Karmakar et al. (2018); Tse et al. (2019). Các kết quả đạt được của các tác giả này cho thấy hiệu quả của việc áp dụng các công cụ tính toán này. Do vậy, trong nghiên cứu này chúng tôi áp dụng các thuật toán học máy và AI vào trong xử lý tài liệu giếng khoan 184-1143 A, B, và C (Hình 1).

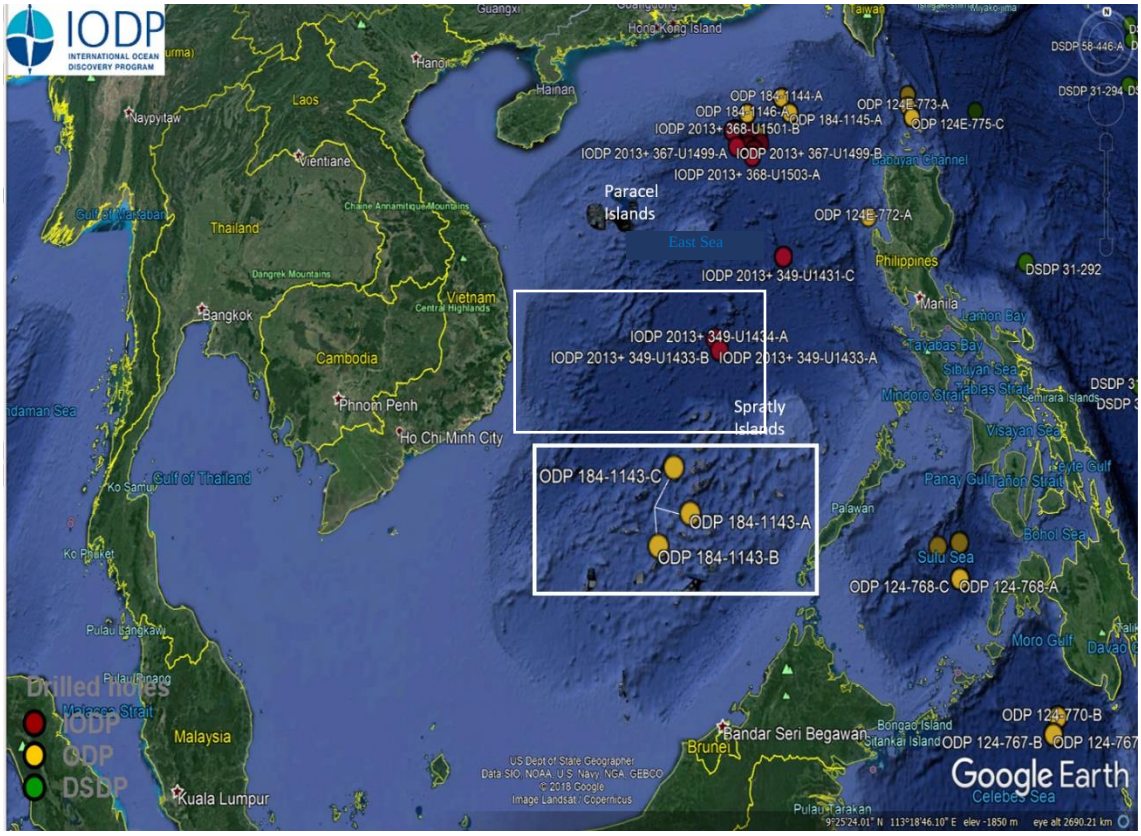
Phân loại thạch học dựa vào tài liệu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi là một trong những công tác quan trọng. Việc xác định tướng thạch học ở những khu vực có cấu trúc địa chất phức tạp, nếu chỉ sử dụng những phương pháp minh giải địa vật lý giếng khoan thông thường đem lại kết quả không khả quan và chính xác khi so sánh với tài liệu mẫu lõi thu thập được. Ví dụ cụ thể như ở khu vực Biển Đông nơi có rất nhiều các tàn tích núi lửa với những dạng thù hình, việc minh giải và xác định thạch học cho khu vực này cực kỳ khó khan khi chỉ sử dụng các phương pháp minh giải dựa trên các đường log cơ bản của địa vật lý giếng khoan.

2. Nguồn số liệu

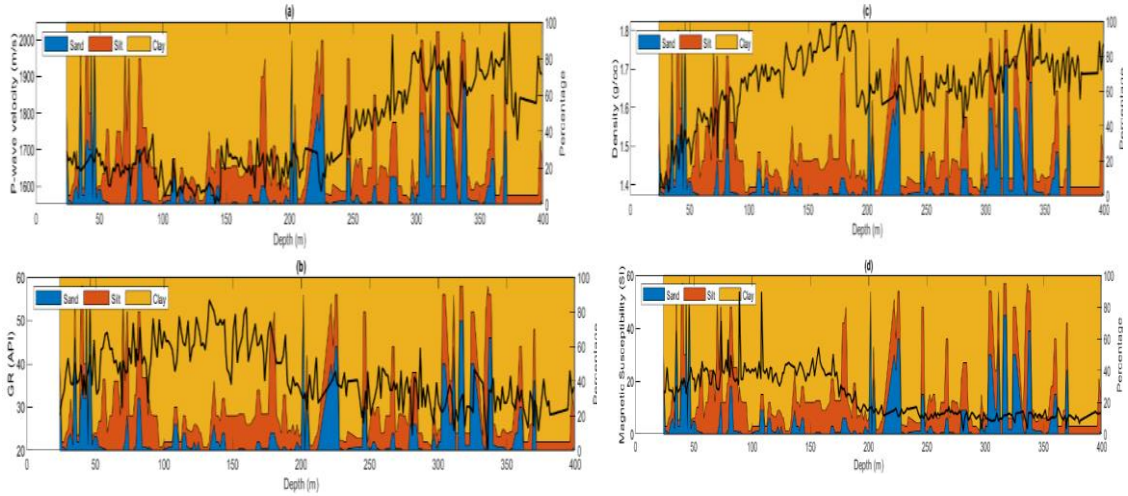
Trong nghiên cứu này chúng tôi sử dụng nguồn số liệu từ các chương trình khám phá đại dương quốc tế và khoan sâu đại dương (http://web.iodp.tamu.edu/). Tại vị trí này có 3 giếng khoan OPD-184-1143 A, B, và C (Hình 1), để ngắn gọn trong bài viết này chúng tôi đặt tên là GKA, GKB và GKC.

Số liệu bao gồm các tham số vật lý và thạc học đo trong giếng khoan và từ mẫu vận tốc sóng dọc (Vp), gamma ray, mật độ, độ từ cảm, tỉ lệ phần trăm các thành phần sand, silt và clay trong mẫu.

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: vuhongduong@humg.edu.vn



Hình 1. Vị trí của ba giếng khoan OPD-184-1143 A, B, và C (đánh dấu trong khung màu trắng)



Hình 2. Phân bố của các mẫu theo tỉ lệ của sand, silt và clay theo chiều sâu trong GKA. Đường màu đen thể hiện các tham số vật lý vận tốc sóng dọc (a), gamma ray (b), mật độ (c) và độ từ cảm (d)

3. Dự đoán thạch học từ các tham số vật lý

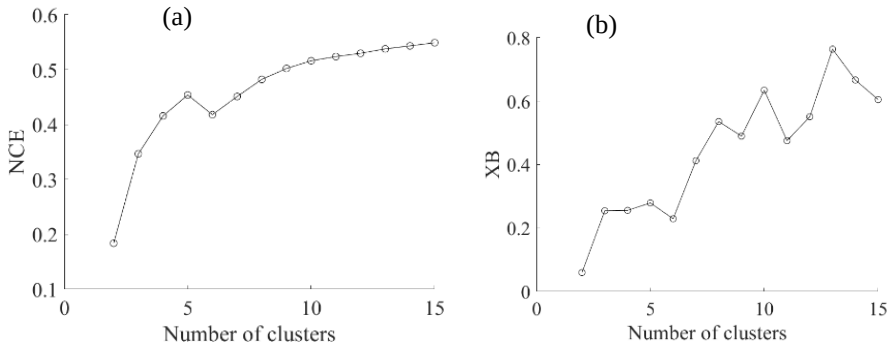
a. Phân cụm mờ c-trung bình (FCM)

Thuật toán fuzzy c-means (Bezdek et al., 1984) chia các phần tử của số liệu đầu vào thành các nhóm dựa vào sự tương đồng của các tính chất của các phần tử. Khác với phương pháp K trung bình mỗi phần tử chỉ thuộc về một nhóm, trong phương pháp này các phần tử có thể thuộc về nhiều nhóm với hệ số thành viên khác nhau. Quá trình này được thực hiện bằng việc cực tiểu hóa hàm sau:

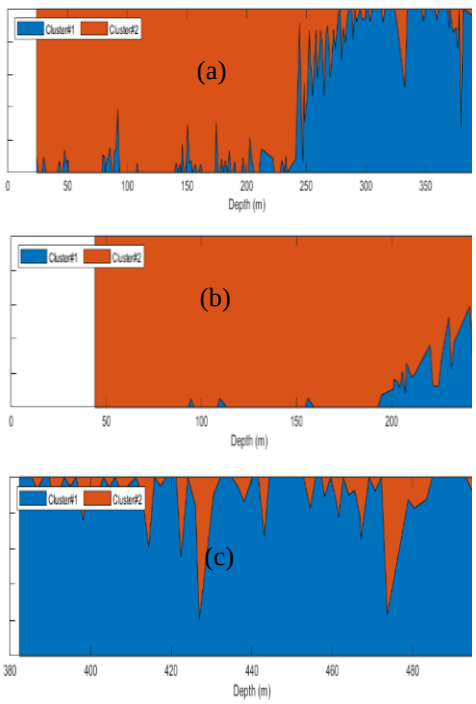
$$\emptyset_{FCM} = \sum_{j=1}^{N}\sum_{k=1}^{C} u_{jk}^{q}\left\|z_j - v_k\right\|_2^2 , \qquad (1)$$

trong đó, N là số lượng phần tử của số liệu z, z có thể gồm nhiều thuộc tính. C là số lượng nhóm, q (q>1) là tham số 'mờ' (fuzziness), q thường được lấy giá trị bằng 2 (Bezdek et al., 1984), vk là giá trị trung trâm của nhóm thứ k, ujk là hệ số thành viên (membership degree) của phần tử thứ j đối với nhóm thứ k, với điều kiện $\sum_{k=1}^{C} u_{jk} = 1$.

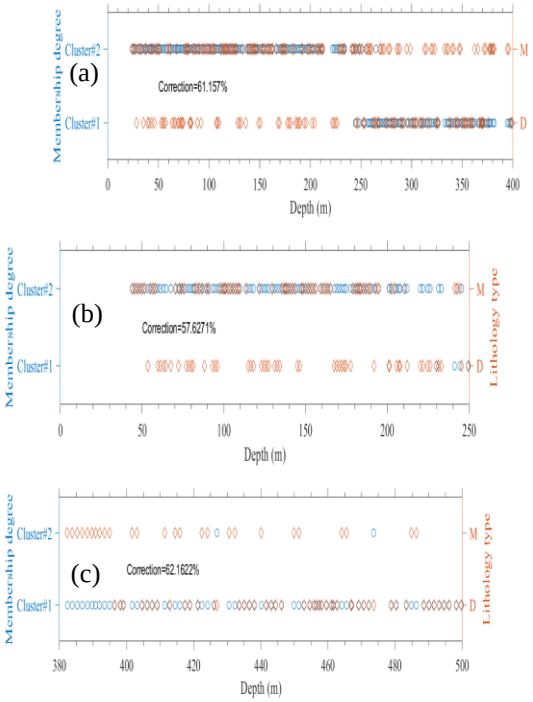
Một trong nhiệm vụ quan trong nhất trong phân tích cụm mờ trung bình là xác định số cụm. Hiện nay, số cụm thường được xác định dựa vào một số chỉ số. Trong nghiên cứu này chúng tôi sử dụng hai chỉ số NCE (Roubens, 1982) và XB (Xie and Beni, 1991). Hai chỉ số này càng nhỏ chứng tỏ quá trình phân tích cụm càng tốt. Kết quả phân tích xác định rằng số cụm bằng hai là tối ưu cho tập số liệu này (Hình 3).



Hình 3. Các chỉ số NCE và XB sử dụng để xác định số cụm tối ưu



Hình 4. Hệ số thành viên của phân tích cụm mờ c - trung bình của các giếng GKA (a), GKB (b) và GK (c). Có thể thấy rõ ranh giới phân chia giữa phần trên và dưới trong giếng khoang GKA



Hình 5. So sánh kết của phân chia thạch học dựa vào phân tích cụm mờ c- trung bình và mô tả mẫu lõi trong các giếng GKA (a), GKB (b) và GK (c) với độ chính xác lần lượt là 61.57 %; 57.62 % và 62. 16%

Kết quả phân tích cho thấy, nhóm 1 (Cluster#1) tương ứng với loại thạc học D, và nhóm 2 (Cluster#2) tương ứng với loại thạch học M. Độ chính xác so với mẫu lõi nằm trong khoảng 60%, tỉ lệ này không quá cao nhưng có thể chấp nhận được do các tham số thạch học và các tham số vật lý có mức độ tương quan thấp, như đã phân tích ở phần trên. Hơn nữa, phân loại mẫu lõi mang tính chủ quan, và có thể có sai số, bằng chứng là so với tỉ lệ clay thì vẫn có rất nhiều điểm nằm lẫn trong hai vùng của hai loại thạch học.

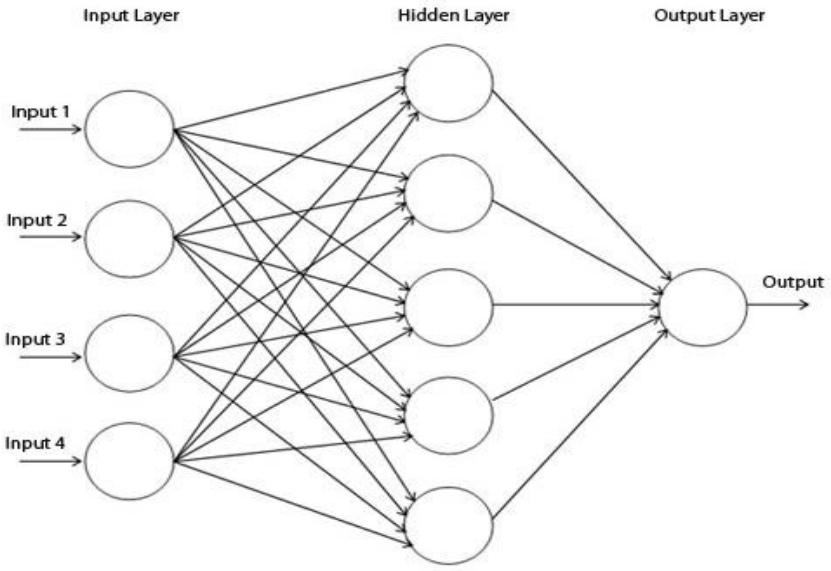
b. Sử dụng mạng Nơ-ron nhân tạo để dự đoán thạch học

Dựa trên tài liệu địa chất khu vực, nhóm tác giả nhận định cột địa tầng khu vực này chủ yếu là các lớp cát và sét xen kẹp, do đó thông số hàm lượng sét (Vsh) sẽ được sử dụng làm tiêu chuẩn để phân chia ra các tướng thạch học cơ bản, cụ thể ở đây là 3 nhóm:

i. Nhóm cát sạch: Các lớp đất đá có hàm lượng sét Vsh < 20%
ii. Nhóm cát pha sét: Các lớp đất đá có hàm lượng sét 20% < Vsh < 80%
iii. Nhóm sét: Các lớp đá sét có hàm lượng Vsh > 80%

Nhóm tác giả quyết định sử dụng mạng nơ-ron lan truyền ngược (back-propagation neural network) để dự báo hàm lượng sét dựa trên tài liệu mẫu lõi của 3 giếng khoan với dữ liệu đầu vào input layer gồm 4 nơ-ron là các tham số thạch học thu được từ mẫu lõi: Vận tốc song dọc Pwave, Cường độ phóng xạ tự nhiên GR, Mật độ đất đá Density và Độ từ cảm Magnetic Suscept; lớp ẩn của mạng gồm 5 nơ-ron và lớp đầu ra gồm 1 nơ-ron chính là giá trị Vsh cần dự báo (Hình 6). Tài liệu mẫu lõi của 2 giếng A và B sẽ được đưa vào phục vụ quá trình đào tạo mạng, sau đó sẽ sư dụng mạng nơ ron thu được để dự báo hàm lượng sét của giếng C. Trong quá trình huấn luyện, tập dữ liệu mẫu sử dụng bao gồm tài liệu mẫu lõi của 2 giếng A,B gồm cả giá trị đầu vào input data (Pwave, GR, Dens, Magnetic) lẫn giá trị đầu ra output (Vsh), các dữ liệu sẽ được tính toán và cho ra kết quả output data là hàm lượng sét Vsh, kết quả này sẽ được so sánh với tài liệu mẫu lõi 2 giếng A,B để rút ra sai số. Sai số này được lan truyền ngược lại tới output data và các nơ-ron trong lớp ẩn để điều chỉnh lại giá trị các trọng số. Quá trình lan truyền ngược này lặp đi lặp lại cho đến khi sai số đạt tới giá trị cực tiểu thỏa mãn giá trị nhóm tác giả cho phép, đây là quá trình học có giám sát. Các trọng số được xác định sao cho sai số E là cực tiểu:

$$E_k = \frac{1}{2}\sum_{k=1}^{n_0}\left(y_{i,k} - \hat{y}_{i,k}\right)^2$$



Hình 6. Cấu trúc mạng nơ-ron dự báo hàm lượng sét cho 3 giếng GKA, GKB, và GKC

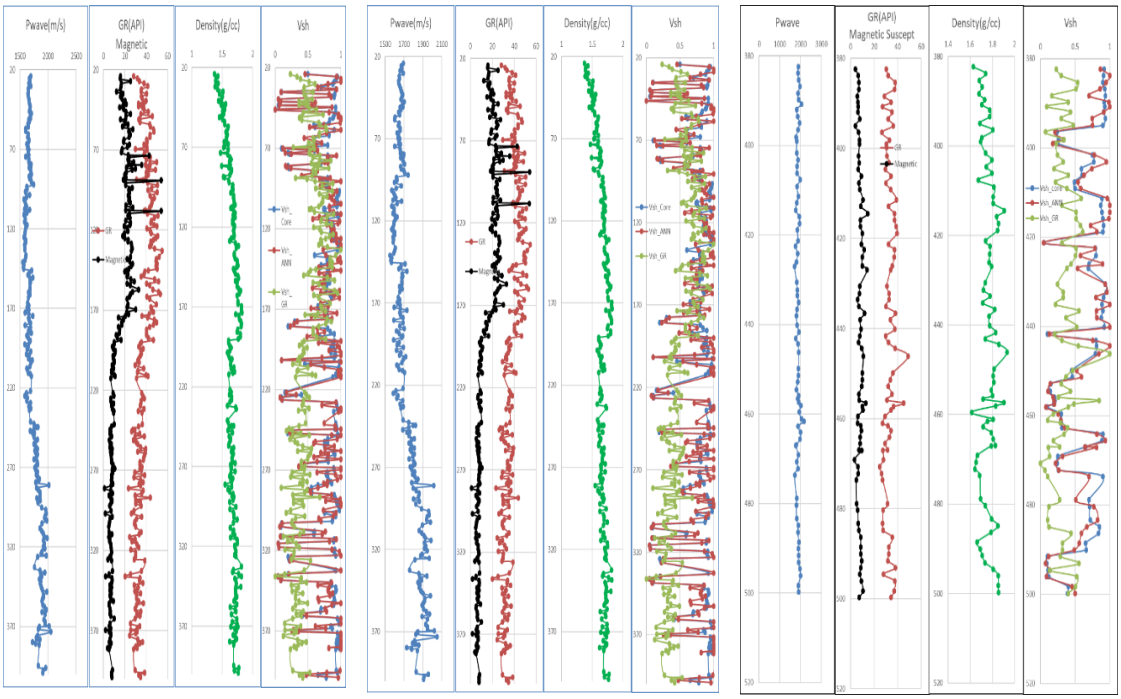
Kết quả dự báo hàm lượng sét của 3 giếng khoan A, B, C được biểu diễn cùng với hàm lượng sét được tính theo đường cong GR thông thường và giá trị hàm lượng sét đo được trên mẫu lõi của 3 giếng GKA, GKB, và GKC (Hình 7).

Độ chính xác của mô hình mạng nơ-ron dự báo hàm lượng sét phụ thuộc vào các yếu tố: Cách trung bình hóa các đường cong ĐVLGK; tính chính xác trong việc dịch chuyển chiều sâu giữa mẫu lõi và tài liệu ĐVLGK; số lượng mẫu lõi càng nhiều thì khả năng xây dựng mạng nơ-ron cho kết quả chính xác càng cao; độ tin cậy của kết quả đo ghi mẫu lõi; hàm lượng sét mẫu được đo trong phòng thí nghiệm còn các đường cong ĐVLGK lại đo trong điều kiện vỉa; cấu trúc mạng nơ-ron; thuật toán.

Có thể thấy hàm lượng sét dự báo bằng mạng ANN phù hợp với hàm lượng sét thu được từ tài liệu mẫu lõi hơn với kết quả tính toán thông thường chỉ dựa vào đường GR (Hình 14, 15, 16)

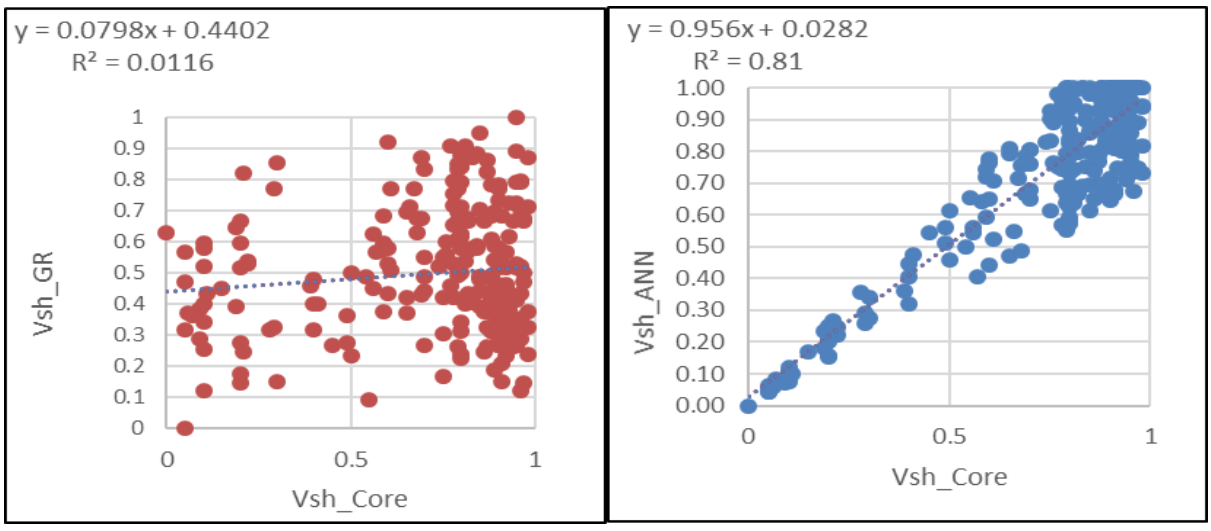
4. Kết luận

Trong nghiên cứu này chúng tôi sử dụng các thuật toán học có giám sát và không có giám sát để dự báo thạch học từ các tham số vật lý của đất đá. Tham số hàm lượng sét (Vsh) được sử dụng rất hiệu quả để làm tiêu chuẩn phân chia ra các tướng thạch học cơ bản, cụ thể ở đây là 3 nhóm: cát, sét và cát pha sét. Kết quả phân loại thạch học dựa trên các thuật toán học có giám sát và mạng ANN là chính xác hơn khi so với phương pháp truyền thống. Các kết quả bước đầu là khả quan, tuy nhiên để nâng cao độ chính xác nhóm tác giả đề xuất cần có các nghiên cứu kỹ hơn.

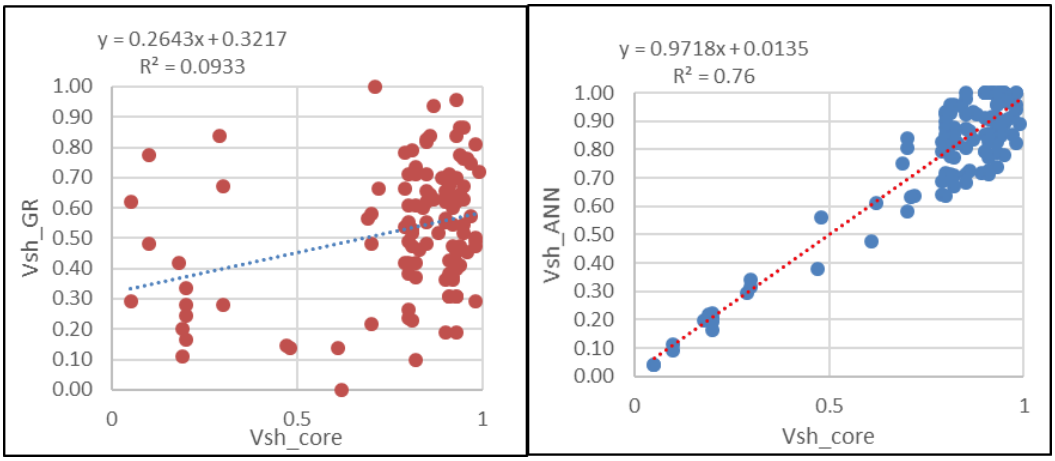


(a) (b) (c)

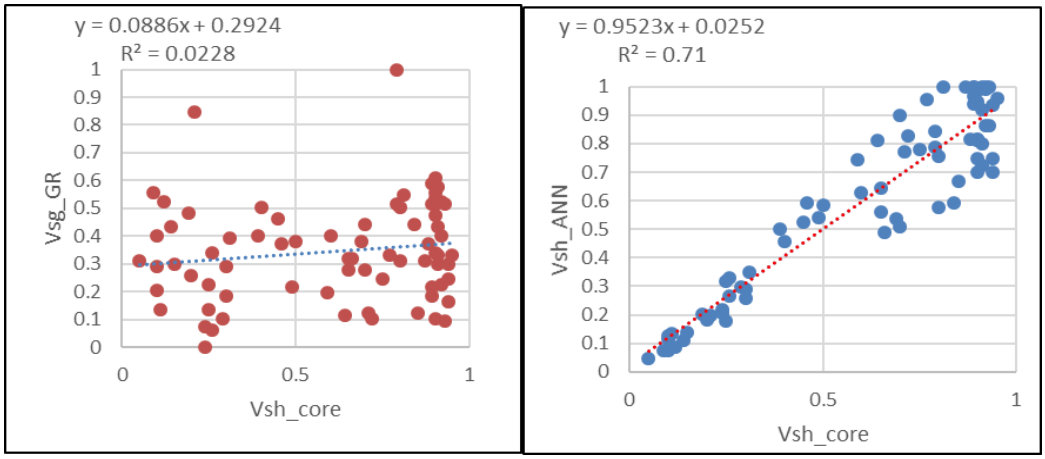
Hình 13. Kết quả dự báo từ mạng ANN, tính từ GR và đo được từ mẫu lõi giếng GKA(a), GKB(b), GKC(c)



Hình 14. Hệ số tương quan giữa hàm lượng sét đo được của mẫu lõi với hàm lượng sét tính từ GR và dự báo từ mạng ANN của GKA



Hình 15. Hệ số tương quan giữa hàm lượng sét đo được của mẫu lõi với hàm lượng sét tính từ GR và dự báo từ mạng ANN giếng GKB



Hình 16. Hệ số tương quan giữa hàm lượng sét đo được của mẫu lõi với hàm lượng sét tính từ GR và dự báo từ mạng ANN giếng GKC

Tài liệu tham khảo

Bezdek, J. C., Ehrlich, R., and Full, W., 1984, FCM: The fuzzy c-means clustering algorithm: Computers & Geosciences, v. 10, no. 2-3, p. 191-203.

Bosch, D., Ledo, J., and Queralt, P., 2013, Fuzzy Logic Determination of Lithologies from Well Log Data: Application to the KTB Project Data set (Germany): Surveys in Geophysics, v. 34, no. 4, p. 413-439.

Braitenberg, C., Wienecke, S., and Wang, Y., 2006, Basement structures from satellite-derived gravity field: South China Sea ridge: Journal of Geophysical Research: Solid Earth, v. 111, no. B5.

Dekkers, M. J., Heslop, D., Herrero-Bervera, E., Acton, G., and Krasa, D., 2014, Insights into magmatic processes and hydrothermal alteration of in situ superfast spreading ocean crust at ODP/IODP site 1256 from a cluster analysis of rock magnetic properties: Geochemistry, Geophysics, Geosystems, v. 15, no. 8, p. 3430-3447.

Ding, W., Franke, D., Li, J., and Steuer, S., 2013, Seismic stratigraphy and tectonic structure from a composite multi-channel seismic profile across the entire Dangerous Grounds, South China Sea: Tectonophysics, v. 582, p. 162-176.

Ding, W., Li, J., and Clift, P. D., 2016, Spreading dynamics and sedimentary process of the Southwest Sub-basin, South China Sea: Constraints from multi-channel seismic data and IODP Expedition 349: Journal of Asian Earth Sciences, v. 115, p. 97-113.

Gozzard, S., Kusznir, N., Franke, D., Cullen, A., Reemst, P., and Henstra, G., 2018, South China Sea crustal thickness and oceanic lithosphere distribution from satellite gravity inversion: Petroleum Geoscience, p. petgeo 2016-2162.

Huang, W., and Wang, P., 2006, Sediment mass and distribution in the South China Sea since the Oligocene: Science in China Series D: Earth Sciences, v. 49, no. 11, p. 1147-1155.

Karmakar, M., Maiti, S., Singh, A., Ojha, M., and Maity, B. S. J. M. G. R., 2018, Mapping of rock types using a joint approach by combining the multivariate statistics, self-organizing map and Bayesian neural networks: an example from IODP 323 site, v. 39, no. 3, p. 407-419.

Roubens, M., 1982, Fuzzy clustering algorithms and their cluster validity: European Journal of Operational Research, v. 10, no. 3, p. 294-301.

Trung, N. N., Lee, S.-M., and Que, B. C., 2004, Satellite Gravity Anomalies and Their Correlation with the Major Tectonic Features in the South China Sea: Gondwana Research, v. 7, no. 2, p. 407-424.

Tse, K. C., Chiu, H.-C., Tsang, M.-Y., Li, Y., and Lam, E. Y. J. F. o. E. S., 2019, Unsupervised learning on scientific ocean drilling datasets from the South China Sea, v. 13, no. 1, p. 180-190.

Wu, H., Shi, M., Zhao, X., Huang, B., Zhang, S., Li, H., Yang, T., and Lin, C., 2017, Magnetostratigraphy of ODP Site 1143 in the South China Sea since the Early Pliocene: Marine Geology, v. 394, p. 133-142.

Xie, X. L., and Beni, G., 1991, A validity measure for fuzzy clustering: Pattern Analysis and Machine Intelligence, IEEE Transactions on, v. 13, no. 8, p. 841-847.

ABSTRACT

Classification of lithology from well log data using machine learning and artificial intelligence techniques: an example from odp 1143 site

Hong Duong Vu[1], Duy Thong Kieu[1]
[1]*Hanoi University of Mining and Geology*

Lithological classification is an important stage in the research, restoration of the history of geological processes development as well as exploration of useful minerals. Lithology is usually classified based on the experience of the interpreter, the results are often subjective and time consumming. Therefore, the use of artificial intelligence techniques to perform this task will result in faster and more objective. We apply various artificial intelligence techniques on the 1143 data set, the ocean drilling program (ODP) in the South China Sea. Un-supervised methodologies c-mean fuzzy (FCM) clustering analysis. Supervised learning methods, artificial neural network to predict lithology. The results obtained will be compared with each other to determine the appropriate technique for this dataset and can be applied to the vicinity in the South China Sea.

Keywords: Lithology, artificial intelligence, geology.

Nghiên cứu lựa chọn hệ polymer bơm ép cho tầng Mioxen hạ mỏ Bạch Hổ

Lê Quang Duyến[1,*] , Lê Đức Vinh[1], Lê Văn Nam[1], Phạm Trường Giang[2], Đinh Đức Huy[2]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Viện Dầu khí Việt Nam*

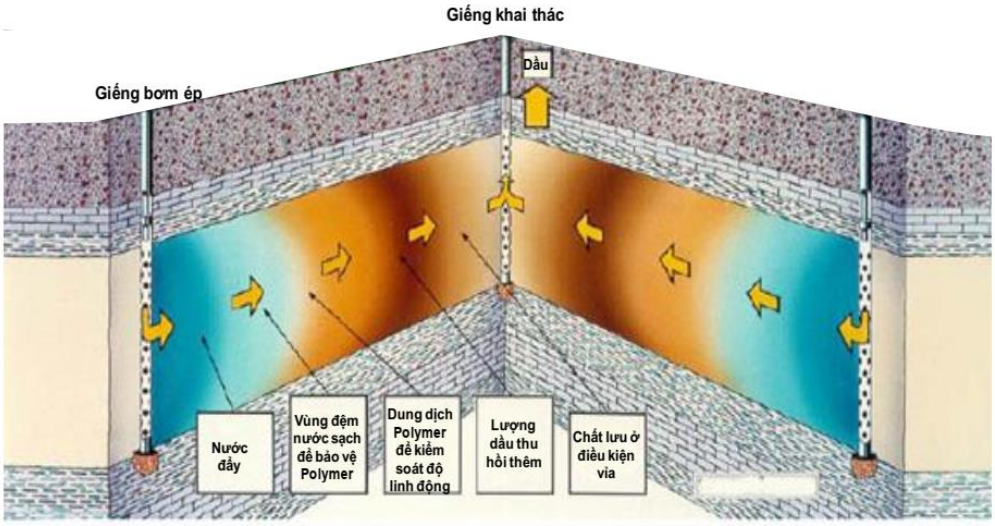
TÓM TẮT

Mặc dù polymer được sử dụng rộng rãi trên thế giới cho việc bơm ép tăng cường thu hồi dầu, song yêu cầu đối với từng đối tượng áp dụng lại rất khác nhau. Do đặc tính của các mỏ dầu rất khác nhau về điều kiện địa chất, đặc trưng của đá chứa, tính chất và thành phần dầu, điều kiện nhiệt độ và áp suất… nên khó có tiêu chí chung cho việc sử dụng các loại chất polymer. Các mỏ dầu tại Việt Nam hiện nay có điều kiện khắc nghiệt so với các mỏ khác ở trên thế giới như: độ sâu khai thác lớn, các giá trị về nhiệt độ, áp suất, nồng độ khoáng của nước bơm ép đều rất cao. Đây thực sự là các yếu tố giới hạn đối với các hóa chất được bơm ép vào trong vỉa. Trong điều kiện khắc nghiệt, hiện tượng phân hủy, cắt mạch polymer, hiện tượng kết tủa do muối hay hấp phụ trong đá chứa … thường xuyên xảy ra và làm mất hoạt tính mong muốn của các chất polymer. Để đảm bảo hiệu quả cho việc sử dụng chúng thì nhất thiết phải có các tiêu chí riêng để chọn lựa các chất có đầy đủ đặc tính thích hợp nhất. Trong bài báo này nhóm tác giả nghiên cứu các đặc tính hóa lý của các loại polime và đánh giá các yếu tố ảnh hưởng như nồng độ muối, nhiệt độ, các chất phụ gia... tới khả năng hoạt động của polime để đưa ra hệ polime phù hợp cho tầng Mioxen hạ mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Bơm ép polime; Hệ polime; Nâng cao hệ số thu hồi.

1. Mở đầu

Bơm ép polymer thực chất là pha một lượng nhỏ polymer vào nước bơm ép nhằm làm tăng độ nhớt của nước dẫn tới giảm độ linh động của pha đẩy dầu trong vỉa.



Hình 1. Cơ chế thu hồi dầu bằng bơm ép polymer

Với công nghệ hiện tại, phần lớn các mỏ dầu thường được áp dụng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, trừ các trường hợp vỉa chứa được hỗ trợ năng lượng rất mạnh từ các vùng nước rìa hoặc mũ khí. Thông thường, trên 50% lượng dầu còn nằm lại trong vỉa chứa và đòi hỏi cần phải có những biện pháp tăng hiệu quả đẩy và quét dầu. Khi nghiên cứu, đánh giá khả năng áp dụng bơm ép polymer trong thực tế cần lưu ý các tiêu chí sau:

- Nồng độ polymer phụ thuộc vào độ nhớt của dầu;

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: lequangduyen@humg.edu.vn

- Bơm ép polymer chỉ đạt hiệu quả cao khi áp dụng ngay thời gian đầu bơm ép với tỷ số nước - dầu chưa cao;
- Polymer bị hấp phụ bởi các thành phần sét trong đất đá vỉa;
- Khó áp dụng với vỉa chứa nứt nẻ.

2. Các hệ polymer trong công nghệ bơm ép thu hồi dầu khí

Có nhiều loại polymer được sử dụng trong công nghệ thu hồi dầu khí. Trong thực tế chúng đều nằm trong hai nhóm chính đó là Polyacrylamides và Polysaccharide.

Polymer polyacrylamide là loại polymer tổng hợp thủy phân một phần (HPAM). Loại polymer này có ưu điểm là rẻ tiền, tương đối bền bởi tác dụng của vi sinh vật, có khả năng giảm độ thấm trong mối trường lỗ rỗng. Tuy nhiên chúng dễ bị phân hủy ở nhiệt độ cao và dễ phản ứng với Ca2+ và Mg2+ trong nước vỉa. Điều này cản trở việc sử dụng rộng rãi trong công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu. Để khắc phụ hiện tượng này thông thường thêm các chất chelat như EDTA, HDTP…. Polysaccharide là polymer vi sinh (biopolymer hoặc Xanthagum) được chế tạo từ quá trình lên men vi sinh. Yếu điểm của loại polymer này là chúng dễ bị vi sinh phá hủy song bù lại chũng có độ bền nhiệt cao hơn và ít bị phản ứng với độ mặn và các cation kim loại trong nước vỉa. Giá thành các loại polymer sinh học thường khá cao do vậy việc áp dụng sẽ có giá thành cao hơn sử dụng polymer tổng hợp.

Ngoài ra hiện nay tại Việt Nam đã có một công trình nhiên cứu chế tạo polymer bằng phương pháp chiếu xạ. Cơ sở của phương pháp là dưới tác dụng của bức xạ ion hóa (ionizing radiation) đã khơi mào và thực hiện nhiều phản ứng hóa học mà bằng phương pháp thông thường khó hoặc không thực hiện được, đặc biệt trong các hệ polymer, các phản ứng hóa học xảy ra nhanh, sản phẩm nhận được có độ tinh khiết cao và có thể dễ dàng điều khiển tốc độ phản ứng. Khi bức xạ tương tác lên vật chất chúng truyền năng lượng lên vật chất, gây các quá trình ion hóa, kích thích, tạo gốc tự do (free radicals) trong hệ vật chất đã hấp thu năng lượng bức xạ. Các gốc tự do tạo thành sẽ là những tác nhân khơi mào (initiator) đóng vai trò như chất xúc tác trong phản ứng hóa học bình thường nhưng chúng có hoạt tính hóa học cao và dễ dàng thực hiện các phản ứng. Tùy thuộc bản chất và cấu tạo của polymer cũng như điều kiện chiếu xạ mà phản ứng có thể xảy ra theo hướng khâu mạch (nâng cấp khối lượng phân tử) hay cắt mạch (giảm cấp khối lượng phân tử), còn phản ứng polymer ghép xảy ra do tương tác của gốc tự do hình thành trên khung polymer với monome hoặc ngược lại.

3. Đặc tính hóa lý của các loại polime

Mặc dù polymer được sử dụng rộng rãi trên thế giới cho việc bơm ép tăng cường thu hồi dầu, song yêu cầu đối với từng đối tượng áp dụng lại rất khác nhau. Do đặc tính của các mỏ dầu rất khác nhau về điều kiện địa chất, đặc trưng của đá chứa, tính chất và thành phần dầu, điều kiện nhiệt độ và áp suất… nên khó có tiêu chí chung cho việc sử dụng các loại chất polymer.

Các mỏ dầu tại Việt Nam hiện nay có điều kiện khắc nghiệt so với các mỏ khác ở trên thế giới như: độ sâu khai thác lớn, các giá trị về nhiệt độ, áp suất, nồng độ khoáng của nước bơm ép đều rất cao. Đây thực sự là các yếu tố giới hạn đối với các hóa chất được bơm ép vào trong vỉa. Trong điều kiện khắc nghiệt, hiện tượng phân hủy , cắt mạch polymer, hiện tượng kết tủa do muối hay hấp phụ trong đá chứa … thường xuyên xảy ra và làm mất hoạt tính mong muốn của các chất polymer. Để đảm bảo hiệu quả cho việc sử dụng chúng thì nhất thiết phải có các tiêu chí riêng để chọn lựa các chất có đầy đủ đặc tính thích hợp nhất.

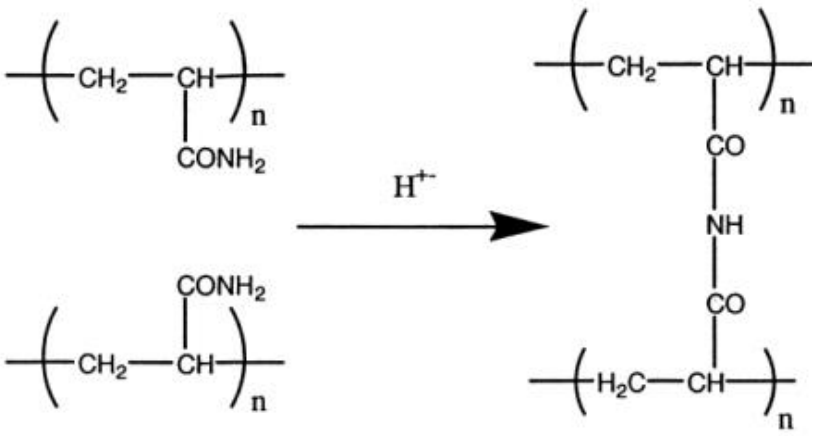
Các tiêu chí này bao gồm:
- Độ nhớt lớn ở nồng độ thấp, lớn hơn với độ nhớt của dầu vỉa
- Giảm độ linh động của nước bơm ép.
- Bền nhiệt ở nhiệt độ vỉa
- Ít tương tác với nước muối, các Cation kim loại trong nước biển.
- Ít tương tác với đất đá vỉa.
- Thông dụng trên thị trường

Dựa vào các tiêu chí trên nhóm tác giả lựa chọn các polymer nhằm mục đích đánh giá các tính chất của chúng là:
- Polyacrylic cation
- Polyacrylic anion
- Xanthagum
- Polymer biến tính chiếu xạ (Viện Hạt nhân Đà Lạt).
- CHPAM (Crôm hydrazit polyacrylamide).

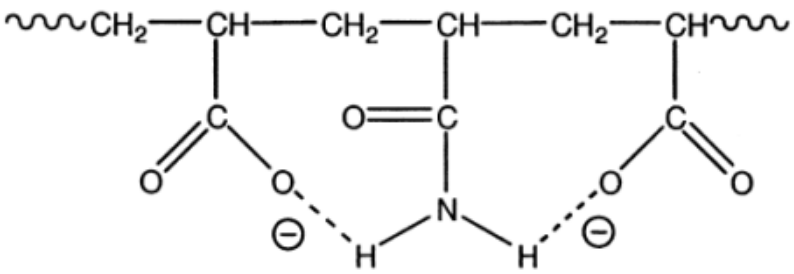
Polyacrylamit:

Polyacrylamide (PAM) là một chuỗi dài phân tử mono polymer có cấu trúc phân tử (-$CH_2CHCONH_2$-)n. PAM là một dạng polymer có khả năng hòa tan tốt trong nước nhưng không tan trong các dung môi hữu cơ thông thường (như methanol, chloroform), không mùi,màu trắng và đặc biệt không độc hại với môi trường.

Chính vì cấu trúc hóa học của PAM có chứa nhóm amide béo nên thường xảy ra các phản ứng hóa học của nhóm này. Một phản ứng quan trọng nhất đó là quá trình thủy phân. Trong môi trường pH cao quá trình thủy phân xảy ra theo phản ứng sau:



Trong môi trường pH thấp (thấp hơn 2,5) thì quá trình thủy phân thường tạo ra các liên kết nối phân tử:



PAM được ứng dụng trong nhiều lĩnh vực sản suất như: ứng dụng như tác nhân keo tụ cho ngành công nghiệp khai khoáng, xử lý nước thải, hay làm phụ gia trong nghiệp sản xuất giấy, và đặc biệt được sử dụng trong lĩnh vực nâng cao hệ số thu hồi dầu. Trong công nghệ gia tăng hệ số thu hồi dầu các polymer này được hòa tan trong nước nước bơm ép giảm độ linh động của nước bơm ép, hỗ trợ hiệu quả quét của nước bơm ép và đảm bảo duy trì áp xuất vỉa của các giếng khai thác. Polyacrylamit cation, anion có những ưu điểm là hòa tan tốt trong nước, chịu nhiệt, ổn định tốt để các cation hóa trị hai đặc biệt là canxi, khả năng hấp phụ thấp.

Xanthan gum:

Được tạo ra từ chủng giống vi khuẩn *Xanthomonas campestris* và phát hiện ra đầu tiên bởi Jeanes và các đồng sự (Jeanes et al., 1961).

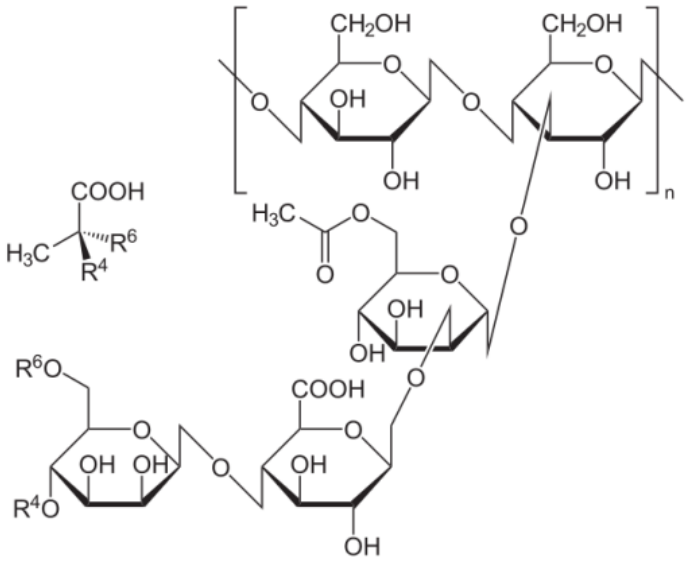
Cấu tạo phân tử Xanthan gum: bao gồm những cụm 5 gốc đường lặp lại, mỗi cụm gồm 2 gốc đường D-glucose, 2 gốc đường D-mannose, 1 gốc đường glucoronate và các gốc acetate, pyruvate với số lượng thay đổi. Ngoài ra Xanthan gum còn chứa các ion dương hóa trị một như Na hay K. Axít pyruvate là một thành phần rất quan trọng do nó tác động đến khả năng hòa tan trong nước của polymer.

Xanthan gum là phân tử dạng xoắn đôi nhưng không đối xứng. Mạch nhánh và mạch thẳng xoán chặn với nhau tạo thành hình dạng bền chặt. Các phân tử có thể co lại hình xoán ốc hình thành nên cấu trúc đặc quánh, khi gặp một số điều kiện có thể bị duỗi mạch làm thay đổi tính chất. Mạch chính được mạch bên bảo vệ nên làm cho xanthan gum tương đối bền với axít, kiềm và các enzyme.

Xanthan gum phân tán tốt trong nước ngọt và nước biển, đồng thời các nhóm methyl của gốc pyruvat và acetyl lại có tính ưu dầu. Do đó, ngoài tính bít nhét, tăng độ nhớt cho nước bơm ép, các phân tử Xanthan gum còn có thể kéo các màng dầu ra khỏi bề mặt đất đá vỉa.

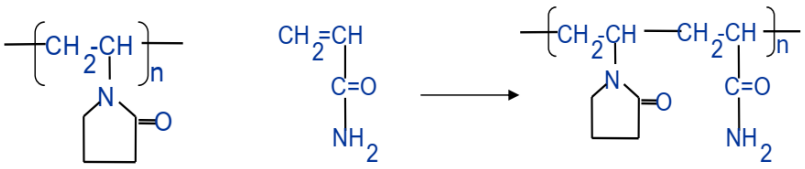
Phụ thuộc vào chủng giống vi khuẩn *Xathomonas campestris*, công nghệ lên men có thể thu được Xanthan gum có độ nhớt rất khác nhau với kích thước hạt trong dung dịch khác nhau. Trong quá trình chuyển động trong vỉa, Xanthan gum vừa thực hiện chức năng hấp phụ, bít nhét, vừa thực hiện chức năng cải thiện độ nhớt. Trong khoảng thời gian ban đầu, nhưng phân tử Xanthan gum đơn lẻ sẽ dễ dàng chuyển

động theo dòng chảy từ giếng bơm ép đến giếng khai thác, tham gia quá trình làm tăng độ nhớt của lưu thể đẩy dầu. Một số phân tử đơn lẻ bị hấp phụ vào đất đá vỉa.



Polymer biến tính chiếu xạ (Viện Hạt nhân Đà Lạt):

Polymer A-806 được tổng hợp bằng phương pháp chiếu xạ trước. Sản phẩm nghiên cứu ứng dụng gia tăng hệ số thu hồi dầu A-806 là một loại copolymer bao gồm hai thành chính polyvinyl pyrrolidone (PVP) và acrylamide (AM) có cấu tạo như sau:



Polyvinyl pyrrolidone
(Polymer)

Acrylamide
(Monome)

A-806
(Polymer)

+ Acrylamide là monome dạng bột trắng có công thức cấu tạo CH2=CHCONH2 tan tốt trong nước, trong acetone và trong các alcohol, điểm sôi 86oC, là một dẫn xuất của axit acrylic rất dễ trùng hợp đưới tác dụng của nhiệt và bức xạ.

+ Polyvinyl pyrolidone có công thức hóa học $(C_6H_9NO)_n$, polymer này có độ tan cao trong nước (> 10% TL/TT), tác dụng gia tăng mức độ tan nước cho polymer biến tính, giảm quá trình thủy phân của nhóm chức acrylamide trong môi trường nước biển, hạn chế tủa lắng của polymer.

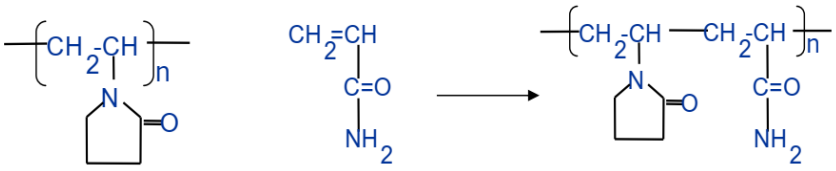
Acrylamide khi được ghép lên PVP sẽ tạo sản phẩm polymer chứa hai thành phần tan tốt trong nước đồng thời hạn chế sự kết tủa trong môi trường khoáng hóa cao. Khi polyvinyl pyrrolidone được ghép với monome tan nước acrylamide thì trọng lượng phân tử và độ nhớt của dung dịch polymer được gia tăng.

CHPAM (Crôm hydrazit polyacrylamide):

Là một copolymer được đồng trùng hợp giữa acrylamit và axit acrylic được gắn thêm nhóm Crôm acetat có cấu trúc phân tử R-C(=O)-NH_2.

Một trong những đặc tính quan trọng của CHPAM đó là thời gian tạo gel, đây có thể là một thông số quan trọng quá trình ứng dụng của hệ gel này trong thực tế đối với mỏ khai thác nhằm tăng hiệu quả thu hồi dầu. Để đánh giá lựa chọn các polymer phù hợp với điều kiện nhiệt độ vỉa nhóm tác giả đánh giá khả năng bền nhiệt của các polymer ở nhiệt độ 110^0C.

Dựa trên các kết quả thí nghiệm có thể nhận xét các polymer bị phân hủy mạnh trong môi trường nhiệt độ cao. Theo tính chất của các polymer bơm ép tăng cường thu hồi dầu độ linh của pha đẩy nhỏ hơn của pha dầu bị đẩy, trong các polymer được thí nghiệm chỉ có polymer biến tính bức xạ và CHPAM ở 2500ppm tuy bị phân hủy mạnh ở nhiệt độ cao nhưng vẫn có thể duy trì độ nhớt ở điều kiện vỉa lớn , phù hợp tính chất dầu thô Bạch Hổ. Như vậy hai loại polymer này sẽ được tiến tiến hành ở các thí nghiệm tiếp theo.



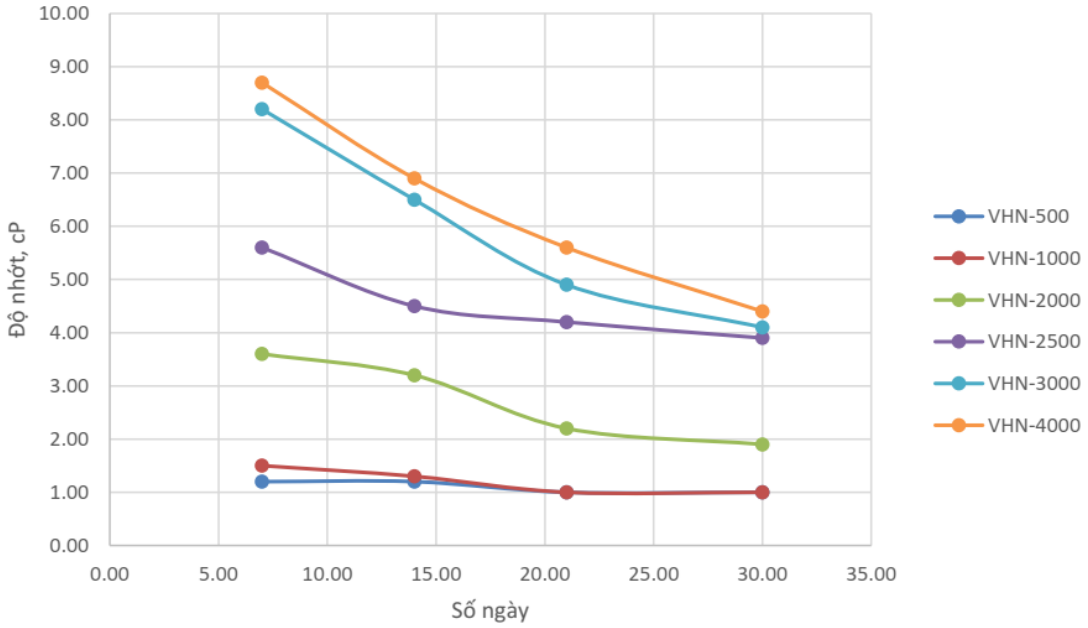
Polyvinyl pyrrolidone
(Polymer)

Acrylamide
(Monome)

A-806
(Polymer)

Bảng 1. Biến thiên độ nhớt polymer theo nồng độ ở 110^{0}C với nước cất

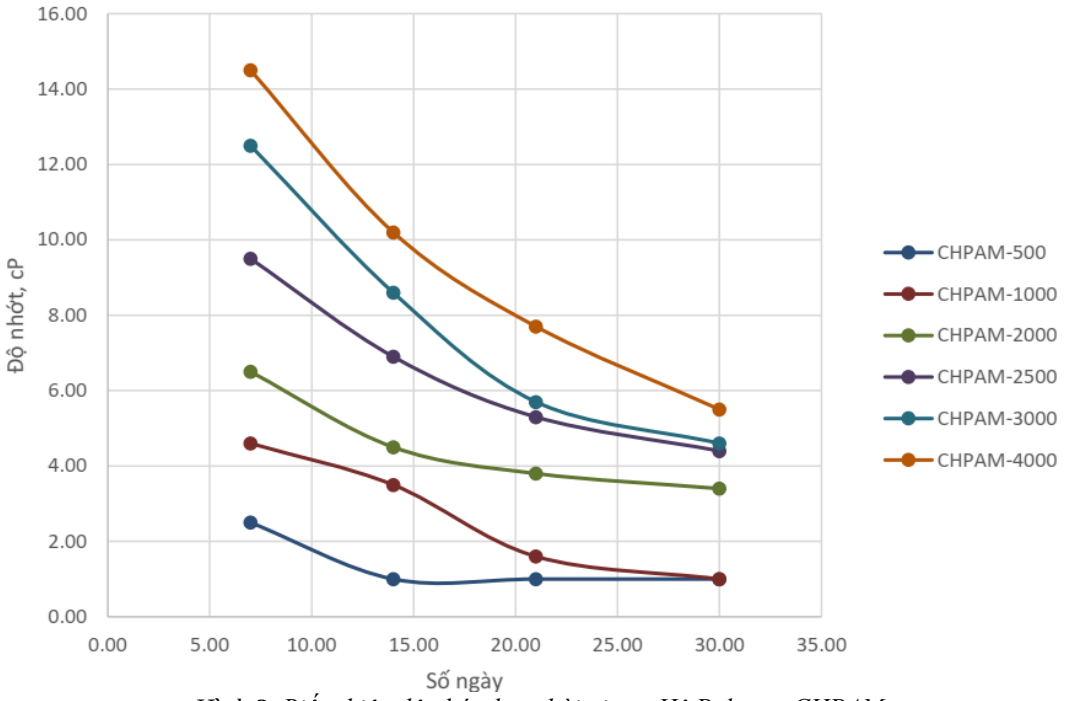
Nồng độ (ppm)	Xathan gum	Polyacrylic Cation		Polyacrylic anion		Polymer VHN				CHPAM			
	7 ngày	7 ngày	14 ngày	7 ngày	14 ngày	7 ngày	14 ngày	21 ngày	30 ngày	7 ngày	14 ngày	21 ngày	30 ngày
500	1	1	1	1	1	1,2	1,2	1	1	2,5	1	1	1
1000	1	1	1	1	1	1,5	1,3	1	1	4,6	3,5	1,6	1
2000	1	1	1	1,2	1	3,6	3,2	2,2	1,9	6,5	4,2	3,9	3,8
2500	1	1,2	1	1,2	1	5,6	4,5	4,2	3,9	9,5	7,9	5,3	4,4
3000	1	1,25	1	1,4	1	8,7	6,5	4,9	4,1	12,5	8,6	5,7	4,8
4000	1	1,42	1	1,6	1	8,2	6,9	5,6	4,7	14,5	10,2	8,1	6,2



Hình 2. Biến thiên độ nhớt theo thời gian - Hệ Polymer VHN

4. Ảnh hưởng của nồng độ muối và thành phần muối đến đặc tính của polime.

Thành phần muối và nồng độ muối của các kim loại kiềm và kiềm thổ trong nước bơm ép và nước vỉa có ảnh hưởng rất lớn tới hiệu quả sử dụng tổ hợp chất HĐBM trong quá trình bơm ép tăng cường thu hồi dầu. Do nước biển và nước vỉa thường chứa ion Ca^{2+} và Mg^{2+} ở nồng độ 1000 - 5000ppm nên các dải nồng độ Ca^{2+}, Mg^{2+} thử nghiệm cũng nằm trong khoảng này. Vì vậy, nghiên cứu này đánh giá các olymer với nồng độ 2500ppm trong nước biển thêm cation Ca^{2+} và Mg^{2+} (nồng độ các cation kim loại lớn hơn nồng độ cation trong thực tế) ở các nồng độ khác nhau, dung dịch được thử nhiệt ở 110^{0}C và đo độ nhớt của các mẫu polymer trước và sau khi thử nhiệt.



Hình 3. Biến thiên độ nhớt theo thời gian - Hệ Polymer CHPAM

Bảng 2. Biến thiên độ nhớt Polymer 2500ppm ở 110^{0}C với nước biển có nồng độ Ca^{2+} và Mg^{2+} khác nhau

Nồng độ Ca^{2+},Mg^{2+}	**Polymer VHN**					**CHPAM**				
	0	7 ngày	14 ngày	21 ngày	30 ngày	0	7 ngày	14 ngày	21 ngày	30 ngày
1000	6,2	5,2	4,3	2,8	2,1	11,8	8,5	6,7	4,6	2,9
2000	6,2	4,9	3,8	3,4	2,0	11,8	7,6	6,4	4,3	2,5
3000	6,2	4,8	3,7	3,2	1,8	11,8	5,6	4,5	3,7	2,2
3500	6,2	4,6	2,9	2,6	1,8	11,8	5,3	3,1	2,8	2,1
4000	6,2	3,6	2,5	2,2	1,7	11,8	4,6	2,9	2,6	2,1
4500	6,2	3,2	2,3	1,9	1,5	11,8	3,5	2,5	2,0	1,8
5000	6,2	3,0	2,0	1,9	1,4	11,8	3,4	2,1	2,1	1,7

5. Kết luận

Ảnh hưởng của nước biển thêm, các cation Ca2+ và Mg2+ theo thời gian thử nhiệt ở 1100C được thử nghiệm cho thấy khả năng chịu muối của polymer chưa phù với với điều kiện khai thác, độ nhớt thay đổi từ 6,2cp trước khi nung và 1,4cp với Polymer VHN, 1,7cp với CHPAM

Từ các kết quả thực nghiệm biến thiên độ nhớt với các chất phụ gia nghiên cứu là các chất Na2EDTA, Dithicarbamat, EDG. Nồng độ phụ gia được khảo sát từ 0,6% –1% đối với chất HĐBM có thể nhận thấy các chất chelat có ảnh hưởng tới độ nhớt của các polymer trong quá trình thử nhiệt. Có thể giải thích điều này là khi thêm các phụ gia bền nhiệt, các chất chelat tạo phức bền với các cation kim loại do vậy làm giảm sự tương tác của các polymer với các cation kim loại dẫn đến tăng tính chịu nhiệt của các polymer. Các phụ gia bền nhiệt được thực hiện trong thí nghiệm Na2EDTA, Dithicarbamat, EDG thì phụ gia Dithicarbamat có tính chất ưu việt hơn cả, nồng độ tối ưu được sử dụng là 0,9%.

Dựa trên các kết quả thí nghiệm có thể nhận xét các polymer bị phân hủy mạnh trong môi trường nhiệt độ cao. Theo tính chất của các polymer bơm ép tăng cường thu hồi dầu độ linh động của pha đẩy nhỏ hơn của pha dầu bị đẩy, trong các polymer được thí nghiệm chỉ có polymer biến tính bức xạ và CHPAM ở 2500ppm tuy bị phân hủy mạnh ở nhiệt độ cao nhưng vẫn có thể duy trì độ nhớt ở điều kiện vỉa lớn , phù hợp tính chất dầu thô Bạch Hổ.

Tài liệu tham khảo

Nguyễn Hữu Trung và nnk, 1996. Nghiên cứu khả năng ứng dụng phức hệ Polymer để bơm ép trong móng nứt nẻ tại các giếng khoan ở thềm lục địa Việt Nam nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu khí. Báo cáo nhiệm vụ nghiên cứu khoa học cấp Ngành, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Larry W. Lake, 2010. Enhanced Oil Recovery ISBN:978-1-55563-305-9 Society of Petroleum Engineers.

Trần Lê Đông, Hoàng Văn Quý, Trợơng Công Tài, 2005. Thân dầu trong đá móng nứt nẻ- hang hốc mỏ Bạch Hổ, Đông Nam Rồng và giải pháp bơm ép nước nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu, Tuyển tập báo cáo Hội nghị KHCN "30 Năm Dầu khí Việt Nam-Cơ hội mới thách thức mới", Quyển I, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội

F. M. Llave, B. L. Call, L. A. Noll, 1990. Mixed Surfactant Systems for Enhanced Oil Recovery, Tropical Report according to Agreement No. DE-FC22- 83FE60149.

Pasha Huseynli và nnk, 2013. Evaluation of Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery in the Norne Field E-Segment.

ABSTRACT

Study to select the injection polymer system for the lower Miocene, Bach Ho field

Le Quang Duyen[1], Le Duc Vinh[1], Le Van Nam[1], Pham Truong Giang[2], Dinh Duc Huy[2],
[1]Hanoi University of Mining and Geology
[2] Vietnam Petroleum Institute

Although polymers are widely used around the world for oil recovery, injection requirements vary widely. Because the properties of oil fields are very different in terms of geology, storage rock characteristics, oil properties and composition, temperature and pressure conditions ... it is difficult to have general criteria for the use of substances. polymer. Oil fields in Vietnam today have harsh conditions compared to other fields in the world such as: great depth of exploitation, values of temperature, pressure, and mineral concentration of injection water are very high. . These are really limiting factors for chemicals that are injected into the reservoir. In extreme conditions, the phenomenon of decomposition, cutting polymer circuits, precipitation due to salt or adsorption in the containing rock ... often occurs and loses the desired activity of the polymer. To ensure the effectiveness of their use, it is essential to have separate criteria for the selection of substances with the most appropriate properties. In this paper, the authors study the physicochemical properties of polymers, and evaluate influencing factors such as salt concentration, temperature, additives... on the ability of polymers to function. proposed polymer system suitable for the Miocene layer of the lower Bach Ho mine.

Keywords: Enhanced Oil Recovery; injection of polymer; surfactants.

Sử dụng phương pháp đường cong suy giảm dự báo khai thác các giếng tại cấu tạo Bồ câu Trắng

Lê Quang Duyến[1,*]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Trong lĩnh vực khai thác dầu khí từ trước đến nay, việc phân tích dữ liệu khai thác sẽ giúp việc dự báo lưu lượng khai thác trong tương lai chính xác hơn và đảm bảo kế hoạch khai thác an toàn và hiệu quả đây là công việc luôn song hành trong suốt quá trình khai thác của mỏ là cơ sở cho công tác phát triển mỏ. Ngoài ra từ việc phân tích và dự báo sản lượng khai thác nó còn đánh giá được khả năng khai thác thực tế thông qua sản lượng thực tế. Trong bài báo này nhóm tác giả giới thiệu phương pháp dự báo khai thác dựa trên phương pháp đường cong suy giảm (mô hình Arps) cho cấu tạo bồ câu trắng thuộc lô 09-1 thềm lục địa phía nam Việt Nam. Đây là một phương pháp cổ điển được phát triển từ những năm 1945 tuy nhiên đây là phương pháp dựa trên sự suy giảm của đường cong lưu lượng khai thác theo thời gian nên tính logic và khả năng áp dụng sẽ cho kết quảcó độ chính xác cao. Kết quả cho thấy sau 5 năm khai thác, lưu lượng khai thác trung bình giảm từ 168 tấn/ngày xuống còn 42 tấn/ngày và một số giếng có thể sẽ đóng do không đạt chỉ tiêu kinh tế. Trong khi tổng sản lượng khai thác toàn mỏ tính từ đầu đời mỏ dự kiến đạt 1,5 triệu tấn.

Từ khóa: Mô hình đường cong suy giảm; Sản lượng khai thác; Cấu tạo bồ câu trắng.

1. Mở đầu

Hiện nay, để phân tích các dữ liệu khai thác nhằm dự báo khai thác cho các mỏ dầu được thực hiện dựa trên các phương pháp truyền thống, trong đó có các mô hình Arps (1945), Fetkovich (1980), Palacio và Blasingame (1993), Agarwal (1993), FMB (1998), các phương pháp này dựa trên số liệu lưu lượng khai thác được biểu diễn tương quan theo thời gian nhằm xây dựng đường cong thực nghiệm hay đường cong suy giảm sát thực tế nhất. Quá trình này được thực hiện nhờ các mô hình toán học được gọi là phương pháp phân tích đường cong suy giảm hay quá trình khớp lịch sử khai thác. Nhược điểm của các phương pháp này là cần giả thiết áp suất đáy giếng không thay đổi, điều kiện biên của vỉa trong giai đoạn xem xét là một hằng số và không xét tới điều kiện vận hành giếng. Điều đó có nghĩa là, giếng khai thác trong giai đoạn giả ổn định hay giai đoạn trung gian sẽ không thỏa mãn điều kiện và dẫn tới việc dự báo lưu lượng khai thác thiếu chính xác. Vì vậy phân tích số liệu khai thác là một công tác tiến hành trên số liệu khai thác thực, ở trạng thái động, kết quả sẽ phản ánh chính xác hiện trạng khai thác và đặc tính vỉa thay đổi, dù còn nhiều nhược điểm nhưng đây là hướng công tác tốt cần được nghiên cứu sâu, phát triển và kết hợp với các phương pháp khác nhằm hạn chế tối đa sai lệch củ việc khớp lịch sử khai thác.

2. Phương pháp phân tích đường cong suy giảm

Phân tích đường cong suy giảm được Arps giới thiệu vào năm 1945, phương pháp này được dùng để phân tích sự suy giảm của lưu lượng khai thác và dự đoán tình trạng khai thác của các giếng. Phân tích đường cong suy giảm không dựa trên lý thuyết cơ bản nhất định mà dựa trên quan sát thực nghiệm quá trình khai thác.Trong phân tích đường cong suy giảm có hai hệ thống đường cong được dùng chủ yếu là: sự suy giảm lưu lượng khai thác theo thời gian (q/t) và theo sản lượng tích lũy cộng dồn (q/Q). Thời gian là biến độc lập thích hợp vì ngoại suy từ đồ thị q/t có thể dự đoán sản lượng và giá trị kinh tế một cách trực tiếp. Tuy nhiên, phân tích đồ thị q/Q có rất nhiều ưu điểm hơn, không chỉ xác định khả năng thu hồi tại thời điểm giới hạn kinh tế (thời điểm tại một giếng mà mức thu nhập do sản xuất bằng khoảng chi phí cho điều hành) mà còn giúp đánh giá chính xác trong những trường hợp quá trình khai thác bị gián đoạn.

2.1 Lý thuyết của Arps

Phương pháp phân tích đường cong suy giảm chỉ được Arps sử dụng khi dòng chảy đạt đến trạng thái chịu ảnh hưởng của biên. Phương pháp này được đặt trong các giả thuyết sau:

* *Tác giả liên hệ*
Email: lequangduyen@humg.edu.vn

- Áp suất vỉa là hằng số. Hệ số skin không phụ thuộc thời gian.
- Diện tích vùng khai thác không đổi, vùng xung quanh giếng ổn định.

Lý thuyết đường cong suy giảm bắt đầu với tỉ số phần trăm suy giảm lưu lượng $\Delta q/\ q$ trong một đơn vị thời gian Δt:

$$D = \frac{-(\frac{dq}{q})}{dt} = \frac{-(\frac{dq}{q})}{q} \quad (1)$$

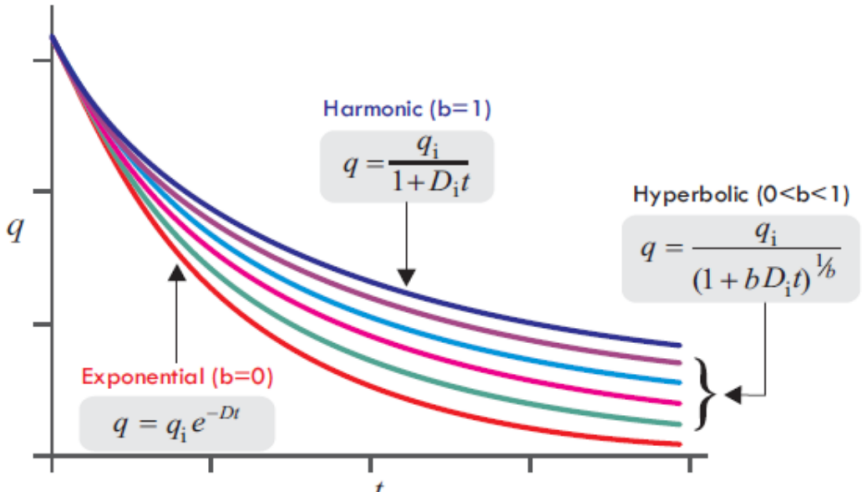
D được gọi là tỉ số suy giảm (decline rate). Từ phương trình trên, cũng có thể xem D là tỉ là tỉ số giữa độ dốc của đường cong suy giảm và lưu lượng khai thác.

Kết hợp D với hệ số kinh nghiệm b $(0 \le b \le 1)$ Arps đã đưa ra phương trình tổng quát cho lưu lượng khai thác theo thời gian và sản lượng tích lũy cộng dồn theo thời gian như sau:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{1/b}} \quad (2)$$

$$Qp = \left[\frac{{q_i}^b}{(1-b)D_i}\right] * \left[q^{(1-b)} - {q_i}^{(1-b)}\right] \quad (3)$$

qi, Di: lưu lượng và tỉ số suy giảm ứng với thời gian t = 0 Arps giới thiệu 3 dạng đường cong suy giảm: đường cong hàm mũ, hàm hyperbolic, hàm điều hòa (harmonic):

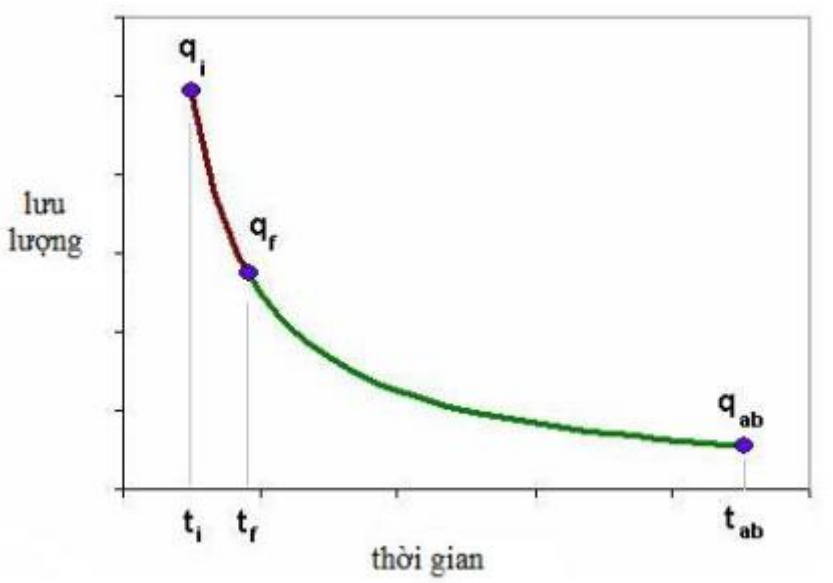


Hình 1. Các dạng đường cong suy giảm theo quan hệ q/t

Bảng1. Đặc trưng của các dạng đường cong

Các dạng đường cong	Dạng hàm mũ	Dạng Hyperbolic	Dạng hàm điều hòa (Harmonic)
Các hệ số đặc trưng	D là hằng số b=0	D phụ thuộc b 0<b<1	D tỷ lệ với lưu lượng b=1
Đồ thị có đường cong tuyến tính	Log(q)/t q/Q	Log(q)/t	Log(q)/Q
Hàm lưu lượng theo thời gian q(t)	$q = q_i e^{Dt}$	$q = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}$	$q = q_i(1 + D_i t)^{-1}$
Hàm sản lượng tích lũy cộng dồn theo lưu lượng Q(t)	$Q = \frac{q_i - q}{D}$	$Q = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i}(q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$Q = \frac{q_i}{D_i}\ln\frac{q_i}{q}$
Ứng dụng đường cong tính theo tốc độ suy giảm	Xác định trữ lượng xác minh tối thiểu	Xác định trữ lượng khả năng	Xác định trữ lượng có thể thu hồi tại thời điểm xét
Lượng HC có thể thu hồi (EUR)	$Q_f + \frac{q_f - q_{ab}}{D}$	$Q_f + \frac{q_f}{(1-D_f)}\left[q_i^{1-b}(1 + bD_i t_f)^{1-\frac{1}{b}} q_{ab}^{1-b}\right]$	$Q_f + \frac{q_f}{D_f}\ln\frac{q_f}{q_{ab}}$
Lượng HC tại chỗ N	$N = \frac{EUR}{c_t(P_i - P_{wf})}$		

Trong đó: f là ký hiệu cho thời điểm bắt đầu tiến hành dự đoán trữ lượng. ab là ký hiệu cho thời điểm cuối cùng khi khai thác đáp ứng lợi ích kinh tế.



Hình 2 Đồ thị ước tính lưu lượng tại các điểm t_i, t_f, t_{ab}

Hệ số kinh nghiệm b của Arps áp dụng ứng với các trường hợp sau:

- Nếu giếng khai thác trên áp suất điểm sôi hoặc giếng khai thác với chất lưu một pha và dòng chảy ở chế độ chịu ảnh hưởng của biên thì b = 0.
- Nếu giếng khai thác dưới áp suất điểm sôi hoặc vỉa khai thác với cơ chế khí hòa tan thì có các trường hợp: dầu nhẹ, chịu tác động của nước rìa (b = 0,5); mỏ khí (0,4 < b < 0,5).

Đặc biệt đối với hàm Hyperbolic, dù lưu lượng được vẽ theo đồ thị log(q)/t đường cong vẫn không tuyến tính nên khi tính trữ lượng cho thời gian dài thường cho kết quả cao, không thực tế, nên Robertson đề nghị chuyển từ dạng suy giảm hàm Hyperbolic sang hàm mũ tại thời điểm hệ số D = 10%.

2.2 Các bước tiến hành phân tích

Đối với đồ thị đường cong suy giảm sản lượng dạng hàm mũ:

- Xây dựng đồ thị semilog với trục tọa độ y là log(q), trục x là thời gian (t) hoặc đồ thị q/Q với trục y là q, trục x là Q.
- Xác định tỉ số suy giảm D bằng công thức: $D = -2{,}302 \times slope = -2.302 \times (\Delta q/\Delta t)$ từ đồ thị log(q)/t. Vẽ đường thẳng suy giảm tuyến tính bằng giá trị độ dốc $\Delta q/\Delta t$ và $\Delta q/Q$. Ngoại suy đến thời điểm bất kỳ hay thời điểm t_{ab} để dự đoán sản lượng khai thác và trữ lượng chất lưu có khả năng thu hồi.

Đối với đồ thị đường cong suy giảm dạng hàm hyperbolic:

khi biết sản lượng khai thác có dạng hàm này thì áp dụng các công thức trong Bảng 1 để xác định các giá trị cần ước tính.

2.3 Đặc điểm của phương pháp đường cong suy giảm

Vì tiến hành phân tích trên số liệu thực nghiệm nên kết quả trong đánh giá trữ lượng chỉ là lượng hydrocacbon có khả năng thu hồi, không phải là lượng hydrocabon tại chỗ (HCIP - Hydrocarbon In Place) vì phụ thuộc vào điều kiện khai thác. Vì vậy sSau khi phân tích đường cong suy giảm nên đối sánh với kết quả đánh giá trữ lượng bằng phương pháp thể tích, phương pháp cân bằng vật chất, hệ số thu hồi.

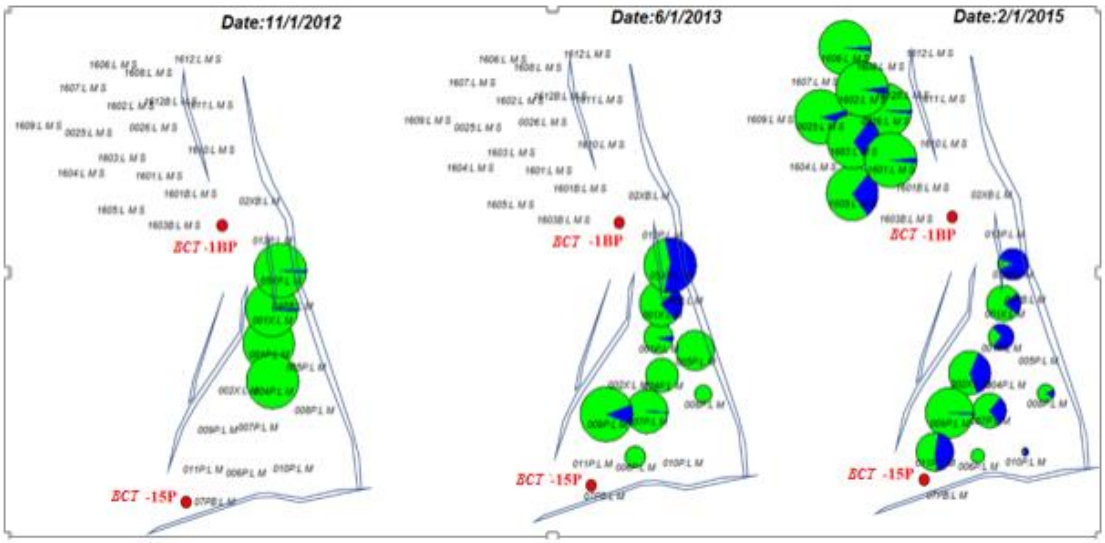
Có rất nhiều yếu tố ảnh hưởng làm thay đổi xu hướng suy giảm của quá trình khai thác như: điều kiện vỉa (áp suất vỉa, số lượng giếng, cơ chế tác động tự nhiên, đặc tính vỉa, độ bão hòa, độ thấm tương đối), điều kiện khai thác (áp suất tại bình tách, kích thước, đường kính ống khai thác, công tác bảo dưỡng giếng, cách đặt côn…). Nên chỉ tiến hành phân tích khi các điều kiện trên ổn định, và không thay đổi theo thời gian.

Phương pháp đường cong suy giảm là phương pháp thực nghiệm, đơn giản, dễ dàng cho tính toán, phân tích, không cần nhiều số liêu. Kết quả phân tích, dự báo trong thời gian ngắn là khá chính xác.

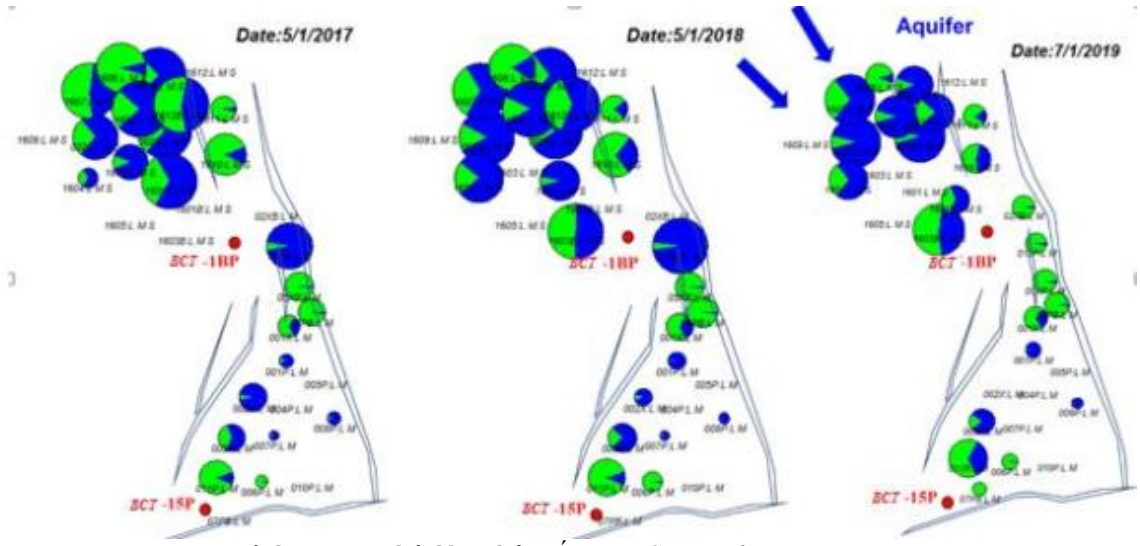
Phương pháp Arps không thể áp dụng phân tích khi dòng chảy ở chế độ chuyển tiếp và chỉ được tiến hành phân tích khi lịch sử khai thác đủ lâu để có thể xác định xu hướng của đường cong.

3. Động thái khai thác các giếng cấu tạo BCT

Khu vực phía Bắc cấu tạo Bồ Câu Trắng được đưa vào khai thác đầu tiên trong mỏ, lưu lượng khai thác ban đầu các giếng BCT-5XP, BCT-1X, BCT-1P và BCT-4P tương đối cao (từ 100 tấn/ngày đến 200 tấn/ngày), không xuất hiện nước trong quá trình khai thác. Giai đoạn 2013-2015, mỏ Bồ Câu Trắng tiến hành đan dày giếng tại khu vực trung tâm, trong quá trình khai thác áp suất vỉa suy giảm nhanh. Đến năm 2017, 2 giếng khai thác có sản lượng kém được chuyển đổi thành giếng bơm ép (BCT- 5P và BCT-10P) nhằm mục đính bổ sung năng lượng cho khu vực trung tâm, tuy nhiên nhịp độ bơm ép lớn đã gây ra hiện tượng vọt nước sớm tại các giếng lân cận. Các giếng khu vực trung tâm lần lượt đóng vào năm 2018. Tính đến thời điểm hiện tại, Cấu tạo Bồ Câu Trắng còn 11 giếng đang khai thác. Các đánh giá về động thái khai thác tại Bồ Câu Trắng và khu vực giàn BK-16 đã cho thấy mức độ ảnh hưởng của tầng nước mạnh dần từ Bắc xuống Nam.



Hình 3. Động thái khai thác cấu tạo BCT giai đoạn 2012-2015



Hình 4. Động thái khai thác cấu tạo BCT giai đoạn 2015 - nay

4. Dự báo sản lượng khai thác mỏ Bồ Câu Trắng theo phương pháp đường cong suy giảm của Arps

Nếu giếng khai thác dưới áp suất điểm sôi hoặc vỉa khai thác với cơ chế khí hòa tan thì có các trường hợp: dầu nhẹ, chịu tác động của nước rìa (b = 0,5); mỏ khí (0.4 < b < 0,5). Các giếng tại mỏ Bồ Câu Trắng đều là các giếng chịu tác động của nước rìa nên ta lấy b=0,5. Và dự báo khai thác cho các giếng của tại Bồ Câu Trắng theo dạng đường cong suy giảm Hyperbolic.

$$\boldsymbol{q = q_i(1 + bD_it)^{-1/b}} \quad (4)$$

Trong đó: qi: lưu lượng khai thác tại thời điểm bắt đầu dự báo.

q: lưu lượng dự báo khai thác

t: thời gian dự báo khai thác

D: hằng số suy giảm

Áp dụng cho giếng BCT -1P độ suy giảm từ ngày khai thác thứ 1 với lưu lượng q_0 = 336 tấn/ngày đến ngày khai thác thứ 2500 với q_{2500} = 33 tấn/ngày. Thu được kết quả khớp lịch sử và dự báo như Hình 5 dưới đây



Hình 5. Đồ thị lịch sử và dự báo lưu lượng khai thác cấu tạo Bồ câu Trắng

Theo kết quả dự báo thì sau 5 năm khai thác, lưu lượng khai thác mỏ Bồ Câu Trắng đạt khoảng hơn 42 tấn/ngày. Và một số giếng trong năm tới lưu lượng khai thác giảm xuống dưới 5 tấn/ngày thì có thể phải sẽ đóng giếng để phục vụ nghiên cứu kế hoạch bơm ép nước duy tri áp suất vỉa cho giếng khai thác còn lại nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế cho toàn mỏ.

Tài liệu tham khảo

Hedong S., 2015. Advanced production decline analysis and application. Gulf professional publishing.

L.P.Dake. Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier.

Michael Golan & Curtis H. Whitson Well Performance, Norwegian University of science and Technology (NTNU), 1996.

Nguyễn Văn Hùng et al, 2019. Phát triển mô hình dự báo khai thác cho các giếng dầu khí. Tạp chí dầu khí Số 8, 2019.

Oliver Houze - Didier Viturat - Ole.S. Fjaera, 2007. The theory and Practice of Pressure Transient and Production Analysis. Kappa.

ABSTRACT

Using the decline curve method to predict production in the structure Bo cau Trang

Le Quang Duyen[1]

[1]*Hanoi University of Mining and Geology*

In the field of oil and gas exploitation, the analysis of exploitation data will help forecast the exploitation flow in the future more accurately and ensure a safe and effective exploitation plan. Always accompanying throughout the mining process is the basis for mine development. In addition, from the analysis and forecasting catches, it also assesses the actual exploitation capacity through the actual output. In this article,

the authors introduce the exploitation prediction method based on the reduction curve method (Arps model) for the structure of white pigeons in block 09-1 of the southern continental shelf of Vietnam. This is a classical method developed in 1945, but this is a method based on the deterioration of the mining flow curve over time, so logic and applicability will give accurate results. high. The results show that after 5 years of operation, the average yield decreased from 168 tons / day to 42 tons / day and some wells may close due to the failure to meet economic targets. While the total mining output of the whole mine from the beginning of the mine life is expected to reach 1.5 million tons.

Keywords: History matching; production prediction; Arps model.

Ứng dụng mô hình địa cơ lựa chọn trọng lượng riêng cho các giếng khoan phức tạp tại bồn trũng Nam Côn Sơn

Lê Quang Duyến[1,*], Hoàng Thanh Tùng[2]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *PVD deep Water*

TÓM TẮT

Bồn Trũng Nam Côn Sơn lại là một khu vực có điều kiện địa chất phức tạp, các mỏ dầu khí ở trong khu vực này nằm trong các cấu trúc riêng lẻ, phức tạp. Sự chênh lệch giữa áp suất vỉa và vỡ vỉa nhiều chỗ rất nhỏ dẫn tới việc thi công khoan các giếng khoan tại khu vực này cực kỳ phức tạp, do đó các sự cố thường xảy ra trong quá trình thi công các giếng khoan như: sập lở thành giếng khoan, mất một phần hoặc mất toàn bộ tuần hoàn dung dịch, hiện tượng kick,… Những sự cố này có tác động xấu tới hiệu quả kinh tế kỹ thuật của toàn bộ dự án. Do đó, việc xác định trường ứng suất và xây dựng được mô hình ứng dụng cơ học đá trong việc phân tích tính ổn định của thành giếng khoan từ đó áp dụng tính toán lựa chọn trọng lượng riêng dung dịch và độ sâu đặt chân đế ống chống thích hợp trong quá trình thi công giếng khoan dầu khí sẽ giúp nâng cao hiệu quả thi công giếng khoan, giảm thiểu những rủi ro trong quá trình khoan, tối ưu hóa trong việc thiết kế giếng khoan, lựa chọn thiết bị thi công hợp lý… giảm thiểu chi phí đầu tư, tăng hiệu quả kinh tế cho dự án.

Trong công tác khoan nếu trọng lượng riêng dung dịch khoan không phù hợp thì ứng suất xung quanh lỗ khoan có thể sẽ quá lớn, và khi vòng tròn Mohr chạm vào đường tới hạn thì có thể sẽ xảy ra hiện tượng phá hủy cắt, kéo theo đó là gây nên hiện tượng break out làm cho chi phí khoan giếng tăng lên, nghiêm trọng hơn có thể phải hủy giếng khoan trước khi đạt tới mục tiêu thiết kế. Trong bài báo này nhóm tác giả dựa vào mô hình địa cơ để xác định được của sổ dung dịch khoan (Window mudweight) từ việc xác định được áp suất thành hệ, áp suất thành tạo khe nứt (fracture pressure) và áp suất gây sập lở thành hệ (collapse pressure).

Từ khóa: Mô hình địa cơ; Dung dịch khoan; trọng lượng riêng.

1. Mở đầu

Bồn trũng Nam Côn Sơn hay còn gọi là bể Nam Côn Sơn là một bồn trũng lớn có diện tích khoảng 100.000 km², nằm ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Cùng với bể Cửu Long, Nam Côn Sơn là một trong những bể có tiềm năng dầu khí. Bể Nam Côn Sơn bị giới hạn về phía bắc bởi đới nâng Phan Rang, ngăn cách với bể Phú Khánh ở phía tây bắc bởi đới nâng Côn Sơn, ngăn cách với bể Cửu Long ở phía tây và phía nam bởi đới nâng Khorat-Natuna. Ranh giới phía đông, đông nam của bể được giới hạn bởi đơn nghiêng Đà Lạt - Vũng Mây và bể Trường Sa, phía đông nam là bể Vũng Mây. Bể này nằm trên kiểu vỏ chuyển tiếp giữa các miền vỏ lục địa và kiểu vỏ đại dương. Hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí ở đây được bắt đầu từ thập niên 1970 của thế kỷ 20. Đã có 26 nhà thầu dầu khí nước ngoài tiến hành khảo sát gần 60.000 km địa chấn 2D và 5400 km² địa chấn 3D, khoan 78 giếng khoan thăm dò, thẩm lượng và khai thác, xác lập được 5 mỏ và 17 phát hiện dầu khí. Tuy nhiên việc thi công các giếng khoan tại đây tương đối phức tạp do đặc điểm vùng mỏ có nhiệt độ cao và áp suất cao địa chất phức tạp nên công tác xác định trọng lượng riêng dung dịch cho từng khoảng khoan có ý nghĩa thực tiễn đem lại hiệu quả kinh tế cho dự án phát triển mỏ.

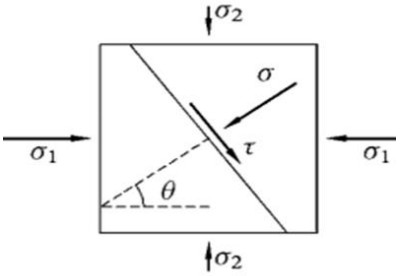
2. Vòng tròn Mohr ứng suất

Để dễ dàng hơn trong việc tính toán, ta sẽ chuyển hệ trục tọa độ không gian hai chiều để trục *x* sẽ song song với chiều của một trong hai ứng suất chính và trục *y* khi đó sẽ song song với chiều của ứng suất chính còn lại (*Hình 1*). Khi đó các ứng suất tiếp sẽ có giá trị bằng 0 và ứng suất theo một đường có phương hợp với trục x một góc θ. Các công thức tính ứng suất thành phần khi đó trở thành:

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: lequangduyen@humg.edu.vn

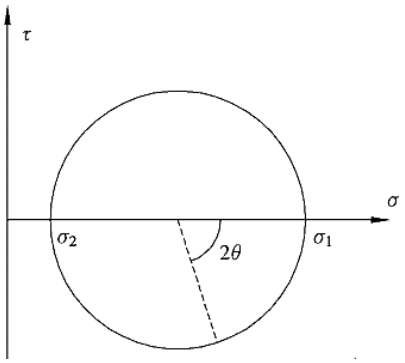
$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)\cos 2\theta \quad (1)$$

$$\tau = -\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)\sin 2\theta \quad (2)$$



Hình 1. Ứng suất tạo bởi các ứng suất chính

Thay đổi giá trị góc θ và vẽ giá trị tương ứng của σ và τ trên hệ trục tọa độ *x-y* ta được một đường tròn gọi là vòng tròn Mohr (*Hình 2*). Vòng tròn Mohr có bán kính là $\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2}$, tâm là điểm có tọa độ ($\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2}$; 0). Từ vòng tròn Mohr ta thấy, giá trị tuyệt đối của ứng suất tiếp đạt max tại hai điểm ứng với $\theta = \frac{\pi}{4}$ và $\theta = \frac{3\pi}{4}$. Vòng tròn Mohr là công cụ hữu ích cho việc phân tích các điều kiện cho sự phá hủy đất đá.



Hình 2 Vòng tròn Mohr ứng suất

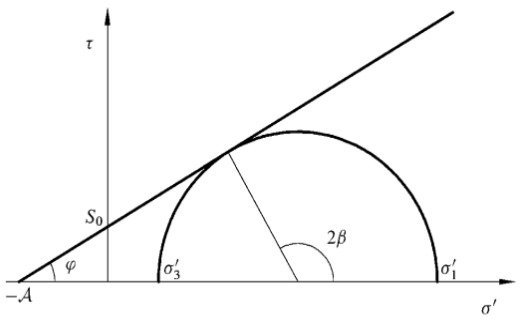
3. Tính toán áp suất sập lở

Ta sử dùng tiêu chuẩn Mohr-Coulomb với ứng suất hiệu dụng:

$$|\tau| = S_o + \mu\sigma' \quad (3)$$

Trong đó: μ là hệ số góc ma sát trong (*coefficient of internal friction*).

S_o là lực kết dính trong đất đá (*cohesive strength*).



Hình 3. Vòng tròn Mohr chạm đường bao phá hủy.

Hình vẽ trên thể hiện tiêu chuẩn Mohr với vòng tròn Mohr chạm vào đường bao phá hủy. Góc φ trên hình vẽ gọi là góc ma sát trong và có mối tương quan với hệ số góc ma sát trong theo công thức:

$$tan\,\varphi = \mu \tag{4}$$

Trên hình vẽ, góc 2β thể hiện vị trí nơi vòng tròn Mohr chạm vào đường bao phá hủy. Dựa vào hình vẽ ta có thể tìm ra giá trị ứng suất tiếp ứng với điểm tiếp xúc này là:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1^{'} - \sigma_3^{'})\,sin\,2\,\beta \tag{5}$$

và ứng suất hiệu dụng tại đó là:

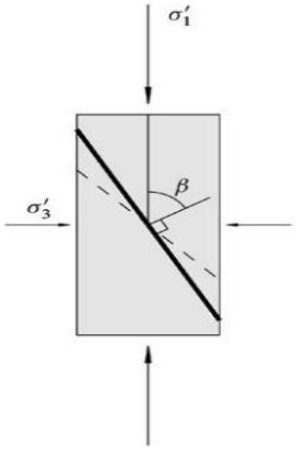
$$\sigma' = \frac{1}{2}(\sigma_1^{'} + \sigma_3^{'}) + \frac{1}{2}(\sigma_1^{'} - \sigma_3^{'})\,cos\,2\,\beta \tag{6}$$

Mối tương quan giữa góc β và góc ma sát trong φ cũng được thể hiện theo công thức:

$$2\beta = \varphi + \frac{\pi}{2} \tag{7}$$

hay :

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \tag{8}$$



Hình 4. Xác định góc beta trong vòng tròn Morh.

Trong Hình 4: đường nghiêng nét liền là đường thể hiện mặt phẳng phá hủy ứng với góc ma sát trong là 30^0, đường nghiêng nét dứt là đường thể hiện góc nghiêng lớn nhất của mặt phẳng phá hủy liên hệ với σ'_1 dựa vào tiêu chuẩn vòng tròn Mohr.

Vòng tròn Mohr khi đó có đường kính chính là $\sigma_1^{'}$ và tâm trên trục X với tọa độ $\frac{\sigma_1^{'}}{2}$. Khi vòng tròn Mohr chạm vào đường phá hủy, $\sigma_1^{'}$ chính bằng độ bền nén đơn trục (UCS).

Trong công thức thay $\sigma_3^{'} = 0$, ta có UCS khi đó được xác định:

$$UCS = 2S_0\frac{cos\,\varphi}{1-sin\,\varphi} = 2S_0\,tan\,\beta \tag{9}$$

Từ đó ta có giới hạn Mohr được xác định dựa vào công thức:

$$\sigma_1' = UCS + \sigma_3'\,tan^2\,\beta \tag{10}$$

Vậy giếng khoan sẽ xảy ra hiện tượng phá hủy cắt (break out) khi:

$$\sigma_1' \geq UCS + \sigma_3'\,tan^2\,\beta \tag{11}$$

Trong một giếng khoan bất kì ba ứng suất chính tác dụng lên thành giếng là σ_θ, σ_r và σ_z. Tùy vào giá trị độ lớn mà ta xác định được ứng suất nào là ứng suất chính nhỏ nhất (σ_2) và ứng suất ngang nhỏ nhất (σ_3)

** Trường hợp giếng thẳng đứng.*

Trong giếng thẳng đứng với thành phần ứng suất ngang là bằng nhau theo mọi hướng (σ_h=const), ba thành phần ứng suất chính lần lượt là:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= P_w\\ \sigma_\theta &= 2\sigma_h - P_w\\ \sigma_{zz} &= \sigma_v\end{aligned} \tag{12}$$

Trong đó: P_w là áp suất thủy tĩnh trong giếng do dung dịch khoan tạo ra.

Ta xét trường hợp thứ nhất $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$ khi đó, ứng suất chính lớn nhất là σ_θ và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_r. Vậy giếng sẽ bị sập lở khi:

$$\sigma_\theta^{'} \geq UCS + \sigma_r^{'} tan^2\,\beta \tag{13}$$

Thay các giá trị σ_θ và σ_r vào công thức trên ta có áp suất thủy tĩnh trong giếng do dung dịch khoan gây nên phá hủy cắt trong giếng khoan thẳng đứng với ứng suất ngang bằng nhau theo mọi hướng là:

$$P_w \leq \frac{2\sigma_h + P_p(tan^2\,\beta - 1) - UCS}{1 + tan^2\,\beta} = P_p + \frac{2(\sigma_h - P_p) - UCS}{1 + tan^2\,\beta} \tag{14}$$

Trong đó: P_p là áp suất lỗ rỗng.

Tương tự, ta thay đổi giả thiết về mối tương quan giữa ba ứng suất chính, ta sẽ có 6 trường hợp được cho trong Bảng 1.

Theo lý thuyết, ta có 6 trường hợp, nhưng trong thực tế các trường hợp d, e và f thường không tồn tại do σ_v luôn lớn hơn P_w, vì vậy σ_z luôn lớn hơn σ_r .Vì vậy chỉ có ba trường hợp a, b, c được dùng công thức đưa vào tính toán mô hình địa cơ để tính toán áp suất sập lở.

Bảng 1. Áp suất thủy tĩnh gây sập lở trong giếng đứng với giá trị ứng suất ngang không đổi

Case	$\sigma_1 \geqslant \sigma_2 \geqslant \sigma_3$	Borehole failure occurs if
a	$\sigma_\theta \geqslant \sigma_z \geqslant \sigma_r$	$p_w \leqslant p_f + \dfrac{2(\sigma_h - p_f) - C_0}{1 + \tan^2\beta}$
b	$\sigma_z \geqslant \sigma_\theta \geqslant \sigma_r$	$p_w \leqslant p_f + \dfrac{\sigma_v - p_f - C_0}{\tan^2\beta}$
c	$\sigma_z \geqslant \sigma_r \geqslant \sigma_\theta$	$p_w \geqslant p_f + 2(\sigma_h - p_f) - \dfrac{\sigma_v - p_f - C_0}{\tan^2\beta}$
d	$\sigma_r \geqslant \sigma_z \geqslant \sigma_\theta$	$p_w \geqslant p_f + \dfrac{2(\sigma_h - p_f)\tan^2\beta + C_0}{1 + \tan^2\beta}$
e	$\sigma_r \geqslant \sigma_\theta \geqslant \sigma_z$	$p_w \geqslant p_f + (\sigma_v - p_f)\tan^2\beta + C_0$
f	$\sigma_\theta \geqslant \sigma_r \geqslant \sigma_z$	$p_w \leqslant p_f + 2(\sigma_h - p_f) - (\sigma_v - p_f)\tan^2\beta - C_0$

(Với $P_f = P_p$ là áp suất lỗ rỗng)

** Trường hợp giếng khoan ngang.*

$$Pw \leq \frac{M - UCS + Pp(tan^2\,\beta - 1)}{1 + tan^2\,\beta} \tag{15}$$

Tương tự với hai trường hợp còn lại $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$ và $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$ ta có bảng giá trị áp suất thủy tĩnh tạo bởi dung dịch khoan gây ra sập lở thành hệ cho giếng ngang như sau:

Bảng 2. Áp suất thủy tĩnh gây sập lở trong giếng ngang

Trường hợp	Áp suất thủy tĩnh gây sập lở
$\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$	$P_w \leq \dfrac{M - UCS + Pp(tan^2\,\beta - 1)}{1 + tan^2\,\beta}$
$\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$	$P_w \leq \dfrac{\sigma_z - UCS - M\,tan^2\,\beta + P_p(tan^2\,\beta - 1)}{tan^2\,\beta}$
$\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$	$P_w \geq \dfrac{UCS + M\,tan^2\,\beta - \sigma_z + P_p(1 - tan^2\,\beta)}{tan^2\,\beta}$

** Trường hợp giếng có quỹ đạo bất kì*

Trong trường hợp giếng có quỹ đạo bất kì với góc nghiêng là i và góc phương vị α với độ lớn ứng suất ngang không bằng nhau theo các hướng ($\sigma_H > \sigma_h$). Áp suất thủy tĩnh tạo bởi dung dịch khoan gây ra hiện tượng sập lở là :

$$P_w \geq \frac{1}{tan^2\beta}(UCS + (\sigma_X + \sigma_Y - 2(\sigma_X - \sigma_Y)\cos 2\theta - 4\tau_{xy}\sin 2\theta)\tan^2\beta - \sigma_z$$
$$\vartheta[2(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta + 4\tau_{xy}\sin 2\theta] + P_p(1 - tan^2\beta) \quad (16)$$

Từ ba trường hợp trên ta có bảng áp suất thủy tĩnh do dung dịch khoan tạo ra có khả năng gây ra hiện tượng sập lở là:

Bảng 3. Áp suất thủy tĩnh gây sập lở trong giếng có quỹ đạo bất kì

Trường hợp	$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$	Áp suất thủy tĩnh gây ra sập lở thành giếng
a	$\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$	$P_w \leq \frac{\sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y)cos2\theta - 4\tau_{xy}sin2\theta - UCS + P_p(tan^2\beta - 1)}{1 + tan^2\beta}$
b	$\sigma_Z > \sigma_\theta > \sigma_r$	$P_w \leq \frac{\sigma_z - \vartheta_{fr}[2(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta + 4\tau_{xy}sin2\theta] - UCS + P_p(tan^2\beta - 1)}{tan^2\beta}$
c	$\sigma_Z > \sigma_r > \sigma_\theta$	$P_w \geq \frac{1}{tan^2\beta}(UCS + (\sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_{y)}cos2\theta - 4\tau_{xy}sin2\theta)tan^2\beta - \sigma_z - \vartheta_{fr}[2(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta + 4\tau_{xy}sin2\theta] + P_p(1 - tan^2\beta)$

Áp suất tới hạn để gây ra hiện tượng sập lở trong khi khoan hay còn được gọi là áp suất sập lở hay collapse pressure (Cp).

4. Lựa chọn trọng lượng riêng dung dịch khoan và chiều sâu ống chống phù hợp

Theo lý thuyết, trọng lượng riêng dung dịch khoan tương đương (ECD) được giới hạn dưới bởi đường gradient áp suất vỉa và gradient áp suất vỡ vỉa cộng thêm với một khoảng an toàn. Gradient áp suất vỉa và vỡ vỉa được giả thiết tăng theo độ sâu, trong trường hợp này việc thiết kế trọng lượng riêng dung dịch khoan và tính toán độ sâu đặt chân đế ống chống khá đơn giản.

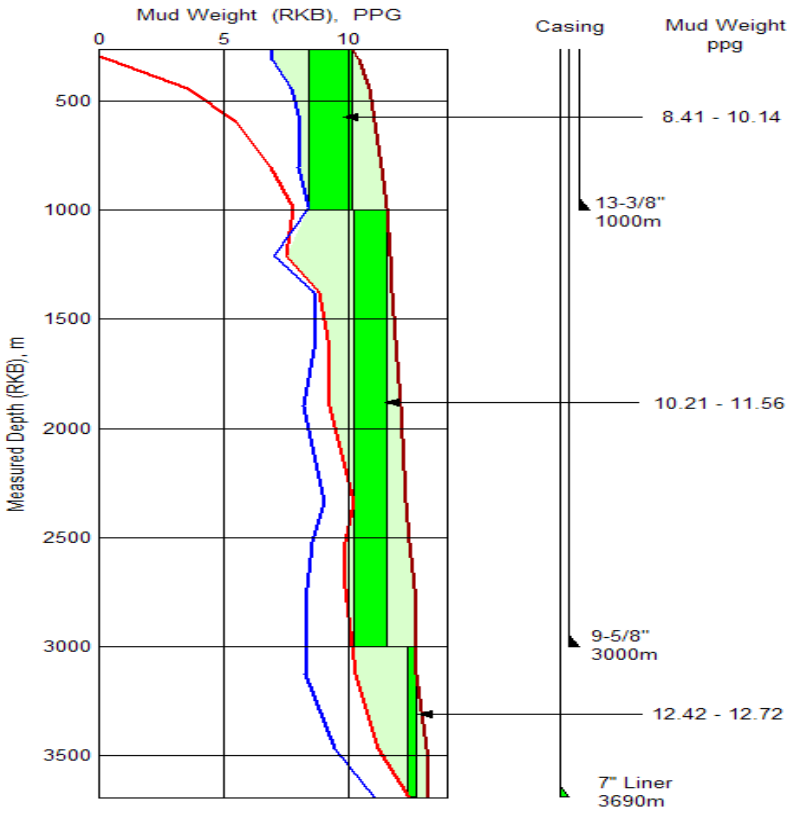
Một cấp đặt ống chống được thiết kế như sau: sau khi đặt ống chống cấp trước đó, tăng ECD lên bằng áp suất vỡ vỉa trừ hệ số an toàn và tiến hành khoan. Đến độ sâu mà ECD bằng với áp suất vỉa cộng với hệ số an toàn thì tiến hành chống cấp ống chống mới và cứ như vậy cho tới khi khoan tới độ sâu thiết kế. Nhưng trong thực tế áp suất gây sập lở gây ra cho giếng khoan có lúc lớn hơn áp suất lỗ rỗng và thay đổi không ổn định nên việc thiết kế độ sâu đặt chân đế ống chống không chỉ phụ thuộc vào áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa mà còn phải phụ thuộc vào áp suất gây sập lở.

Ở Hình 5, cấp ống chống đầu tiên do áp suất vỉa (đường màu xanh) lớn hơn áp suất gây sập lở (đường màu đỏ), trọng lượng riêng dung dịch khoan và chiều sâu đặt chân đế ống chống phụ thuộc vào áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa.

Nhưng ở cấp ống chống thứ hai và thứ 3, do áp suất gây sập lở vượt qua độ lớn của áp suất vỉa nên trọng lượng riêng dung dịch khoan và chiều sâu đặt chân đế ống chống phải thiết kế phụ thuộc vào đường áp suất gây sập lở và đường áp suất vỡ vỉa.

Ngoài ra, cửa sổ dung dịch khoan cho từng cấp ống chống luôn được thiết kế sao cho có một khoảng thay đổi nhất định để thuận tiện cho quá trình thi công. Ví dụ, ở cấp ống chống thứ nhất, trọng lượng riêng dung dịch khoan có thể thay đổi từ 8.41 tới 10.14 ppg.

Sau khi đã hoàn thành thiết kế và tiến hành khoan giếng, số liệu đo log của giếng đó phải được thu thập liên tục để kiểm tra và tính toán lại sao cho phù hợp nhất, các kết quả thiết kế ban đầu như quỹ đạo, trọng lượng riêng dung dịch khoan, chiều sâu đặt chân đế ống chống…, có thể được điều chỉnh trong suốt quá trình khoan nếu như nó không phù hợp.



Hình 5. Độ sâu đặt chân đế ống chống và cửa sổ dung dịch khoan

Tài liệu tham khảo

Hoàng Thanh Tùng, 2015, Tích hợp mô hình địa cơ và phương pháp onset of sanding để dự báo khả năng sinh cát của vỉa khí tầng Miocen mỏ Hải Thạch, mộc Tinh, Nam Côn Sơn, Đại học Bách Khoa Hồ Chí Minh, Tp Hồ Chí Minh.

Nguyễn Thị Ba Liên, 2011. Mô hình phân tích ổn định thành giếng khoan phục vụ tối ưu hóa quỹ đạo giếng và dự báo khả năng xuất hiện cát trong khai thác dầu khí, Đại học Công Nghệ - Đại học Quốc gia Hà Nội, Hà Nội.

E. FJÆR, R.M.HOLT,P.HORSRUD, A.M. RAAEN & R. RISNES, 2008. Petroleum Related Rock Mechanics, Developments in Petroleum science 53, ELSEVIER.

BERNT S. AADNØY, REZA LOOYEH, 2010. Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design, ELSEVIER, USA.

Adel M. Al-Ajmi, Robert W. Zimmerman, 2009. A new well path optimization model for increased mechanical borehole stability, ELSEVIER, UK.

ABSTRACT

Applying the rock mechanic model to select the density of drilling fluid for wells in complex conditions in Nam Con Son basin

Le Quang Duyen[1], Hoang Thanh Tung[2]
[1]*Hanoi University of Mining and Geology*
[2] *PVD deep Water*

Nam Con Son basin is an area with complicated geological conditions, the oil and gas fields in this area have separate, complex structures. The difference between reservoir pressure and fracture pressure causes a lot of drilling problems such as borehole instability, loss of fluid circulation, kick, ... These problems have a negative impact on the economic and technical efficiency of the drilling project. Therefore, the

determination of the stress field and the construction of a rock mechanical models helping calculate the appropriate density of drilling fluid and the casing depth will improve well construction efficiency, minimize risks during drilling, optimize well design, selection of construction equipment, ... minimizing investment costs, increasing economic efficiency for the project.
In the drilling process, when the density of the drilling fluid is not suitable, the stress around the borehole may be too great and the Mohr circle touches the critical line. Then, the appearance of the shear destruction and break out phenomenon will increase the drilling costs and evenly have to close the well before reaching the target. In this paper, the authors based on the geomechanical model to determine the window mud weight based on the determination of formation pressure, fracture pressure and collapse pressure.

Keywords: Rock mechanics; drilling fluid; density.

Nâng cao hiệu quả xác định các đới dập vỡ, nứt nẻ và hang karst bằng phương pháp biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D

Phạm Ngọc Đạt[1,*], Kiều Duy Thông[2], Phạm Ngọc Kiên[2], Lại Hợp Phòng[1], Dương Thị Ninh[1]
[1] *Viện Địa chất - Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam*
[2] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Phương pháp đo sâu điện 2D được áp dụng rộng rãi trong nghiên cứu, xác định các cấu trúc dập vỡ, nứt nẻ và hang Karst. Tuy nhiên, ở Việt Nam, kết quả đo ghi thường chỉ được xử lý giải ngược 2D và minh giải trên từng tuyến đo riêng lẻ. Cách thức xử lý số liệu này gây ra nhiều hạn chế cho việc khoanh định các cấu trúc địa chất trong toàn bộ khu vực khảo sát. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã tiến hành biểu diễn kết quả giải ngược tài liệu đo sâu điện 2D trên toàn bộ các tuyến đo theo không gian 3D. Tài liệu đo sâu điện 2D trên vùng X, phía Tây Hà Nội đã được sử dụng trong nghiên cứu này. Kết quả biểu diễn 3D cho tài liệu giải ngược đo sâu điện 2D đã làm tăng khả năng liên kết số liệu giữa các tuyến đo, đồng thời nâng cao tính chính xác trong việc khoanh vùng, xác định các đới dập vỡ, nứt nẻ trong khu vực nghiên cứu so với cách biểu diễn 2D trên từng tuyến đo riêng lẻ. Tính hiệu quả của phương pháp biểu diễn mới này đã được chứng minh khi so sánh với tài liệu khoan khảo sát trong khu vực nghiên cứu. Từ khóa: Giàn khoan cố định, bình tách hai pha, bình tách ba pha.

Từ khóa: Biểu diễn 3D; đo sâu điện 2D; đới dập vỡ; hang Karst.

1. Đặt vấn đề

Hiện tượng nứt, sụt đất diễn ra ở nhiều nơi trên thế giới và ở Việt Nam. Điều kiện tự nhiên, điều kiện địa chất phức tạp và một số tác động nhân sinh là những yếu tố gây ra hàng loạt các tai biến địa chất và môi trường ảnh hưởng đến đời sống nhân dân và thiệt hại về kinh tế xã hội, ví dụ như sập nhà, hư hại các công trình xây dựng, mất nước sinh hoạt. Chính vì vậy, việc nghiên cứu xác định vị trí, cũng như nguyên nhân gây ra các hiện tượng nứt, sụt đất có ý nghĩa quan trọng trong phát triển kinh tế, xã hội, giảm thiểu các tai biến địa chất của từng khu vực cụ thể.

Phương pháp đo sâu điện 2D đã được áp dụng có hiệu quả ở nhiều nơi trên thế giới cũng như ở Việt Nam trong việc xác định các đới dập vỡ, nứt nẻ, hang hốc và ẩn họa trong lòng đất. Một số nghiên cứu trên thế giới, ví dụ như Szalai và nnk, 2014; Duszyński và nnk, 2017, đã sử dụng phương pháp này và kết hợp với một số khảo sát khác để đánh giá các cấu trúc và tính liên kết của hệ thống các đới dập vỡ, hang hốc trong vùng nghiên cứu. Tại Việt Nam, các nghiên cứu của Đoàn Văn Tuyến và Vũ Cao Minh, 2008, Đinh Văn Toàn, Lê Ngọc Thanh, 2012; Phạm Ngọc Đạt và nnk, 2018, đã áp dụng phương pháp đo sâu điện 2D để xác định, khoanh vùng và dự báo tai biến có thể xảy ra do hiện tượng nứt, sụt đất.

Tuy nhiên, các nghiên cứu nêu trên chỉ xử lý số liệu đo ghi 2D và giải thích các lát cắt địa điện riêng lẻ trên từng tuyến đo, sau đó giải thích địa chất khu vực dựa trên kết quả giải ngược số liệu đo sâu điện. Điều này gây ra hạn chế trong việc xác định và khoanh vùng đối tượng tại biến trong không gian 3 chiều (3D). Chính vì vậy, mục tiêu của nghiên cứu này là đưa ra phương pháp xử lý số liệu để biểu diễn các kết quả xử lý số liệu đo sâu điện 2D trong không gian 3D, giúp nâng cao hiệu quả và tính chính xác cho công tác xác định, khoanh vùng và dự báo các đới cấu trúc dập vỡ, nứt nẻ và hang hốc có trong vùng nghiên cứu.

Công tác xử lý số liệu đo sâu điện trong nghiên cứu này được tiến hành theo trình tự như sau: (i) xử lý giải ngược số liệu đo sâu điện 2D trên từng tuyến đo; (ii) sử dụng số liệu sau khi giải ngược để biểu diễn trong không gian 3D trên phần mềm MATLAB; (iii) lọc các số liệu biểu diễn 3D theo các giá trị điện trở suất giải ngược liên quan đến các đối tượng địa chất khác nhau; (iv) biểu diễn các miền điện trở suất liên quan đến các đới dập vỡ, nứt nẻ và hang hốc trong không gian 3D; (v) giải thích địa chất các kết quả xử lý số liệu có được.

Việc biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D cho thấy hiệu quả vượt trội so với việc xử lý số liệu và biểu diễn kết quả riêng lẻ trên từng tuyến đo trong việc khoanh vùng các đới phá hủy, dập vỡ và hang hốc trong

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: ngocdatdvlk52@gmail.com

khu vực nghiên cứu. Vị trí và sự phân bố theo không gian 3D của các đối tượng này được thể hiện rõ ràng trên hình vẽ 3D giúp cho các nhà địa vật lý, địa chất giải thích kết quả khảo sát một cách dễ dàng và hiệu quả hơn.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Cơ sở lý thuyết bài toán ngược trong đo sâu điện 2D

Thực chất bài toán ngược đo sâu điện 2D là tìm mô hình lát cắt 2D sao cho cực tiểu hóa phiếm hàm F giữa độ lệch bình phương giá trị logarit điện trở suất đo được $q_i(z_j)$ trên lưới đo thực tế và giá trị $g_i(x)$ là logarit điện trở suất tính trên mô hình (Loke, 2010).

$$F(x) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{\left[q_i(z_j) - g_i(z_j,\vec{p})\right]^2}{g_i^2(z_j,\vec{p})} = \varepsilon_i \to 0 \quad (1)$$

Với: $q_i(z_j)$ là giá trị logarit điện trở suất đo $q_i = \lg\rho_k(z_j)$; $g_i(z_j,\vec{p})$ là giá trị logarit điện trở suất tính theo tham số trên mô hình: $g_i(z_j,\vec{p}) = \lg\rho_T(z_j,\vec{p})$; $\vec{p}$ là véctơ giá trị tham số của mô hình: $\vec{p} = \vec{p}(\rho_k, a_k, h_k) = \vec{p}(p_k)$; p_k là tham số của mô Hình 2D; $p_k = (\rho_k, a_k, h_k)$ là giá trị điện trở suất, chiều rộng và chiều dày của các khối hộp địa phương trên mô hình.

δp_k là bước thay đổi tham số p_k, với δp_k nhỏ thì:

$$g_i(p_k + \delta p_k) = g_i(p_k) + J\delta p_k$$

$$\Rightarrow J.\delta p_k = g_i(p_k + \delta p_k) - g_i(p_k) = \varepsilon_i \quad (2)$$

Ở đây: J là ma trận Jacobi của mỗi lần thay đổi mô hình: $J_{ik} = \frac{\partial g_i}{\partial p_k}$

Như vậy bước dịch chuyển: $\delta p_k = J^{-1}.\varepsilon_i$ (3)

Với J^{-1} là ma trận nghịch đảo của ma trận J

2.2. Chương trình xử lý giải ngược số liệu đo sâu điện 2D

Số liệu đo $q_i(z_j)$ được đưa vào theo phương pháp đo, số điểm đo, kích thước a theo trình tự đo, sau đó chương trình chạy theo thuật toán sau (Loke, 2010). Theo phương trình (2) để giảm sai số ε_i có thể sử dụng phương trình Gauxơ - Newton xác định sự thay đổi tham số mô hình để giảm tổng sai số bình phương của phương trình (3):

$$\delta p_k = J^{-1}\varepsilon_i \quad (4)$$

Với sự thay đổi tham số này, tính toán lại vectơ thay đổi tham số nhận được mô hình mới:

$$g_n = g_{n-1} + \delta p_{n-1} \quad (5)$$

Tuy nhiên trong thực tế bài toán ngược Địa vật lý ma trận $J^{-1}J$ có thể là kỳ dị nên phương trình bình phương tối thiểu (2) không có lời giải.

Nếu kết quả đo $q_i(z_j)$ có sai số lớn, ma trận sản phẩm $J^{-1}J$ gần kỳ dị, kết quả giải bài toán theo phương trình (5) sẽ sai với thực tế; trong trường hợp này phải dùng phương pháp hồi quy thực hiện theo phương pháp bình phương tối thiểu cưỡng bức với phương trình mới:

$$(J^{-1}.J + \lambda.f).\delta.p = J^{-1}\varepsilon_i \quad (6)$$

Ở đây: $f = f_x^{-1}.f_x + f_z^{-1}.f_z$ là ma trận làm trơn lọc đi các số liệu sai số lớn; f_x là bộ lọc theo phương ngang; f_z là bộ lọc theo phương thẳng đứng; λ là hệ số suy giảm hay trọng số của các bộ lọc làm trơn.

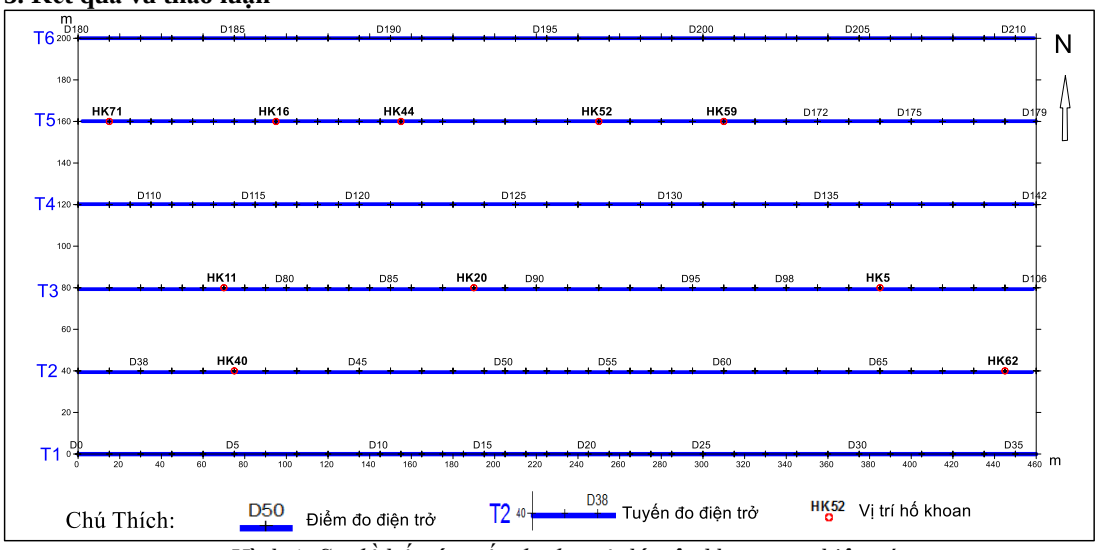
Sau khi $\varepsilon_i = \varepsilon_{min}$ đạt kết quả, mô hình g_n được chấp nhận là mô hình kết quả, chương trình giải bài toán ngược sẽ dừng lại, trên màn hình máy hiện lên: Lát cắt điện trở suất biểu kiến $q_i = \rho_k(x, z)$ của tài liệu đo; Lát cắt điện trở suất được tính toán ở lần lặp thứ i: $g_i(x, z)$; Chấp nhận ε_{min} thì cho mô hình $\rho(x, z)=g_n(x, z)$ ở lần tính lặp thứ n là mô hình kết quả. Mô hình này thường được coi là kết quả cuối cùng trong các nghiên cứu trước đây, và được sử dụng để giải thích địa chất cho tài liệu đo sâu điện 2D.

2.3. Biểu diễn 3D số liệu đo sâu điện 2D

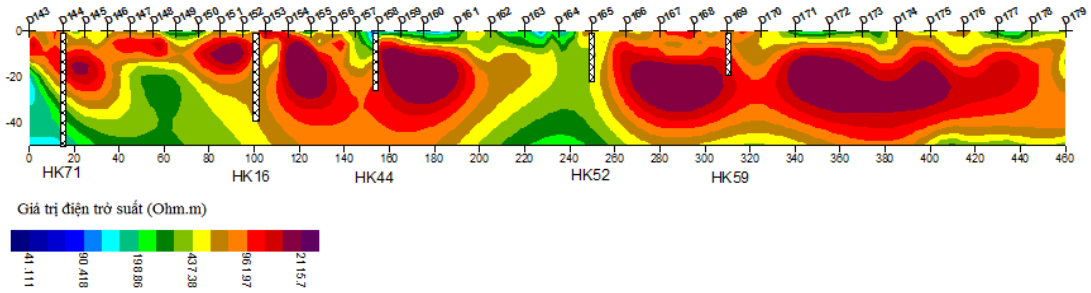
Số liệu điện trở suất giải ngược được lấy ra từ mô hình kết quả đã nêu ở phần trên cho từng tuyến đo. Tập hợp số liệu điện trở suất giải ngược trên toàn bộ các tuyến đo được lưu lại trong một file biểu diễn kết quả 3D. Trong đó, các vị trí giá trị điện trở suất giải ngược được lưu lại với tọa độ trong không gian 3D thay vì 2D như được lấy ra từ file kết quả giải ngược 2D bằng phần mềm RES2DINV (Loke, 2010). Với việc giả thiết tuyến đó kéo dài theo phương trục x và lát cắt điện trở suất giải ngược được biểu diễn trong mặt (Oxz) của hệ trục tọa độ Đề-các (Oxyz), vị trí của từng giá trị điện trở suất giải ngược trong không gian 3D được suy ra dễ dàng từ vị trí từng điểm đo và tuyến đo trên sơ đồ khảo sát địa vật lý trong từng khu vực nghiên cứu. Trong đó, tọa độ của từng điểm số liệu theo trục x và z lần lượt được lấy từ tọa độ điểm số liệu

trên tuyến và độ sâu của từng điểm này trong tập số liệu giá trị điện trở suất giải ngược trên từng tuyến đo. Dựa vào vị trí từng tuyến đo trên sơ đồ khảo sát địa vật lý, vị trí điểm số liệu theo trục y được suy ra cho toàn bộ các điểm số liệu trên từng tuyến đo bằng thuật toán nội suy Kriging. Phương pháp nội suy này được sử dụng phổ biến và đã chứng minh được hiệu quả trong nhiều nghiên cứu trước đây. Sau khi đã chuyển đổi số liệu điện trở suất giải ngược theo tọa độ của không gian 3D, chúng tôi sử dụng phần mềm MATLAB để biểu diễn các kết quả đo sâu điện trên toàn bộ vùng nghiên cứu (Higham và Higham, 2016).

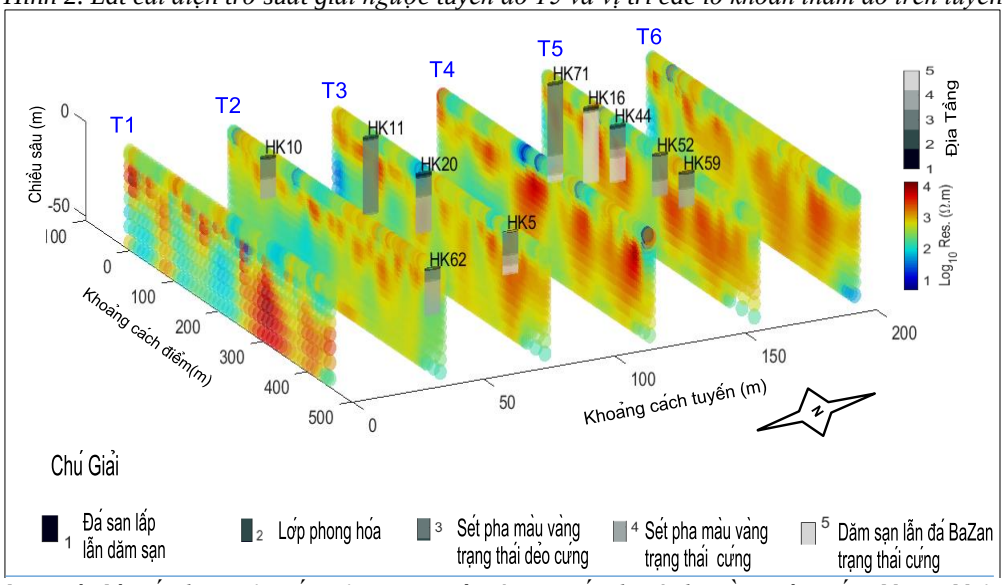
3. Kết quả và thảo luận



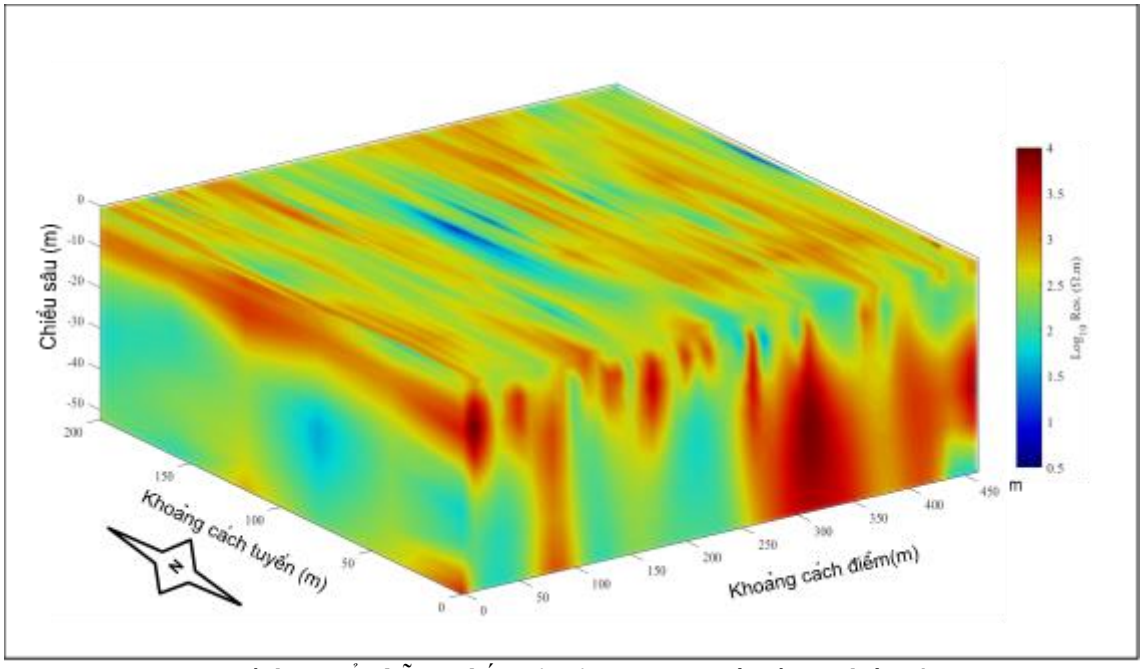
Hình 1. Sơ đồ bố trí tuyến đo địa vật lý trên khu vực nghiên cứu



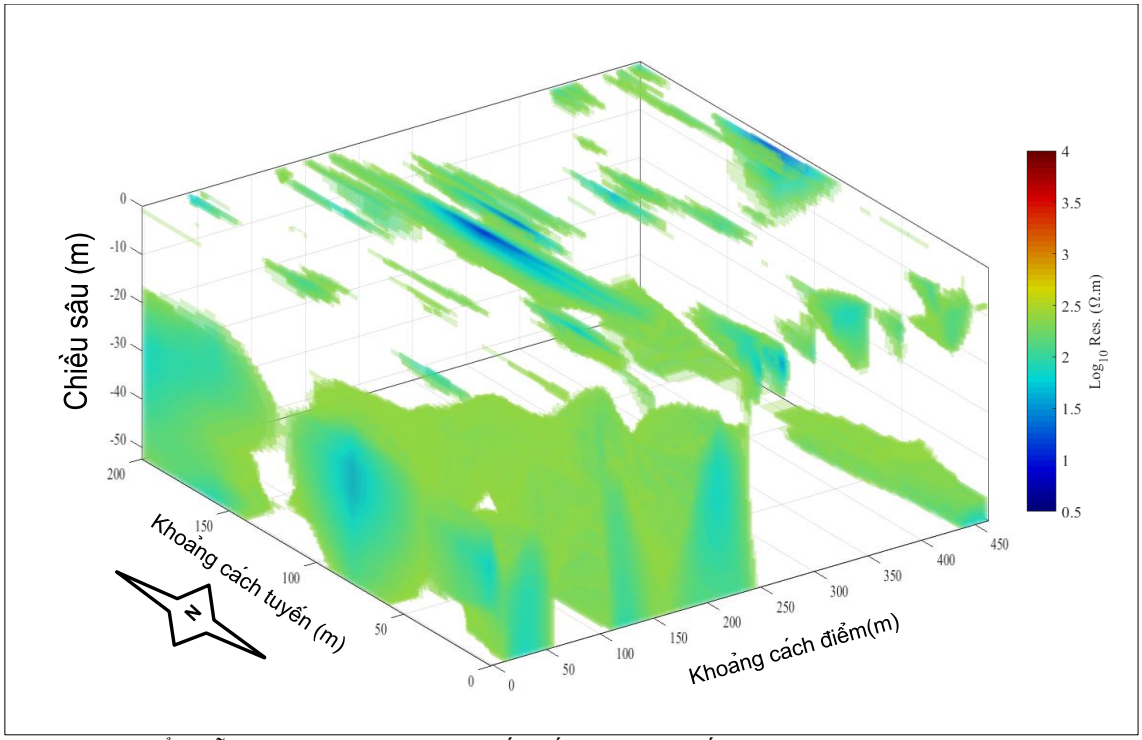
Hình 2. Lát cắt điện trở suất giải ngược tuyến đo T5 và vị trí các lỗ khoan thăm dò trên tuyến



Hình 3. Các lát cắt điện trở suất giải ngược trên từng tuyến đo và địa tầng các giếng khoan khảo sát



Hình 4. Biểu diễn 3D kết quả giải ngược 2D trên vùng nghiên cứu



Hình 5. Biểu diễn 3D các vùng điện trở suất thấp liên quan đến các đới dập vỡ, nứt nẻ mạng và hang hốc trong khu vực nghiên cứu

Về phương diện địa chất vùng nghiên cứu nằm ở rìa trũng Sông Hồng, có cấu tạo hai tầng: Tầng móng gồm các thành tạo phun trào thuộc hệ tầng viên nam (T1vn), hệ tầng Tân Lạc (T1olt) và thành tạo cacbonat hệ tầng Đồng Giao (T2a đg). Tầng móng bị các đứt gãy phân cắt ra các khối tảng và sụt lún yếu trong tân kiến tạo. Tầng phủ chủ yếu cấu tạo từ các trầm tích Đệ tứ thuộc các hệ tầng Vĩnh Phúc, Thái Bình với bề dày không lớn (từ 38 đến 65m), gắn kết yếu (Bùi Thị Liên, 2012). Các đới dập vỡ, nứt nẻ và hang hốc Karst thường chứa nước và có điện trở suất thấp hơn so với các dối tượng đất đá vây quanh.

Hình 1 biểu diễn sơ đồ bố trí các điểm đo trên từng tuyến khảo sát đo sâu điện 2D, khoảng cách giữa các tuyến đo và vị trí cụ thể của các hố khoan thăm dò địa chất trong toàn bộ khu vực nghiên cứu. Việc tổng

hợp số liệu điện trở suất giải ngược và vị trí của chúng trong không gian 3D được thực hiện dựa trên phân bố vị trí các điểm đo trên Hình 1 và kết quả giải ngược 2D số liệu đo ghi trên Hình 2.

Hình 2 là kết quả giải ngược trên 1 tuyến đo trong khu vực khảo sát. Các nghiên cứu trước đây thường biểu diễn toàn bộ kết quả giải ngược trên các tuyến đo sâu điện 2D như Hình 2. Việc biểu diễn kết quả riêng lẻ trên từng tuyến đo như vậy chỉ giúp giải thích địa chất cho tài liệu đo sâu điện 2D trên từng tuyến đo cụ thể. Sự phân bố giá trị điện trở suất giải ngược trên toàn vùng nghiên cứu không được thể hiện, gây khó khăn trong việc khoanh định các vùng điện trở suất thấp có liên quan đến các đới dập vỡ, nứt nẻ và hang hốc có trong khu vực khảo sát.

Kết quả biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D được thể hiện trên các hình vẽ 3, 4, 5. Trên Hình 3, toàn bộ kết quả giải ngược số liệu đo sâu điện 2D được biểu diễn theo các lát cắt tương ứng với từng tuyến đo trong khu vực khảo sát. Kết hợp với tài liệu các giếng khoan khảo sát, chúng ta có thể dễ dàng xác định được vị trí phân bố các đới điện trở suất thấp liên quan đến các đối tượng đất đá bị dập vỡ, nứt nẻ và hang hốc tại các tuyến đo và phân bố trên khu vực khảo sát. Tuy nhiên, kết quả trên Hình 3 chưa có sự liên kết số liệu điện trở suất giải ngược giữa các tuyến đo nên việc khoanh vùng các đối tượng nghiên cứu còn gặp nhiều hạn chế. Hình 4 biểu diễn kết quả liên kết số liệu điện trở suất giải ngược giữa các tuyến đo trong toàn bộ vùng khảo sát địa vật lý. Kết quả thu được trên Hình 4 cho thấy rõ ràng hơn sự phân bố theo không gian 3D của các đối tượng điện trở suất thấp trong khu vực. Khi tách số liệu liên quan đến các đối tượng này trên Hình 4 và biểu diễn 3D, chúng tôi thu được kết quả như Hình 5. So với Hình 2, Hình 5 cho thấy rõ ràng hơn rất nhiều sự phân bố theo diện tích và chiều sâu của các đới dập vỡ, phá hủy và hang hốc có trong vùng nghiên cứu.

4. Kết luận

Số liệu điện trở suất giải ngược 2D trên từng tuyến đo đã được liên kết và biểu diễn theo không gian 3D. Kết quả biểu diễn 3D số liệu điện trở suất giải ngược 2D cho thấy rõ ràng vị trí các đới dập vỡ, nứt nẻ và hang hốc có điện trở suất thấp trong khu vực nghiên cứu theo cả diện tích và chiều sâu. Việc kết hợp biểu diễn tài liệu khoan khảo sát địa chất lên các lát cắt điện trở suất giải ngược trước khi tiến hành biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D đã góp phần khẳng định vị trí của các đối tượng nghiên cứu.

Xử lý biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D cho thấy rõ tính hiệu quả so với việc chỉ biểu diễn kết quả 2D theo truyền thống trong việc giải thích các kết quả khảo sát trên thực tế. Nhóm tác giả đề xuất thực hiện phương pháp xử lý này trên nhiều khu vực khác, giúp tăng tính chính xác và hiệu quả giải thích số liệu đo sâu điện 2D với nhiều đối tượng khác nhau.

Tài liệu tham khảo

Phạm Ngọc Đạt, Lại Hợp Phòng, Lương Thị Ninh, Phạm Ngọc Kiên, 2018. Áp dụng phương pháp thăm dò điện nghiên cứu nứt, sụt đất khu vực huyện Kỳ Sơn - Tỉnh Hòa Bình. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Thái Nguyên*, số 181, kỳ 5, trang 47-53.

Duszyński, F., Jancewicz, K., Kasprzak, M. and Migoń, P., 2017. The role of landslides in downslope transport of caprock-derived boulders in sedimentary tablelands, Stołowe Mts, SW Poland. *Geomorphology, 295*, pp.84-101.

Higham, D.J. and Higham, N.J., 2016. MATLAB guide. *Society for Industrial and Applied Mathematics*.

Loke, M.H., 2010. RES2DINV ver. 3.59. Geoelectrical Imaging 2D&3D. *Geotomo software*, 148p.

Bùi Thị Liên, 2012. *Nghiên cứu, đánh giá điều kiện địa chất công trình phục vụ xây dựng nhà cao tầng khu vực huyện Quốc Oai, Hà Nội*. Luận văn Cao học.

Lê Ngọc Thanh, 2012. Góp phần xác định nguyên nhân sạt lở bờ sông Tiền và sông Sài Gòn bằng các khảo sát địa vật lý gần mặt đất. *Tạp chí Các khoa học về Trái đất*, số 34, kỳ 3, trang 205-216.

Đinh Văn Toàn: "Nghiên cứu, xác định nguyên nhân nứt sụt đất khu vực xóm Tân Lập, xã Dân Hạ, huyện Kỳ Sơn, tỉnh Hòa Bình, đề xuất giải pháp", 91p

Đoàn Văn Tuyến, Vũ Cao Minh, 2008. Tai biến sụt lún karst và một số kết quả nghiên cứu dự báo phân vùng nguy hiểm. *Tuyển tập Hội thảo Khoa học toàn quốc: "Tai biến dịa chất và giải pháp phòng chống"*, Hà Nội, trang 153-162.

Szalai, S., Szokoli, K., Novák, A., Tóth, Á. and Metwaly, M., 2014. Fracture network characterisation of a landslide by electrical resistivity tomography. *Natural hazards and earth system sciences*, pp.3965-4010.

ABSTRACT

Improving the effectiveness of identifying the facture zones and karst caves by 3D interpolation of the 2D inversed resistivity data

Pham Ngoc Dat[1], Kieu Duy Thong[2], Pham Ngoc Kien[2], Lai Hop Phong[1], Duong Thi Ninh[1]
[1] *Institue of Geological Sciences, Vietnam Academy of Science and Technology*
[2] *Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology*

The 2D resistivity tomography is widely applied in identifying fracture zones and Karst structures. However, in Vietnam, the apparent resistivity data is usually only 2D inversed and geologically explained on each individual measuring profile. This method of data processing causes many limitations for the delineation of geological structures in the entire survey area. In this study, the authors show the results of the interpolation of the 2D inversed resistivity data on all profiles into those distributed in 3D space. The data in region X, west of Hanoi is utilised in this study. The 3D interpolation for the 2D inversed resistivity data not only increases the ability to correlate the data amongs measuring profiles, but also improves the accuracy in the identification of fracture zones and caves in the study area compared to 2D inversion results on each profile individually. The effectiveness of this new method is proven by the drilling cores in the study area.

Keywords: 3D interpolation; 2D resistivity tomography; fracture zones; karst caves.

Nghiên cứu tạo nano đồng từ dung dịch $Cu(NO_3)_2$ bằng dịch chiết vỏ trái chuối hột

Nguyễn Huỳnh Đức [1], Nguyễn Thị Thanh Bảo [2], Nguyễn Thanh Bình [2], Hoàng Thu Hà [3]
Tống Thị Thanh Hương[1,*]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Viện Vật lý, Viện Hàn lâm và Khoa học Công nghệ Việt Nam*
[3] *Trường Đại học Giáo dục, Đại học Quốc gia Hà Nội*

TÓM TẮT

Hiện nay, các hạt nano kim loại được tổng hợp từ các kim loại có nhiều ứng dụng. Hạt nano đồng là loại hạt nano khá phổ biến với giá thành rẻ và có đầy đủ các tính chất ưu việt như tính chất quang, điện, từ, cơ, tính xúc tác. Trong nghiên cứu này, các hạt nano đồng được tạo thành theo phương pháp khử hoá từ dung dịch Cu2+ với chất khử là các chất hữu cơ chiết từ thành phần thiên nhiên, cụ thể là vỏ trái chuối hột. Nghiên cứu đã chỉ ra rằng dịch chiết từ vỏ chuối hột tươi có hiệu quả đối với quá trình tạo nano đồng trong dung dịch. Các điều kiện nồng độ Cu(NO3)2 0,5mM, thời gian 30 phút, pH = 8 thuận lợi cho quá trình tạo nano đồng. Hạt nano đồng thu được có kích thước 4 - 5 nm và ổn định trong vòng 7 ngày. Nano đồng trong dung dịch có khả năng kháng nấm tốt (có thể kháng đến thời gian ít hơn 96h trong điều kiện tự nhiên).

Từ khoá: Nano đồng; chuối hột; kháng nấm.

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, công nghệ nano rất phát triển bởi đặc tính kích thước hạt nhỏ cỡ nano có thể thâm nhập vào phần tử vật chất và được ứng dụng trong nhiều lĩnh vực. Về bản chất, các hạt có kích thước nano tạo diện tích bề mặt tiếp xúc lớn, khả năng bám dính tốt và được sử dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau như y tế, môi trường, mỹ phẩm, xúc tác… Với nhiều ưu điểm nổi trội, công nghệ sản xuất các vật liệu có kích thước nano không ngừng phát triển.

Trong công nghệ nano, các hạt nano kim loại có tính chất đặc biệt và có nhiều ứng dụng quan trọng. Hạt nano trên cơ sở đồng là dạng hạt nano có nhiều ứng dụng trong công nghiệp, đặc biệt trong lĩnh vực điện, điện tử và xúc tác, môi trường. Về cơ bản, nano đồng được tổng hợp theo nhiều phương pháp khác nhau như [1,2,5]: phân huỷ nhiệt, nhiệt vi sóng, bức xạ, kỹ thuật vi nhũ, kỹ thuật siêu tới hạn, phương pháp polyol, phương pháp khử nhiệt và khử bằng sóng siêu âm. Trong nghiên cứu này, nano đồng được tổng hợp theo phương pháp polyol khử hoá thông qua dung dịch chiết từ vỏ chuối hột. Polyol là loại hợp chất có mặt khá nhiều trong thành phần vỏ, là của một số loại cây trong thiên nhiên như chuối, hạt điều, bàng [3]… Bản thân hợp chất polyol có tính kháng khuẩn tốt và cũng là chất khử hiệu quả để chuyển các ion kim loại về dạng kim loại. Một số nghiên cứu cho thấy trong thành phần vỏ và hạt của quả chuối hột có chứa hàm lượng các chất polyol cao [4,5,6], rất hiệu quả cho việc sử dụng như một tác nhân khử tự nhiên, thân thiện với môi trường.

Trên cơ sở đặc tính ứng dụng rộng rãi của nano đồng và giá trị kinh tế có thể mang lại, đi theo xu thế nghiên cứu sử dụng các hợp chất thiên nhiên, thân thiện với môi trường, nghiên cứu này tập trung vào việc tìm điều kiện thuận lợi trong quy trình tạo nano đồng từ dịch chiết vỏ chuối hột.

2. Nguyên liệu và phương pháp nghiên cứu

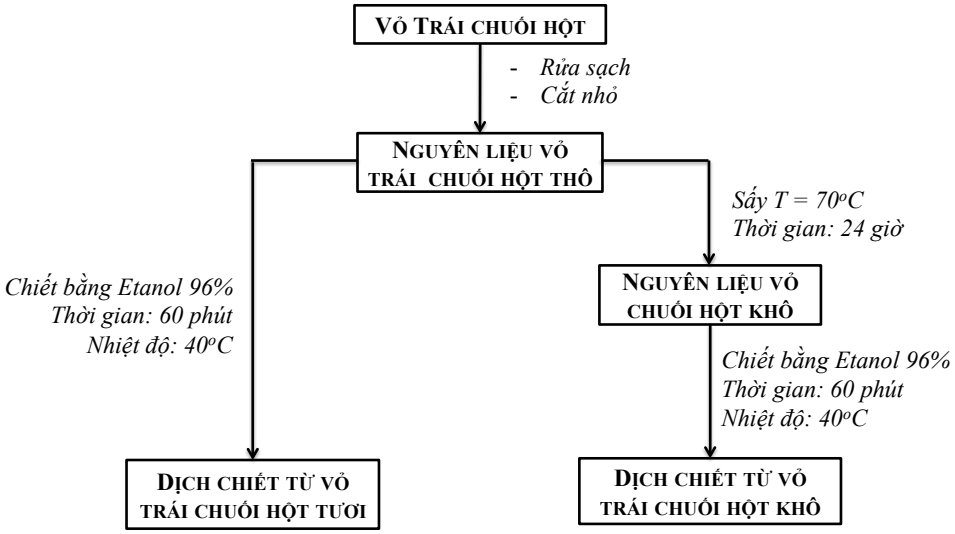
2.1. Nguyên liệu

Trong nghiên cứu này, nano đồng được tổng hợp từ $Cu(NO_3)_2$ và một số hoá chất trong qua trình tạo dịch chiết như C_2H_5OH 96%, NH_3, NaOH. Vỏ trái chuối hột được thu mua tại thị xã Ba Đồn, tỉnh Quảng Bình.

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: tongthithanhhuong@humg.edu.vn

2.2. Chiết dịch chuối hột

Vỏ trái chuối hột được làm sạch, cắt nhỏ, để ráo hoặc sấy khô; sau đó chiết bằng dung dịch etanol 96% theo tỷ lệ xác định ở điều kiện 40^{o}C trong thời gian 60 phút. Dịch chiết được bảo quản trong tủ lạnh, tránh quá trình lên men làm thay đổi thành phần dịch chiết. Quy trình chiết dịch từ vỏ trái chuối hột thực hiện theo sơ đồ Hình 1.



Hình 1. Sơ đồ quá trình chiết dịch từ vỏ trái chuối hột

2.3. Tạo nano đồng bằng dịch chiết từ vỏ chuối hột.

Dung dịch $Cu(NO_3)_2$ ở các nồng độ được hoà vào 2 loại dịch chiết từ vỏ trái chuối hột tươi và khô theo tỷ lệ thành phần xác định. Nồng độ dung dịch $Cu(NO_3)_2$ thay đổi: 0,3mM, 0,4mM, 0,5 mM và 0,6 mM. Các thí nghiệm được thực hiện ở các giá trị pH 7, 8, 10 và 12; thời gian thay đổi: 15 phút, 30 phút, 60 phút, 120 phút.

2.4. Phương pháp phân tích đặc trưng sản phẩm

Phương pháp phân tích FT-IR được thực hiện trên máy FTIR-6600 Shimadzu, Đại học Khoa học Tự nhiên.

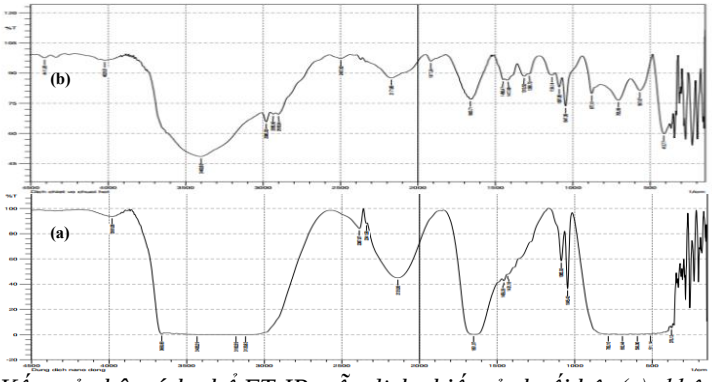
Mật độ quang được xác định trên máy UV-VIS 2600 Shimadzu tại phòng thí nghiệm Viện Vật lý, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam;

Phương pháp kính hiển vi điện tử truyền qua (TEM) được thực hiện trên máy EM 1010 - Jeol với hiệu điện thế 100 kV của Viện Vệ sinh Dịch tễ Trung ương.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Dịch chiết vỏ trái chuối hột

Dịch chiết vỏ trái chuối hột theo 2 nguồn nguyên liệu ban đầu đều có chứa thành phần polyphenol. Kết quả này cũng có thể nhận thấy từ kết quả phân tích FT-IR (Hình 2)

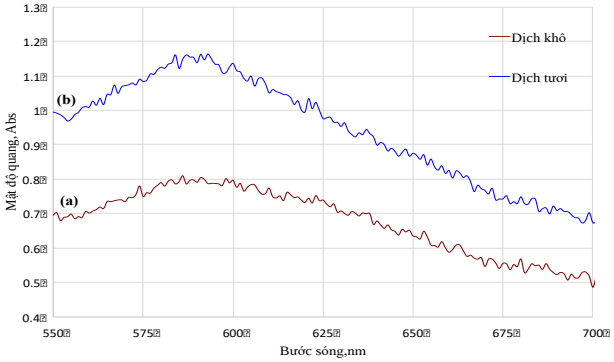


Hình 2. Kết quả phân tích phổ FT-IR mẫu dịch chiết vỏ chuối hột (a): khô; (b): tươi

Phổ FT-IR cho thấy các tín hiệu hấp thụ ứng với các số sóng 3427 - 3354 cm^{-1} (đặc trưng dao động hóa trị của nhóm - OH), 2131 - 2127 cm^{-1} (đặc trưng cho dao động hóa trị của C ≡ C trong nhóm -C ≡ CH/amino axit), 1656 - 1647 cm^{-1} (đặc trưng cho dao động hóa trị của C=O trong nhóm carboxyl), 1280 - 1274 cm^{-1} (đặc trưng cho dao động hóa trị của C-O-C trong ete). Các nhóm chức này là những nhóm đặc trưng trong các hợp chất polyphenol, flavonoid, alkaloid. Theo các tài liệu công bố trước đây, những hợp chất này có vai trò là chất khử hiệu quả Cu^{2+} thành Cu^0 [4,5].

3.2. Ảnh hưởng của loại dịch chiết từ vỏ trái chuối hột

Hai dịch chiết từ vỏ trái chuối hột (dịch chiết từ vỏ trái tươi và dịch chiết từ vỏ trái khô) được đánh giá khả năng tạo nano đồng từ $Cu(NO_3)_2$. Kết quả đo độ hấp thụ quang của dung dịch sau khi xử lý $Cu(NO_3)_2$ bằng hai loại dung dịch chiết được đưa ra trên Hình 3.

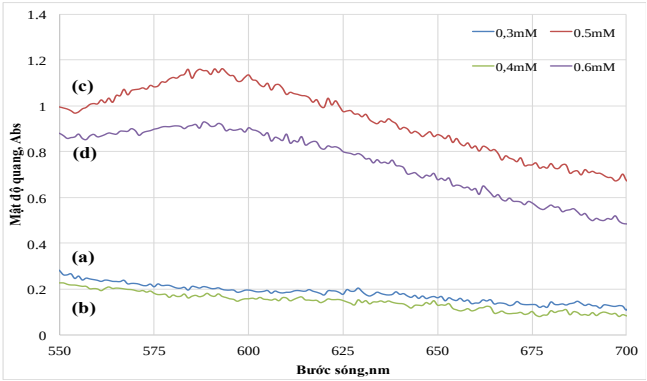


Hình 3. Độ hấp thụ quang của nano đồng trong dung dịch sử dụng dịch chiết vỏ trái chuối hột (a): khô; (b): tươi

Kết quả phân tích phổ UV-VIS cho thấy xuất hiện đỉnh cực đại hấp thụ đặc của dung dịch chứa nano đồng từ 2 dịch chiết (587 nm với quy trình sử dụng dịch chiết từ vỏ trái chuối hột tươi và 586 nm với dịch chiết từ vỏ trái chuối hột khô). Tuy nhiên, điểm khác nhau cơ bản là dịch chiết từ vỏ chuối hột tươi cho sản phẩm có mật độ quang (1,16 Abs) lớn hơn sản phẩm nano từ dịch vỏ chuối hột khô (0,81 Abs). Điều này là do trong quá trình sấy, sơ chế vỏ chuối hột, một số thành phần hữu cơ trong vỏ chuối bị phân huỷ. Chính điều này làm thay đổi hàm lượng chất khử polyphenol trong vỏ chuối, giảm hiệu quả hình thành nano đồng trong dung dịch. Dịch chiết từ vỏ trái chuối hột tươi được sử dụng cho các nghiên cứu tiếp theo.

3.3. Ảnh hưởng của nồng độ dung dịch $Cu(NO_3)_2$ đến khả năng tạo nano đồng trong dung dịch

Nồng độ của dung dịch $Cu(NO_3)_2$ có ảnh hưởng rõ rệt đến khả năng tạo nano đồng trong dịch chiết vỏ trái chuối hột. Kết quả phân tích ảnh hưởng của dung dịch đồng với các nồng độ 0,3 - 0,6 mM đến sự tạo thành nano đồng trong dung dịch thể hiện qua kết quả đo độ hấp thụ quang các mẫu sản phẩm (Hình 4).



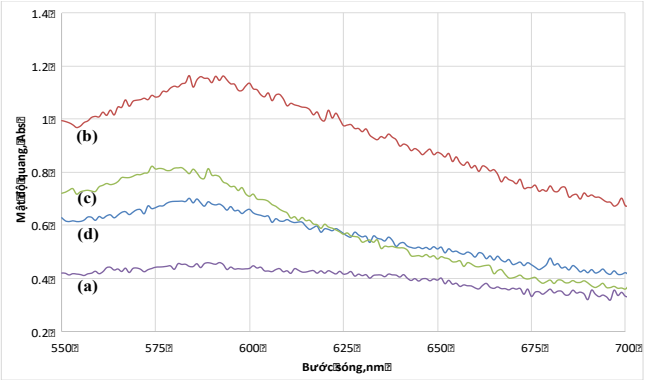
Hình 4. Độ hấp thụ quang của dung dịch nano đồng ứng với nguồn $Cu(NO_3)_2$ ở các nồng độ (a): 0,3 mM; (b): 0,4 mM; (c): 0,5 mM; (a): 0,6 mM

Kết quả phân tích phổ UV-VIS dung dịch nguồn $Cu(NO_3)_2$ ở nồng độ 0,5 và 0,6 mM đều xuất hiện cực đại hấp thụ đặc trưng của dung dịch chứa nano đồng (584 nm và 588 nm tương ứng). Tuy nhiên với dung dịch $Cu(NO_3)_2$ 0,3mM và 0,4 mM, không quan sát rõ cực đại hấp thụ này. Mặt khác, mật độ quang cho

thấy 2 mẫu ứng với nồng độ $Cu(NO_3)_2$ 0,3mM và 0,4 mM có mật độ quang rất thấp (0,28 Abs và 0,23 Abs). Trong khi đó, sản phẩm ứng với $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM có mật độ quang 1,16 Abs, lớn hơn đáng kể so với mẫu sản phẩm ứng với nồng độ và $Cu(NO_3)_2$ 0,6 mM có mật độ quang 0,93 Abs. Như vậy, với nồng độ $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM đã đủ cung cấp lượng Cu^{2+} cho tương tác khử của dịch chiết trong điều kiện thực nghiệm tại phòng thí nghiệm. Kết quả khảo sát thời gian bền hoá hạt nano cho thấy dung dịch keo chứa nano đồng ứng với $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM có độ bền ổn định hạt nano trong vòng 7 ngày.

3.4. Ảnh hưởng của thời gian đến khả năng tạo nano đồng trong dung dịch

Thời gian là một trong những yếu tố thực nghiệm ảnh hưởng đến khả năng tạo hạt nano đồng trong dung dịch. Thực nghiệm khảo sát khoảng thời gian thay đổi từ 30 - 120 phút với mẫu nguồn là $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM, dịch chiết từ vỏ trái chuối tươi. Kết quả đánh giá ảnh hưởng của thời gian đến sự tạo thành nano đồng trong dung dịch thể hiện qua kết quả đo độ hấp thụ quang các mẫu sản phẩm (Hình 5).

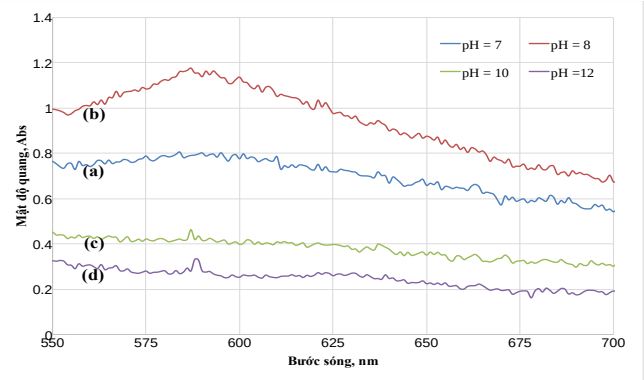


Hình 5. Độ hấp thụ quang của dung dịch nano đồng ứng với thời gian thực hiện
(a): 15 phút; (b): 30 phút; (c): 60 phút; (d): 120 phút

Kết quả phân tích UV-VIS cho thấy thời gian 15 phút chưa đủ để thành phần polyphenol tham gia quá trình khử Cu^{2+} từ dung dịch $Cu(NO_3)_2$ thành Cu, cực đại hấp thụ hầu như không thấy xuất hiện. Khi thời gian thực hiện từ 30 phút kéo dài đến 120 phút, cực đại hấp thụ đặc trưng cho nano đồng trong dung dịch xuất hiện ở 584 nm, 582 nm và 581 nm tương ứng. Bên cạnh đó, so sánh mật độ quang cho thấy ở thời gian 30 phút, giá trị này là lớn nhất. Giá trị mật độ quang của mẫu ứng với thời gian 30 phút là lớn nhất (1,16 Abs); các mẫu có thời gian thực hiện dài hơn, giá trị mật quang giảm dần, cụ thể ứng với 60 phút (0,82 Abs), 120 phút (0,70 Abs). Như vậy thời gian thực nghiệm 30 phút đủ để hình thành nano đồng trong dung dịch.

3.5. Ảnh hưởng của pH môi trường đến khả năng tạo nano đồng trong dung dịch

Giá trị pH môi trường là một trong những yếu tố thực nghiệm tác động trực tiếp đến khả năng tạo nano đồng trong dung dịch. Thực nghiệm khảo sát pH thay đổi từ 7 -12 phút với mẫu nguồn là $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM, dịch chiết từ vỏ trái chuối tươi, thời gian thực hiện 30 phút. Kết quả đánh giá ảnh hưởng của pH đến sự tạo thành nano đồng trong dung dịch thể hiện qua kết quả đo độ hấp thụ quang các mẫu sản phẩm (Hình 6).

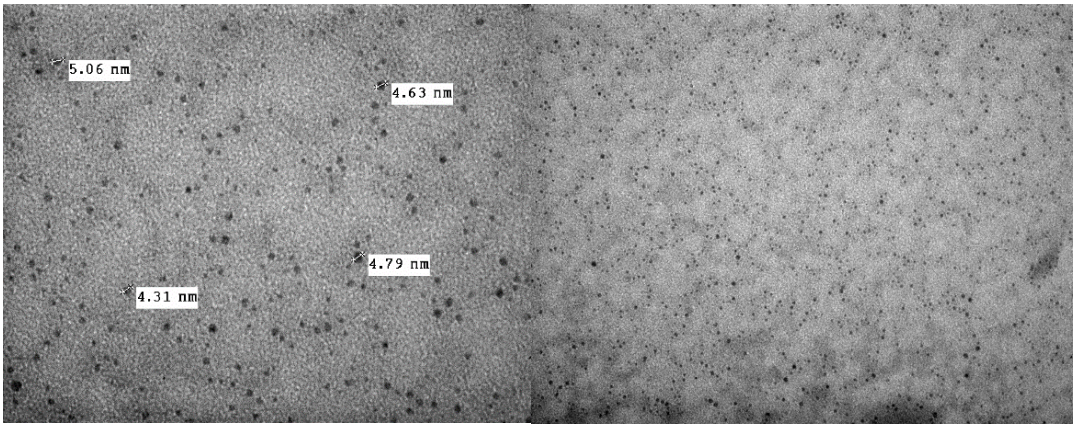


Hình 6. Độ hấp thụ quang của dung dịch nano đồng ứng với giá trị pH
(a): pH = 7; (b): pH = 8; (c): pH = 10; (d): pH = 1

Kết quả phân tích cho thấy ở pH = 7 và pH = 8 xuất hiện cực đại hấp thụ rõ ràng đặc trưng cho nano đồng trong dung dịch (584 và 587 nm tương ứng). Mật độ quang thu được từ sản phẩm thực hiện ở pH = 8 (1,17 Abs) cao hơn so với thực hiện ở các giá trị pH khác (pH = 7: 0,81 Abs, pH = 10: 0,46 Abs, pH = 12: 0,33 Abs). Điều này có thể là do pH cao, quá trình tạo phức đồng diễn ra mạnh, cạnh tranh với việc hình thành đồng nano. Do vậy, giá trị pH = 8 hoàn toàn phù hợp với quá trình tạo nano đồng trong dịch chiết từ vỏ chuối hột tươi.

3.6. Tính chất sản phẩm nano đồng trong dung dịch

Sản phẩm nano đồng từ nguồn $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM trong dịch chiết vỏ chuối hột tươi, thời gian 30 phút ở pH = 8 có kết quả xác định mật độ quang thể hiện trên Hình 6b; kết quả chụp TEM được thể hiện trên Hình 7.



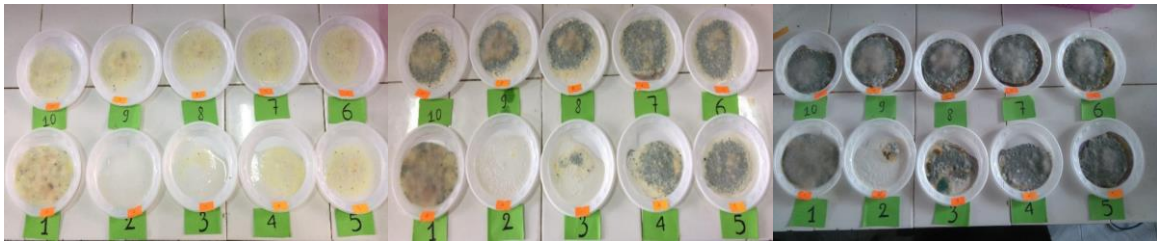
Hình 7. Hình ảnh TEM mẫu nano đồng thu được trong điều kiện thực hiện: dung dịch $Cu(NO_3)_2$ 0,5mM trong dịch chiết vỏ chuối hột tươi, thời gian 30 phút ở pH = 8

Kết quả ảnh TEM cho thấy mẫu nano đồng thu được có các hạt kích thước 4 - 5 nm. Thời gian ổn định nano đồng trong dung dịch trong vòng 7 ngày.

Mẫu nano đồng trong dung dịch thu được ở trên đã được khảo sát tính kháng khuẩn, khả năng chống nấm mốc trên hồ tinh bột. Các mẫu tinh bột hồ hoá được phun nano đồng với hàm lượng khác nhau (Bảng 1), theo dõi thời gian hoạt động từ 0 - 96h. Kết quả thể hiện trên Hình 8.

Bảng 1. Mẫu thử kháng khuẩn với với nồng độ dung dịch nano đồng tương ứng

Mẫu	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Lượng nano đồng, ppm	0	30	15	7,5	6	5	4,3	3,7



(a) (b) (c)

Hình 8. Kết quả xác định khả năng kháng nấm trên mẫu hồ tinh bột được phun nano đồng dung dịch ở hàm lượng khác nhau trong khoảng thời gian (a): 24h; (b): 48h; (c): 96h

Kết quả khảo sát cho thấy ở 24h, mẫu số (1) không phun nano đồng đã xuất hiện nấm mốc vàng trên diện rộng; các mẫu khác ít xuất hiện; riêng mẫu số (2) được phun nano đồng với hàm lượng 30ppm không có dấu hiệu của nấm mốc. Ở 48h, khi quan sát bằng mắt thường có thể thấy: lượng nấm mốc dày dần trên các mẫu, trừ mẫu số 2. Cuối cùng, ở 96h, các mẫu đều có nấm mốc dầy lên. Mẫu số 2 bắt đầu xuất hiện nấm mốc.

4. Kết luận

Bằng quy trình chiết với dung môi etanol, đã thu được dịch chiết từ vỏ chuối hột. Qua đánh giá sơ bộ, trong thành phần dịch chiết có sự xuất hiện của các nhóm -OH. Đây chính là những nhóm chức trong thành phần các polyphenol. Chính loại hợp chất hữu cơ này giữ vai trò quan trọng để chuyển Cu^{2+} thành Cu trong dung dịch. Trong quá trình tạo nano đồng dung dịch, dịch chiết từ vỏ chuối hột tươi có hiệu quả hơn cả. Quá trình thực nghiệm cho thấy điều kiện dung dịch $Cu(NO_3)_2$ trong dịch chiết vỏ chuối hột tươi, thời gian thực hiện 30 phút, pH = 8 có hiệu quả nhất để thu nano đồng. Các hạt nano đồng trong dung dịch thu được cơ bản có dạng cầu, kích thước 0,4 - 0,5 nm. Hạt nano đồng ổn định kích thước trong vòng 7 ngày. Đặc tính các hạt nano đồng có tính kháng khuẩn, kháng nấm tốt. Do vậy có thể phát triển nghiên cứu trong lĩnh vực bảo quản nông sản, thực phẩm.

Lời cám ơn

Nghiên cứu được thực hiện tại phòng thí nghiệm Bộ môn Lọc - Hoá dầu (Trường Đại học Mỏ - Địa chất) và phòng thí nghiệm Viện Vật lý, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam. Nhóm nghiên cứu chân thành cảm ơn các đơn vị và cá nhân đã hỗ trợ quá trình nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

Phong Nguyen Thi Phuong, Van Du Cao, Xuan Chuong Nguyen, 2013. Investigation of Size And Shape of Synthesized Copper Nanoparticles by Polyol Method. Tạp chí Khoa học và Công nghệ 51 (1B), 119-127.

Hina Khalid, S. Shamalia, N. Zafar; 2015. Synthesis of Copper nanoparticles by Chemical Reduction Method. Sci.Int.(Lahore), 27(4), 3085.

J. Singh, T. Dutta, K. H. Kim, M. Rawat, P. Samddar, P. Kumar; 2018. Green synthesis of metals and their oxide nanoparticles: applications for environmental remediation. Journal of Nanobiotechnology, Vol. 16, No: 84.

Y. Kamikoriyama, H. Imamura, A. Muramatsu, K. Kanie; 2019. Ambient Aqueous-Phase Synthesis of Copper Nanoparticles and Nanopastes with Low-Temperature Sintering and Ultra-High Bonding Abilities. Scientific Reports, Vol. 9, No: 89.

H. Dong, Y. C. Chen, C. Feldmann; 2015. Polyol synthesis of nanoparticles: status and options regarding metals, oxides, chalcogenides, and non-metal elements; Green Chemistry, Issue 8.

M. J. Pascual, V.B. Rodríguez, 2007. Consituents of Musa balbisiana seeds and their activity against Cryptolestes pusillius. Biochemical Systematic and Ecology, Vol 35, p. 11.

ABSTRACT

Synthesis of Copper Nanoparticles from $Cu(NO_3)_2$ Solvent base on Extracted Solution from Musa Balbisiana

Nguyen Huynh Duc [1], Nguyen Thi Thanh Bao [2], Nguyen Thanh Binh [2], Hoang Thu Ha [3], Tong Thi Thanh Huong [1]

[1] Hanoi University of Mining and Geology

[2] Institute of Physics, Vietnam Academy of Science and Technology

[3] Vietnam University of Education

Currently, metal nanoparticles were synthesized from metal ion and they have many applications. Copper nanoparticles are quite popular nanoparticles with low cost and lots of preeminent properties such as optical, electrical, magnetic, mechanical, and catalytic properties. In this study, copper nanoparticles are synthesized through the reduction method from Cu^{2+} solution, using extracted solution from musa balbisiana. This research has shown that extracted solution from fresh balbisiana peel has effective for creating of copper nanoparticles. The conditions of concentration of $Cu(NO_3)_2$ 0.5mM, time of 30 minutes, pH = 8 are favorable to forrm the copper nanoparticles. The obtained copper nanoparticles have the size of 4 - 5 nm and stable for 7 days. The copper nanoparticles in solution has good antifungal ability (can be resistant to less than 96 hours under natural conditions).

Keywords: Copper nanoparticles; musa balbisiana; antifungal.

Phân tích thuộc tính địa chấn nghiên cứu phân bố đá chứa Miocen dưới khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ

Nguyễn Minh Hòa[1,*], Nguyễn Duy Mười[1], Bùi Thị Ngân[1]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

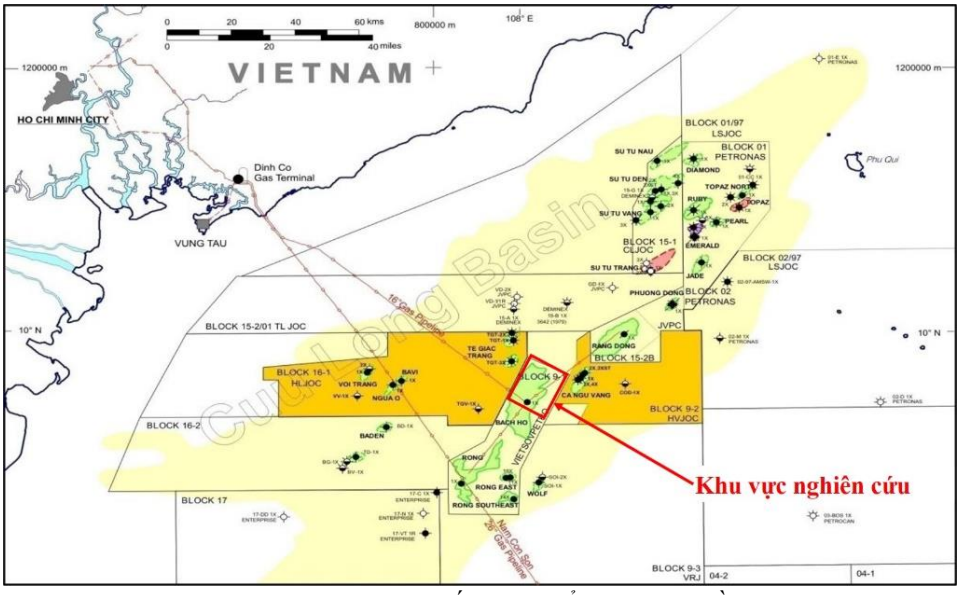
TÓM TẮT

Bài báo trình bày những kết quả ban đầu khi nghiên cứu thuộc tính địa chấn trong trầm tích Miocen dưới Đông Bắc mỏ Bạch Hổ. Các phương pháp phân tích thuộc tính địa chấn đã được áp dụng, trong đó các thuộc tính biên độ bao gồm RAI, RMS, Sweetness, Envelope đã xác định những vùng dị thường biên độ cao liên quan với đá chứa của khu vực nghiên cứu. Kết quả đã khoanh định được vị trí và phân bố các tầng chứa tiềm năng ở Đông Bắc, Đông Nam và Tây Bắc.

Từ khóa: Thuộc tính địa chấn; đá chứa; bể Cửu Long; mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Khu vực nghiên cứu nằm phía đông bắc mỏ Bạch Hổ thuộc lô 09-1 bể Cửu Long (Hình 1), cách Vũng Tàu khoảng 120 km về phía đông nam, đây là nơi đang khai thác dầu khí từ các đối tượng đá móng phong hóa nứt nẻ trước Kainozoi và các đối tượng trong trầm tích Oligocen, Miocen dưới. Về đặc điểm cấu kiến tạo, khu vực đông bắc Bạch Hổ là đới nâng riêng biệt, hình thành bởi pha nén ép ở giai đoạn Oligocen muộn. Do chịu ảnh hưởng bối cảnh kiến tạo của bể Cửu Long nên khu vực nghiên cứu được xem là các cấu tạo bậc ba với quy mô nhỏ, nằm trong các trũng phụ hẹp. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tập trung vào đối tượng tập trầm tích có tuổi Miocen dưới, được giới hạn bởi hai mặt phản xạ nóc tầng phản xạ SH7 và nóc tầng phản xạ SH5. Đây là phần dưới của hệ tầng Bạch Hổ và được đặc trưng chủ yếu là cát kết xen kẹp với bột kết có màu xám, độ cứng trung bình, hạt mịn đến thô, góc cạnh đến bán tròn cạnh, độ chọn lọc trung bình (Hình 2).

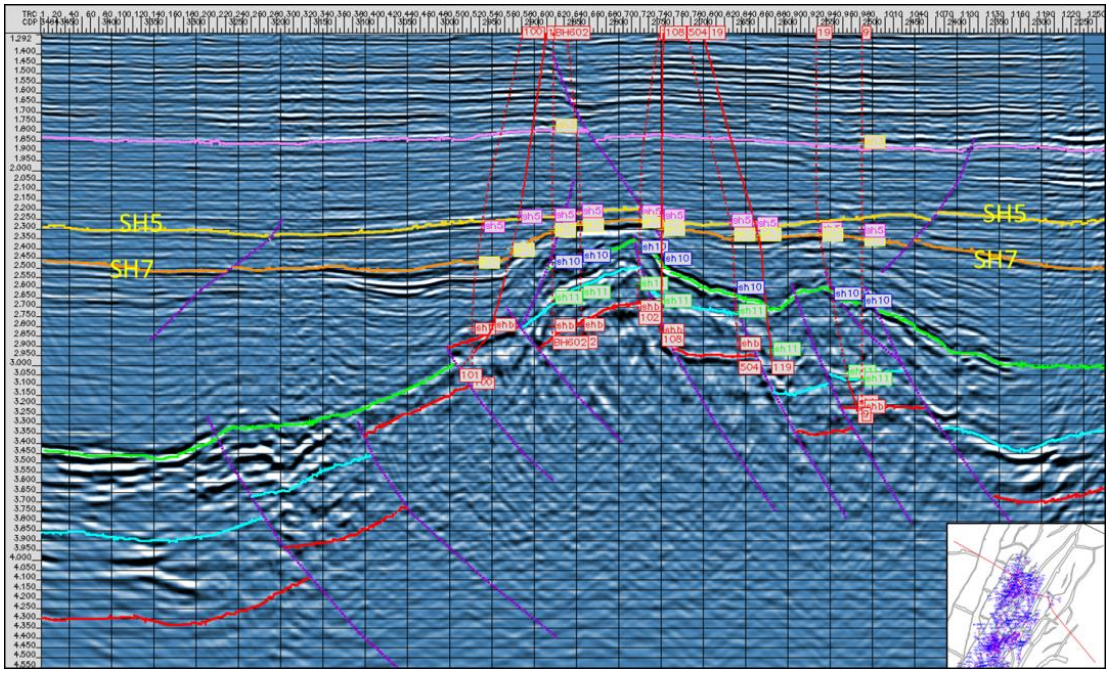


Hình 1. Khu vực nghiên cứu đông bắc Bạch Hổ (theo Viện dầu khí Việt Nam)

Tìm kiếm các đối tượng chứa tiềm năng là một mục tiêu quan trọng trong công tác tìm kiếm thăm dò,

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenminhhoa@humg.edu.vn

đặc biệt là khi trong khu vực đã có các phát hiện dầu khí và hệ thống dầu khí đã được chứng minh. Hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí đã được tiến hành trước đây bao gồm một lượng lớn các tài liệu địa chất - địa vật lý và các giếng khoan tìm kiếm, thăm dò và khai thác chủ yếu đánh giá tiềm năng dầu khí đối tượng móng nứt nẻ trước Kainozoi và các tầng chứa lục nguyên có tuổi Oligocen.



Hình 2. Mặt cắt địa chấn cắt qua khu vực đông bắc Bạch Hổ (theo Vietsovpetro)

2. Phân tích thuộc tính địa chấn xác định phân bố đá chứa dầu khí tiềm năng tuổi Miocen dưới khu vực đông bắc mỏ Bạch Hổ

Trong những năm gần đây, phương pháp địa chấn được phát triển mạnh mẽ, không chỉ tăng hiệu quả khi nghiên cứu cấu trúc địa chất mà còn xác định các thông số bản chất môi trường như xác định trực tiếp các chỉ tiêu tìm kiếm dầu khí (độ rỗng, bề dày tầng chứa, độ bão hòa...). Minh giải tài liệu địa chấn xác định ranh giới phân tập, đứt gãy dựa vào đặc điểm phản xạ trên mặt cắt địa chấn.

Một loạt các phương pháp địa chấn mới được hình thành nhằm đáp ứng yêu cầu ngày càng cao trong thăm dò và khai thác dầu khí. Một trong những phương pháp đang được sử dụng rộng rãi để nâng cao hiệu quả của minh giải tài liệu địa chấn - đó là phân tích thuộc tính địa chấn. Thuộc tính địa chấn được hiểu là những đặc trưng động lực học như: pha, tần số, biên độ. Ngoài ra, còn hàng loạt các thông số phụ trợ khác như thuộc tính đa mạch (coherency v.v...), các thuộc tính địa chấn được tính theo mặt cắt, theo bề mặt hoặc theo khối v.v...(M.T. Tân, 2011).

Thuộc tính biên độ được sử dụng để nhận dạng đặc điểm thạch học, sự phân bố cát/sét, sự tồn tại các kênh rạch, lòng sông cổ cũng như sự tồn tại của dầu - khí. Sự biến đổi biên độ là cơ sở phân biệt sự khác nhau về thành phần thạch học của các loại tướng, sự khác biệt tỷ lệ cát sét, các dị thường biên độ là các dấu hiệu liên quan tới sự xuất hiện dầu - khí bên trong tập vỉa chứa.

Thuộc tính địa chấn biên độ bình phương trung bình RMS được tính trong một cửa sổ phân tích và dịch chuyển theo các mạch địa chấn (M.T. Tân, 2011; N.H. Pháp và N.T.Hùng, 2016). Bằng căn giá trị trung bình của tổng các bình phương biên độ trong cửa sổ tính:

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N}.\sum a_i^2} \qquad (1)$$

Trong đó: a_i là giá trị biên độ thứ i;

N là số lượng mẫu trong cửa sổ tính.

Thuộc tính RMS được tính toán cho các mặt phản xạ với nhiều cửa sổ thời gian (time windows) khác

nhau với mục đích tìm kiếm hình thái của các thân cát có tiềm năng chứa trong khu vực nghiên cứu.

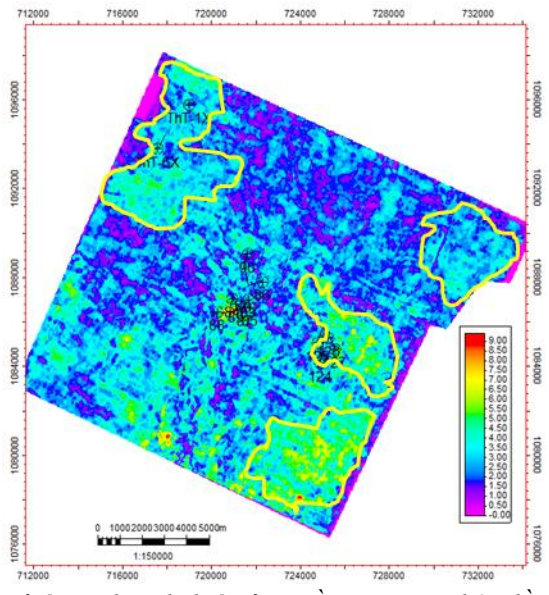
Ngoài ra, nhóm tác giả cũng sử dụng các thuộc tính khác như độ phản xạ mạnh (Envelope) để xác định sự thay đổi của các đặc điểm địa chất về thạch học, mật độ khối của đất đá. Thuộc tính Sweetness được tổng hợp từ hai thuộc tính Envelope và thuộc tính Instataneous Frequency (tần số tức thời). Sweetness là một công cụ hữu ích trong việc nhận biết các lòng sông cổ. Thuộc tính trở kháng âm học tương đối RAI có thể chỉ ra ranh giới địa tầng, mặt bất chỉnh hợp và tính không liên tục. Nó cũng có thể chỉ ra độ rộng hoặc hàm lượng chất lưu trong vỉa chứa (S. Chopra and Kurt J., 2009; Кирилов А.С., Закревский К.Е., 2014).

Tài liệu địa chấn sử dụng để minh giải các tầng phản xạ và phân tích thuộc tính địa chấn 3D khu vực mỏ Bạch Hổ. Tài liệu địa chấn được xử lý dịch chuyển thời gian trước cộng (PSTM) bởi CGG. Nhìn chung, tài liệu có độ phân giải cao, chất lượng tốt, đảm bảo cho việc minh giải địa chấn cấu trúc và phân tích các thuộc tính địa chấn. Các tài liệu giếng khoan của khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Thỏ Trắng đã được liên kết với các tài liệu địa chấn để chính xác ranh giới mặt phản xạ.

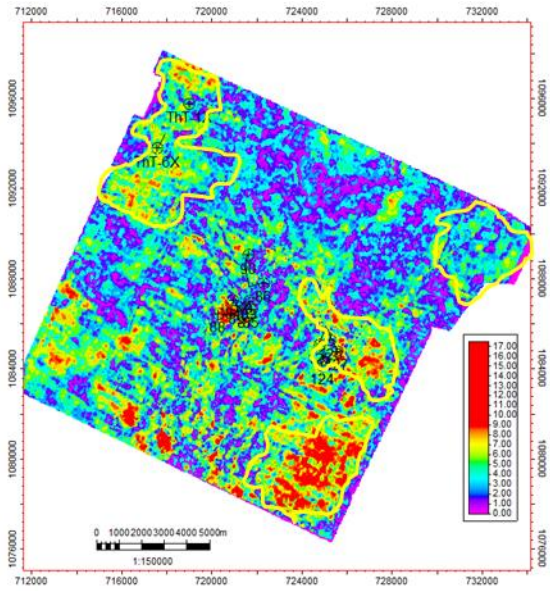
Phương pháp phân tích thuộc tính địa chấn được thực hiện trên phần mềm Petrel. Xử lý thuộc tính địa chấn được thực hiện với các tham số cửa sổ tính toán phù hợp.

Thực hiện tính toán các thuộc tính địa chấn biên độ bình phương trung bình RMS, RAI, Sweetness và Envelope của địa chấn 3D khu vực mỏ Bạch Hổ và liên kết các tài liệu ĐVLGK với tài liệu địa chấn tại các giếng khoan của mỏ Bạch Hổ, mỏ Thỏ Trắng thấy rằng các vỉa cát liên kết khá tốt với các đỉnh dương của mạch địa chấn. Các đỉnh dương của mạch địa chấn tương đồng với các lớp cát dày, các dị thường có biên độ cao tương đồng với các cấu tạo, với các phát hiện dầu khí trong khu vực nghiên cứu như phần trung tâm mỏ Bạch Hổ và khu vực mỏ Thỏ Trắng. Vì vậy nhóm tác giả đã sử dụng các thuộc tính biên độ đia chấn để xác định các khu vực đá chứa tiềm năng cho vùng đông bắc mỏ Bạch Hổ. Kết quả tính toán thuộc tính địa chấn RMS, Sweetness được trình bày ở Hình 2, 3. Thuộc tính địa chấn RAI và Envelope được trình bày ở Hình 3, Hình 4.

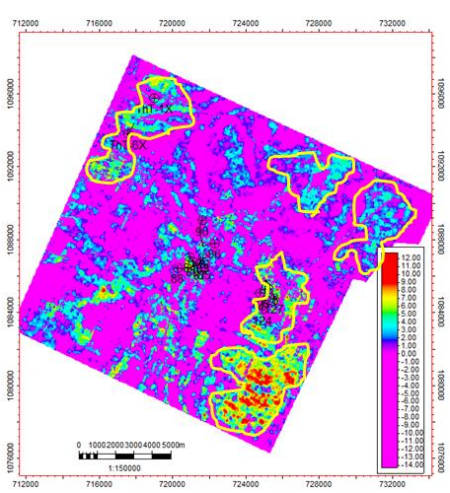
Hình 2, Hình 3 biểu diễn thuộc tính địa chấn RMS và Sweetness của tầng phản xạ SH5 cho thấy khu vực đông bắc tồn tại nhiều vùng có giá trị biên độ cao. Kết hợp với kết quả phân tích thuộc tính địa chấn RAI (Hình 4), Envelope (Hình 5) thấy rõ những vùng dị thường biên độ cao này tương tự như khu vực mỏ Thỏ Trắng ở phía tây bắc của mỏ Bạch Hổ. Các vùng có dị thường giá trị biên độ cao có liên quan tới các đối tượng đá chứa là cát kết tuổi Miocen dưới. Do đó có thể dự báo và xác định vùng đá chứa tiềm năng của khu vực.



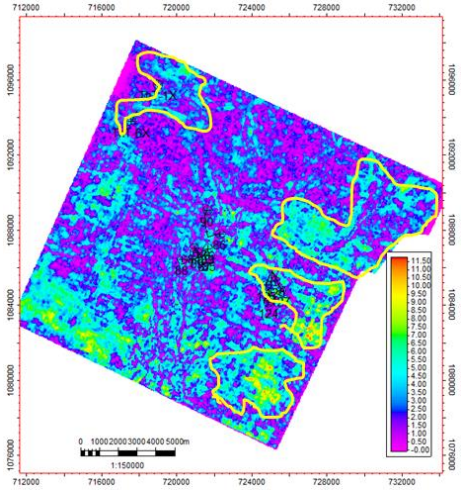
Hình 2. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ thuộc tính RMS của tầng SH5 từ 0-100ms



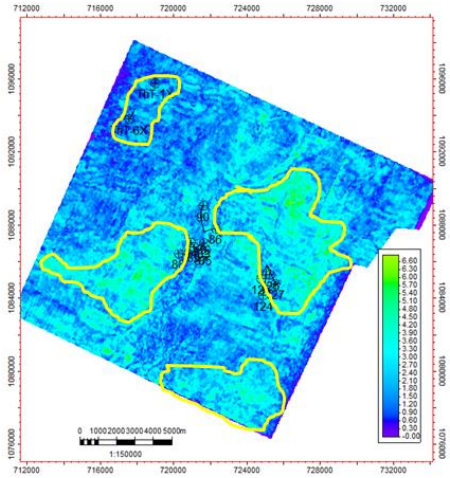
Hình 3. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ thuộc tính Sweetness của SH5 từ 0-100ms



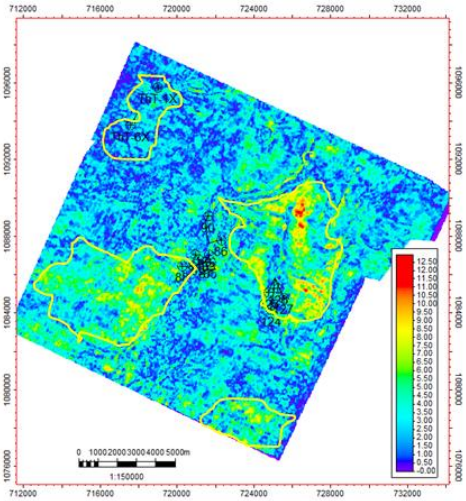
Hình 4. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ Thuộc tính RAI của SH5 từ 0-100 ms



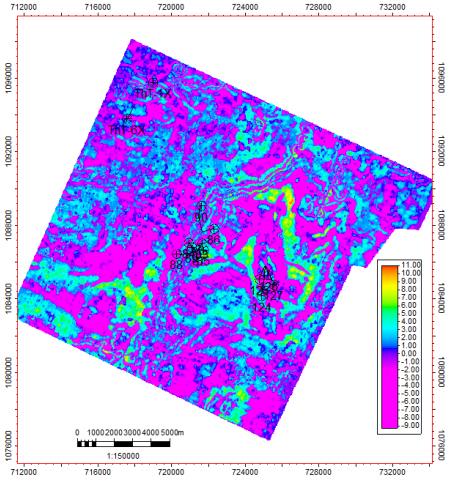
Hình 5. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ Thuộc tính Envelope của SH5 từ 0-100ms



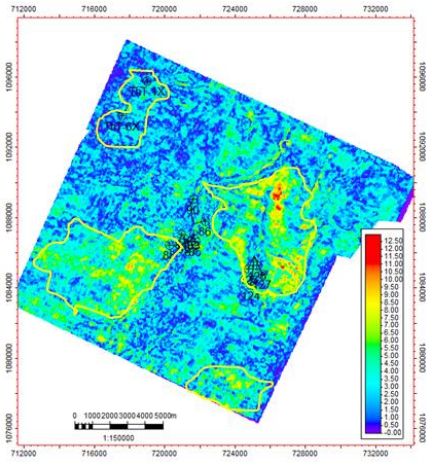
Hình 6. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ Thuộc tính RMS của tầng SH7 từ 0-100ms



Hình 7. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ Thuộc tính Sweetness của SH7 từ 0-100ms



Hình 8. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ Thuộc tính RAI của tầng SH7 từ 0-100ms



Hình 9. Khoanh định vùng tiềm năng trên bản đồ Thuộc tính Envelope của SH7 từ 0-100ms

Thuộc tính địa chấn biên độ bình phương trung bình (RMS), Sweetness cho nóc tầng phản xạ SH7 được trình bày ở Hình 6, Hình 7. Thuộc tính địa chấn RAI và Envelope được trình bày ở Hình 8 và Hình 9.

Phân tích thuộc tính địa chấn RMS, Sweetness cho nóc tầng phản xạ SH7 cho thấy diện tích đá chứa tập trung chủ yếu ở trung tâm của khu vực mỏ Bạch Hổ và một phần ở phía Nam ở Hình 6, Hình 7. Khu vực đông bắc mỏ Bạch Hổ có dị thường biên độ cao, nằm gần kề với mỏ Bạch Hổ. Tuy nhiên càng xa về phía bắc và đông bắc dị thường biên độ giảm dần và phân bố rời rạc. Thuộc tính RAI và Envelope kết hợp với RMS, Sweetness để xác định phạm vi phân bố của đá chứa.

Nhìn chung, Trên các bản đồ thuộc tính địa chấn nóc tầng SH5 và nóc SH7 đều cho thấy các dị thường có biên độ cao, có tương đồng với dị thường biên độ của mỏ Thỏ Trắng và Bạch Hổ. Ở các khu vực Đông Bắc, Đông Nam và Tây Bắc của khu vực dị thường biên độ cao được thể hiện rõ trong khu vực nghiên cứu. Đây là vùng có tồn tại đá chứa tiềm năng của khu vực đông bắc mỏ Bạch Hổ.

3. Kết luận

Phân tích thuộc tính địa chấn cho phép khai thác tối đa các thông tin địa chất từ dữ liệu địa chấn và thuộc tính biên độ rất hiệu quả với nghiên cứu đặc trưng đá chứa. Sử dụng thuộc tính địa chấn biên độ bình phương trung bình RMS kết hợp với thuộc tính RAI, Sweetness, Envelope cho phép xác định được ba vùng đá chứa tiềm năng là Đông Bắc, Đông Nam và Tây Bắc.

Tài liệu tham khảo

Mai Thanh Tân, 2011 *Thăm dò địa chấn*. NXB Giao thông vận tải

Nguyễn Hiến Pháp, Nguyễn Thế Hùng, 2016. Nghiên cứu áp dụng các thuộc tính địa chấn trong xây dựng mô hình tướng địa chất 3D mỏ X khu vực lô 103-107 bể trầm tích Sông Hồng, Việt Nam. *Tạp chí Khoa học ĐHQGHN: Các Khoa học Trái đất và Môi trường*, Tập 32, Số 2S, trang 19-31.

Satinder Chopra and Kurt, J. Marfurt, 2009. *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization.* Society of Exploration Geophysicists.

Кирилов А.С., Закревский К.Е., 2014. *Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel.* М.: Изд-во МАИ-ПРИНТ. - 288 с.

ABSTRACT

Seismic attribute analysis to study Lower - Miocene reservoir distribution in the northeastern area of Bach Ho field

Nguyen Minh Hoa[1], Nguyen Duy Muoi[1], Bui Thi Ngan[1]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*

The paper is intended to present the initial results when studying seismic attributes in Lower Miocene in the Northeastern Bach Ho oil field. Seismic atributes analysis were applied such as RAI, RMS, Sweetness, and Envelope to identify high amplitude anomalous areas that related to the reservoir rock of the study area. The results have identified the potential reservoir areas in the Northeast, Southeast and Northwest of the study area.

Keywords: Seismic attribute; reservoir; Cuu Long basin; Bach Ho field.

Đặc điểm trầm tích cacbonat qua phân tích tài liệu mẫu lõi và tài liệu địa vật lý giếng khoan khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn

Nguyễn Thị Minh Hồng[1,*], Nguyễn Duy Mười[1], Phạm Thị Hồng[2]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2]*Viện Dầu khí Việt Nam*

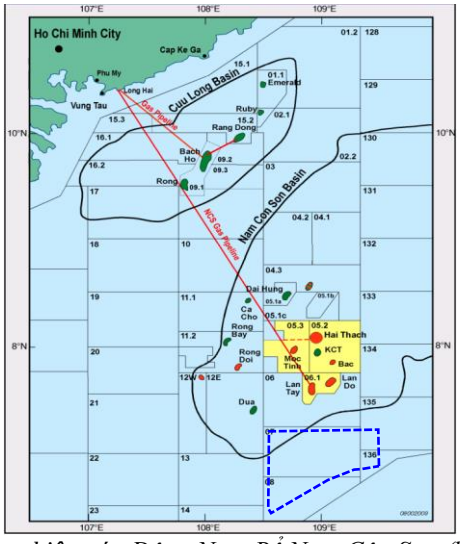
TÓM TẮT

Với cách tiếp cận bao gồm phân tích tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý, tích hợp tài liệu địa vật lý đo ghi trong giếng khoan với tài liệu phân tích trên mẫu lõi, phân loại đá chứa cacbonat theo các đặc tính thấm chứa (Lucia) và các phương pháp đánh giá chất lượng tầng chứa trầm tích cacbonat. Bài báo trình bày kết quả phân loại đá chứa cacbonat khi áp dụng các phương pháp nghiên cứu để xác định đặc điểm trầm tích cacbonat tuổi Miocen giữa của khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn
Từ khóa: Thạch học; Cacbonat; Nam Côn Sơn.

1. Mở đầu

Trong các đá trầm tích thì cacbonat là đá chứa quan trọng cùng với cát kết, lượng dầu khai thác trong đá cacbonat hiện nay trên thế giới chiếm hơn 50%. Tại Việt Nam, mỏ Đại Hùng (lô 05.1a) đã thu được dòng dầu lớn trong các giếng khoan qua tầng cacbonat, các cấu tạo Yên Tử, Hàm Rồng (lô 102-106) cũng tìm ra một số vỉa dầu khí trong đá cacbonat này, vì vậy các nghiên cứu cụ thể về các đặc điểm địa chất, điều kiện thành tạo, phân bố cũng như đặc tính thấm chứa dầu khí trong đá cacbonat cũng cấp các thông tin hữu ích phục vụ cho công tác thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam để bảo đảm bền vững cho nguồn tài nguyên đang cạn kiệt này. Ở khu vực Đông Nam của bể Nam Côn Sơn (Hình 1), cho đến thời điểm hiện tại do hạn chế về tài liệu địa chấn, địa chất, địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi nên vẫn chưa có nhiều các nghiên cứu tỉ mỉ và chi tiết về đặc điểm trầm tích, chất lượng, tính chất thấm chứa và tiềm năng dầu khí của đối tượng đá chứa cacbonat. Ứng dụng các phương pháp và công nghệ hiện đại trong xử lý và minh giải tài liệu địa chất, địa vật lý như minh giải địa chấn đặc biệt, tính toán mềm, xử lý thống kê đa biến, xây dựng mô hình… cho phép xác định được đặc điểm địa chất, sự phân bố của trầm tích cacbonat và mối quan hệ với tiềm năng dầu khí của khu vực.

Trong nghiên cứu này tài liệu sử dụng bao gồm các tài liệu địa chất, tài liệu khoan (địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi, mẫu bùn khoan) khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn.



Hình 1. Khu vực nghiên cứu Đông Nam Bể Nam Côn Sơn (khung màu xanh)

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenthiminhhong@humg.edu.vn

2 Đặc điểm trầm tích cacbonat

2.1. Đặc điểm tướng đá theo thạch học trầm tích

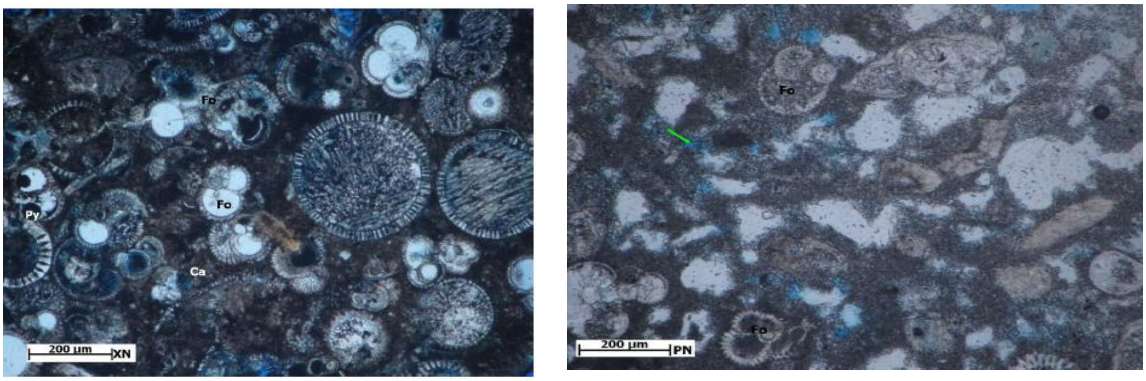
Theo kết quả phân tích thạch học, mẫu lõi, mẫu bùn khoan thu được từ các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu, đá cacbonat tại khu vực nghiên cứu chủ yếu bao gồm 3 loại: đá cacbonat Packstone, đá cacbonat Wackestone và Đôlômit (Ahr, 2008; Akbar, 2001).

Đá Packstone: là đá cacbonat với thành phần chính là hạt.

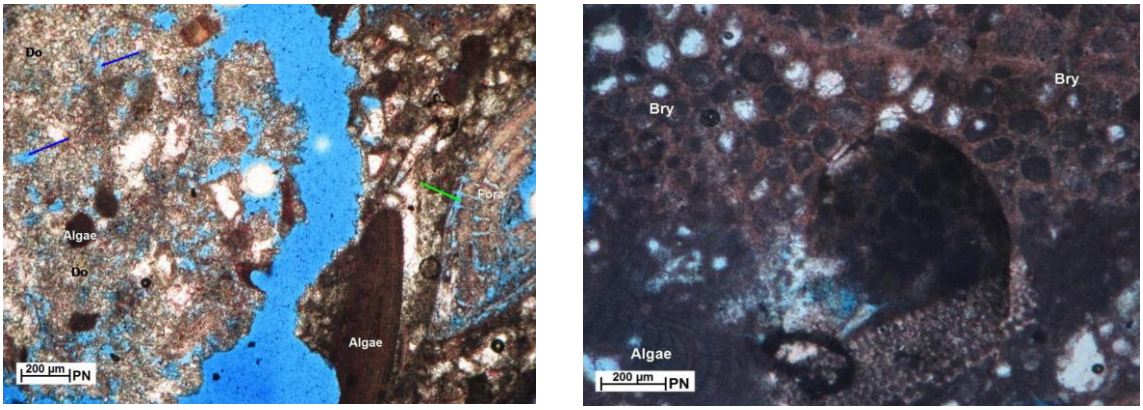
Trong giếng khoan 06/94-HH-1X, đá packstone là chủ yếu, gặp hầu hết ở các khoảng đá vôi 2595.0m-2685.0m, 3640.0m-3675.0m, và 4254.0m-4254.0m, chứa một lượng lớn hạt và các thành phần có nguồn gốc từ nơi khác đến (allochems) đến 65%, gồm trùng lỗ, tảo và mảnh vụn sinh học và cả trầm tích hạt vụn. Xương đá chủ yếu là micrite calcite với vật chất hữu cơ. Đôi chỗ micrite calcite thay thế bằng sparite calcite. Hình 2 là một mẫu thạch học lát mỏng packstone của giếng 06/94-HH-1X. Mẫu này bao gồm một lượng lớn hạt hình xương, trong đó phần lớn là hóa thạch trùng lỗ (foraminifera, Fo, 39.3%), một lượng nhỏ hóa thạch san hô (coral) và các mảnh vụn hóa thạch khác. Độ rỗng bao gồm độ rỗng giữa các khoang hóa thạch trùng lỗ và độ rỗng giữa tinh thể hình thành trong quá trình dolomite hóa.

Trong giếng khoan 06/94-HDH-1X, đá vôi chủ yếu là packstone, chứa nhiều hạt và các thành phần có nguồn gốc từ nơi khác đến (allochems) như trùng lỗ, tảo, san hô, động vật thủy sinh, động vật thân mềm (bryozoan with minor mullusks). Phần lớn hóa đá đã bị micrit hóa thành calcite và dolomite. Thành phần xương đá là micrite calcite và micrite dolomite, đi cùng với vật chất hữu cơ. Trong khoảng độ sâu 950m - 1165m, đá vôi bị dolomite hóa, một số mảnh vụn đá vôi có thể phân loại là dolomitic limestone (Hình 3).

Trong giếng khoan 06/94-TV-1X, đá vôi packstone chứa một lượng lớn hạt và các thành phần có nguồn gốc từ nơi khác đến (allochems) gồm trùng lỗ (25%), tảo (11-15%) và mảnh vụn sinh học (4.7 - 5%) và cả trầm tích hạt vụn. Xương đá chủ yếu là micrite calcite. Đôi chỗ có cả vật chất hữu cơ.



Hình 2. Đá cacbonat Packstone 06/94-HH-1X, 2595-2600 m



Hình 3. Đá cacbonat Packstone, 06/94-HDH-1X, 960 m

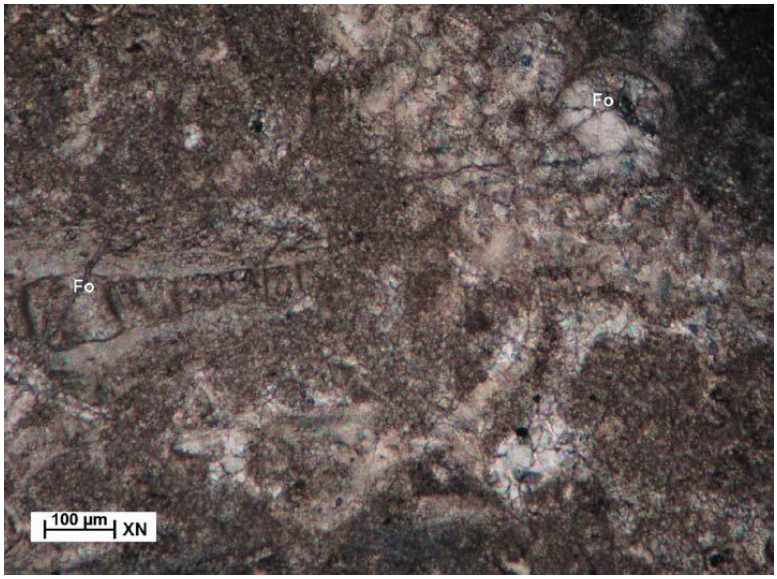
Đá Wackestone: là đá cacbonat với thành phần chính là xương đá (matrix), bao gồm lớn hơn 10% hạt, với phần lớn là hạt mịn.

Trong giếng khoan 06/94-HH-1X, đá vôi Wackestones thấy ở khoảng 2740.0m - 2745.0m và 3135m - 3140.0m, được đặc trưng bởi sự tồn tại của hạt và các thành phần có nguồn gốc từ nơi khác đến (allochems) và trầm tích hạt vụn. Carbonate allochems gồm có bioclast như trùng lỗ, tảo, và trầm tích hạt vụn như hạt

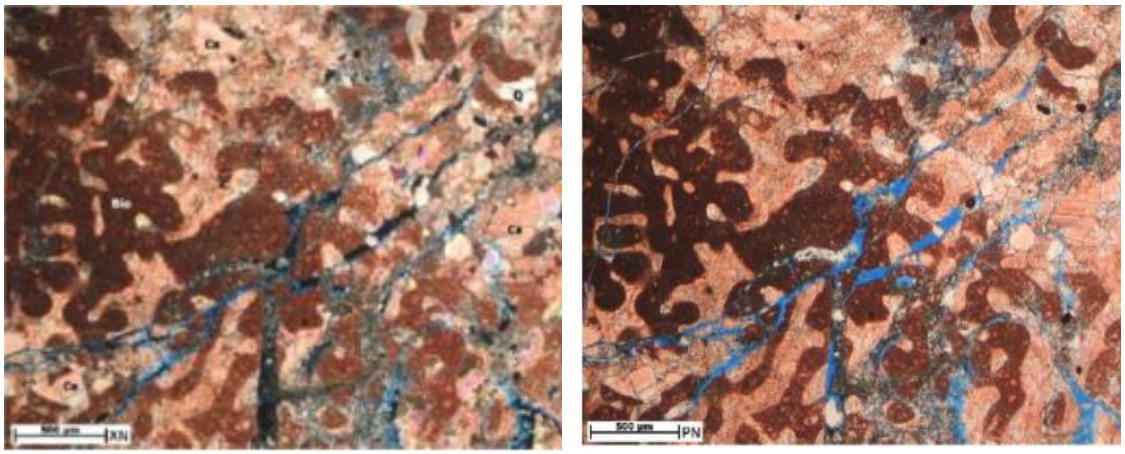
thạch anh có kích thước bùn cát nằm trên xương đá lime-mud. Hầu hết các hóa đá bị lấp đầy bởi micrite calcite và sparite calcite. Xi măng carbonate chủ yếu là micrite calcite và đôi chỗ là sparite calcite

Trong giếng khoan 06/94-TV-1X, đá Wackestone là carbonate allochems và trầm tích hạt vụn nằm trên xương đá lime-mud. Carbonate allochems gồm có tảo (8,7%) và peloid (3%) và trầm tích hạt vụn như hạt thạch anh có kích thước bùn cát (1%). Sparry cacbonat xi măng chiếm phần lớn (37.7%)

Hình 4 và hình 5 là mẫu wackestone của giếng 06/94-TV-1X. Nhiều độ rỗng hang hốc được hình thành trong quá trình hòa tan các khoáng vật. Bên cạnh đó độ rỗng nứt nẻ (màu xanh) có thể không phải do tự nhiên mà được hình thành trong quá trình gia công mẫu. Hiện tượng này cũng được gặp trong các mẫu khác của giếng 06/94-TV-1X. Nhìn chung độ rỗng không tốt.

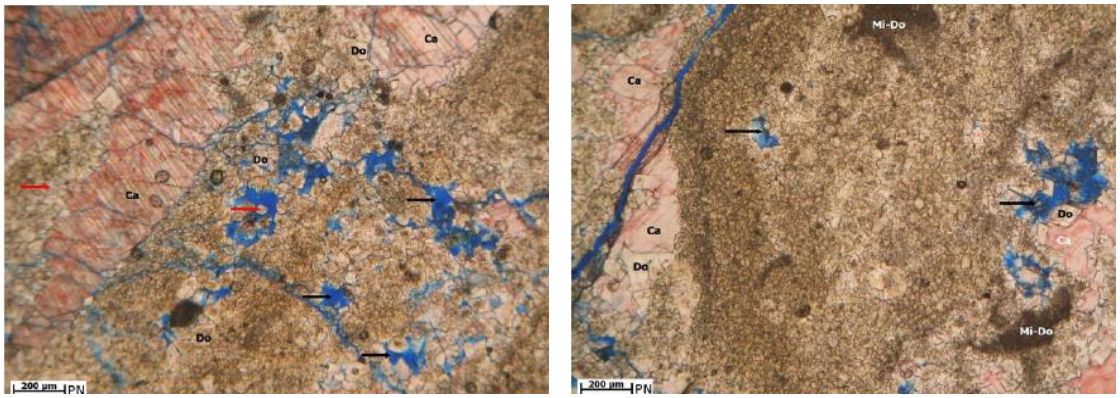


Hình 4. Đá cacbonat Wackestone 06/94-HH-1X, độ sâu 2740 m

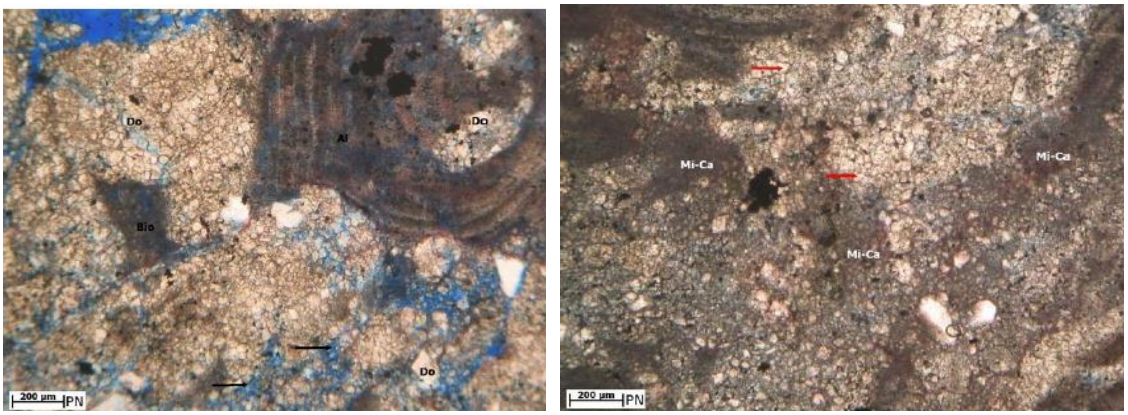


Hình 5. Đá cacbonat Wackestone 06/94-TV-1X, 2028 m

Đôlômit: hiện tượng dolomit hóa được quan sát thấy tại một số mẫu của giếng 06/94-TV-1X. Hình 6 là mẫu calcitic dolomite, mẫu bị ảnh hưởng mạnh bởi quá trình dolomite (Do, Mi-Do, mũi tên màu đỏ). Hình 7 là mẫu dolo-wackestone, mẫu hầu như đã bị dolomite hóa hoàn toàn (Do, mũi tên màu đỏ). Độ rỗng giữa tinh thể hình thành trong quá trình dolomite hóa, còn độ rỗng hang hốc hình thành trong quá trình hòa tan các khoáng vật, độ rỗng nứt nẻ tại đây có thể do tự nhiên cũng có thể do quá trình gia công mẫu. Nhìn chung độ rỗng có thể khá tốt.



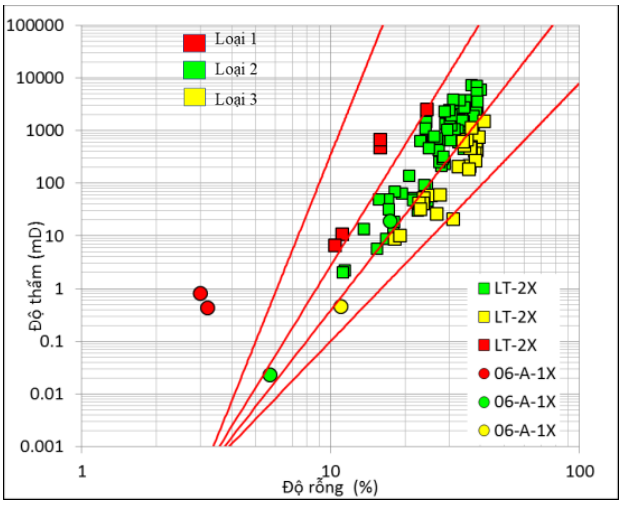
Hình 6. Đá Calcitic Dolomite 06/94-TV-1X, 1948 m



Hình 7. Đá Dolo-wackestone, 06/94-TV-1X, 1977 m

2.2. Đặc điểm tướng đá theo tính chất vật lý thạch học (đặc tính rỗng-thấm)

Để đánh giá tính chất của tầng chứa cacbonat, tài liệu độ rỗng và độ thấm đo trên mẫu lõi trụ của 2 giếng LT-2X ở phía Bắc và giếng 06-A-1X ở phía Nam của khu vực nghiên cứu được sử dụng để xác định các tướng đá theo đặc tính rỗng-thấm (phân loại của Lucia [3, 4, 5]). Kết quả cho thấy trong khu vực nghiên cứu tồn tại cả 3 loại đá cacbonat (Hình 8) và mối liên quan tới tướng thạch học như sau:



Hình 8. Phân loại đá cacbonat theo phân loại của Lucia

Lucia Loại 1: thường là đá cacbonat hạt (grainstone),

Lucia Loại 2: thường là đá cacbonat nén (packstone),

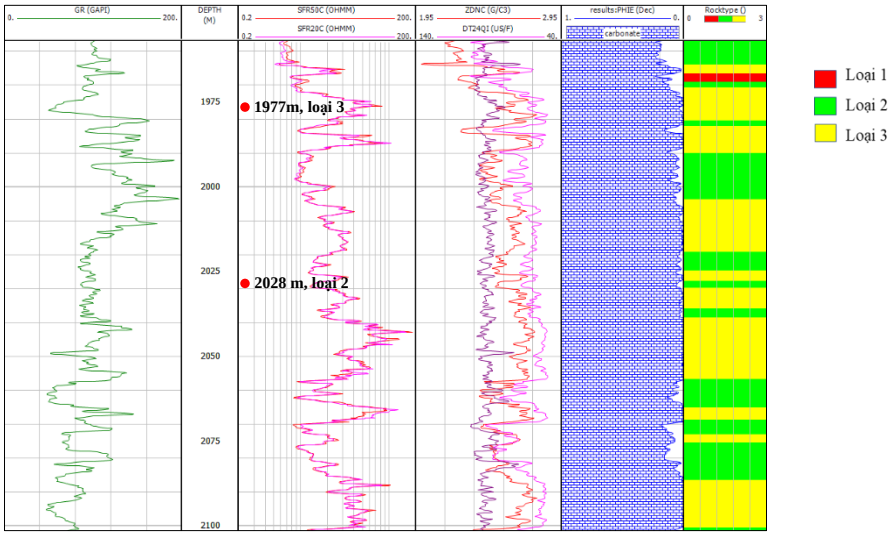
Lucia Loại 3: thường là đá cacbonat có hành phần bùn chiếm ưu thế, là đá vôi nén, đá vôi (wackestone), đá bùn (mudstone) và dolostone.

Đá chứa có chất lượng chứa từ trung bình tới rất tốt, độ rỗng thay đổi từ vài % đến trên 30%, độ thấm có giá trị cao, chủ yếu lớn hơn 1mD.

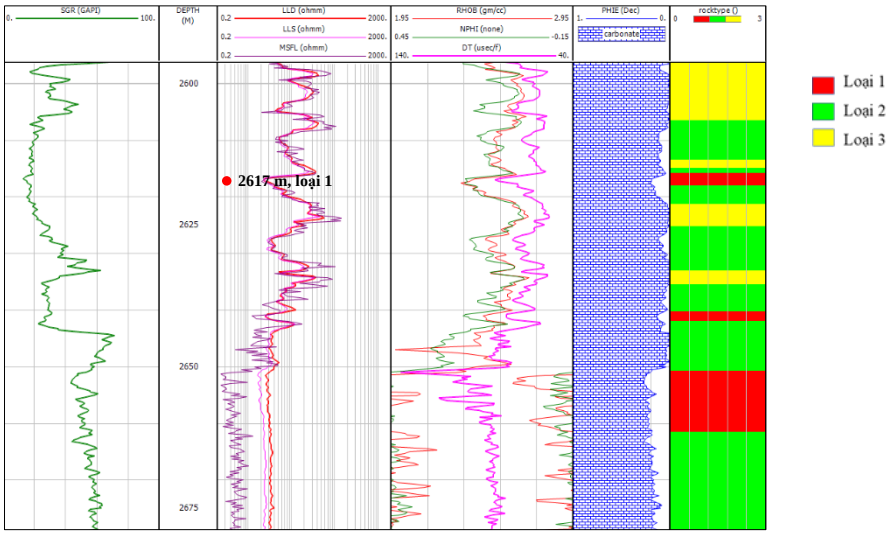
Kết quả xác định đá cacbonat Lucia cho thấy chất lượng tầng chứa trong cacbonat chủ yếu là từ trung bình đến tốt (loại 2 và loại 3), còn chất lượng tầng chứa rất tốt gặp ít hơn trong khu vực nghiên cứu.

2.3. Đặc tính thấm -rỗng của đá cacbonat từ tài liệu địa vật lý giếng khoan

Để xác định đặc tính rỗng thấm và dự báo phân loại đá chứa dọc thân giếng khoan nhóm tác giả đã tiến hành phân tích tổng hợp tài liệu địa vật lý giếng khoan (ĐVLGK) kết hợp với thông tin từ mẫu. Phân loại đá chứa cacbonate được dự báo cho từng giếng được trình bày trên Hình 9 và 10, thông tin loại đá cacbonat theo mẫu (điểm màu đỏ) là cơ sở để phân loại đá theo tài liệu ĐVLGK.



Hình 9. Phân loại đá chứa cacbonat theo tài liệu ĐVLGK, giếng 06/94-TV-1X



Hình 10. Phân loại đá chứa cacbonat theo tài liệu ĐVLGK, giếng 06-A-1X

Kết quả phân tích tổng hợp ĐVLGK cho thấy độ rỗng của đá cacbonat trong khu vực nghiên cứu thay đổi từ 10% đến 28%. Kết quả xác định loại đá cacbonat Lucia chỉ ra cacbonat trong khu vực nghiên cứu chủ yếu là loại 2 và loại 3. Tiềm năng chứa của đá cacbonat từ khá tới tốt.

3. Kết luận

Từ các kết quả nghiên cứu có thể rút ra được một số kết luận chính sau đây:

- Trong khu vực nghiên cứu, đá cacbonat chủ yếu bao gồm 3 loại: đá cacbonat Packstone, đá cacbonat Wackestone và Đôlômit.

- Trên cơ sở phân loại đá cacbonat theo Lucia dựa trên đặc tính rỗng - thấm trên tài liệu mẫu lõi cũng như tài liệu ĐVLGK cho thấy chất lượng tầng chứa đá cacbonat khu vực Đông Nam bể Nam Côn Sơn chủ yếu là từ khá đến tốt, chất lượng tầng chứa rất tốt ít gặp trong khu vực nghiên cứu. Độ rỗng của đá cacbonat trong khu vực nghiên cứu thay đổi từ 10% đến 28%. Kết quả phân loại theo Lucia chỉ ra cacbonat chủ yếu là loại 2 và loại 3 với độ thấm thay đổi từ 2mD đến hàng ngàn mD.

Tài liệu tham khảo

Ahr W.M., 2008. Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. Wiley Publisher, ISBN: 978-0-470-16491-4.

Akbar M. et al., 2001. A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation. Oilfield Review, Winter 2000/2001, pp. 20-41.

Lucia F. J., 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. Journal of Petroleum Technology, vol. 35, p. 629-637.

Lucia F.J., 1995. Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization. AAPG Bulletin, vol. 79, 110. 9, p.1275-1300.

Lucia F.J., 2007. Carbonate Reservoir Characterization: An integrated approach. Springer Publisher. ISBN 978-3-540-72740-8.

ABSTRACT

Characterization of carbonate sediment from geological data, well log, core/cutting in South East Nam Con Son Basin

Nguyen Thi Minh Hong[1], Nguyen Duy Muoi[1], Phạm Thi Hong[2]
[1]*Hanoi University of Mining and Geology*
[2]*Vietnam Petroleum Institute*

This paper is summary results of synthetic geological data, well log, core/cutting analysis to classify rocktype of carbonate middle Miocene in South-East Nam Con Son basin.

Keywords: Nam Con Son; Lithology; Cacbonate; Reservoir.

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực của giếng khoan ngang dầu khí

Đồng Văn Hoàng[1], Nguyễn Minh Hòa[2,*]
[1] *Trường Đại học Bách khoa Tomsk, Liên bang Nga*
[2] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Xác định các thông số của vỉa chứa và giếng trong quá trình khai thác dầu khí với giếng khoan ngang bằng phương pháp thủy động lực đóng vai trò quan trọng, cung cấp thông tin cho việc giám sát, điều khiển hoạt động của giếng. Hiện nay, việc minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực giếng dầu được thực hiện trên các chương trình như : Saphir, Pansystem…đều sử dụng phương pháp truyền thống là đồ thị - giải tích không cho phép xác định các thông số trong quá trình đo áp suất, đồng thời kéo dài thời gian dừng giếng gây lãng phí trong sản xuất. Mục đích của bài nghiên cứu là xây dựng phương pháp minh giải mới cho phép tự động xác định các thông số của vỉa chứa và giếng trong quá trình nghiên cứu thủy động lực của các giếng khoan ngang. Phương pháp này được xây dựng dựa trên phương pháp nhận dạng hệ thống được nghiên cứu và phát triển tại Trường Đại học Bách khoa Tomsk, các phương pháp phân tích hệ thống, tối ưu hóa và đại số tuyến tính. Điểm đặc biệt của phương pháp mới là cho phép sử dụng các thông tin tiên nghiệm, các dữ liệu có sẵn nhằm nâng cao độ chính xác trong việc nhận biết dạng dòng chảy và xác định thông số của vỉa và giếng. Trong nghiên cứu này các tác giả trình bày mô hình toán học, thuật toán và kết quả ứng dụng của phương pháp nhận dạng thích nghi trong minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực của giếng ngang cho các mỏ dầu tại tỉnh Tyumen, Nga.

Từ khóa: Giếng khoan ngang; thủy động lực; mỏ dầu khí; Tyumen.

1. Đặt vấn đề

Trong những gần đây nhằm nâng cao hiệu xuất khai thác các công ty dầu khí đã tiến hành khoan và đưa vào vận hành số lượng lớn các giếng khoan ngang. Các thiết bị đo thông số của vỉa chứa và giếng (áp suất, nhiệt độ, ...) cũng được lắp đặt trong quá trình lắp đặt giếng giúp theo dõi thường xuyên trong quá trình vận hành, khai thác và giảm chi phí lắp đặt, tháo dỡ thiết bị. Việc thực hiện các nghiên cứu, xác định thông số vỉa có ý nghĩa hết sức quan trọng trong việc giám sát, điều khiển hoạt động của giếng khoan ngang. Một trong những phương pháp nghiên cứu phổ biến và cho kết quả tốt là nghiên cứu thủy động lực học của giếng. Phương pháp này cho phép xác định các thông số của vỉa như : áp suất, độ thấm, hệ số skin, cũng như độ dài hữu dụng của phần giếng nằm ngang (Chaudhry A.U., 2003; Kuchuk F.J., 1995).

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học của giếng ngang phổ biến và chính xác nhất hiện nay là đồ thị - giải tích. Phương pháp này dựa trên việc phân tích đường hồi phục áp suất và đường đạo hàm của áp suất để tìm ra các loại dòng chảy đặc trưng, từ đó dựa vào mô hình của từng dòng chảy tìm ra các thông số của vỉa chứa (Bourdet D., 2002). Phương pháp này có một số nhược điểm sau:

- Thời gian dừng giếng để đo áp suất được xác định bằng phương pháp mô hình hóa dựa trên thông số cho trước có độ chính xác không cao, dẫn tới thời gian dừng giếng thường lớn hơn nhiều so với thực tế hoặc không thể minh giải kết quả đo do thời gian dừng giếng không đủ lâu gây thiệt hại về khai thác và lãng phí trong sản xuất;
- Độ chính xác của kết quả minh giải phụ thuộc vào trình độ chuyên môn và kinh nghiệm của kỹ sư thực hiện.

Với việc sử dụng các thiết bị đo liên tục với độ chính xác cao cho phép áp dụng các phương pháp tự động hóa quá trình minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học của giếng ngang. Một phương pháp đã được phát triển và chứng minh hiệu quả của mình là phương pháp nhận dạng thích nghi hệ thống, được xây dựng và phát triển tại khoa tài nguyên thiên nhiên, trường đại học bách khoa Tomsk, Liên Bang Nga (Сергеев В.Л., 2011).

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenminhhoa@humg.edu.vn

Minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học giếng ngang có những điểm khác biệt so với giếng đứng. Thay vì một dạng dòng chảy hướng tâm, giếng ngang đặc trưng bởi ba loại dòng chảy: hướng tâm sớm, phẳng và hướng tâm muộn. Từ đây, có thể nêu ra những vấn đề cần giải quyết khi thực hiện minh giải kết quả thử vỉa với giếng ngang:

- Xác định thời điểm bắt đầu và kết thúc của các dạng dòng chảy trong quá trình thực hiện thử vỉa trên biểu đồ áp suất;
- Sử dụng mô hình toán học của từng dạng dòng chảy để xác định các thuộc tính của vỉa chứa bằng các phương pháp hồi quy tuyến tính.

Nghiên cứu này đưa ra phương pháp giải quyết vấn đề xác định các thông số vỉa chứa trong quá trình dừng giếng và đo áp suất vùng cận đáy giếng.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Trong Bảng 1 đã trình bày mô hình toán học của các dạng dòng chảy cho giếng khoan ngang dầu khí. Sau khi dừng giếng ba dạng dòng chảy đặc trưng có thể xuất hiện lần lượt theo thứ tự là: hướng tâm sớm, phẳng và hướng tâm muộn. Sự thay đổi của áp suất vùng cận đáy giếng phụ thuộc rất lớn vào cấu trúc địa chất và tính chất của vỉa chứa. Nghiên cứu này xem xét vỉa đồng nhất vô hạn chỉ chứa lỗ rỗng.

Bảng 1. Mô hình toán học các dạng dòng chảy của giếng khoan ngang (Chaudhry A.U., 2003; Kuchuk F.J., 1995)

Dạng dòng chảy	Mô hình	Dạng rút gọn của mô hình
Hướng tâm sớm (early radial)	$\Delta P(t)=\frac{9,205q_0B\mu}{\sqrt{k_yk_z}L_h}(\ln\frac{\sqrt{k_yk_z}t}{\phi c_t\mu r_w^2}-7,12034+2S_m)$	$\Delta P(t)=\omega_1+\omega_2\ln t$
Phẳng (linear)	$\Delta P(t)=\frac{53,68q_0B\mu}{L_hh\sqrt{k_y\phi\mu c_t}}\sqrt{t}+\frac{1090,01q_0\mu B}{L_h\sqrt{k_yk_z}}(\mathrm{S}_m+\mathrm{S}_z)$	$\Delta P(t)=\beta_1+\beta_2\sqrt{t}$
Hướng tâm muộn (lately radial)	$\Delta P(t)=\frac{9,205q_0B\mu}{\sqrt{k_xk_y}h}(\ln\frac{\sqrt{k_xk_y}t}{\phi\mu c_tr_w^2}-7,12034+2S^{'})$	$\Delta P(t)=\alpha_1+\alpha_2\ln t$

Trong Bảng 1 áp dụng các ký hiệu như sau: $\Delta P(t)=P(t)-P(t_0)$ (atm); $P(t_0)$, $P(t)$ - áp suất vùng cận đáy giếng được đo tại thời điểm dừng giếng t_0 và tại thời điểm t (atm); q_0 - lượng dầu khai thác được đo tại thời điểm trước khi dừng giếng (m^3/d); B - hệ số thể tích; μ - độ nhớt động lực (cP); $\sqrt{k_yk_z}$ - độ thấm theo mặt phẳng thẳng đứng (mD); $\sqrt{k_xk_y}$ - độ thấm theo mặt phẳng nằm ngang (mD); L_h - độ dài hữu dụng của đoạn giếng nằm ngang (m); h - độ dày vỉa chứa (m); ϕ - độ rỗng; r_w - bán kính ống khai thác (m); c_t - độ nén (atm^{-1}); S_m - hệ số skin thể hiện trạng thái của vùng cận đáy giếng; S_z - hệ số skin giả định; $S^{'}=(S_m+S_g)$; S_g - hệ số skin hình học.

Bằng cách sử dụng các phương pháp hồi quy tuyến tính, như phương pháp bình phương tối thiểu có thể tìm được các tham số của mô hình trong Bảng 1. Từ đó có thể xác định được các thông số của vỉa chứa. Tuy nhiên, trong thực tế việc sử dụng các phương pháp này thường dẫn tới kết quả là các giá trị tìm được không ổn định, có độ sai lệch cao. Để khắc phục vấn đề này có thể sử dụng phương pháp nhận dạng thích nghi tham số của các mô hình và các thông số cần tìm của vỉa chứa. Để áp dụng phương pháp này cần xây dựng hệ phương trình bao gồm mô hình của dòng chảy và hàm số của thông tin tiên nghiệm. Thông tin tiên nghiệm có thể là các thông số của vỉa chứa cần tìm. Dưới đây là ví dụ mô hình của dòng chảy hướng tâm muộn sử dụng thông tin tiên nghiệm về độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm ngang (Sergeev V.L., Dong Van Hoang, 2016):

$$\begin{cases}\Delta P(t_n)=\left(\alpha_{1,n}+\alpha_{2,n}\ln t_n\right)+\xi_n\\ h_{k,n}\cdot\overline{\alpha}_{2,n}=\alpha_{2,n}+\eta_n\end{cases} \quad (1)$$

Trong đó, $\alpha_{2,n}=\frac{9,205q_0B\mu}{k_{xy,n}h}$; $\alpha_{1,\mathrm{n}}=\frac{9,205q_0B\mu}{k_{xy,n}h}(\ln\frac{k_{xy,n}}{\phi\mu c_tr_w^2}-7,12034+2S_n^{'})$; $\overline{\alpha}_2=\frac{9,205q_0B\mu}{\overline{k}_{xy}h}$ - thông tin tiên nghiệm về tham số α_2; $\overline{k}_{xy}$ - thông tin tiên nghiệm về độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm

ngang; ξ_n - sai số đo áp suất vùng cận đáy giếng; η_n - sai số của thông tin tiên nghiệm, $h_{k,n}$ - hệ số điều chỉnh thông tin tiên nghiệm.

Điểm đặc biệt của mô hình (1) là sự kết hợp của mô hình dòng chảy và mô hình thông tin tiên nghiệm của tham số α_2 và các tham số α_1, α_2 thay đổi theo thời gian (là các hàm số phụ thuộc vào thời gian). Quá trình nhận dạng thích nghi các tham số của mô hình (1) được thể hiện bằng việc giải lần lượt các bài toán tối ưu dưới đây (Сергеев В.Л., 2011):

$$\boldsymbol{\alpha}_n^*(h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}) = \arg\min_{\boldsymbol{\alpha}_n} \Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}) \quad (2)$$

$$\boldsymbol{\beta}_n^* = \arg\min_{\boldsymbol{\beta}_n} J_0(\boldsymbol{\alpha}_n^*(h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n})) \quad (3)$$

trong đó, ký hiệu $\arg\min_x f(x)$ có nghĩa là giá trị x^* mà tại đó hàm số $f(x)$ đạt giá trị cực tiểu;

$\Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}) = \Phi(J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{z,n}), J_a(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{r,n}, h_{k,n}))$ - hàm mất mát tổng của hệ model (1);

$J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{z,n}) = \sum_{i=1}^{n} w_i((t_n - t_i)/h_{z,n}) \cdot \psi_0(\xi(\boldsymbol{\alpha}_n))$ - hàm mất mát riêng của mô hình áp suất;

$J_a(\boldsymbol{\alpha}_n, h_{r,n}, h_{k,r}) = h_{r,n} \cdot \psi_a(\eta_n(\boldsymbol{\alpha}_n))$ - hàm mất mát riêng của mô hình thông tin tiên nghiệm;

$\boldsymbol{\beta}_n = \boldsymbol{\beta}(h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n})$ - vectơ các hệ số $h_{z,n}$, $h_{r,n}$, $h_{k,n}$; ψ_0, ψ_a - các hàm số; h_z - tác tử lãng quên; h_r - hệ số chỉnh hóa Tikhonov; $\boldsymbol{\alpha}_n^*$, $\boldsymbol{\beta}_n^*$ - vectơ các giá trị tối ưu.

3. Kết quả và thảo luận

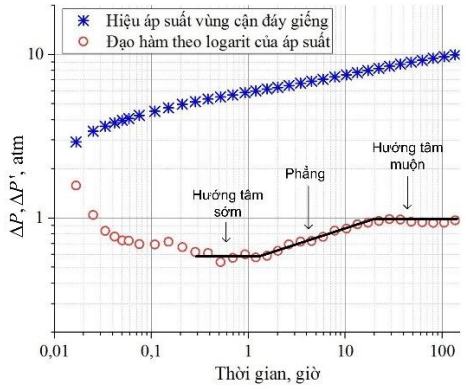
Các mô hình và thuật toán trên đã được ứng dụng vào minh giải kết quả thử vỉa giếng khoan ngang của mỏ dầu khí "X" thuộc địa phận huyện Oktiabrskovo, tỉnh Tyumen, Liên bang Nga. Trong Bảng 2 là thông số của giếng số 01 được sử dụng để minh giải dữ liệu nghiên cứu thủy động lực học.

Bảng 2. Các thông số của giếng 01

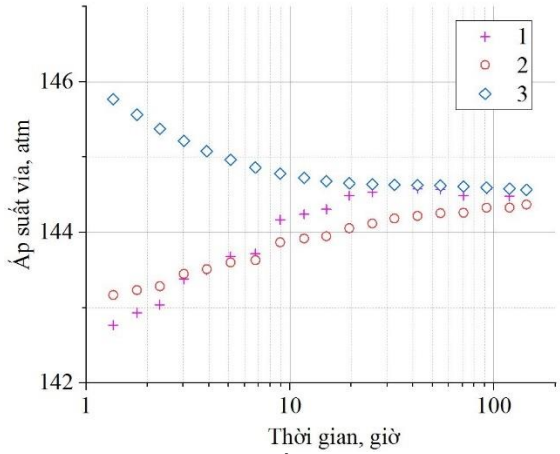
Thông số	Giá trị
Lượng dầu khai thác trước khi dừng giếng, m^3/d	330
Hệ số thể tích	1,191
Độ nhớt động lực, cP	3,92
Độ dày vỉa chứa, m	4
Độ rỗng	0,13
Bán kính ống khai thác, m	0,108
Độ nén, atm^{-1}	$1{,}84.10^{-4}$

Theo kết quả mô hình hóa để đo áp suất giếng đã được đóng trong vòng 144,3 giờ. Việc xác định dạng dòng chảy được thực hiện bằng phương pháp đồ thị-giải tích. Phân tích đồ thị của áp suất và đạo hàm của áp suất theo logarit ($\ln(t)$) (Hình 1) cho thấy sự xuất hiện đầy đủ của 3 dạng dòng chảy. Sau khoảng 0,25 giờ dừng giếng đạo hàm của áp suất bình ổn, ít thay đổi và kéo dài trong khoảng 0,7 giờ. Đây là dấu hiệu của dòng chảy hướng tâm sớm. Dòng chảy phẳng bắt đầu sau hơn 1 giờ dừng giếng và kéo dài trong khoảng 19 giờ. Trong giai đoạn này đạo hàm của áp suất tăng theo dạng đường thẳng với hệ số góc là 0,5. Dòng chảy hướng tâm muộn bắt đầu sau khoảng 20 giờ dừng giếng khi đạo hàm của áp suất dần ổn định, ít thay đổi. Do quá trình đóng giếng được thực hiện bằng khóa van trên miệng giếng, nên trong 0,2 giờ đầu sau khi đóng giếng xuất hiện hiệu ứng thành ống.

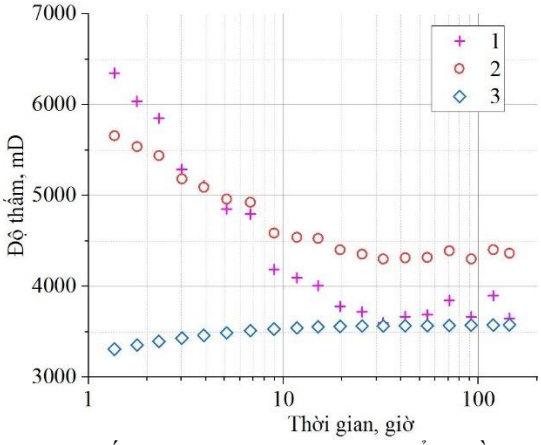
Trên Hình 2, 3 là đồ thị giá trị của áp suất vỉa và độ thấm theo mặt phẳng nằm ngang. Độ thấm và áp suất vỉa được xác định sử dụng mô hình dòng chảy hướng tâm muộn (1). Thời điểm bắt đầu áp dụng thuật toán là điểm bắt đầu của dòng chảy phẳng. Giá trị của các thông số vỉa thu được nhờ áp dụng phương pháp bình phương tối thiểu (đường 1), phương pháp nhận dạng tham số kết hợp chỉnh hóa Tikhonov (đường 2) và phương pháp nhận dạng thích nghi kết hợp thông tin tiên nghiệm (đường 3). Do sử dụng mô hình của dòng chảy hướng tâm muộn nên trước thời điểm 20 giờ các giá trị của áp suất vỉa và độ thấm tăng hoặc giảm dần và chỉ ổn định khi xuất hiện dòng chảy hướng tâm muộn. Dựa vào đặc điểm này có thể xác định được thời gian bắt đầu của dòng chảy hướng tâm muộn. Giá trị thu được bằng phương pháp nhận dạng thích nghi (đường 3) có tính ổn định cao hơn phương pháp bình phương tối thiểu và chính xác hơn so với phương pháp nhận dạng tham số kết hợp chỉnh hóa Tikhonov. Phân tích Bảng 3 cho thấy phương pháp này cũng cho giá trị của độ thấm và áp suất vỉa sát với kết quả thu được từ phương pháp đồ thị-giải tích (sử dụng phần mềm Saphir).



Hình 1. Đồ thị áp suất và đạo hàm áp suất



Hình 2. Áp suất của vỉa chứa



Hình 3. Độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm ngang

Bảng 3. Kết quả minh giải dữ liệu nghiên cứu thủy động lực học giếng số 01

Phương pháp minh giải	Áp suất vỉa, atm	Độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm ngang, mD	Thời gian dừng giếng, giờ
Phần mềm Saphir	145,3	3480	144,3
Nhận dạng thích nghi	144,8	3563	25
Nhận dạng kết hợp chỉnh hóa Tikhonov	144,3	3740	32
Bình phương tối thiểu	144,7	3599	32

Sử dụng mô hình của dòng chảy phẳng và hướng tâm sớm cho phép phân tích toàn bộ đường phục hồi áp suất và xác định các tính chất còn lại của vỉa chứa và giếng.

4. Kết luận

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học giếng khoan ngang dầu khí (áp dụng thuật toán nhận dạng thích nghi) cho phép xác định giá trị thông số của vỉa chứa trong quá trình dừng giếng và nâng cao độ chính xác của các thông số cần tìm. Áp dụng phương pháp này giúp giảm thời gian dừng giếng, tiết kiệm chi phí thử vỉa và giảm mất mát lượng dầu khai thác. Tuy nhiên, để áp dụng phương pháp này cần giải quyết vấn đề xác định thời điểm bắt đầu và kết thúc của các dạng dòng chảy.

Tài liệu tham khảo

Bourdet D., 2002. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Elsevier Science. Amsterdam, Netherlands, 426 p.

Chaudhry A.U., 2003. *Oil well testing handbook.* Elsevier Science. Texas, USA, 525 p.

Kuchuk F.J., 1995. Well testing and interpretation for horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology,* 47(1): 36-41.

Sergeev V.L., Dong Van Hoang, 2016. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: challenges and perspectives. *IOP Conference series Earth and Environmental Science*, 46(1): 1-6.

Сергеев В.Л., 2011. *Интегрированные системы идентификации*. Издательство Томского политехнического университета, Томск, Россия, 198 с.

ABSTRACT

Interpretation Method of Pressure Transient Test Results in Horizontal Wells

Dong Van Hoang[1], Nguyen Minh Hoa[2]
[1] *Tomsk Polytechnic University*
[2] *Hanoi University of Mining and Geology*

Determining the parameters of reservoirs and wells in the process of developing oil fields with horizontal wells by transient tests plays an important role in monitoring and controlling wells. At present, the interpretation of the results of transient test of wells is carried out in the following programs: Saphir, Pansystem. These programs use the traditional grapho-analytical method, which does not allow determining the parameters in the process of measuring pressure and causes losses in oil production. The purpose of this work is to develop a new interpretation method that allows determining the parameters of reservoirs and wells in the process of transient tests of horizontal wells. The method is based on the adaptive identification method, which is developed at the Tomsk Polytechnic University. A feature of the proposed method is taking into account additional a priori information about the parameters of reservoirs and wells, which makes it possible to increase the accuracy of identification of flow regimes and the accuracy of determining the parameters of reservoir systems. Models, algorithms of the proposed method and the results of their testing in the interpretation of the transient test result of horizontal well in an oil field in the Tyumen state of Russia are presented.

Keywords: Horizontal well; pressure transient test; oil field; Tyumen.

Giải pháp hoàn thiện thiết kế choòng PDC truyền thống

Nguyễn Tiến Hùng[1,*], Nguyễn Thế Vinh, Trương Văn Từ
Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Trong công nghiệp khoan dầu khí, choòng khoan PDC được sử dụng phổ biến và rộng rãi do tạo được vận tốc cơ học cao, giảm thiểu rủi do phức tạp sự cố, rút ngắn thời gian thi công và giá thành giếng khoan.
Trong quá trình phá huỷ đất đá, choòng PDC thường xuyên gặp phải các vấn đề liên quan đến các răng gần trung tâm do vận tốc góc của các răng này rất thấp và chúng luôn phải chịu tải trọng chiều trục lớn hơn so với các răng khác. Công ty Schlumberger đã đề xuất sử dụng các răng Stinger hình trụ đứng làm các răng trung tâm thay cho các răng PDC truyền thống. Giải pháp này giải quyết được các vấn đề liên quan đến các răng trung tâm, có khả năng giúp choòng làm việc ổn định hơn, nâng cao vận tốc khoan cơ học lên đến 46% (Гаттарова М.Р., 2019).
Các tác giả đã tiến hành phân tích, biện giải phương án thay thế răng Stinger thay cho răng PDC truyền thống. Đồng thời, tiến hành phân tích những ưu điểm vượt trội mà choòng PDC có trang bị răng Stinger mang lại so với choòng PDC truyền thống. Từ đó đưa ra những kết luận và kiến nghị nhằm hoàn thiện thiết kế choòng PDC truyền thống.

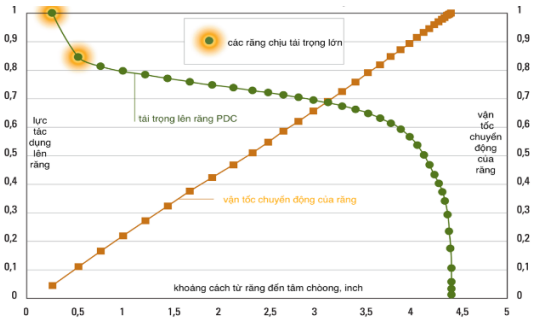
Từ khóa: Choòng PDC; Stinger; khoan.

1. Đặt vấn đề

Ngày nay, trong công nghiệp khoan dầu khí choòng PDC được sử dụng rộng rãi và phổ biến trên thế giới nói chung và tại Việt Nam nói riêng. Các choòng trong nhóm này có cấu tạo riêng biệt nhằm đạt hiệu quả phá huỷ tốt nhất đối với từng loại đất đá có tính chất cơ lý khác nhau. Tuy nhiên, hầu hết các thiết kế choòng PDC hiện nay đều gặp những vấn đề trong quá trình thi công, có thể kể đến như: các răng tại tâm choòng nhanh mòn, vận tốc cơ học chưa đạt mức kỳ vọng, tải trọng chiều trục chưa được phân bố đều lên các răng,… Chính vì vậy, việc nghiên cứu và hoàn thiện thiết kế choòng PDC truyền thống luôn là vấn đề thời sự và cấp thiết trong ngành công nghiệp khoan Dầu khí.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Việc sử dụng choòng PDC truyền thống thường xuyên gặp vấn đề liên quan đến các răng tại trung tâm. Vấn đề này được lý giải do các răng này có vận tốc góc nhỏ (Nguyễn Thế Vinh và Nguyễn Tiến Hùng 2018) và chịu tải trọng chiều trục lớn so với các răng khác, đặc biệt là các răng ngoài biên (Hình 1). Các răng này chịu tải trọng lớn, nhưng hiệu quả phá huỷ không cao, dẫn đến làm giảm độ ngập răng choòng của các răng khác, do đất đá tại khu vực trung tâm chưa được loại bỏ kịp thời trong quá trình phá huỷ. Đây là một trong các nguyên nhân chính làm giảm vận tốc cơ học khoan của choòng PDC.



Hình 1. Ảnh hưởng của khoảng cách từ răng đến tâm choòng lên lực chiều trục và vận tốc chuyển động của nó trong quá trình phá huỷ

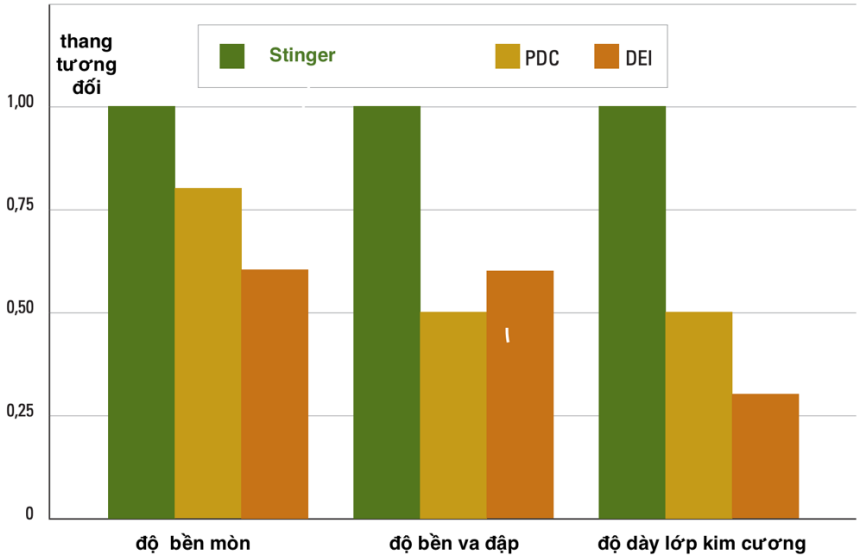
* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyentienhung.dk@humg.edu.vn

Trong quá trình phá huỷ đất đá, các thống số chế độ khoan (P, n, Q) và tính chất cơ lý của đất đá thay đổi dẫn đến mô men và công suất phá huỷ đất đá của choòng có sự biến thiên liên tục [Соловьев Н.В., Нгуен Тиен Хунг, 2015] khiến choòng bị rung lắc làm giảm vận tốc cơ học và tuổi thọ của choòng. Với mục tiêu hoàn thiện thiết kế của choòng PDC, công ty Schlumberger đã nghiên cứu và đề xuất giải pháp sử dụng răng hình trụ đứng Stinger thay thế cho các răng PDC tại trung tâm (Hình 2) (Гаттарова М.Р., 2019).



Hình 2. Cấu tạo và sơ đồ lắp đặt răng Stinger

Răng Stinger có độ dày lớp kim cương đa tinh thể lớn gấp 2 lần so với răng PDC truyền thống, có khả năng chịu va đập và chịu mài mòn rất cao. Chính điều này giúp nó có tuổi thọ cao hơn hẳn so với răng PDC truyền thống (Hình 3).

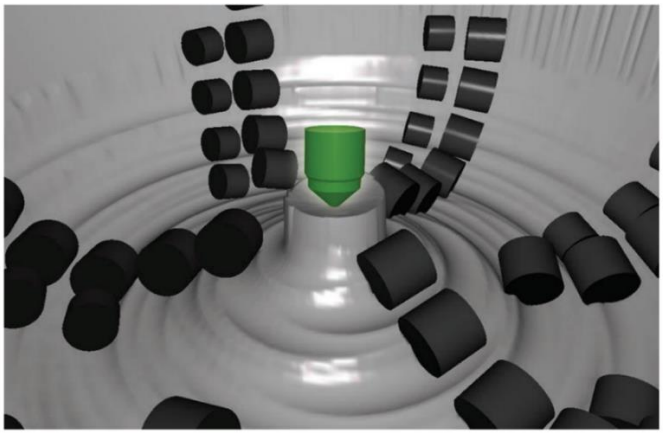


Hình 3. So sánh độ bền mài mòn và độ bền va đập của răng Stinger, PDC và DEI

Biểu đồ so sánh độ bền của của răng Stinger với răng PDC và DEI (Hình 3) cho thấy, răng Stinger có độ bền mòn lớn hơn 20% so răng PDC truyền thống, và 38% so với răng DEI; đối với độ bền va đập, răng stinger lớn hơn 50% so với răng PDC truyền thống và 38% so với răng DEI.

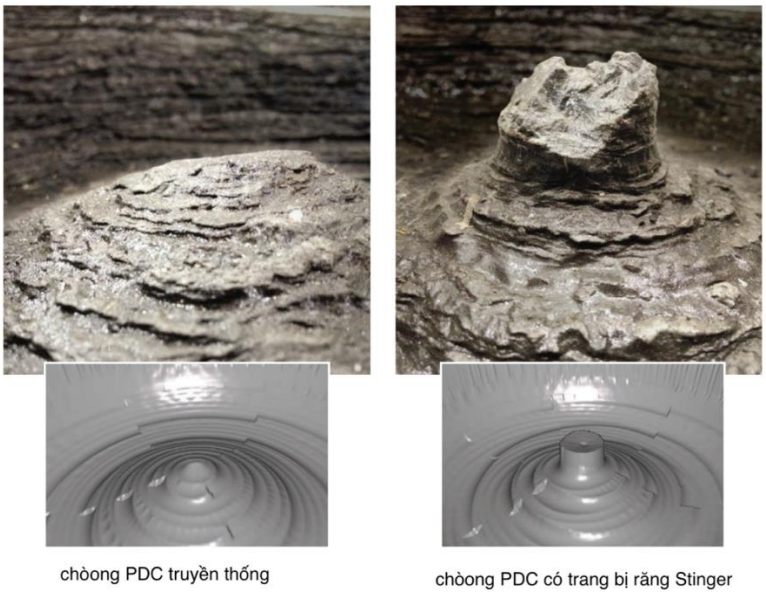
Để tiến hành thay thế răng PDC truyền thống bằng răng Stinger, người ta tiến hành loại bỏ một số răng và rút ngắn chiều dài các cánh choòng tại vị trí trung tâm. Tuỳ theo kích thước của choòng và răng Stinger mà tính toán loại bỏ số răng và rút ngắn chiều dài cánh choòng sao cho số răng bị loại bỏ là ít nhất mà vẫn đảm bảo lắp đặt vừa vặn răng Stinger (Hình 2). Răng này chịu tải trọng lớn, có diện tích tiếp xúc với đất đá nhỏ, khả năng tập trung ứng suất cao nên tạo ra hiệu quả phá huỷ tốt (Hoàng Dung, 2003; Нескромных B.B., 2015).

Cơ chế phá huỷ đất đá của răng Stinger được giải thích như sau: sau khi loại bỏ các răng PDC tại trung tâm của choòng, đất đá bị phá huỷ tại đáy giếng sẽ để lại một phần, phần này giống như mẫu lõi trong khoan thăm dò và răng Stinger sẽ có nhiệm vụ phá huỷ triệt để chúng (Hình 4).



Hình 4. Mô hình đáy giếng trong quá trình phá huỷ đất đá của choòng PDC trang bị răng Stinger

Với mục đích so sánh và đánh giá hiệu quả phá huỷ đất đá, người ta đã tiến hành thí nghiệm khoan với choòng PDC truyền thống và choòng PDC có trang bị răng Stinger. Kết quả cho thấy, khi khoan bằng choòng PDC có trang bị răng Stinger bề mặt đáy giếng có nhiều vết cắt lớn hơn, các rãnh cắt rõ ràng hơn so với choòng PDC truyền thống (Hình 5). Điều này chứng tỏ choòng PDC có trang bị răng Stinger tạo ra độ ngập răng choòng lớn hơn, hiệu quả phá huỷ đất đá tốt hơn. Lý giải cho kết quả này đã được tác giả phân tích và trình bày ở trên.

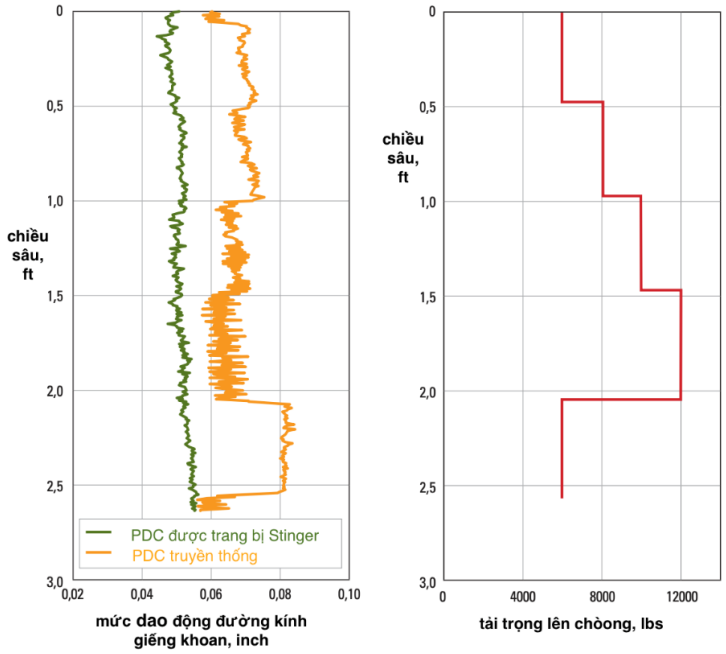


Hình 5. Hình ảnh đáy giếng khi sử dụng choòng PDC truyền thống và choòng PDC có trang bị răng Stinger

Khi sử dụng choòng PDC có trang bị răng Stinger kích thước mùn khoan thu được sẽ lớn hơn. Điều này giúp cho việc xác định loại đất đá và tính chất cơ lý của chúng chính xác và dễ dàng hơn trong công tác phân tích mẫu vụn.

3. Kết quả và thảo luận

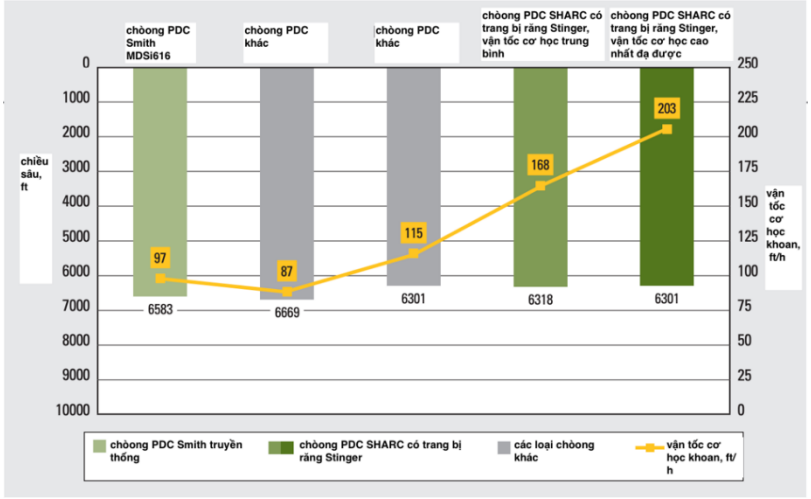
Để so sánh mức độ ổn định thành giếng khi sử dụng hai loại choòng PDC truyền thống và PDC có trang bị răng Stinger, người ta tiến hành khoan giếng với 2 loại choòng này trong điều kiện như sau: đất đá có độ cứng trung bình, chủ yếu là cát kết (độ bền nén 9000 lbs/inch^2); tốc độ quay choòng n = 85 v/ph; tải trọng lên choòng được điều chỉnh thay đổi trong khoảng 6000 đến 12000 lbs. Kết quả thí nghiệm được thể hiện trên Hình 6.



Hình 6. Mức độ thay đổi đường kính giếng khoan khi sử dụng choòng PDC truyền thống và PDC có trang bị răng Stinger tương ứng với các giá trị tải trọng lên choòng khác nhau

Kết quả nghiên cứu trên biểu đồ (Hình 6) cho thấy, mức độ dao động đường kính của giếng khoan khi sử dụng choòng PDC có trang bị răng Stinger là thấp hơn nhiều so với choòng PDC truyền thống, ngay cả khi thay đổi tải trọng lên choòng. Điều này cho thấy, việc ứng dụng răng Stinger vào choòng PDC đã làm nó hoạt định ổn định hơn, ít rung lắc hơn và góp phần tăng tuổi thọ của choòng.

Người ta đã tiến hành khoan thực nghiệm bằng choòng PDC SHARC có trang bị răng Stinger tại mỏ Bakken phía bắc bang Dakota, Mỹ và xây dựng biểu đồ so sánh kết quả khoan giữa các choòng khác nhau (Hình 7).



Hình 7. Biểu đồ so sánh vận tốc cơ học khoan trung bình khi sử dụng các loại choòng PDC khác nhau tại mỏ Bakken phía bắc bang Dakota

Kết quả cho thấy, tại công đoạn thẳng đứng $8^{3/4}$ inch một choòng khoan có thể khoan được từ 6209 đến 6477 ft. Vận tốc cơ học trung bình và cực đại đạt lần lượt là 168 ft/h và 203 ft/h. Theo so sánh với kết quả tốt nhất mà các loại choòng PDC truyền thống khác đạt được, vận tốc cơ học trung bình của choòng PDC SHARC có trang bị răng Stinger cho vận tốc cơ học cao hơn 46%.

4. Kết luận và kiến nghị

Từ những nghiên cứu bên trên, tác giả đưa ra một số những kết luận và kiến nghị như sau:

- Giải pháp sử dụng răng Stinger tại trung tâm choòng PDC thay cho các răng PDC truyền thống giúp choòng hoạt động ổn định hơn, góp phần tăng đáng kể tuổi thọ của choòng;
- Choòng PDC có trang bị các răng Stinger hình trụ đứng tại trung tâm cho vận tốc cơ học cao hơn so với các choòng PDC truyền thống;
- Chất lượng thành giếng khi sử dụng choòng PDC có trang bị răng Stinger được cải thiện đáng kể giúp thành giếng ổn định hơn trong suốt quá trình khoan và đảm bảo độ đồng nhất của vành đá xi măng.
- Để tiến tới hoàn thiện thiết kế của choòng PDC bằng phương án thay thế các răng tại trung tâm choòng bằng răng Stinger, cần tiếp tục nghiên cứu xác định hình dáng răng Stinger hợp lý dựa trên cơ sở các lý thuyết và phương pháp ấn đột sẵn có (Hoàng Dung, 2003; Нескромных В.В., 2015).

Tài liệu tham khảo

Соловьев Н.В., Нгуен Тиен Хунг. Разработка элементов эффективной технологии бурения скважин на месторождениях углеводородов предприятия «Вьетсовпетро». Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». №2 2015. С. 45-49.

Hoàng Dung. Lí thuyết phá huỷ đá. Giáo trình giảng dạy cao học. Hà Nội. 2003

Нескромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. Сибирский федеральный университет, Красноярск, 2015 г., 396 стр.

Nguyễn Thế Vinh, Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Trần Tuân, Nguyễn Văn Thành. Đặc điểm mòn răng choòng khi khoan định hướng bằng hệ thống lái chỉnh xiên hoạt động theo nguyên tắc đẩy choòng. Hội nghị khoa học Kỷ niệm 35 năm khai thác dầu từ đá móng Bạch Hổ. Vũng Tàu. 2018. Trang 311-318.

Гаттарова М.Р. Анализ эффективности применения центральной вставки Stinger в составе PDC долота. XIV Международной научно-практической конференции "Новые идеи в науках о Земле". МГРИ, Москва, 2019 г. С. 234-234.

ABSTRACT

Optimization solution for designing conventional PDC drilling bit

Nguyen Tien Hung[1], Nguyen The Vinh[1], Truong Van Tu[1]
Hanoi University of Mining and Geology

In oil and gas industry, PDC bit is widely used due to many of its benefits such as: high Rate of Penetration (ROP), lower risk arises from complexity of operation, reduce operation time and cost for drilling the well. During drilling operation, the PDC bit is frequently facing problems related to cutters nearby the center of the bit, due to the very low angular velocity coupling with high load on vertical axis on those cutters. Schlumberger proposed the application of Stinger cutter with cylinder shape for inserts nearby center instead of conventional PDC counterpart. This solution can solve the issue regarding to the cutters nearby center of bit, thus makes the bit working more stable and increases ROP by 46%.

This article presents the analysis and justifies options in replacing conventional cutter by Stinger cutter. The advantages of using PDC bit with Stinger cutter in contrast to conventional PDC bit were also discussed. The conclusion and recommendation then will be proposed in order to optimize the design of conventional PDC bit.

Key word: PDC bit; Stinger; Drilling.

Xây dựng công thức xác định công suất phá huỷ đất đá đối với choòng PDC

Nguyễn Tiến Hùng[1,*], Trương Văn Từ[1]
Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Hiện nay, choòng PDC được sử dụng rộng rãi và phổ biến trong ngành công nghiệp khoan Dầu khí do những ưu điểm vượt trội mà chúng mang lại. Về bản chất, choòng PDC là loại choòng lưỡi cắt được trang bị các răng PDC có bề mặt được chế tạo từ kim cương đa tinh thể, choòng được sử dụng khoan trong đất đá mềm và dẻo, dựa theo nguyên lý cắt vỡ và cho vận tốc cơ học khoan rất cao (lên đến 60-70 m/h). Hiện nay chưa có công thức cụ thể để xác định công suất phá huỷ đất đá trong quá trình khoan đối với choòng PDC. Nhóm tác giả đã sử dụng các phương pháp phân tích lý thuyết, phân tích các lực tác dụng lên răng choòng trong quá trình chúng phá huỷ đất đá để xây dựng công thức công suất phá huỷ đất đá cho choòng PDC. Việc xây dựng thành công công thức xác định công suất phá huỷ đất đá của choòng PDC giúp chúng ta có thể xác định thông số chế độ khoan hợp lý khi thi công khoan và có thể cải tiến thiết kế choòng PDC nhằm tiến tới hoàn thiện chúng.

Từ khóa: Choòng PDC; công suất phá huỷ đất đá; khoan; góc lắp đặt răng choòng.

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, choòng PDC được sử dụng rộng rãi và phổ biến trong ngành công nghiệp khoan Dầu khí do những ưu điểm vượt trội mà chúng mang lại. Về bản chất, choòng PDC là loại choòng lưỡi cắt được trang bị các răng PDC có bề mặt được chế tạo từ kim cương đa tinh thể, choòng được sử dụng khoan trong đất đá mềm và dẻo, dựa theo nguyên lý cắt vỡ và cho vận tốc cơ học khoan cao (lên đến 60-70 m/h). Tuy nhiên, khi khoan trong đất đá không đồng nhất, đặc biệt là đất đá có độ cứng và độ mài mòn cao, các răng bị mòn nhanh dẫn đến tuổi thọ và năng suất của choòng PDC bị giảm mạnh. Hiện nay, chưa có công thức cụ thể để xác định công suất phá huỷ đất đá trong quá trình khoan đối với choòng PDC. Vì vậy, việc xây dựng thành công công thức xác định công suất phá huỷ đất đá của choòng PDC mang ý nghĩa thời sự và cấp thiết, giúp chúng ta có thể xác định thông số chế độ khoan hợp lý khi thi công khoan trong các điều kiện khác nhau và có thể cải tiến thiết kế choòng PDC nhằm tiến tới hoàn thiện chúng.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Dựa theo kết quả nghiên cứu khác của nhóm tác giả về mức độ ảnh hưởng của góc lắp đặt răng choòng PDC α tới nguyên lý và hiệu quả phá huỷ đất đá (Nguyen The Vinh, Nguyen Tien Hung, 2017). Trong đó chỉ ra rằng, đối với kiểu góc lắp đặt "âm" thì góc lắp đặt răng choòng tối ưu là 45°-55°, khi đó choòng phá huỷ đất đá theo nguyên lý cắt vỡ, vận tốc cơ học khoan đạt cao trong khi mức độ mòn của răng choòng là thấp nhất. Tuy nhiên, việc đánh giá hiệu quả phá huỷ đất đá của choòng cần dựa vào chỉ tiêu công suất phá huỷ đất đá của choòng.

Nhằm xây dựng công thức xác định công suất phá huỷ đất đá của choòng PDC, nhóm tác giả đã xây dựng và nghiên cứu hệ lực tác động lên răng choòng trong quá trình chúng phá huỷ đất đá (Hình 1).

Chiếu hệ lực tác động lên răng choòng lên trục O*x* ta có thể xác định lực tác động lên răng choòng theo phương ngang như sau:

$$P_{op} = F_2 - F_1 + N_1 sin\alpha \quad (1)$$

trong đó: P_{op} - lực tác động lên răng choòng theo phương ngang, N;

F_2 - lực ma sát tác động lên đầu nhọn răng choòng, $F_2 = N_2 f$;

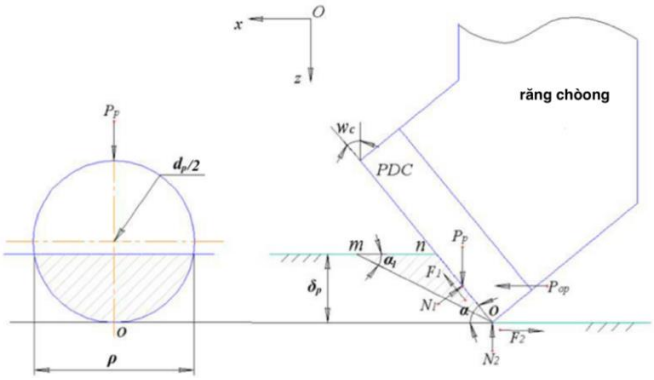
F_1 - lực ma sát tác động lên mặt phẳng đầu răng choòng, $F_1 = N_1 f$;

N_1 - phản lực tác động lên mặt phẳng đầu răng choòng, N;

N_2 - phản lực tác động lên đầu nhọn răng choòng, N;

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyentienhung.dk@humg.edu.vn

f - hệ số ma sát giữa răng choòng và đất đá;
α - góc lắp đặt răng choòng, °.



Hình 1. Hệ lực tác động lên răng choòng PDC trong quá trình phá huỷ đất đá

Suy ra

$$P_{op} = N_2 f - N_1 f + N_1 sin\alpha \quad (2)$$

Chiếu hệ lực tác động lên răng choòng lên trục Oz, có thể xác định phản lực N_2 dưới dạng sau:

$$N_2 = P_p - N_1 cos\alpha - N_1 sin\alpha \quad (3)$$

trong đó: P_p - lực dọc trục tác động lên răng choòng, N.

Cộng phương trình (2) và (3) ta nhận được kết quả như sau:

$$P_{op} = P_p f + N_1(sin\alpha - 2f cos\alpha - f^2 sin\alpha) \quad (4)$$

Trong đó phản lực N_1 được xem là khả năng chống lại sự phá huỷ của đất đá và có thể xác định được theo công thức (Нескоромных В.В., Борисов К.И., 2013):

$$N_1 = \sigma_{ck} A_{ck}(1 + tg\varphi) \quad (5)$$

trong đó: σ_{ck} - giới hạn bền cắt của đất đá, MPa;
A_{ck} - diện tích cắt đất đá, m^2.

Giả sử rằng, răng choòng PDC lắp đặt kiểu "góc âm" sẽ cắt đất đá theo hình khối *omn* và theo phương của lực P_{op} (Hình 1). Khối này dịch chuyển theo mặt phẳng *om* và hai mặt phẳng còn lại của khối *omn*, nơi mà chịu tác động của ứng suất cắt (trượt) σ_{ck}.

Vì vậy, diện tích cắt đất đá được xác định là tổng diện tích của mặt cắt trên phẳng *om* (một nửa diện tích của hình elip có chiều dài trục là *p*) và hai mặt phẳng còn lại của khối *omn*.

$$A_{ck} = \frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{3/2} sin\alpha + 2\delta_p^2 \sin(\alpha - \alpha_1)}{2 sin\alpha_1 sin\alpha} \quad (6)$$

trong đó: α_1 - góc cắt, °, $\alpha_1 = \frac{\pi/4 - (\varphi + \theta_f - w_c)}{2}$; φ - góc nội ma sát, °; θ_f - góc ma sát giữa răng choòng và một phần đất đá bị nghiền nát, $\theta_f = 8 - 13°$ (Мори В., Фурментро Д., 1994); w_c - góc trước (Hình 1), °; d_p - đường kính của răng choòng (Hình 1), m; δ_p - độ ngập răng choòng (Hình 1), m.

Từ phương trình (5) và (6) ta thu được như sau:

$$N_1 = \sigma_{ck}(1 + tg\varphi)\frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{3/2} sin\alpha + 2\delta_p^2 \sin(\alpha - \alpha_1)}{2 sin\alpha_1 sin\alpha} \quad (7)$$

Độ ngập răng choòng δ_p được xác định như sau (Nguyen The Vinh, Nguyen Tien Hung, 2017):

$$\delta_p = \left(\frac{P_p}{2J\sigma_n(ctg\alpha + tg\alpha)(1 + tg\varphi)\sqrt{d_p}}\right)^{2/3} \quad (8)$$

trong đó: $J = (1 + f sin2\alpha)$; σ_n - giới hạn bền nén của đất đá, Mpa.

Ta đặt K = $(sin\alpha - 2f cos\alpha - f^2 sin\alpha)$, từ công thức (4) và (7), ta thu được như sau:

$$P_{op} = P_p f + \sigma_{ck}(1 + tg\varphi)\frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{3/2} sin\alpha + 2\delta_p^2 \sin(\alpha - \alpha_1)}{2 sin\alpha_1 sin\alpha} K \quad (9)$$

Như vậy lực để quay choòng khoan sẽ được xác định theo công thức sau:

$$P_o = mi P_{op}$$

$$P_o = mi[P_p f + \sigma_{ck}(1 + tg\varphi)\frac{\pi\sqrt{d_p}\delta_p^{\frac{3}{2}} sin\alpha + 2\delta_p^2 \sin(\alpha - \alpha_1)}{2 sin\alpha_1 sin\alpha} K] \quad (10)$$

trong đó: m - số lượng cánh choòng; i - số lượng răng choòng.

Chia lực này cho bán kính của choòng ta thu được lực quay riêng tác động dọc theo cánh choòng như sau:

$$P_{orc} = \frac{2P_o}{D} \quad (11)$$

Mô men quay dM_{kp} tác động lên một răng choòng được xác định như sau:

$$dM_{kp} = P_{orc} R_i dR_i \quad (12)$$

trong đó: R_i - khoảng cách từ răng choòng đến tâm choòng, m.

Như vậy, tổng mô men quay choòng sẽ là:

$$M_{kp} = mP_{orc} \int_0^{D/2} R_i \, dR_i = mP_{orc} \frac{D^2}{8} \quad (13)$$

Công suất phá huỷ đất đá của choòng sẽ được xác định như sau:

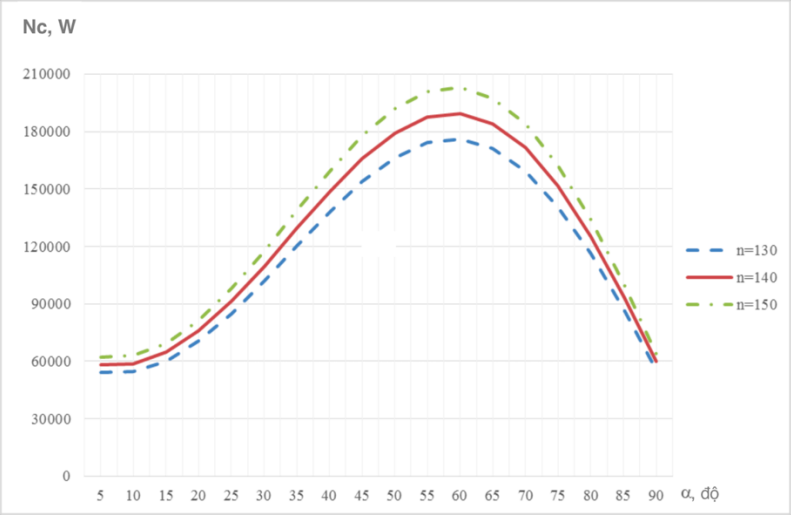
$$N_c = M_{kp}\omega = M_{kp} \frac{\pi n}{30} \quad , \quad (14)$$

hay

$$N_c = \frac{\pi n D i m^2}{120} \left[P_p f + \sigma_{ck}(1 + tg\varphi) \frac{\pi \sqrt{d_p} \delta_p^{\frac{3}{2}} sin\alpha + 2\delta_p^2 \sin(\alpha - \alpha_1)}{2 sin\alpha_1 sin\alpha} K\right] \quad (15)$$

3. Kết quả và thảo luận

Dựa vào công thức (15) nhóm tác giả tiến hành xây dựng biểu đồ theo dõi sự biến thiên của công suất phá huỷ đất đá của choòng N_c khi tiến hành thay đổi thông số góc lắp đặt răng choòng α và tốc độ quay choòng n (Hình 2). Trong đó giá trị các thông số được lựa chọn lần lượt như sau: tải trọng chiều trục P_z = 105000 N; D = 0,311 m; d_p = 0,025 m; σ_n = 4 MPa; σ_{ck} = 1 MPa; m = 5; f = 0,1.



Hình 2. Biểu đồ thể hiện sự thay đổi của công suất phá huỷ đất đá khi tiến hành thay đổi góc lắp đặt răng choòng

Qua biểu đồ biến thiên công suất phá huỷ đất đá khi thay đổi góc lắp đặt răng và tốc độ quay choòng ta có thể rút ra một vài kết luận như sau:

- Khi $\alpha = 60°$ công suất phá huỷ đất đá của choòng đạt giá trị cao nhất;
- Khi $\alpha = 45 - 55°$ công suất phá huỷ đất đá nhỏ hơn 11% so với giá trị cực đại (khi $\alpha = 60°$), trong khi đó giá trị vận tốc cơ học khoan đạt cực đại (Nguyen The Vinh, Nguyen Tien Hung, 2017);
- Với công thức này chúng ta có thể thay đổi các thông số đầu vào như tải trọng lên choòng P_z, tốc độ quay choòng n, góc lắp đặt răng choòng α, đường kính choòng D, đường kính răng choòng d_p, độ bền đất đá σ_n, σ_{ck}, hệ số ma sát f nhằm tìm ra các giá trị thông số, chế độ hợp lý khi thi công khoan.

4. Kết luận và kiến nghị

Từ những nghiên cứu bên trên, tác giả đưa ra một số những kết luận và kiến nghị như sau:

- Việc xây dựng thành công công thức xác định công suất phá huỷ đất đá của choòng PDC dựa trên cơ sở và mô hình lý thuyết cho phép xác định thông số chế độ khoan tối ưu cho từng điều kiện cụ thể;
- Công thức công suất phá huỷ đất đá của choòng PDC cho phép cải thiện thiết kế của choòng thông qua thông số góc lắp đặt răng choòng;

- Trong thời gian tới, cần tiếp tục nghiên cứu và kiểm toán lại công thức bằng các số liệu đầu vào và đầu ra thực tế nhằm xác định hệ số thực nghiệm của công thức.

Tài liệu tham khảo

Nguyen The Vinh, Nguyen Tien Hung. Determining the back rake angle of PDC cutters for drilling through heterogeneous rock at miocene and oligocene formations, Nam Rong - Doi Moi reservoir. Số 5, Tạp chí KHKT Mỏ - Địa chất, 2017. Trang 123-127.

Нескоромных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резцами PDC. // Известия Томского политехнического университета. - Томск: Томский политехнический университет, 2013. - т.323. - No1 - с. 191-195.

Мори В., Фурментро Д. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Перевод с французского и английского под ред. чл.-кор. РАН Н. М. Проскурякова. - М.: Мир, 1994. - 195 с.

ABSTRACT

Etablishing cutting rock formula for PDC bit

Nguyen Tien Hung[1], Truong Van Tu[1]
[1]*Hanoi University of Mining and Geology*

Nowadays, PDC bits are widely used in Oil and gas drilling industry for their outstanding advantage. PDC bit is essentially drag bit with cutting surface made from Polycrystalline Diamond. This type of bit has been using for soft formation by cutting - craping away rock and yields very high ROP (up to 40-45m/h). There is no detail formula to calculate the rate of rock cutting or penetrating while drilling with PDC bit. In order to establish formula to compute the rate of cutting rock by PDC bit, theory analysis is employed to analyze forces imposed on bit cutter while drilling. By successfully established the formula for rate of penetration by PDC bit, the optimum drilling operation parameters can be selected. Moreover, this formula allows optimization of PDC bit design to be performed.

Keywords: PDC bit; etablishing cutting rock; drilling.

Áp dụng phương pháp điện trở suất và mô hình địa chất thủy văn để đánh giá sự ô nhiễm của nước dưới đất

Trần Văn Hữu[1,*], Kiều Duy Thông[1], Vũ Thị Lan[1], Nguyễn Trường Giang[1]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Nước ngầm nói riêng và nước nói chung là nhu cầu thiết yếu trong đời sống và sản xuất của con người. Trong những năm gần đây, do các hoạt động của sản xuất và sinh hoạt, các nguồn nước bị ô nhiễm nặng nề, đặc biệt là ở các thành phố lớn hoặc gần các khu công nghiệp. Điều này dẫn đến hệ lụy về thiếu nguồn nước và ảnh hưởng xấu đến môi trường sinh thái. Do vậy, nghiên cứu các phương pháp theo dõi sự ô nhiễm của nước ngầm phục vụ quá trình ra quyết định và quản lý tài nguyên nước là rất cần thiết. Có hai nhóm phương pháp chính để điều tra ô nhiễm nước ngầm: (1) các phương pháp lấy mẫu và phân tích trong phòng thí nghiệm, (2) các phương pháp gián tiếp như các phương pháp địa vật lý. Các phương pháp trực tiếp này có độ chính xác cao, tuy nhiên, các phương pháp này có chi phí về kinh tế và nhân lực lớn, thông tin mang lại chỉ mang tính địa phương. Ngược lại, các phương pháp địa vật lý có độ chính xác kém hơn phân tích mẫu, nhưng chúng lại có chi phí thấp, khảo sát được trên vùng rộng và cho thông tin ở các chiều sâu khác nhau. Trong nghiên cứu này, Chúng tôi kết hợp ưu điểm của cả hai nhóm phương pháp trên để xây dựng mô hình dự báo sự ô nhiễm của nước dưới đất tại khu vực bãi rác Kiêu Kỵ, bằng việc giải phương trình đối lưu - khuếch tán theo thời gian để dự đoán được sự phân bố của chất ô nhiễm theo không gian và thời gian. Đồng thời, áp dụng phương pháp điện trở suất để theo dõi sự dịch chuyển của chất ô nhiễm dựa trên mô hình điện trở suất và so sánh với kết quả từ mô hình hóa địa chất thủy văn.

Từ khóa: Điện trở suất; mô hình hóa; địa chất thủy văn; ô nhiễm nước ngầm.

1. Đặt vấn đề

Những năm gần đây, sự gia tăng về tốc độ đô thị hóa và sự phát triển về kinh tế, xã hội đã dẫn đến sự gia tăng nhanh của lượng chất thải từ các hoạt động sản xuất và sinh hoạt. Lượng chất thải rắn từ sinh hoạt và công nghiệp tăng trung bình 8.4% hàng năm đối với khu vực đô thị, và tăng lên 54 triệu tấn vào năm 2030 (Ngân hàng thế giới, 2018). Do đó, nguy cơ về việc phát tán chất thải độc hại từ các bãi rác thải vào môi trường nước, đất là rất cao. Các chất ô nhiễm sinh ra từ các bãi rác sinh hoạt và công nghiệp thường là các kim loại nặng (Hà Mạnh Thắng và nnk, 2011; Hoàng Ngọc Hà, 2018). Mặc dù các bãi rác thải được chôn lấp hợp vệ sinh nhưng vẫn có sự rò rỉ của chất ô nhiễm từ bãi rác vào môi trường nước và môi trường đất, điều này làm cho tình trạng ô nhiễm nước ngầm trở nên trầm trọng và ảnh hưởng tới cuộc sống của người dân.Việc đánh giá mức độ ô nhiễm kim loại nặng từ nguồn rác thải được đánh giá một cách chi tiết thông qua việc lấy mẫu ở các chiều sâu khác nhau đã khẳng định sự phát thải chất ô nhiễm từ các bãi chôn lấp rác thải ra môi trường xung quanh (Hà Mạnh Thắng và nnk, 2011; Hoàng Ngọc Hà, 2018). Tuy nhiên, các nghiên cứu chưa tiến hành việc đánh giá sự phát tán và lan truyền của nguồn ô nhiễm từ khu vực chôn lấp vào môi trường đất và môi trường nước theo chiều sâu, theo diện và theo thời gian. Mục đích của nghiên cứu này là đánh giá sự lan truyền nguồn ô nhiễm từ bãi chôn lấp vào môi trường đất và nước theo thời gian, đồng thời đánh giá khả năng theo dõi sự ô nhiễm của nước dưới đất bằng phương pháp điện trở suất thông qua mối quan hệ giữa nồng độ chất ô nhiễm và điện trở suất.

2. Khu vực nghiên cứu

Khu vực nghiên cứu là bãi chôn lấp Kiêu Kỵ, Gia Lâm, Hà Nội (Hình 1). Đối tượng nghiên cứu là bãi chôn lấp cũ, bãi chôn lấp rộng 125m và dài khoảng 300m, bãi chôn lấp hợp vệ sinh đã đi vào hoạt động 18 năm. Bãi chôn lấp được cấu tạo từ các lớp sét và sét pha phân bố đến độ sâu trung bình 6m, dưới lớp sét với chiều sâu từ bề mặt tới 5-6m là lớp cát hạt nâu chiều dày 10m, tiếp theo là lớp cát hạt mịn đến trung chiều dày khoảng 10m, phân bố từ chiều sâu 15m - 25m. Thành phần thạch học từ độ sâu 25m đến 40m

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: tranvanhuu@humg.edu.vn

chủ yếu là cát hạt mịn lẫn bột, sét màu nâu. Địa tầng bên dưới là lớp cát hạt thô lẫn sạn sỏi, có chiều dày khoảng 15m, và dưới đáy của lớp đệ tứ là sét kết và bột kết (Trần Vũ Long và nnk, 2018).



Hình 1. Vị trí bãi chôn lấp và vị trí khoan lấy mẫu (Hoàng Ngọc Hà, 2018)

Chiều sâu thế nằm mực nước tại khu vực nghiên cứu thay đổi từ sát mặt đất tới chiều sâu khoảng 2m (Phạm Hòa Bình và nnk, 2018; Hoàng Ngọc Hà, 2018). Đặc điểm địa chất thủy văn khu vực gồm hai tầng chứa nước, tầng Holocen và tầng Pleistocen. Tầng Holocen có thành phần trầm tích là cát hạt mịn đến thô dần với chiều dày khoảng 20m, phân bố từ chiều sâu 5m đến 25m. Tầng chứa nước thứ hai là tầng chứa nước Pleistocen với thành phần thạch học là cát kết hạt trung đến thô, bên dưới là cát hạt thô lẫn sạn sỏi và cuội. Tầng chứa nước Pleistocen có chiều dày 15m, phân bố từ chiều sâu 40m đến 50m và được ngăn cách với tầng chứa nước Holocen bởi lớp cát lẫn bột, sét phân bố từ chiều sâu 25 đến 40m (Trần Vũ Long và nnk, 2018).

3. Phương pháp nghiên cứu

3.1. Mô hình hóa địa chất thủy văn - Địa vật lý

Các thông số của mô hình bao gồm điện trở suất, hệ số thấm, đỗ rỗng và thạch học. Các thí nghiệm bơm ép đã được tiến hành trong các nghiên cứu trước đây (Jusseret và nnk, 2009) theo các tầng đất đá khác nhau. Các kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng hệ số thấm của lớp sét với chiều sâu phân bố từ bề mặt tới chiều sâu 5m có giá trị là 1e-8m/s (Jusseret và nnk, 2009). Tầng chứa nước Holocen có thành phần thạch học là cát kết có hệ số thấm cao nhất 5e-4m/s. Hệ số thấm của lớp sét ngăn cách hai tầng chứa nước Holocen và pleistocen là 1.9e-8m/s. Tầng chứa nước Pleistocen với thành phần cát hạt thô lẫn sỏi sạn có giá trị thấm 1e-4m/s. Lớp sét, bột kết cuối cùng có giá trị 1e-8m/s. Giá trị điện trở suất của các lớp đất đá thay đổi phụ thuộc vào đặc điểm thạch học của từng tầng và được lập trong Bảng 1 (Nguyễn Văn Giảng và nnk, 2012). Ngoài hai tham số điện trở suất và hệ số thấm, độ rỗng là một tham số không thể thiếu trong mô hình. Độ rỗng, đường kính hạt và hệ số thấm có mối quan hệ rất chặt chẽ, mối quan hệ giữa hệ số thấm và đường kính hạt của thành hệ như sau (Wang và nnk, 2017):

$$K = C_B \frac{g}{v} \log\left(\frac{500}{C_u}\right) d_{10}^2 \quad (1)$$

trong đó: K - hệ số thấm;
g - gia tốc trọng trường (m/s^2);
v - độ nhớt động học (m^2/s);
C_B - 6.10^{-4};
C_u - hệ số đồng nhất;
d_{10} - kích thước tính bằng mm hoặc của lỗ rây mà 10% khối lượng hạt của mẫu đất được rây lọt qua rây (Trần Vũ Long và nnk, 2018).

Mối quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm, đường kính của hạt được xác định bằng công thức Kozeny-Carman như sau:

$$K = C_K \frac{g}{v} \frac{n^3}{(1-n)^2} d_{10}^2 \quad (2)$$

trong đó: n - độ rỗng;
C_K - 1/180.

Kết quả về giá trị độ rỗng được xác định thông qua độ hạt (Trần Vũ Long và nnk, 2018) theo công thức (1) và công thức (2) trong Bảng 1. Mô hình có chiều dài 204m, phân bố từ vị trí -102 đến 102 và chiều sâu là 80m (Hình 4a). Với vị trí của bãi chôn lấp từ -62.5 đến vị trí 62.5 với chiều dài là 125m.

3.2. Sự lan truyền của chất ô nhiễm

Mô phỏng quá trình dịch chuyển của chất ô nhiễm được dựa trên phương trình đối lưu - khuếch tán:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \nabla.\left(D\nabla c\right) - v.\nabla c + S \quad (3)$$

trong đó: c - nồng độ chất ô nhiễm;
D - hệ số khuếch tán;
v - vận tốc dịch chuyển của chất lưu;
S - nguồn ô nhiễm.

Bảng 1. Thông số mô hình Địa vật lý - Địa chất thủy văn

Lớp	Thạch học	Độ sâu (m)	Độ rỗng (%)	Hệ số thấm (m/s)	Điện trở suất (ohm.m)
1	Sét màu nâu đỏ	0 - 5	42	1e-8	200
2	Cát hạt mịn, cát hạt trung, lẫn sạn sỏi	5 - 25	42	5e-4	1000
3	Cát lẫn bột, sét	25 - 40	43	1.9e-8	400
4	Cát hạt thô lẫn sạn sỏi	40 - 60	42	1e-4	1000
5	Sét, bột kết	60 - 80	42	1e-8	200

Vận tốc chất lưu *v* dịch chuyển trong môi trường được xác định dựa trên phương trình Darcy:

$$K^{-1}v + \nabla p = 0 \quad (4)$$

trong đó: K - hệ số thấm;
p - độ dốc thủy lực.

Dựa vào đặc điểm địa chất thủy văn của khu vực, độ dốc thủy lực được chọn với giá trị 0.3%. Chất ô nhiễm trong bãi chôn lấp Kiêu Kỵ chủ yếu là kim loại nặng với nồng độ trung bình 33g/l (Hoàng Ngọc Hà, 2018). Chất ô nhiễm được mô phỏng tập trung từ chiều sâu 2m tới đáy của bãi chôn lấp (Hình 4a).

3.3. Mối quan hệ giữa nồng độ chất ô nhiễm và điện trở suất đất đá

Để xác định sự dịch chuyển của chất lưu thông qua thông số điện trở suất, giá trị điện trở suất của chất lưu cần được xách định thông qua mối quan hệ tuyến tính (Carsten Rücker và nnk, 2017):

$$\rho_f = \frac{1}{0.1c + \sigma_0} \quad (5)$$

trong đó: ρ_f - điện trở suất của chất lưu;
c - nồng độ chất ô nhiễm;
σ_0 - độ dẫn điện của nước trong thành hệ.

Điện trở suất của đất đá phụ thuộc vào điện trở suất của chất lưu trong thành hệ, mô hình nghiên cứu là môi trường nhiều pha. Điện trở suất của thành hệ tuân theo định luật Archie (Paul W. J. Glover, 2010):

$$\sigma = \sum_i^n \sigma_i \phi_i^{m_i} \quad (6)$$

trong đó: σ - độ dẫn điện của thành hệ (nghịch đảo của điện trở suất);
σ_i - độ dẫn điện của từng pha trong thành hệ;
Φ_i - phần thể tích của từng pha;
m_i - hệ số mũ bão hòa.

3.4. Phương pháp điện trở suất

Phương pháp điện trở suất hoạt động trên nguyên tắc phát dòng điện vào môi trường thông qua hai cực phát A, B và đo hiệu điện thế giữa hai cực thu M, N (Hình 2).

$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho I}{2\pi}\left[\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} - \frac{1}{AN} + \frac{1}{BN}\right] \quad (7)$$

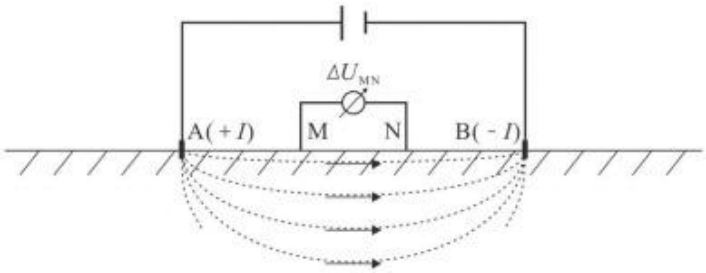
trong đó: ΔU - Hiệu điện thế giữa hai cực thu M, N;
U_M - Điện thế tại cực M;
U_N - Điện thế tại cực N;
ρ - Điện trở suất môi trường;
I - Cường độ dòng điện phát vào môi trường.

Điện trở suất của đất đá được xác định bằng công thức:

$$\rho = K\frac{\Delta U}{I} \quad (8)$$

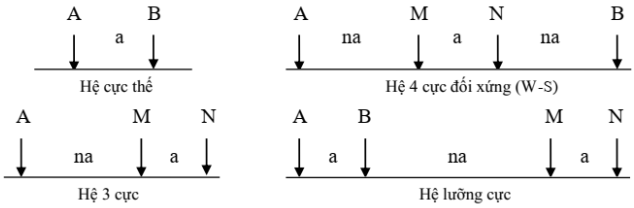
Với:

$$K = \frac{2\pi}{\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} - \frac{1}{AN} + \frac{1}{BN}} \quad (9)$$



Hình 2. Hệ điện cực phương pháp điện trở suất

K là hệ số thiết bị phụ thuộc vào các bố trí hệ cực. Có nhiều cách bố trí hệ cực thu phát trong phương pháp điện trở suất, phổ biến nhất là điện cực thế, hệ 4 cực đối xứng (W-S), hệ 3 cực và hệ lưỡng cực (Hình 3). Trong nghiên cứu này, hệ lưỡng được sử dụng để đo điện trở suất theo thời gian. Hệ cực lưỡng cực bao gồm 200 điện cực, được bố trí từ vị trí -100 đến vị trí 100 trên mô hình. Sau khi quá trình đo điện trở suất trên mô hình kết thúc, tài liệu được giải ngược để xác định sự phân bố của điện trở suất. Sau đó, định luật Archie được áp dụng để xác định được sự phân bố của chất ô nhiễm trong môi trường.

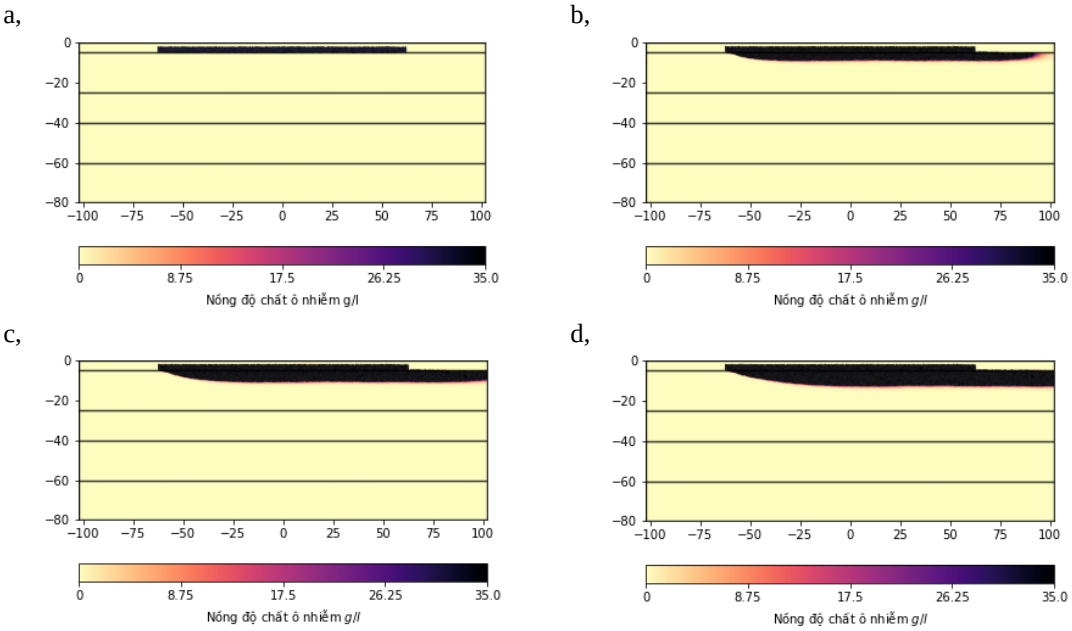


Hình 3. Sơ đồ bố trí hệ cực trong thăm dò điện (Nguyễn Trọng Nga, 2011)

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Sự dịch chuyển của chất ô nhiễm

Sự dịch chuyển chất ô nhiễm được mô phỏng với thời gian dịch chuyển là 6 tháng. Kết quả dịch chuyển của chất ô nhiễm vào môi trường theo các khoảng thời gian 1 tháng, 3 tháng, 6 tháng được trình bày trong Hình 4.



Hình 4. Sự phân bố chất ô nhiễm với thời gian lan truyền khác nhau. a, mô hình ban đầu; b, sau 1 tháng; c, sau 3 tháng; d, sau 6 tháng.

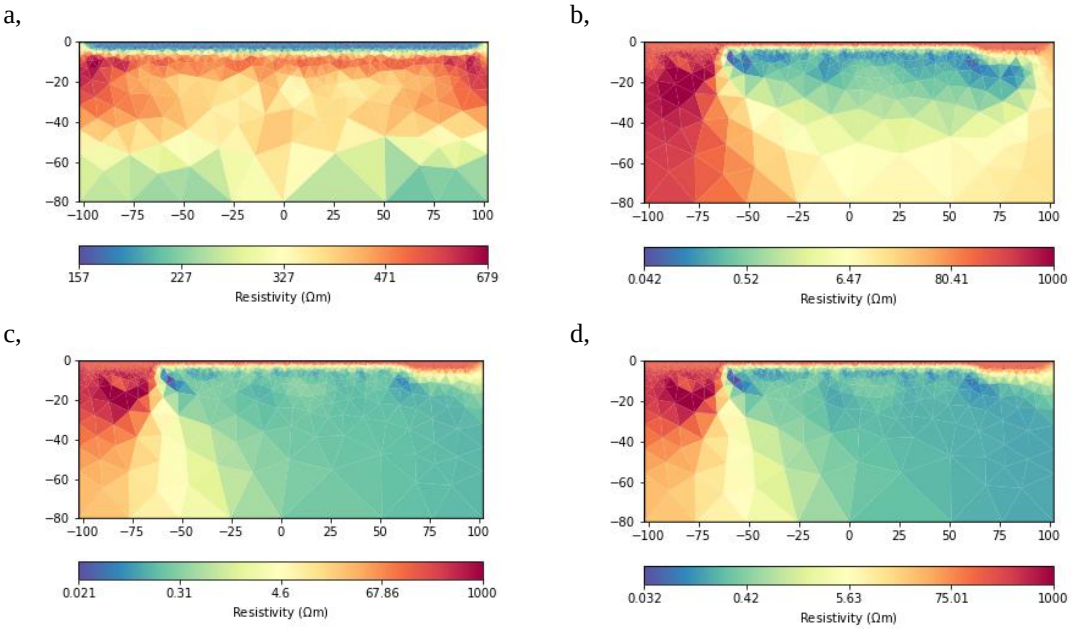
Kết quả mô phỏng cho thấy chất ô nhiễm đã thấm vào môi trường đất và nước, lan truyền chủ yếu trong tầng chứa nước Holocen, chưa có khả năng thấm xuống tầng chứa nước pleistocen. Sau 1 tháng mô phỏng, các chất ô nhiễm đã bắt đầu ngấm xuống tầng cát mịn chứa nước. Sau 3 tháng và 6 tháng, các chất ô nhiễm đã dịch chuyển đi xa hơn ra khỏi phạm vi của mô hình và vẫn chủ yếu thấm vào tầng chứa nước Holocen với chiều sâu nhỏ hơn 20m.

4.2. Sự phân bố điện trở suất theo thời gian

Kết quả giải ngược điện trở suất theo thời gian cho thấy có sự khác biệt trên lát cắt điện trở suất (Hình 5), đặc biệt giữa lát cắt điện trở suất nền và lát cắt điện trở suất khi có sự lan truyền của chất ô nhiễm. Đới điện trở suất thấp phân bố từ vị trí -60 đến vị trí 85 phù hợp với sự phân bố nồng độ chất ô nhiễm trong Hình 5a. Tuy nhiên, sau 3 tháng đới điện trở suất thấp đã mở rộng theo cả chiều sâu và chiều ngang. Sau 6 tháng, đới điện trở suất đã trở nên ổn định, và phân bố trên phần lớn lát cắt.

4.3. Sự phân bố chất ô nhiễm theo kết quả đo điện trở suất

Sau khi giải ngược lát cắt điện trở suất, nồng độ của các chất ô nhiễm theo điện trở suất được tính theo mối quan hệ trong nghiên cứu của Carsten Rücker và nnk, 2017 (Hình 6). Kết quả thể hiện có sự tồn tại của 1 đới ô nhiễm trong Hình 6a, với vị trí phân bố của đới ô nhiễm trùng với kết quả phân bố chất ô nhiễm trong Hình 4b. Tuy nhiên, sự phân bố của chất ô nhiễm từ kết quả giải ngược điện trở suất sau 3 tháng và 6 tháng (Hình 6b và Hình 6c) phân bố rộng hơn so với vị trí phân bố của chất ô nhiễm trong Hình 4c và ed. Mặc dù có sự khác nhau giữa hai mô hình phân bố chất ô nhiễm, kết quả của cả hai mô hình đều chỉ ra sự phân bố và dịch chuyển của chất ô nhiễm trong môi trường theo thời gian.



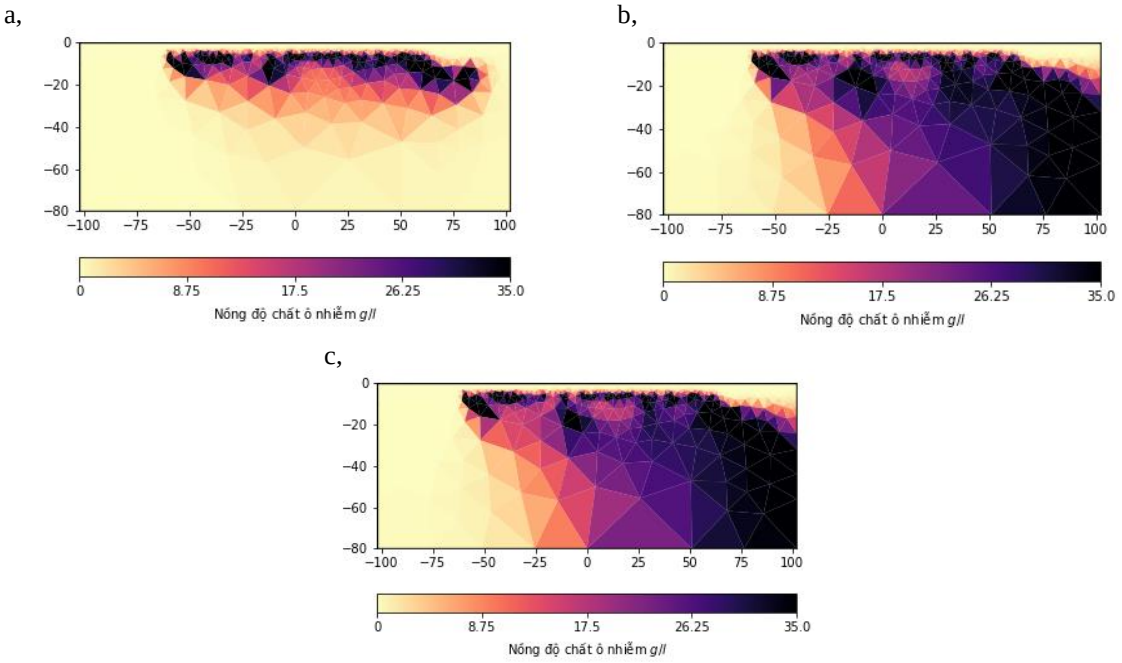
Hình 5. a, mặt cắt điện trở suất môi trường khi không có chất ô nhiễm; b, mặt cắt điện trở suất tại thời điểm 1 tháng sau khi chất ô nhiễm phát tán; c, mặt cắt điện trở suất tại thời điểm 3 tháng sau khi chất ô nhiễm phát tán; d, mặt cắt điện trở suất tại thời điểm 6 tháng sau khi chất ô nhiễm phát tán.

5. Kết luận

Kết quả mô phỏng sự dịch chuyển chất ô nhiễm trong thời gian 6 tháng cho thấy chất ô nhiễm từ bãi chôn lấp có thể phát tán vào môi trường đất (Hoàng Ngọc Hà, 2018) và môi trường nước. Chất ô nhiễm đã phát tán vào tầng chứa nước Holocen và có khả năng dịch chuyển tới các khu dân cư.

Các kết quả giải ngược mô hình điện trở suất theo thời gian đã chứng minh khả năng của phương pháp điện trở suất trong việc quan trắc sự dịch chuyển của chất ô nhiễm từ các nguồn ô nhiễm như bãi chôn lấp rác thải là hiệu quả. Do đó, phương pháp điện trở suất hoàn toàn có thể được áp dụng trong việc nghiên cứu, theo dõi quá trình hoạt động của các bãi rác thải.

Mặc dù phương pháp điện trở suất đã chứng minh tính hiệu quả trong việc theo dõi sự di chuyển của chất ô nhiễm, nhưng do đặc tính là một phương pháp gián tiếp, luận giải kết quả thông qua các việc đo các thông số vật lý do đó chưa thể hiện chính xác ranh giới của chất ô nhiễm. Do đó, có thể triển khai đồng thời phương pháp đo điện trở suất kết hợp lấy mẫu tại một số vị trí để quan trắc sự lan truyền của chất thải từ bãi rác Kiêu Kỵ ra môi trường nói riêng và theo dõi sự dịch chuyển của chất ô nhiễm nói chung.



Hình 6. Sơ đồ phân bố nồng độ chất ô nhiễm theo kết quả giải ngược điện trở suất a, sau 1 tháng; b, sau 3 tháng; c, sau 6 tháng

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được hỗ trợ bởi quỹ Nước và Môi trường Kurita.

Tài liệu tham khảo

Hà Mạnh Thắng, Hoàng Thị Ngân, Đỗ Thu Hà, Phan Hữu Thành, Nguyễn Thị Thơm, 2011. Kết quả nghiên cứu hàm lượng Cd trong đất tại một số vùng có nguy cơ ô nhiễm do chất thải đô thị và công nghiệp. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Nông nghiệp Việt Nam (ISSN 1859-1558)*, số 3(24), 2011.

Hoàng Ngọc Hà, 2018. Ô nhiễm kim loại nặng từ bãi chôn lấp rác thải đến môi trường đất: Bãi chôn lấp Kiêu Kỵ - Gia Lâm - Hà Nội. *Tạp chí Khoa học Đại học Quốc gia Hà Nội: Các Khoa học Trái đất và Môi trường*, Tập 34, số 2 (2018) 86 - 94.

Ngân hàng thế giới, 2018. Đánh giá công tác quản lý cất thải rắn sinh hoạt và chất thải công nghiệp nguy hại: Các phương án và hành động. Nhà xuất bản Hồng Đức, trang 13 - 25.

Nguyễn Văn Giảng, Noboru Hida, Maksim Bano, 2012. Đặc điểm địa chất tầng nông dải ven song Hồng - Tây Hồ - Hà Nội theo tài liệu Địa vật lý. *Tạp chí các Khoa học về Trái đất*, số 34(2), trang 97-106.

Nguyễn Trọng Nga, 2011. Các phương pháp thăm dò điện phân giải cao, từ tellua, georada (*dùng cho học viên cao học Địa vật lý*). Trường Đại học Mỏ - Địa chất, trang 22.

Phạm Hòa Bình, Đoàn Văn Cánh, Đặng Đức Nhận, 2018. Nghiên cứu xác định sự bổ cấp nước từ sông Hồng cho tầng chứa nước Pleistocen khu vực phía nam Hà Nội. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam*, số 10, trang 7-12, 2018.

Trần Vũ Long, Trần Thị Lựu, Trần Nghi, Phạm Quý Nhân, Flemming Larsen, 2018. Đặc điểm phân bố asen trong khoáng vật của trầm tích Đệ Tứ vùng Đan Phượng, Hà Nội. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất, tập 59 kỳ 3 trang 28-34.

Carsten Rücker, Thomas Günther, Florian M. Wagner, 2017. pyGIMLi: An open-source library for modeling and inversion in geophysics. *Computer and Geosciences journal*, volume 109, pp. 106 - 123.

Paul W. J. Glover, 2010. A generalized Archie's law for n phases. *GEOPHYSICS*, volume 75, issue 6, pp.1ND-Z138.

Jusseret, S., Tam, V.T. & Dassargues, A. Groundwater flow modeling in the central zone of Hanoi, Vietnam. *Hydrogeology Journal*, 17, 915-934 (2009). https://doi.org/10.1007/s10040-008-0423-x.

Wang, J.-P., B. Franc¸ois, and P. Lambert (2017), Equations for hydraulic conductivity estimation from particle size distribution: A dimensional analysis. *Water Resources Research*, volumes 53, pp. 8127-8134, doi:10.1002/2017WR020888.

ABSTRACT

Electrical resistivity tomography and hydrogeophysics modeling for evaluating contaminant transport into groundwater

Tran Van Huu[1], Kieu Duy Thong[1], Vu Thi Lan[1], Nguyen Truong Giang[1]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*

In recent years, groundwater resources have been heavily polluted due to the rubbish dropped from human activities and manufacturing, especially in big cities or in industrial zones. That leads to a lack of water resources and some detrimental effects on the ecosystem. Therefore, it demands on studying some methods for observing contaminant transport to make some decisions and managing water resources. There are two groups of methods to investigate groundwater contamination. The first one is the direct method by taking samples for testing. This method is precise, but it is quite expensive and local. By contrast, the second one is the geophysics method, this method is cheaper and cost-effective. The geophysics method could explore in a large area with various depths. But it is less precise than the direct method. In this study, we combine both methods based on the advantages and disadvantages of them. First, by solving the advection-diffusion equation versus times to predict contaminant movements. Second, we set the relationship between electrical resistivity and concentration of contaminants gained from the previous study. Finally, we use the electrical resistivity method to detect contaminant transport from a landfill.

Keywords: Electrical resistivity; hydrogeophysics modeling; groundwater contamination; landfill.

Lựa chọn phương pháp bơm ép hóa phẩm thích hợp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng móng mỏ Bạch Hổ

Nguyễn Khắc Long[1,*], Nguyễn Văn Thành[1], Trương Văn Từ[1], Doãn Thị Trâm[1]
Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Quá trình khai thác dầu tại mỏ Bạch Hổ đang tập trung vào ba đối tượng: Oligoxen, Miocene và tầng Móng. Trong đó, tầng Móng là vỉa granít nứt nẻ với độ bất đồng nhất về độ thấm và độ rỗng rất lớn. Sản lượng khai thác từ tầng Móng trong những năm qua luôn chiếm phần lớn tổng sản lượng khai thác, có những năm đạt trên 50%. Hiện nay, đối tượng Móng granit nứt nẻ đang được tiến hành bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa. Tuy nhiên, phương pháp này không hiệu quả ở các khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém. Do vậy, sản lượng khai thác đang ở giai đoạn suy giảm với độ ngập nước tăng cao.

Những nghiên cứu về nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng Móng nứt nẻ hiện nay như bơm ép phức hệ polymer, bơm ép khí CO2, bơm ép chất hoạt tính bề mặt (HTBM), bơm ép các hạt nano HTBM chỉ giúp tăng hiệu quả đẩy dầu hoặc hiệu quả quét dầu. Phương pháp bơm ép kết hợp giữa chất HTBM và polymer làm tăng đồng thời hiệu quả đẩy dầu nhờ giảm sức căng bề mặt và hiệu quả quét dầu nhờ tăng sự dịch chuyển các vùng có độ nhớt lớn.

Trong bài báo này, nhóm tác giả phân tích đặc điểm của các phương pháp bơm ép hóa phẩm nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu. Các đánh giá, đề xuất áp dụng bơm ép hệ hóa phẩm thích hợp cho đối tượng Móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ cũng được trình bày.

Từ khóa: Nâng cao hệ số thu hồi dầu; Móng nứt nẻ; bơm ép hóa phẩm.

1. Đặt vấn đề

Tầng móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu đưa vào khai thác từ tháng 9/1988, với giếng BH-1. Sau hơn 30 năm khai thác, đến nay trữ lượng còn lại có khả năng khai thác của mỏ Bạch Hổ đang tồn tại trong các khe nứt, hang hốc tại phần nóc của thân dầu, hệ thống khe nứt lớn (macro) thuộc phần giữa của thân dầu, đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông, phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa và những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Bơm ép nước (không trộn lẫn) cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và ổn định sản lượng dầu khai thác tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước chỉ hiệu quả ở các khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt và sẽ không hiệu quả ở các khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém (Phùng Đình Thực, 2018). Vì vậy, việc nghiên cứu giải pháp bơm ép nước có trộn lẫn nhằm thay đổi tính chất lý hoá của chất lưu trong vỉa, tăng hệ số đẩy, hệ số quét giúp gia tăng hệ số thu hồi dầu cho tầng móng mỏ Bạch Hổ mang tính thời sự và cấp thiết trong giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác.

Dầu thô thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin và độ nhớt cao. Trong khi nước bơm ép có độ nhớt rất thấp dẫn đến hiệu quả đẩy dầu thấp do tỷ số linh động giữa nước và dầu lớn. Để giảm sức căng bề mặt giữa pha dầu và nước nhằm tăng hiệu quả đẩy dầu, đồng thời tăng hệ số quét, có thể áp dụng phương pháp bơm chất hoạt động bề mặt kết hợp với bơm polymer.

2. Hiện trạng thu hồi dầu tại tầng Móng mỏ Bạch Hổ

Tầng Móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu đưa vào khai thác từ tháng 9/1988. Tầng Móng được chia thành bốn khu vực: khối Trung tâm, khối Bắc, khối Nam và khối Đông Bắc. Trong đó khối Trung tâm là khu vực khai thác chính. Sản lượng dầu cộng dồn đã khai thác từ tầng Móng tới năm 2017 chiếm 87% tổng sản lượng khai thác của toàn mỏ Bạch Hổ. Trữ lượng và hệ số thu hồi dầu tại các khối ở tầng Móng rất khác nhau do tính bất đồng nhất của các khối rất cao về cả độ rỗng và độ thấm (Phùng Đình Thực, 2018).

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenkhaclong@humg.edu.vn

Chế độ năng lượng vỉa của tầng Móng thuộc kiểu mỏ thể tích, không có vùng nước rìa. Việc bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa cho tầng Móng được tiến hành từ 6/1993. Việc bơm ép nước vào đới sâu của thân dầu để tạo đáy nước nhân tạo, điều chỉnh sự dịch chuyển ranh giới dầu nước đồng đều từ dưới lên. Do hiệu ứng tích cực của bơm ép nước và sự chuyển động tốt của dòng dầu từ dưới lên nên áp suất vỉa được duy trì ổn định, lớn hơn áp suất bão hòa vì vậy không hình thành mũ khí. Tuy nhiên, do tính bất đồng nhất cao của vỉa dầu về sự phân bố các đới nứt nẻ và tính chất vỉa theo diện tích và chiều sâu, nên mặt ranh giới dầu nước là một mặt rất lồi lõm do có sự hiện diện của các lưỡi nước cục bộ và không dễ để thiết lập một mặt ranh giới dầu nước phẳng trên toàn bộ thân dầu. Điều này dễ dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm của một số giếng khoan ở đới trên của vỉa. Hiện nay, hiện tượng ngập nước của các giếng khai thác trong tầng Móng đang tăng, nguy cơ các giếng ngừng hoạt động, dẫn tới hệ số thu hồi dầu giảm, không huy động được lượng dầu tàn dư còn lại trong đá chứa.

Theo số liệu thống kê, sản lượng khai thác dầu thực tế tại tầng móng mỏ Bạch Hổ năm 2017 là 2064 nghìn tấn, độ ngập nước trung bình của các giếng là 51,4% và có xu hướng tăng mạnh. Việc xác định trữ lượng dầu còn lại trong các khu vực và không gian rỗng có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong việc tìm ra giải pháp thu hồi dầu phù hợp. Theo kết quả nghiên cứu quá trình khai thác thân dầu trong đá móng Bạch Hổ, vào cuối giai đoạn khai thác, trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ đang tồn tại ở những vị trí sau (Phùng Đình Thực, 2018):

- Tồn tại trong các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở nóc của thân dầu nơi đá chứa bị dập vỡ mạnh, nát vụn.
- Dầu tàn dư còn lại chưa quét hết trong hệ thống khe nứt lớn ở giữa thân dầu; trữ lượng dầu bị kẹt trong các đới vi nứt nẻ của thân dầu chưa đủ điều kiện khai thác trước đây; trữ lượng bị kẹt trong các nứt nẻ một chiều không liên thông.
- Trữ lượng còn lại tại nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa.
- Trữ lượng còn lại ở những thể tích chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Để khai thác trữ lượng dầu còn lại này đòi hỏi phải có giải pháp thu hồi dầu hiệu quả. Đây chính là sự khác biệt về công nghệ thu hồi dầu trong tầng Móng trong giai đoạn hiện nay với giai đoạn ổn định và suy giảm trước đây.

3. Các phương pháp thu hồi dầu khí cho đối tượng Móng granit nứt nẻ

Tùy theo tác nhân được sử dụng, các giải pháp tăng cường thu hồi dầu trên thế giới hiện nay được chia thành ba nhóm chính: nhiệt, hóa và khí. Nhóm giải pháp hóa bao gồm các phương pháp bơm ép các hóa phẩm như: polymer, chất hoạt động bề mặt, chất kiềm (alkaline) hoặc các tổ hợp như surfactant-polymer (SP), alkaline-surfactant-polymer (ASP), kết hợp các hạt nano với polymer hoặc chất hoạt động bề mặt... Mỗi phương pháp sẽ thích hợp với từng đối tượng khai thác cụ thể.

Một số mỏ dầu được phát hiện trong đối tượng Móng granit nứt nẻ trên thế giới như mỏ Beaver (Mỹ), mỏ Xinlongtai, mỏ Yaerxia (Trung Quốc), mỏ Anding Utara (Malaysia), mỏ Beruk Northeast, mỏ Tanjung và mỏ Jatibarang (Indonesia), mỏ Zeit Bay (Ai Cập). Mỏ Bạch Hổ tại Việt Nam được xem như là một trong những mỏ dầu trong tầng móng với trữ lượng lớn nhất (Noor Ilyana Binti Ismail, 2011).

Một số công trình nghiên cứu về các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng móng nứt nẻ được thực hiện. Những nghiên cứu này mới chỉ tập trung vào các giải pháp bơm ép phức hệ polymer (Nguyễn Hữu Trung và nnk, 1997), bơm ép khí CO_2 (Nguyễn Hải An, 2012), bơm ép chất HTBM (Lê Thị Như Ý, 2012), bơm ép các hạt nano HTBM cho đối tượng móng granit nứt nẻ (Trịnh Thanh Sơn và nnk, 2018). Các giải pháp này chỉ giúp tăng hiệu quả riêng rẽ, hoặc đẩy dầu hoặc quét dầu nhằm nâng cao hệ số thu hồi.

Bơm ép CO_2

Khi bơm ép CO_2 vào vỉa, hỗn hợp được tạo ra có thể là một pha hydrocarbon duy nhất hoặc ở trạng thái hai pha dầu, khí riêng biệt. Trong trường hợp áp suất đủ lớn, hỗn hợp CO_2 và dầu có trạng thái một pha, quá trình bơm ép khí CO_2 được gọi là bơm ép trộn lẫn. Bơm ép CO_2 với cơ chế trộn lẫn, theo hướng từ trên xuống, có khả năng vượt qua được những thách thức của thân dầu dạng khối của đối tượng móng có nhiệt độ cao (trên 120^0C); mức độ bất đồng nhất cao về độ thấm. Ngoài ra phương pháp bơm ép CO_2 có thể giải quyết đồng thời trong nâng cao hệ số thu hồi dầu và tàng trữ CO_2 trong lòng đất nhằm bảo vệ môi trường.

Bơm ép chất hoạt động bề mặt

Thực tế và lý thuyết cho thấy, ngay trong khu vực ảnh hưởng của nước bơm ép, một lượng dầu lớn vẫn nằm trong các bẫy mao quản của đá chứa (các kênh dẫn có kích thước rất nhỏ). Bằng phương pháp bơm ép nước thông thường không thể khai thác được dầu nằm trong các bẫy mao quản do lực nhớt không thể thắng được lực mao dẫn. Giải pháp chính để khai thác được một phần dầu trong các bẫy mao quản là sử dụng

chất hoạt động bề mặt. Do đặc tính vốn có, các chất hoạt động bề mặt có xu hướng tập trung tại mặt tiếp xúc giữa hai pha dầu nước và bề mặt đá chứa. Sự có mặt của chúng tại đây làm giảm sức căng bề mặt (dẫn đến làm giảm áp suất mao dẫn) và thay đổi tính dính ướt của đất đá vỉa, giúp các giọt dầu trở nên linh động hơn, dễ biến dạng hoặc phân chia nhỏ hơn và thoát ra khỏi các bẫy mao mạch đá chứa vào kênh dẫn có kích thước lớn hơn, từ đó tăng hiệu suất đẩy dầu của nước bơm ép (Phan Vũ Anh và nnk, 2018). Chất hoạt tính bề mặt được bơm ép sẽ tạo ra các vi nhũ có tác dụng tăng độ linh động của dầu. Nghiên cứu tổng hợp hệ hóa phẩm chứa chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu phù hợp điều kiện một số vỉa thuộc các tầng Miocene và Oligocene đã được triển khai tại VPI từ khoảng hơn 10 năm trước.

Bơm ép polymer

Bơm ép có trộn lẫn polymer nhằm làm tăng độ nhớt của nước bơm ép dẫn tới giảm độ linh động của pha đẩy dầu trong vỉa. Sử dụng các polymer tan trong nước nhằm tăng độ nhớt của nước bơm ép, giảm tỷ số độ linh động dầu - nước, từ đó tăng hệ số quét dầu. Polymer được sử dụng trong công nghệ tăng cường thu hồi dầu chia làm 2 loại chính là polysaccharide có nguồn gốc vi sinh như: xanthan gum, scleroglucan, schizophyllan và polyacrylamide tổng hợp từ các phương pháp hóa học. Do có đặc tính bền nhiệt và muối cao hơn so với các polysaccharide, polyacrylamide biến tính được sử dụng nhiều hơn trong lĩnh vực tăng cường thu hồi dầu. Phương pháp bơm ép này phù hợp trong quá trình thu hồi dầu có độ nhớt cao.

Bơm ép polymer kết hợp chất hoạt động bề mặt

Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác, ngoài dầu bị giữ trong các bẫy mao quản của đá chứa, một lượng dầu đáng kể vẫn nằm ngoài vùng tác động của nước bơm ép. Do đó ngoài việc sử dụng các chất hoạt động bề mặt giúp tăng hiệu quả đẩy dầu tại các khu vực nước bơm ép đi qua, còn cần sử dụng tác nhân polymer để tăng hệ số quét của lưu thể đẩy và hạn chế lưỡi nước. Độ nhớt của lưu có thể đẩy càng cao thì phân bố vào các khu vực có độ thấm khác nhau càng đồng đều và hệ số quét càng lớn. Khi hệ hóa phẩm chứa polymer được bơm nút, phông đẩy dầu cũng phần nào được cân bằng và hệ số quét cũng được cải thiện. Nút bơm càng lớn thì hiệu quả quét dầu càng cao.

Dầu thô móng mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin và độ nhớt cao. Trong khi nước bơm ép có độ nhớt rất thấp dẫn đến hiệu quả đẩy dầu thấp do tỷ số linh động giữa nước và dầu lớn. Để giảm sức căng bề mặt giữa pha dầu và nước nhằm tăng hiệu quả đẩy dầu, đồng thời tăng hệ số quét, có thể áp dụng phương pháp bơm chất hoạt động bề mặt kết hợp với bơm polymer.

4. Phương pháp bơm ép hóa phẩm thích hợp

Việc nghiên cứu bơm ép hóa phẩm cho đối tượng móng granit nứt nẻ mỏ Bạch Hổ mới chỉ tập trung vào các giải pháp bơm riêng lẻ các chất như bơm ép hệ polymer, bơm ép khí CO_2, bơm ép chất HTBM, bơm ép các hạt nano HTBM. Giải pháp bơm ép kết hợp giữa chất HTBM và polymer làm tăng đồng thời hiệu quả đẩy dầu nhờ giảm sức căng bề mặt và hiệu quả quét dầu ra khỏi các khe nứt theo phương ngang và phương thẳng đứng nhờ tăng sự dịch chuyển các vùng có độ nhớt lớn.

Chất HTBM giúp giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước dẫn tới giảm độ bão hòa dầu tàn dư trong các kênh mao dẫn, tăng hiệu quả đẩy dầu; còn bơm ép polymer làm tăng độ nhớt của hỗn hợp bơm ép, từ đó làm tăng hiệu quả quét dầu. Để có thể tăng đồng thời hiệu quả đẩy và hiệu quả quét dầu tàn dư ra khỏi lỗ rỗng của đá chứa, có thể bơm ép polymer sau khi bơm chất HTBM hoặc bơm ép polymer cùng với chất HTBM. Nồng độ của chất HTBM cần được lựa chọn sao cho không vượt quá nồng độ micelle tiêu chuẩn (tại giá trị này chất HTBM sẽ tạo thành micelle keo và chất HTBM sẽ hấp thụ vào các chuỗi của polymer bơm ép).

Tiêu chí lựa chọn chính các đối tượng tiến hành bơm ép hệ hóa phẩm chất HTBM và polymer là độ mặn và nhiệt độ của chất lưu trong thành hệ. Taber và cộng sự (1997) cho rằng thành hệ được lựa chọn để bơm ép hệ hóa phẩm có nước vỉa với hàm lượng muối clorua nên nhỏ hơn 20000 ppm và nồng độ các ion hóa trị II nên nhỏ hơn 500 ppm; độ nhớt của dầu nên nhỏ hơn 35cp; độ thấm của đá không nhỏ hơn 10 mD và nhiệt độ vỉa nhỏ hơn 93^0C.

Hiện nay với trình độ phát triển của khoa học công nghệ, đã có các loại polymer hoặc hỗn hợp polymer ổn định tới nhiệt độ trên 120^0C, như copolymer Flopaam AN 100 và Superpusher SAV ổn định tới 120^0C (SNF Floerger, 2015) và polyacrylamide-AMPS copolymer (25% 2-acrylamido-2methylpropane sulphonic acid-AMPS) chịu nhiệt lên tới 160^0C khi được bơm cùng với nước muối không có cation hóa trị II chỉ chứa 2% NaCl và 1 % $NaHCO_3$ (Seright, 2010)

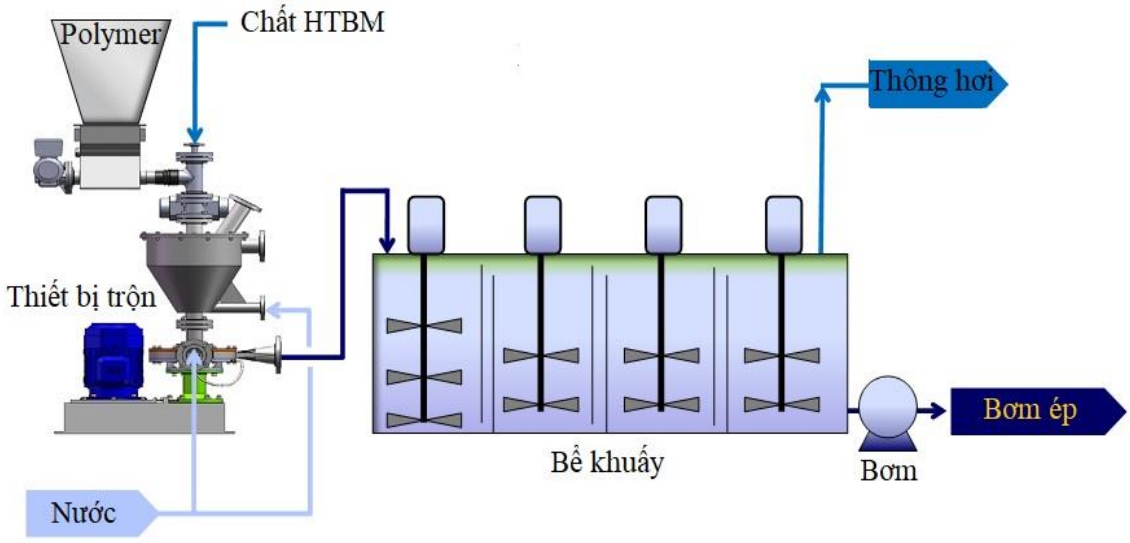
Về đặc điểm của tầng Móng mỏ Bạch Hổ, đối tượng được lựa chọn để đưa ra phương pháp bơm ép hóa phẩm phù hợp (Nguyen Phu Thinh và nnk, 2014):

- Loại đá: Móng granit nứt nẻ;
- Bề dày tầng chứa: 1500 ft;
- Độ sâu: 16000 ft;

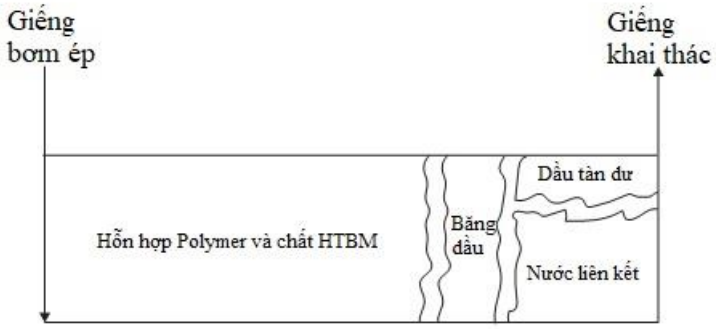
- Độ thấm: 1500mD
- Nhiệt độ: 140^0C
- Mật độ của dầu 40^0API
- Độ nhớt của dầu tại điều kiện nhiệt độ vỉa: 1.3 cp
- Độ mặn của nước bơm ép: 36 g/l

Nước vỉa trong trong tầng Móng thuộc loại nước clorua canxi với độ khoáng hóa thấp, khác xa với nước của các tầng nằm phía trên nơi chỉ gặp nước bicarbonat natri. ở các phần rìa của Móng (phần phía bắc, phía tây và phía đông) có thể đã tồn tại nước vỉa ven rìa và nó dần dần dâng lên, xâm nhập vào các giếng trong quá trình khai thác. Hàm lượng brôm và iôt trong nước ngầm ở tất cả các phức hệ có giá trị tương đối cao, nhưng thấp hơn giá trị công nghiệp, còn hàm lượng ammonia, phenol và axít naphthenic có giá trị thấp

Căn cứ vào đặc điểm của dầu trong tầng Móng và các tiêu chí lựa chọn phương pháp thu hồi dầu khí tăng cường, nhóm tác giả thấy rằng để nâng cao hiệu quả thu hồi dầu cho đối tượng Móng mỏ Bạch Hổ có thể áp dụng phương pháp bơm ép hệ hóa phẩm chất HTBM kết hợp với polymer. Mô hình pha trộn hỗn hợp hóa phẩm trên bề mặt đề xuất được thể hiện trên Hình 1 (SNF Floerger, 2015) và mô hình bơm ép hỗn hợp hóa phẩm polymer và chất HTBM vào vỉa được thể hiện ở Hình 2 (Terry và Rogers,2015). Polymer khô và chất HTBM được vào thiết bị từ phía trên, nước sử dụng trong quá trình hòa trộn được dẫn từ phía dưới vào thiết bị. Hỗn hợp hóa phẩm sau pha trộn được dẫn vào hệ thống bể khuấy. Bể này được thiết kế cửa thông hơi và cửa xả ra hệ thống bơm ép (Hình 1). Hỗn hợp hóa phẩm được bơm xuống các giếng bơm ép. Dựa trên cơ chế tăng hiệu quả đẩy và hiệu quả ép, hỗn hợp này sẽ đẩy dầu tàn dư vào các giếng khai thác (Hình 2).



Hình 1. Mô hình pha trộn hỗn hợp hóa phẩm trên bề mặt



Hình 2. Mô hình bơm ép hỗn hợp hóa phẩm polymer và chất HTBM vào vỉa

Phương pháp bơm ép này hứa hẹn đem lại hiệu quả cao khi khả năng thu hồi dầu có thể lên đến 70% lượng dầu dư còn lại trong vỉa sau quá trình khai thác thứ cấp, tuy nhiên cần một lượng lớn polymer. Đối với đối tượng móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ, ngoài các cơ sở đã nêu trên, độ nhớt của dầu trong vỉa và sự tồn

tại các đới vỉ nứt nẻ luôn làm giảm hệ số thu hồi dầu, đây chính là tiền đề cần thiết cho việc áp dụng phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt - polymer.

Hệ hóa phẩm được đề xuất sử dụng trong bơm ép chất hoạt động bề mặt cho đối tượng móng là hệ IAMS-M2-P kết hợp với hàm lượng chất polymer hợp lý. Thành phần hóa phẩm hoạt động bề mặt IAMS-M2-P gồm:

+ IsoC1454PO sulfate: Đây là chất hoạt động bề mặt anion thuộc họ ALFOTERRA.
+ Nonylphenol ethoxylate (NP-9): Đây là chất hoạt động bề mặt nonion, sản phẩm của Dow Chemical.
+ Copolymer gốc acrylamide biến tính bền nhiệt.

5. Kết luận

Từ các phân tích ở trên, một số kết luận được đưa ra:

- Sản lượng dầu khai thác từ đối tượng Móng mỏ Bạch Hổ đang suy giảm, việc áp dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu là cần thiết.
- Các giải pháp hóa học nâng cao hệ số thu hồi hiện đang được nghiên cứu cho đối tượng Móng mỏ granit nứt nẻ mỏ Bạch Hổ mới chỉ là các giải pháp bơm ép riêng lẻ cáo hóa phẩm như polymer, chất hoạt tính bề mặt (HTBM), các hạt nano HTBM.
- Việc áp dụng phương pháp bơm ép chất hoạt tính bề mặt kết hợp với polymer cho đối tượng Móng mỏ Bạch Hổ có thể giúp nâng cao hiệu quả thu hồi dầu.

Tài liệu tham khảo

Phùng Đình Thực, 2018. Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng đá móng mỏ Bạch Hổ. Kỳ III: Đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối. *Tạp chí dầu khí* Số 8 - 2018, 16-35.

Phan Vũ Anh, Kiều Anh Trung, Trịnh Thanh Sơn, Hoàng Linh, Cù Thị Việt Nga, Lê Thị Thu Hường, Lê Thế Hùng, 2018. Triển vọng áp dụng các công nghệ tăng cường thu hồi dầu cho các mỏ dầu tại thềm lục địa Việt Nam. *Tạp chí dầu khí* Số 8 - 2018, 62 -67.

Phùng Đình Thực, 2018. Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng đá móng mỏ Bạch Hổ. Kỳ II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân. *Tạp chí dầu khí* Số 7 - 2018, 18-34.

Noor Ilyana Binti Ismail, 2011. Comparative study of the selected basement discoveries around the world with special emphasis to Anding Utara of Peninsular Malay basin, *Bachelors dissertation,* Universiti Teknologi Petronas.

Nguyễn Hữu Trung và nnk, 1997. Nghiên cứu khả năng ứng dụng phức hệ polymer để bơm ép trong móng nứt nẻ tại các giếng khoan ở thềm lục địa Việt Nam nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu, *Đề tài cấp ngành Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*

Nguyễn Hải An, 2012. Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO_2 cho tầng móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Đen, *Luận án tiến sĩ kỹ thuật*, Trường Đại học Mỏ - Địa chất.

Lê Thị Như Ý, 2012. Nghiên cứu xây dựng hệ chất hoạt động bề mặt bền nhiệt ứng dụng trong công nghệ tăng cường thu hồi tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, *Luận án tiến sĩ Khoa học Vật liệu*, Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam

Trịnh Thanh Sơn và nnk, 2018. Nghiên cứu và hoàn thiện công nghệ nano trong bơm ép hoạt động bề mặt để nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng Móng mỏ Bạch Hổ, *Đề tài cấp ngành Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*.

Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S., 1997. EOR screening criteria revisited-part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPEREE,* 189-198

SNF Floerger, 2015. Petrolem Geology Petroleum Systems EOR 101. *Handbook*

Seright, R. S., Campbell, A., Mozley, P., & Han, P. (2010). Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations. *SPE Journal*, 15(02), 341-348.

Nguyen Phu Thinh, Do Quang Khanh, Hoang Trong Quang, Nguyen Viet Khoi Nguyen, 2014. Potential of using chemical enhanced oil recovery in the White Tiger field, offshore Vietnam. *Tạp chí phát triển KH&CN*, Tập 17, số 5-2014, 117-125.

Ronald E. Terry, J. Brandon Rogers, 2015. Applied Petroleum Reservoir Engineering. *Pearson Education.*

ABSTRACT

Selection of the appropriate chemical flooding method to enhance the oil recovery efficiency for basement reservoir of Bach Ho field

Nguyen Khac Long[1], Nguyen Van Thanh[1], Truong Van Tu[1], Doan Thi Tram[1]
Hanoi University of Mining and Geology

The oil production process at Bach Ho field is focusing on three strata: Oligocene, Miocene and Basement formations. In which, Basement formation is a fractured granite reservoir with the high heterogeneous properties of porosity and permeability. The production output from Basement reservoir in recent years always accounts for the majority of the total exploitation output, some years it reaches over 50%. Currently, Basement reservoir is applied water flooding method as an enhanced oil recovery technique. However, this method is not effective in areas where the intensity of tectonic activity is weak, the degree of rock breaking is low, the fissures are less connected, and the permeability is poor. As a result, the production output is in a declining stage with increasing watercut.

The studied enhanced oil recovery techniques for fractured granite reservoirs such as polymer injection, CO_2 injection, surfactant injection (HTBMM), and nanoparticle and surfactant injection only improve sweep efficiency or displacement efficiency. The surfactant -polymer flooding can improve both displacement efficiency and sweep efficiency.

In this paper, the authors analyze the characteristics of chemical flooding methods. The assessments and proposals for the application of appropriate chemical flooding techniques for Basement reservoir in Bach Ho field are also presented.

Keywords: Enhanced oil recovery; fractured basement; chemical flooding .

Áp dụng mô hình mô phỏng để đánh giá hiệu quả giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ dầu khí đang khai thác trong giai đoạn suy giảm sản lượng

Hoàng Long[1,*], Trịnh Việt Thắng[2], Lê Thế Hùng[1], Trần Thanh Phương[1], Triệu Hùng Trường[3]
[1] *Viện Dầu khí Việt Nam*
[2] *Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*
[3] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Trong những năm gần đây, các nhà khoa học trên thế giới đã nghiên cứu và áp dụng các thuật toán và mô hình mô phỏng để làm rõ cơ chế dòng chảy hoặc đánh giá hiệu quả của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với các mỏ dầu khí. Một trong những vấn đề quan trọng của giải pháp bơm ép khí, bơm ép khí nước luân phiên là mô phỏng và dự báo được điểm áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP) và mối quan hệ dòng chảy đa pha của hệ chất lưu vỉa, gồm chất lưu bơm ép và chất lưu tồn tại trong vỉa từ quá trình thành tạo, khai thác. Với sự phát triển nhanh chóng của khoa học máy tính, trong phạm vi bài báo này sẽ áp dụng các thuật toán, phương trình trạng thái và kỹ thuật mô phỏng để làm rõ sự thay đổi trạng thái pha của các cấu tử hydrocarbon và sự thay đổi tính chất lý hóa của toàn bộ hệ chất lưu vỉa. Đồng thời, nghiên cứu đánh giá sự ảnh hưởng của các yếu tố đến quan hệ dòng chảy giữa pha dầu, pha khí và pha nước trong các môi trường vỉa khác nhau từ đồng nhất đến bất đồng nhất. Kết quả nghiên cứu được xây dựng trên cơ sở dữ liệu của nhiều dự án trên thế giới và áp dụng cho từng đối tượng vỉa cụ thể, ngoài ra được so sánh với kết quả thí nghiệm và thực tiễn sản xuất nên có độ tin cậy cao, đã bước đầu áp dụng thử nghiệm cho các mỏ dầu khí đang khai thác tại Việt Nam.

Từ khóa: Mô phỏng thành phần; Phương trình trạng thái; áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP).

1. Đặt vấn đề

Trong quá trình khai thác của các mỏ dầu khí tại Việt Nam và thế giới, sau quá trình khai thác tự phun đều sử dụng phương pháp khai thác thứ cấp là bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa và gia tăng sản lượng. Bơm ép nước đã mang lại những hiệu quả nhất định trong mục đích duy trì áp suất vỉa và gia tăng thu hồi dầu. Tuy nhiên, trên thực tế tại các mỏ dầu khí cho thấy hệ số thu hồi dầu từ bơm ép nước thông thường còn quá thấp so với kỳ vọng và phương pháp này cũng chính là nguyên nhân gây nên độ ngập nước cao trong giếng khai thác, đặc biệt là những giếng khai thác chịu ảnh hưởng trực tiếp từ nhịp độ bơm ép của giếng bơm ép hoặc giếng chịu ảnh hưởng của hiện tượng hiệu ứng "trượt sườn". Thông thường tại các mỏ dầu khí nói chung vẫn còn khoảng hơn 50% dầu nằm trong vỉa sau khi áp dụng các biện pháp khai thác tự nhiên và thứ cấp. Lượng dầu tàn dư này có thể là dầu dư trong đá chứa, dầu dư trong các bẫy lỗ rỗng vi mô hoặc dầu dư phân bố vĩ mô trong vỉa chứa được huy động do hiện tượng "trượt sườn" khi bơm ép nước. Nước bơm ép quá linh động so với dầu, kênh dẫn nước bơm ép đã cắt hoặc chia rẽ thân dầu làm dầu không thể đến được giếng khai thác và cô lập bởi nước bơm ép. Để nâng cao hệ số thu hồi dầu và giảm độ ngập nước của vỉa chứa, mỏ khai thác thì việc thay thế bơm ép nước bằng các phương pháp bơm ép chất lưu (khí hoặc hóa phẩm) có khả gia tăng hiệu quả quét và đẩy dầu sẽ mang lại hệ số thu hồi dầu cao hơn.

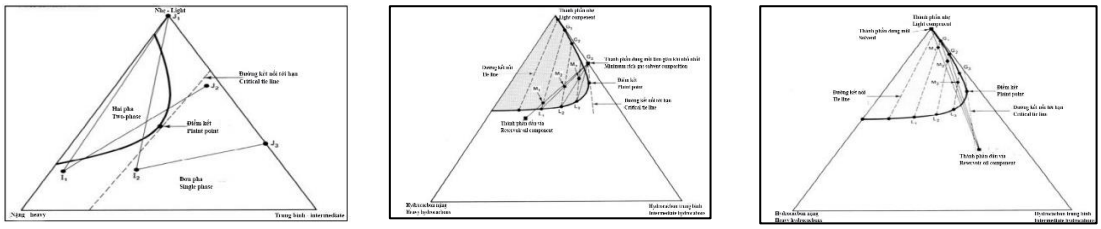
Nghiên cứu lựa chọn giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp cho các mỏ khai thác dầu khí ở Việt Nam đã được thực hiện. Dựa trên tài liệu đã thu thập của hơn 1.000 dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) đã áp dụng, kết quả nghiên cứu cho thấy với các đối tượng trầm tích khai thác xa đất liền, độ sâu khai thác lớn, vỉa xen kẹp và bất đồng nhất cao, nhiệt độ và áp suất ban đầu vỉa chứa cao, tính chất dầu trung bình đến nhẹ có hàm lượng paraffine/asphaltene cao thì giải pháp bơm ép khí là phù hợp. Phương pháp bơm ép khí Hydrocarbon/CO_2/N_2 và các khí khác đều rất khó để xác định chính xác được cơ chế xảy ra khi bơm ép vào trong vỉa là cơ chế trộn lẫn, gần trộn lẫn hay không trộn lẫn. Quá trình bơm ép khí vào vỉa có thể sẽ xảy ra đồng thời nhiều quá trình tương tác giữa chất lưu bơm ép với chất lưu vỉa với các cơ chế trộn lẫn

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: longh@pvi.pvn.vn

hoàn toàn, trộn lẫn từng phần, không trộn lẫn với quá trình khí bay hơi, quá trình ngưng tụ ngưng tụ. Ngoài ra, trong quá trình đẩy dầu và trộn lẫn, các chất lưu bơm ép và chất lưu vỉa tương tác ở bề mặt hai pha cũng luôn thay đổi. Trong phạm vi của bài báo này tập trung nghiên cứu và sử dụng các thuật toán, phương trình trạng thái và kỹ thuật mô phỏng các tương tác và thành phần cấu tử hydrocarbon trong hệ chất lưu trộn lẫn để làm rõ sự thay đổi trạng thái pha của các cấu tử hydrocarbon, xác định điểm trộn lẫn tối thiểu, sự thay đổi tính chất lý hóa hệ chất lưu khi áp dụng giải pháp bơm ép khí vào trong vỉa chứa. Đồng thời, nghiên cứu đánh giá sự ảnh hưởng của khí bơm ép đến quan hệ dòng chảy giữa pha dầu, pha khí và pha nước trong các môi trường vỉa khác nhau từ đồng nhất đến bất đồng nhất theo tính chất thực tế của mỏ dầu khí đang khai thác tại đối tượng trầm tích bể Cửu Long. Nghiên cứu đã lựa chọn mỏ một mỏ cụ thể để áp dụng thử nghiệm các thuật toán mô phỏng để chứng minh tính khả thi của phương pháp. Các thông số mỏ từ tính chất vỉa chứa, công nghệ mỏ và điều kiện mỏ đã được phân tích, chọn lọc và đưa vào tính toán mô phỏng để dự báo hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của phương pháp với quá trình gần trộn lẫn và trộn lẫn từng phần.

2. Phương pháp và kết quả nghiên cứu

Bơm ép khí là sử dụng khí như một chất lưu để bơm ép vào vỉa nhằm mục đích trộn lẫn, hoặc gần trộn lẫn, hoặc không trộn lẫn với chất lưu vỉa. Nếu hai chất lưu đó trộn lẫn với nhau theo bất cứ tỷ lệ nào thành một pha duy nhất được gọi là trộn lẫn hoàn toàn. Tại điểm áp suất mà khí trộn lẫn với dầu ở bất cứ tỷ lệ nào được gọi là áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP). Khả năng trộn lẫn và hiệu suất đẩy dầu ra khỏi kênh rỗng phụ thuộc nhiều vào chính áp suất bơm ép và áp suất trộn lẫn tối thiểu của hệ chất lưu. Tại điểm áp suất bơm ép hơn hoặc bằng với MMP thì hệ có áp suất bơm ép nhỏ nhất và hiệu suất thu hồi dầu cao nhất, chính vì vậy điểm áp suất làm việc gần hoặc bằng MMP là tối ưu. Tuy nhiên, với các mỏ dầu khí ở Việt Nam, áp suất trộn lẫn tối thiểu đều cao hơn rất nhiều so với áp suất vỉa hiện tại. Nên để đảm bảo được hiệu quả và tối ưu hóa chương trình bơm ép thử nghiệm thì điều kiện tiên quyết là xác định được MMP và nguồn khí bơm ép hiệu quả. Dự án EOR cần đầu tư thêm các thiết bị bơm ép có công suất lớn để nâng áp suất của cả hệ thống và áp suất vỉa lên cao hơn áp suất trộn lẫn là rất khó khả thi do yếu tố kinh tế đầu tư và hiệu quả kinh tế. Do vậy, các mỏ dầu khí ở Việt Nam sẽ phù hợp khi bơm ép ở cơ chế gần trộn lẫn và không trộn lẫn từ các nguồn khí cung cấp tại mỏ. Cơ chế trộn lẫn hai lưu thể được chia thành nhiều giai đoạn gần trộn lẫn/không trộn lẫn và đẩy dầu với các nguồn khí là khí Hydrocarbon đồng hành, khí CO_2, khí N_2 và khí làm giàu, khí khô được pha LPG. Khí bơm ép và dầu vỉa được coi gồm 3 cấu tử chính C_1 - phần nhẹ (hoặc CO_2, N_2), C_2-C_6 - phần trung bình, C_{7+} - phần nặng. Giản đồ 3-cấu tử được xây dựng theo phương trình trạng thái Peng Robinson. Cơ sở của phương pháp này là xác định điểm MMP, cơ chế trộn lẫn và gần phối trộn hoặc không trộn lẫn để tìm hiểu các giai đoạn đẩy và trộn lẫn của chất lưu vỉa, chất lưu bơm ép (Hình 1). Ngoài các tương tác của các cấu tử thì quá trình trộn lẫn và đẩy của chất lưu bơm ép và chất lưu vỉa còn phụ thuộc vào tốc độ, cơ chế dòng chảy và tính chất của vỉa chứa.



Cơ chế quá trình trộn lẫn và không trộn lẫn

Cơ chế quá trình bay hơi khí

Cơ chế trộn lẫn ngưng tụ

Hình 1. Giản đồ 3-cấu tử của phương pháp bơm ép khí

Quá trình bơm ép khí trộn lẫn có thể diễn ra theo ba cách:

- Trộn lẫn trong lần tiếp xúc đầu tiên (first contacst) như bơm khí lỏng như NGL
- Ngưng tụ trộn lẫn như bơm khí làm giàu
- Trộn lẫn bay hơi như bơm khí khô ở áp suất cao hơn MMP

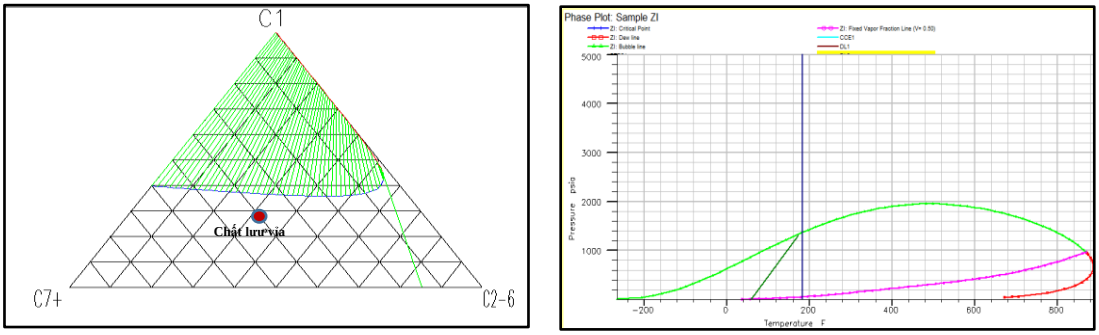
Quán trình gần trộn lẫn hoặc không trộn lẫn có thể diễn ra theo ba cách:

- Gần trộn lẫn khi các cấu tử của chất lưu bơm ép có thành phần giống chất lưu vỉa trong lần tiếp xúc đầu tiên như khi bơm khí hydrocarbon, khí CO_2
- Gần trộn lẫn khi các cấu tử của chất lưu trung gian tiếp xúc với chất lưu vỉa như khi bơm khí hydrocarbon, khí CO_2
- Hoàn toàn không trộn lẫn như bơm khí N_2

Làm rõ sự thay đổi trạng thái pha của các cấu tử hydrocarbon, tính chất lý hóa của toàn bộ hệ chất lưu vỉa, ảnh hưởng của các yếu tố đến quan hệ dòng chảy giữa pha dầu, pha khí và pha nước trong các môi trường vỉa khác nhau từ đồng nhất đến bất đồng nhất sẽ chứng minh được quá trình thực sự xảy ra trong vỉa chứa khi bơm ép khí vào vỉa. Hiện nay, các thuật toán và công cụ mô phỏng đã được phát triển để giảm thiểu chi phí phân tích thực nghiệm và có thể dự đoán chính xác được các quá trình trộn lẫn/gần trộn lẫn/không trộn lẫn, quá trình thay đổi điểm tại các điểm tiếp xúc giữa chất lưu bơm ép và chất lưu vỉa, MMP theo các thông số động thực tế trong vỉa chứa. Từ các kết quả mô phỏng xác định chính xác được MMP và hạn chế tối đa rủi ro khi tiến hành bơm ép khí, cũng như có thể đánh giá được hiệu quả của phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu. Mô phỏng vỉa chứa theo mô hình thành phần hydrocabon hay còn gọi là mô hình thành phần là công cụ chính được sử dụng trong nghiên cứu này. Ngoài ra, mô hình giả lập hệ thống chất lưu theo nhiệt độ, áp suất và thể tích đã được sử dụng để tính toán thành phần dầu và giá trị áp suất trộn lẫn tối thiểu cho khí bơm ép cụ thể. Các mô hình số được xây dựng để mô phỏng và tính toán cho điều kiện trộn lẫn/gần trộn lẫn/không trộn lẫn và cơ chế phát triển trộn lẫn trong mô hình thực nghiệm đến mô hình giếng. Phân tán số học liên quan đến các mô phỏng số học đã được loại bỏ theo quy định thông thường, ngoại suy tuyến tính của hệ số thu hồi ở tổng khối lượng bơm ép theo thể tích lỗ rỗng để ước tính thu hồi gần trộn lẫn và không trộn lẫn.

2.1. Nghiên cứu hành trạng pha và dự báo MMP bằng phương trình trạng thái và mô hình chất lưu

Mô hình chất lưu vỉa được xây dựng trên phầm mềm mô phỏng sử dụng phương trình trạng thái Peng Robinson với các thành phần hóa học của mẫu chất lưu được lấy ở đáy giếng đại diện cho mỏ. Kết quả phân tích thành phần chất lưu đến C_{12+} sau đó được ghép nhóm đến C7+ bằng phương pháp Whitson để đảm bảo kết quả dự báo không quá sai lệch, giảm thiểu thời gian tính toán và xây dựng giản đồ 3- cấu tử cho việc đánh giá hành trạng pha và tính toán MMP cho chất lưu bơm ép (Hình 2).

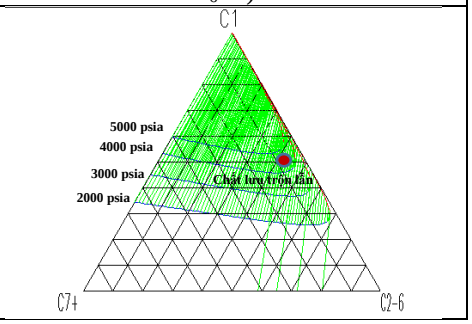


Hình 2. Giản đồ 3-cấu tử và hành trạng pha của hệ chất lưu

Mô hình mô phỏng chất lưu vỉa, phương trình trạng thái, hành trạng pha được sử dụng để tính toán và xác định điểm MMP cho các nguồn khí bơm ép. Với chất lưu vỉa hiện tại thì có thể kết luận quá trình bơm ép khí hydrocarbon, CO_2, N_2 đều là quá trình bơm ép gần trộn lẫn và không trộn lẫn do khí bơm ép và chất lưu vỉa đều nằm một phía ở đường kết nối tới hạn. Quá trình trộn lẫn chỉ xảy ra khi bơm ép khí được làm giàu để làm tăng hàm lượng C_2-C_6 trong thành phần hydrocarbon. Thành phần chất lưu vỉa, thành phần chất lưu bơm ép, nhiệt độ xác định các thông số trong quá trình bơm ép trộn lẫn được sử dụng là cố định theo nhiệt độ vỉa chứa (nhiệt độ 185 ^oF). Mối quan hệ giữa hàm lượng cấu tử và áp suất được thể hiện trong sơ đồ hình tam giác. Kết quả nghiên cứu đã chỉ ra rằng với khí bơm ép có tỷ lệ C1/C2-C6 càng nhỏ thì áp suất trộn lẫn tối thiểu càng thấp.

Biến đổi hành trạng pha của chất lưu phối trộn khi bơm ép khí đồng hành (C_1/C_2-C_6=2) điểm MMP khoảng 4500 psia (Bảng 1). Ở các cấp áp suất dưới điểm MMP (2000 psia, 3000 psia, 4000 psia) thì chất lưu bơm ép và chất lưu vỉa đạt trạng thái gần trộn lẫn hoặc trộn lẫn từng phần rất nhỏ. Tại các giá trị áp suất này chất lưu trộn lẫn tồn tại hai pha khí và lỏng với các tỷ lệ pha lỏng/khí tăng theo áp suất. Mô hình chất lưu và phương trình trạng thái đã mô phỏng chính xác được quá trình tương tác và chuyển pha của các cấu tử của chất lưu vỉa và chất lưu bơm ép, cũng như đưa ra kết quả và hành trạng pha của chất lưu phối trộn. Tuy nhiên, hạn chế của phương pháp này là không đánh giá được ảnh hưởng của quá trình phối trộn khi có dòng chảy và các bề mặt tiếp xúc ở các thiết diện lỗ rỗng khác nhau, sự thay đổi của hệ chất lưu liên tục theo bơm ép trong điều kiện có dòng chảy.

Bảng 1. Các kết quả tính áp suất trộn lẫn tối thiểu với các nguồn khí bằng phương trình trạng thái

Thành phần khí bơm ép	Áp suất trộn lẫn tối thiểu, psia	Biến đổi hành trạng pha của chất lưu phối trộn khi bơm ép khí đồng hành (C_1/C_2-C_6=2)
Bơm ép khí khô (C_1/C_2-C_6=4)	7300	
Bơm ép khí đồng hành (C_1/C_2-C_6=2)	4500	
Bơm ép khí làm giàu (C_1/C_2-C_6=1.3)	2200	

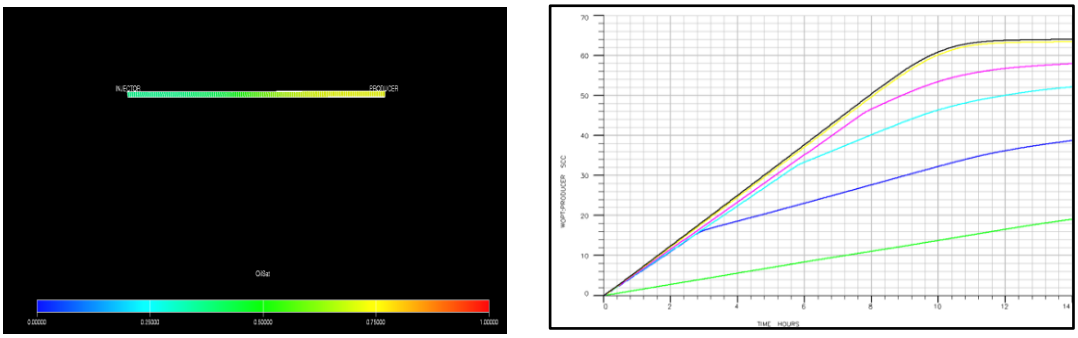
2.2. Nghiên cứu đánh giá điểm MMP trên mô hình slimtube

Hệ thống thực nghiệm xác định MMP và quá trình trộn lẫn hoàn toàn, gần trộn lẫn, không trộn lẫn trong phòng thí nghiệm được xây dựng trên điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa nhưng khi tiến hành thực nghiệm thì dòng chảy trong slimtube thực nghiệm chỉ chịu ảnh hưởng của các thông số vỉa cố định trong toàn bộ quá trình tiến hành thực nghiệm. Thiết bị này không thể mô phỏng được sự thay đổi về quá trình trộn lẫn/gần trộn lẫn/không trộn lẫn theo diện và theo chiều dài của slimtube. Chỉ đơn giản là xác định MMP qua việc xác định hệ số thu hồi dầu từ thực nghiệm và lượng dầu/khí nhận được của quá trình đã xảy ra hiện tượng trộn lẫn và không trộn lẫn. Phần lớn thành phần của hệ chất lưu vỉa và thành phần phần khí bơm ép được sử dụng là dạng tái tạo, mẫu lưu được lấy giữ được tính chất chính xác với thực tế mỏ do điều kiện lấy mẫu hoặc tái tạo. Ngoài ra, độ rỗng và độ thấm của thiết bị slimtube thực nghiệm là lý tưởng và được xây dựng chủ yếu trên thành phần hạt cát Quazt, không đại diện cho tính chất đá vỉa, nên điểm MMP từ thực nghiệm khi áp dụng vào mỏ thông thường không chính xác đặc biệt cho quá trình gần trộn lẫn khi bơm ép dưới điểm MMP. Đặc biệt, chi phí và thời gian thực hiện thực nghiệm lớn nên không thể đánh giá nhiều nguồn chất lưu bơm ép để đánh giá và lựa chọn chất lưu bơm ép tối ưu. Thay vào đó, mô phỏng số thực nghiệm Slimtube được sử dụng để đánh giá MMP và hiệu quả thu hồi khi trộn lẫn, gần trộn lẫn và không trộn lẫn cho các dự án bơm ép khí.

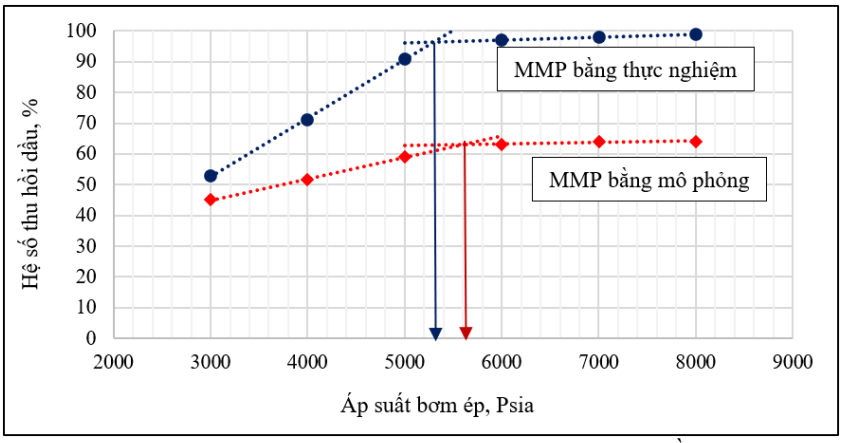
Mô hình "slimtube" được xây dựng với các ô lưới để mô phỏng lại quá trình bơm ép khí vào vỉa dầu. Mô hình được thiết kế với các thông số tương tự với thông số của slimtube thực nghiệm. Điều kiện ban đầu của các ô lưới mô phỏng được đặt trong điều kiện nhiệt độ vỉa và áp suất vỉa (Hình 3). Hỗn hợp dầu và khí trong ô lưới đầu tiên sẽ di chuyển, thay đổi sang trạng thái và thành phần khác. Các tính toán cân bằng vật chất và tới hạn dịch chuyển được sử dụng để mô phỏng cách thức dịch chuyển của một pha sang ô lưới thứ 2 như thế nào. Quá trình được lặp lại với pha đã dịch chuyển, pha đã dịch chuyển tiếp tục trộn lẫn với dầu tại ô lưới thứ hai để hình thành hỗn hợp mới. Quá trình này lặp lại trên suốt quãng đường đi từ giếng bơm ép đến giếng khai thác thông qua mô phỏng của các ô lưới. Điểm giếng bơm ép và giếng khai thác chính là đầu vào và đầu ra của thiết bị slimtube với mô hình mô phỏng slimtube. Với quá trình mô phỏng biến đổi liên tục theo suốt chiều dài của cột slimtube và với các thông số vỉa được đưa vào thì sẽ khắc phục được các hạn chế của thực nghiệm cũng như có thể dự báo được chính xác điểm MMP cho mỏ nghiên cứu với các nguồn khí bơm ép khác nhau và các cấp bơm đẩy khác nhau. Cũng có thể làm rõ được cơ chế trộn lẫn, gần trộn lần, không trộn lẫn khi bơm ép các nguồn khí vào trong chất lưu vỉa thực tế. Thành phần khí bơm ép được sử dụng từ các nguồn khí khô, khí đồng hành, khí được làm giàu, khí trơ N_2. Các cấp áp suất bơm ép được thực hiện mô phỏng từ 3.000 psia đến 8.000 psia tại nhiệt độ vỉa khoảng 185 ^{0}F.

Mô hình slimtube mô phỏng lại thực nghiệm đã được xây dựng và so sánh với kết quả đo MMP từ thực nghiệm. Kết quả mô phỏng cho thấy hệ số thu hồi của mô hình slimtube thấp hơn so với thực nghiệm do nguyên nhân từ độ bão hòa dầu dư trong mô phỏng được lấy từ điều kiện thực tế vỉa, trong khi trên thực nghiệm bão hòa dầu dư gần như bằng 1 (Hình 3). Khi thay đổi độ bão hòa dầu dư của mô hình bằng độ bão hòa dầu dư trên thực nghiệm thì hệ số thu hồi của mô hình mô phỏng và thực nghiệm là gần bằng nhau.

Điểm áp suất trộn lẫn từ mô hình mô phỏng khoảng 5.600 psia, trong khi thực nghiệm khoảng 5.300 psia với khí đồng hành bơm ép. Độ lệch giữa kết quả thực nghiệm và mô hình mô phỏng slimtube khoảng 5,6% (Hình 4). Từ các kết quả chạy mô phỏng slimtube để xác định điểm MMP và hiệu quả bơm ép các nguồn khí trong các cơ chế trộn lẫn, gần trộn lẫn và không trộn lẫn có thể chọn lựa được các phương án sử dụng nguồn khí cho bơm ép khí hoặc bơm ép khí nước luân phiên.



Hình 3. Mô phỏng slimtube và kết quả chạy cho trường hợp bơm ép khí đồng hành (C_1/C_2-C_6=2)

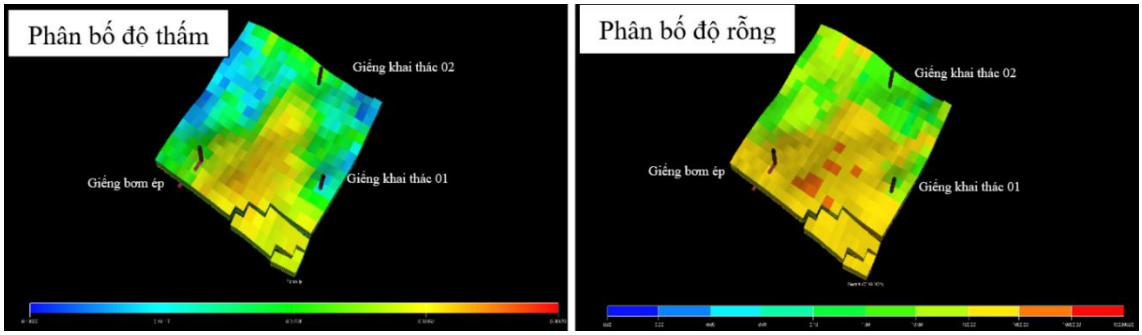


Hình 4. MMP giữa thực nghiệm và mô phỏng slimtube với khí đồng hành bơm ép

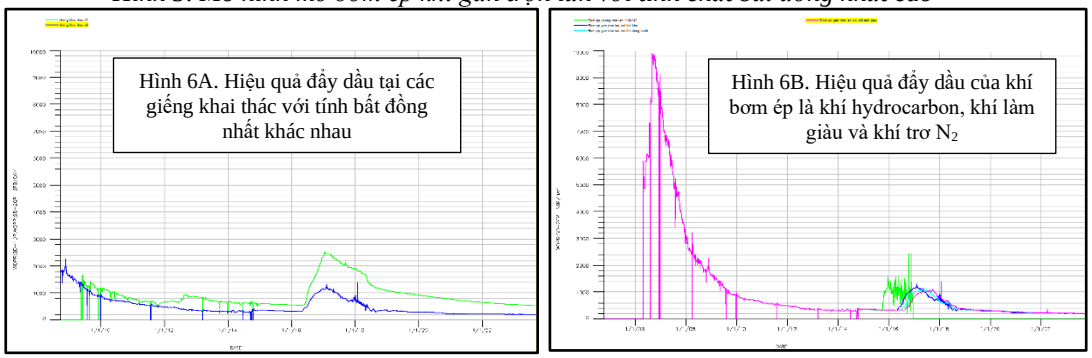
Nghiên cứu đã chỉ ra sự khác nhau giữa kết quả MMP thực nghiệm với kết quả tính toán dựa trên phương trình trạng thái và tình trạng pha bởi mô hình chất lưu, kết quả với phần mềm mô phỏng slimtube. Các ưu điểm và nhược điểm của các phương pháp đều được đánh giá chi tiết. Kết quả cho thấy cơ chế trộn lẫn, gần trộn lẫn và không trộn lẫn của chất lưu bơm ép vào trong vỉa là hết sức phức tạp, mỗi phương pháp đều có hạn chế nhất định. Nghiên cứu đã xây dựng được quy trình mô phỏng và khẳng định tính đúng đắn về phương pháp luận, các thuật toán tính toán sử dụng phương trình trạng thái, hành trạng pha và mô phỏng mô hình slimtube để xác định điểm áp suất trộn lẫn và cơ chế của quá trình bơm ép với các nguồn khí. Quá trình trộn lẫn hoàn toàn chỉ xảy ra khi bơm ép trên điểm MMP với áp suất rất cao khoảng trên 5.300 psia, nên với các mỏ đang khai thác hiện nay thì quá trình chủ yếu xảy ra khi bơm ép khí vào vỉa sẽ là quá trình trộn lẫn từng phần.

2.3. Nghiên cứu đánh giá quá trình trộn lẫn, gần trộn lẫn và không trộn lẫn với vỉa bất đồng nhất cao

Mô hình slimtube đã xác định được điểm MMP và cơ chế trộn lẫn, gần trộn lẫn và không trộn lẫn. Với các mỏ khai thác hiện tại thì áp suất khoảng 1.500-2.500 psia và đều khai thác xa bờ nên nguồn khí bơm ép xuống mỏ chủ yếu là khí khai thác tại mỏ. Phương pháp bơm ép khí hydrocarbon đồng hành và quá trình gần trộn lẫn là phương pháp phù hợp với mỏ thực tế. Tuy nhiên, cơ chế gần trộn lẫn với tỷ lệ lỏng/khí trong chất lưu phối trộn ở điều kiện vỉa lại phụ thuộc rất nhiều vào tốc độ bơm ép của giếng cũng như tính bất đồng nhất giữa giếng bơm ép và giếng khai thác. Nên để có thể phân tích và đánh giá chính xác được cơ chế gần trộn lẫn và hiệu quả của phương pháp bơm ép khí hydrocarbon vào vỉa thì cần phải mô phỏng trên mô hình mỏ thực tế. Mô hình nghiên cứu mỏ thực tế được sử dụng các thông số đầu vào chất lưu vỉa, chất lưu bơm ép, điều kiện nhiệt độ-áp suất từ các kết quả nghiên cứu về hành trạng pha, mô hình chất lưu và mô hình mô phỏng slimtube. Mô hình mô phỏng được xây dựng với 1 giếng bơm ép và 2 giếng khai thác với các tính chất vỉa phân bố rỗng-thấm được lấy từ mỏ thực tế (Hình 5). Giếng bơm ép đến giếng khai thác 01 có độ thấm-rỗng tốt, với giếng khai thác 02 thì độ thấm rỗng rất kém.



Hình 5. Mô hình mỏ bơm ép khí gần trộn lẫn với tính chất bất đồng nhất cao



Hình 6. Hiệu quả đẩy dầu tính bất động nhất và các nguồn khí khác nhau

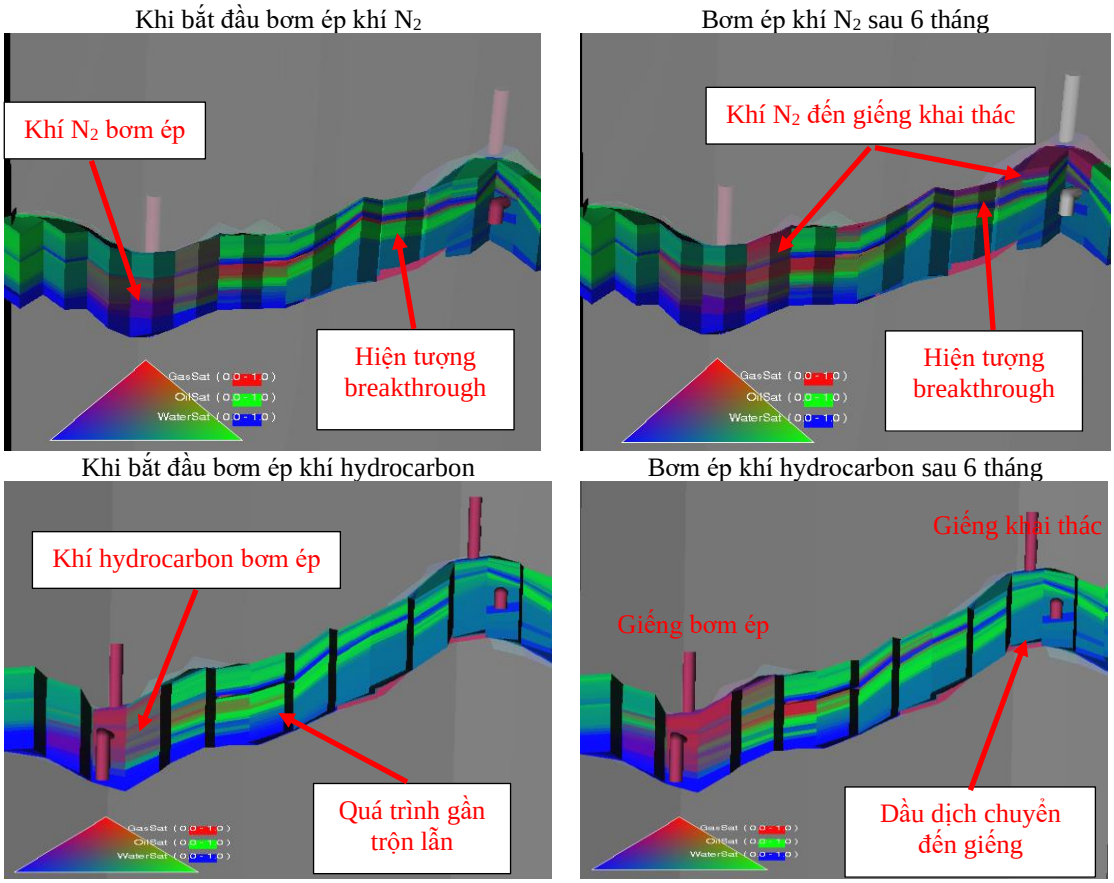
Kết quả mô phỏng cho thấy quá trình gần trộn lẫn giữa các giếng từ giếng bơm ép đến giếng khai thác xảy ra khác nhau và hiệu quả đẩy dầu cũng khác nhau do dòng chảy, tính bất đồng nhất giữa các giếng (Hình 6A). Khi tiến hành nghiên cứu trên mô hình slimtube không thể thực hiện được do mô hình slimtube là mô hình ở mức độ nhỏ. Độ rỗng, độ thấm được đặt cố định theo trung bình vỉa, dòng chảy trong mô hình là đơn giản và không phải ánh được tính bất đồng nhất của vỉa chứa. Kết quả mô phỏng mỏ thực tế cho thấy với tính bất đồng nhất cao thì quá trình gần trộn lẫn xảy ra khó hơn và tỷ lệ lỏng/khí của hệ trộn lẫn trong vỉa nhỏ hơn dẫn đến hiệu quả đẩy dầu cao hơn. Có một số kênh dẫn từ giếng bơm ép sang giếng khai thác có hiện tượng "breakthrough" với khí bơm ép, khí bơm ép không trộn lẫn với chất lưu vỉa mà đi trực tiếp đến giếng khai thác trong thời gian ngắn và làm tăng tỷ số khí-dầu của giếng lên rất cao (Hình 6B). Để chứng minh cho hiện tượng này, mô hình mô phỏng đã được chạy với các trường hợp độ nhạy của khí hydrocarbon cho quá trình gần trộn lẫn và khí trơ N_2 cho quá trình không trộn lẫn (Hình 7).

Kết quả mô hình mô phỏng trên mô hình giếng với các điều kiện khai thác và tính chất vỉa thực tế đã chứng minh hiệu quả gần trộn lẫn (trộn lẫn từng phần) của quá trình bơm ép khí hydrocarbon vào trong vỉa chứa có áp suất bơm ép và áp suất vỉa dưới áp suất trộn lẫn tối thiểu. Khí bơm ép sử dụng các nguồn khí từ khí khô, khí trơ N_2, khí CO_2, khí hydrocarbon từ mỏ, khí hydrocarbon được làm giàu đều cho kết quả gia tăng hiệu quả thu hồi dầu tốt hơn so với bơm ép nước thông thường. Kết quả mô phỏng cũng chứng minh bơm ép khí hydrocarbon có thể gia tăng thu hồi dầu tốt nhất so với bơm ép khí N_2, CO_2.

3. Kết luận

Kết quả nghiên cứu được xây dựng trên cơ sở lý thuyết về mô phỏng từ các dữ liệu của nhiều dự án trên thế giới và đã bước đầu áp dụng thử nghiệm cho mỏ dầu khí thực tế đang khai thác hiện tại ở Việt Nam. Các mỏ dầu khí ở Việt Nam đều có điều kiện khai thác xa đất liền, độ sâu giếng khai thác lớn, vỉa xen kẹp và bất đồng nhất cao, nhiệt độ và áp suất ban đầu vỉa chứa cao, tính chất dầu trung bình đến nhẹ có hàm lượng paraffine/asphaltene cao thì giải pháp bơm ép khí hoặc khí nước luân phiên là phù hợp. Phương pháp bơm ép khí hydrocarbon trong các vỉa dầu khí ở Việt Nam theo cơ chế gần trộn lẫn (trộn lẫn từng phần) được bơm ép dưới áp suất trộn lẫn tối thiểu là khả thi về mặt kinh tế. Trong quá trình bơm ép khí vào vỉa đã xảy ra đồng thời nhiều quá trình tương tác giữa chất lưu bơm ép với chất lưu vỉa, đá vỉa và chịu ảnh hưởng của dòng chảy trong môi trường bất đồng nhất cao với các cơ chế trộn lẫn từng phần, không trộn lẫn với quá trình khí bay hơi, quá trình ngưng tụ ngưng tụ dẫn đến chất lưu ở giữa bề mặt hai pha cũng luôn thay đổi. Kết quả nghiên cứu đã sử dụng các thuật toán, phương trình trạng thái và kỹ thuật mô phỏng các tương tác và thành phần cấu tử hydrocarbon trong hệ chất lưu trộn lẫn để làm rõ sự thay đổi trạng thái pha

của các cấu tử hydrocarbon, xác định điểm trộn lẫn tối thiểu, sự thay đổi tính chất lý hóa hệ chất lưu khi áp dụng giải pháp bơm ép khí vào trong vỉa chứa. Nghiên cứu cũng đã lựa chọn một mỏ cụ thể để áp dụng thử nghiệm, sử dụng các thuật toán mô phỏng để chứng minh tính khả thi của phương pháp. Các thông số hóa lý của mỏ như tính chất vỉa chứa, công nghệ mỏ và điều kiện mỏ đã được phân tích, chọn lọc và đưa vào tính toán mô phỏng để dự báo hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của phương pháp với quá trình trộn lẫn từng phần và không trộn lẫn. Kết quả nghiên cứu cũng chứng minh được tính đúng đắn, chính xác khi sử dụng thuật toán mô phỏng để xác định điểm áp suất trộn lẫn tối thiểu, lựa chọn nguồn khí phù hợp. Đồng thời, chứng minh bơm ép khí nước luân phiên ở trạng thái dưới áp suất tối thiểu đối với các mỏ dầu khí ở Việt Nam là hoàn toàn khả thi về kỹ thuật và hiệu quả về mặt kinh tế.



Hình 7. Kết quả đánh giá quá trình không trộn lẫn và gần trộn lẫn trên mô hình mô phỏng

Tài liệu tham khảo

Trịnh Việt Thắng, Lê Xuân Lân, 2011. Đánh giá sơ bộ khả năng áp dụng bơm ép khí nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu tại thềm lục địa Việt Nam. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ Địa chất, Số 4/2011

Nguyễn Hải An, "Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO2 cho tầng móng nứt nẻ mỏ Sử Tử Đen ", Luận án Tiến sỹ Kỹ thuật

Trịnh Việt Thắng, "Nghiên cứu ứng dụng công nghệ bơm ép luân phiên nước - khí Hydrocarbon nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu tại tầng Mioxen, Bể Cửu Long", Luận án Tiến sỹ Kỹ thuật năm 2019.

Andrew, G. L., 1985. Carbon Dioxide Miscible Flooding: A Laboratory Study on The Effect of WAG, Wetting State, and Slug Size on Enhanced Oil Recovery. University of Houston.

Arne, S.; Elisabeth, I. D., 2007. Progress in immiscible WAG modelling. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers.

Al-Shuraiqi, Muggeridge, Grattoni, "Laboratory Investigations of First Contact Miscible WAG Displacement: The Effects of WAG Ratio And Flow Rate", SPE paper 84894 presented at SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pasific, 20 - 21 October 2003

Ahmed T. “Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling” Second Edition. 2016.

Shelton, J.L. and Yarborough. L, “Multiple Phase Behavior in Porous Media During CO2, or Rich Gas Flooding” , J. Per. Tech.

Wang, Y., Orr, F. M. “Analytical Calculation of Minimum Miscibility Pressure. Fluid Phase Equilibrium”. 1997.

Adyani, W. N., Wan Daud, W. A., Faisal, A. H., & Zakaria, N. A. “Multi Component Mass Transfer in Multiple Contact Miscibility Test; Forward and Backward Method”. Society of Petroleum Engineers.

ABSTRACT

Applying simulation model to evaluate the efficiency of enhanced oil recovery method for oil fields during period of decline production

Hoang Long[1], Trinh Viet Thang[2], Le The Hung[1], Tran Thanh Phuong [1], Trieu Hung Truong[3]
[1] *Vietnam Petroleum Institute*
[2] *Petrovietnam*
[3] *Hanoi University of Mining and Geology*

In recent years, the scientists around the world have researched and applied the algorithms and simulation models to clarify the flow mechanism or to evaluate the efficiency of enhanced oil recovery solutions for oil and gas fields. One of the important issues of the water alternate gas solution or gas hydrocarbon injection solution is to simulate and predict the minimum miscibility pressure and the relation between multiphase flow of fluid system in reservoir, including the injection fluid and the reservoir fluid which was produced from the formation and production process. With the development of computer science, this paper will apply the algorithms, equations of state and the simulation techniques to clarify the phase transition of hydrocarbon components and the variation of physical and chemical properties of the entire reservoir fluid system. Beside, it also evaluates the influence of the factors which have impact on the flow relation between oil, gas, and water phases in the different reservoir environments from homogeneous to heterogeneous. The research result is built on the database of many projects in the world and applied to each specific reservoir object, and moreover, it is compared with the experimental results and production practices, to ensure the high reliability of data. The result has recently been applied for the specific oil field in Viet Nam.

Keywords: Compositional simulation; Equation of state; Equation of multiphase flow; Minimum Miscibility Pressure - MMP.

Sử dụng phương trình tăng trưởng logistic để dự báo khai thác dầu khí: Áp dụng nghiên cứu cho tập Oligoxen C, mỏ Rạng Đông

Bùi Thị Ngân[1,*], Nguyễn Minh Hòa[1], Nguyễn Duy Mười[1], Trần Thị Oanh[2], Phạm Hữu Tài[2]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Trường Đại học Dầu khí Việt Nam*

TÓM TẮT

Dự báo lưu lượng khai thác của các giếng khoan là một công tác quan trọng, sự chính xác của nó có ý nghĩa to lớn trong các quyết định quản lý và phát triển khai thác mỏ hợp lý trong tương lai. Nhóm tác giả đã xây dựng mô hình tăng trưởng logistic cho các giếng khoan sử dụng phương pháp bình phương tối thiểu để dự báo sản lượng khai thác dầu. Qua quá trình khớp lịch sử khai thác cho thấy sử dụng mô hình tăng trưởng logistic có độ chính xác cao, kết quả của mô hình rất sát với dữ liệu khai thác thực tế với sai số tương đối là 0,89%.

Từ khóa: Dự báo lưu lượng khai thác, khớp lịch sử khai thác, mô hình tăng trưởng logistic

1. Đặt vấn đề

Dự báo lưu lượng khai thác của các giếng khoan là một công tác quan trọng, sự chính xác của nó có ý nghĩa to lớn trong các quyết định quản lý và phát triển khai thác mỏ hợp lý trong tương lai.

Hàm Logistic đã được giới thiệu trong một loạt ba bài báo từ năm 1838 đến 1847 bởi nhà toán học và nhân chủng học người Bỉ P.F. Verhulst để mô tả sự tăng trưởng tự giới hạn của dân số trong sinh học [1]. Phương trình này đôi khi còn gọi là Phương trình Verhulst-Pearl sau khi nó được đề cập lại vào năm 1920. Alfred J. Lotka đã dẫn ra phương trình lần nữa vào năm 1925, và gọi nó là "*luật của sự tăng trưởng dân số*". Sau đó hàm tăng trưởng logistic đã được ứng dụng trong nhiều ngành khoa học khác nhau như sinh học, hóa học, kinh tế học, toán học, địa lý,.... Trong lĩnh vực khai thác dầu khí, sự tăng trưởng là sản lượng khai thác dầu hoặc khí tích lũy. Như vậy chúng ta có thể áp dụng xây dựng mô hình tăng trưởng logistic đối với sản lượng khai thác dầu hoặc khí tích lũy và dự báo sản lượng khai thác dầu khí trong tương lai [2].

2. Cơ sở lý thuyết về phương trình tăng trưởng logictic

2.1. Phương trình logistic

Nhiều ví dụ thực tế đã cho thấy sử dụng mô hình tăng trưởng logistic để dự báo dân số tốt hơn với sai số thấp hơn so với phương trình dạng mũ. Tăng trưởng logistic mang một số điểm tương đồng với tăng trưởng theo cấp số nhân, ở giai đoạn ban đầu tăng trưởng xấp xỉ theo cấp số nhân, nhưng thay vì tăng mà không bị ràng buộc, khi bắt đầu bão hòa, tốc độ tăng trưởng sẽ chậm lại thành tuyến tính, và giai đoạn cuối, tốc độ tăng trưởng sẽ dừng lại và mô hình sẽ tiệm cận một giá trị hữu hạn.Các mô hình hàm mũ, có thể phản ánh đúng thực tế trong ngắn hạn, tuy nhiên nó sẽ không chính xác nếu tiếp tục trong thời gian dài vì tăng trưởng theo cấp số nhân không thể tiếp tục mãi mãi. Ví dụ một nông dân chăm chỉ gieo một hạt mầm vào ngày đầu tiên và dự định tăng gấp đôi số hạt mầm mà anh ta gieo mỗi ngày trong một tháng. Đến cuối tháng, anh ấy sẽ phải gieo hơn 17 tỷ hạt mầm - một điều không tưởng. Để đưa ra những phân tích và dự báo phù hợp với nhiều bài toán thực tế, một mô hình hàm mũ phải bắt đầu đạt đến một số giá trị giới hạn, và sau đó tốc độ tăng trưởng buộc phải chậm lại. Vì lý do này, người ta sử dụng mô hình có giới hạn trên thay vì mô hình tăng trưởng theo cấp số nhân - mô hình tăng trưởng logistic.

Phương trình tăng trưởng logistic tổng quát được đưa ra bởi Tsoularis và Wallace có dạng:

$$\frac{dN}{dt} = r.N^{\alpha}\left[1-\left(\frac{N}{K}\right)^{\beta}\right]^{\gamma} \quad (1)$$

Trong đó: α, β, γ là các hệ số dương;
N - dân số;
t - thời gian;
r - tỷ lệ tăng trưởng;

* *Tác giả liên hệ*
Email: buithingan@humg.edu.vn

K - giá trị ngưỡng (tới hạn, cực đại) mà dân số đạt tới khi $\lim_{t\to\infty} N(t) = K$.

2.2 Ứng dụng mô hình logistic để dự báo khai thác dầu khí

Trong lĩnh vực khai thác dầu khí, sự tăng trưởng là sản lượng khai thác dầu hoặc khí tích lũy. Như vậy chúng ta có thể ứng dụng mô hình tăng trưởng logistic đối với sản lượng khai thác dầu hoặc khí tích lũy với công thức:

$$Q(t) = \frac{K.t^n}{a+t^n} \quad (2)$$

Trong đó:

Q: sản lượng khai thác tích lũy;
K: sản lượng tới hạn, chính là sản lượng có thể thu hồi cuối cùng;
a: hằng số;
n: hệ số mũ;
t: thời gian khai thác.

Lấy đạo hàm theo thời gian của phương trình (1.2) ta được công thức tính lưu lượng khai thác dầu hoặc khí:

$$q(t) = \frac{dQ}{dt} = \frac{K.n.a.t^{n-1}}{(a+t^n)^2} \quad (3)$$

Trong đó:

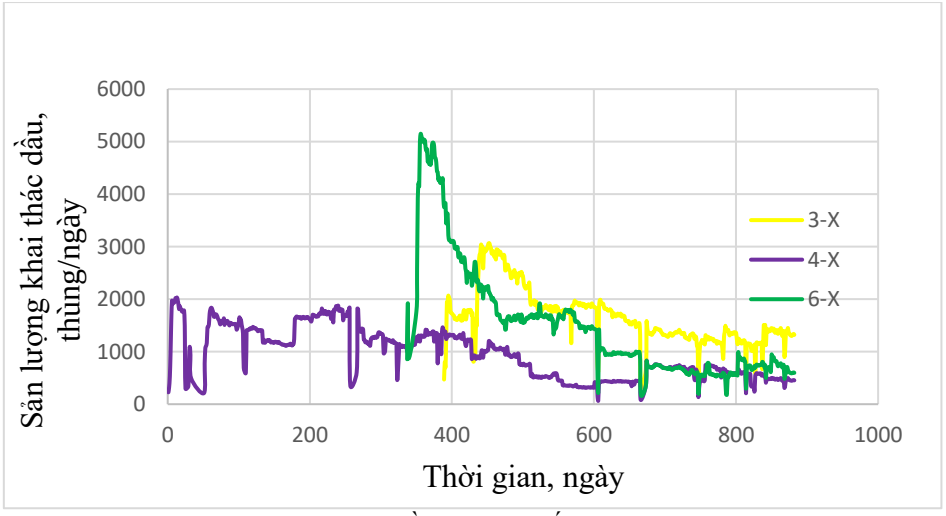
q - lưu lượng khai thác.

Phương trình (1.3) là trường hợp đặc biệt của phương trình tăng trưởng logistic tổng quát (1.1) với: $r = n.(\frac{K}{a})^{\frac{1}{n}}$; $\alpha = 1 - \frac{1}{n}$; $\beta = 1$; và $\gamma = 1 + \frac{1}{n}$.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Hiện trạng khai thác dầu tầng chứa Oligoxen C, mỏ Rạng Đông

Tầng chứa Oligoxen C mỏ Rạng Đông hiện đang được khai thác với 3 giếng khoan: 3-X, 4-X và 6-X. Giếng 4-X được đưa vào khai thác từ tháng 8/2017, lưu lượng hiện tại của giếng là 454 thùng/ngày, sản lượng dầu khai thác tích lũy tính đến 31/12/2019 là 816 nghìn thùng. Giếng 6-X được đưa vào khai thác từ tháng 7/2018, lưu lượng hiện tại của giếng là 597 thùng/ngày, sản lượng dầu khai thác tích lũy tính đến 31/12/2019 là 798 nghìn thùng. Giếng 3-X được đưa vào khai thác muộn nhất, từ tháng 8/2018, lưu lượng hiện tại của giếng vẫn rất cao - 1319 thùng/ngày, sản lượng dầu khai thác tích lũy tính đến 31/12/2019 là 811 nghìn thùng. Hình 1 cho thấy sản lượng khai thác giếng 3-X lớn nhất, trung bình là 1645 thùng/ngày.



Hình 1. Sản lượng khai thác dầu của các giếng khai thác 3-X, 4-X và 6-X

3.2. Xây dựng mô hình tăng trưởng logistic và dự báo khai thác dầu khí

Qua thông số đầu vào là dữ liệu lịch sử khai thác, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình Logistic sử dụng phương pháp bình phương tối thiểu trong Excel. Người dùng sẽ đưa vào giá trị dự đoán các tham số, sau đó tính toán tổng bình phương các sai số thống kê (error) giữa đường khớp - chính là phương trình Logistic đối với lưu lượng khai thác của các giếng khoan và dữ liệu khai thác thực tế, sau đó các tham số của phương trình Logistic sẽ được xác định sao cho tổng bình phương các sai số thống kê là nhỏ nhất. Các thông số của mô hình được xác định dựa trên thuật toán tối ưu, do vậy mô hình tăng trưởng logistic có tính thực tế cao

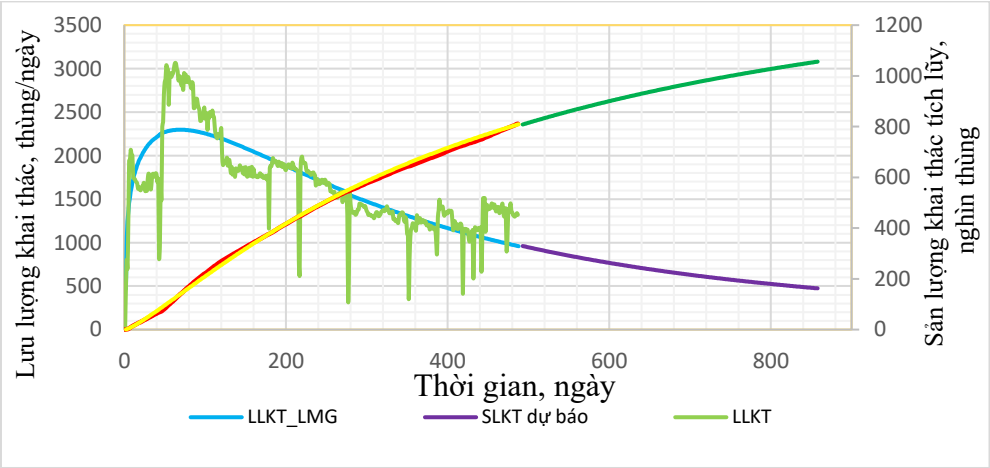
hơn so với mô hình Arps truyền thống [3].

Kết quả khớp lịch sử khai thác thực tế với kết quả tính toán từ mô hình logistic của 3 giếng khoan được thể hiện trên Hình 2 đến Hình 4.

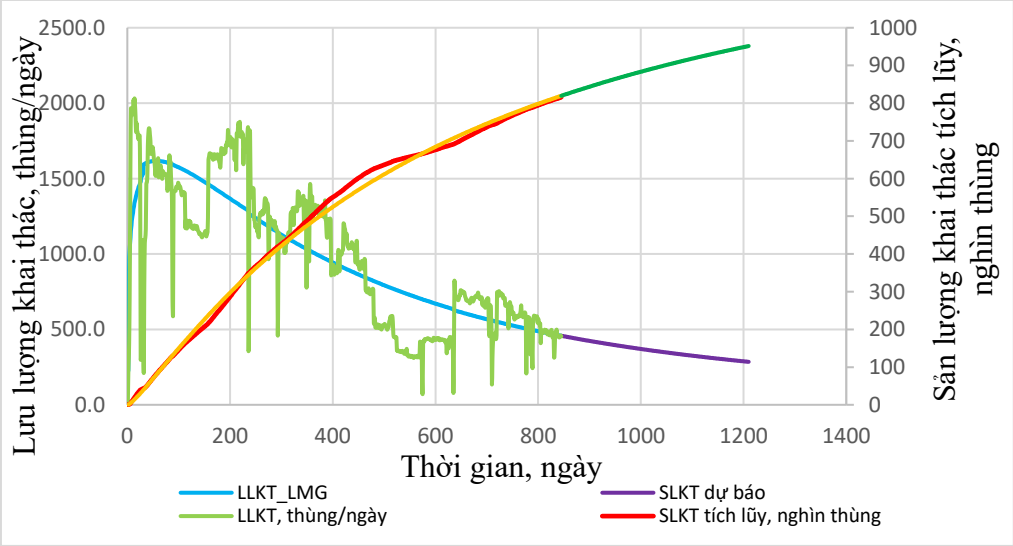
Kết quả so sánh tổng sản lượng khai thác cộng dồn của tầng chứa Oligoxen C được thể hiện trong Bảng 1, sai số tuyệt đối là 21.6 nghìn tấn, sai số tuyệt đối trung bình các giếng khoan là 9.6 nghìn tấn, sai số tương đối là 0,89% và sai số tương đối trung bình các giếng khoan là 0,40%. Điều này chứng tỏ mô hình logistic dùng để tính toán cho độ chính xác cao. Vì vậy, nhóm tác giả sử dụng mô hình logistic đã xây dựng để dự báo sản lượng khai thác cho các giếng khoan trong 1 năm tiếp theo.

Kết quả dự báo (Hình 2 đến Hình 4) cho thấy, sau 365 ngày khai thác tiếp theo:

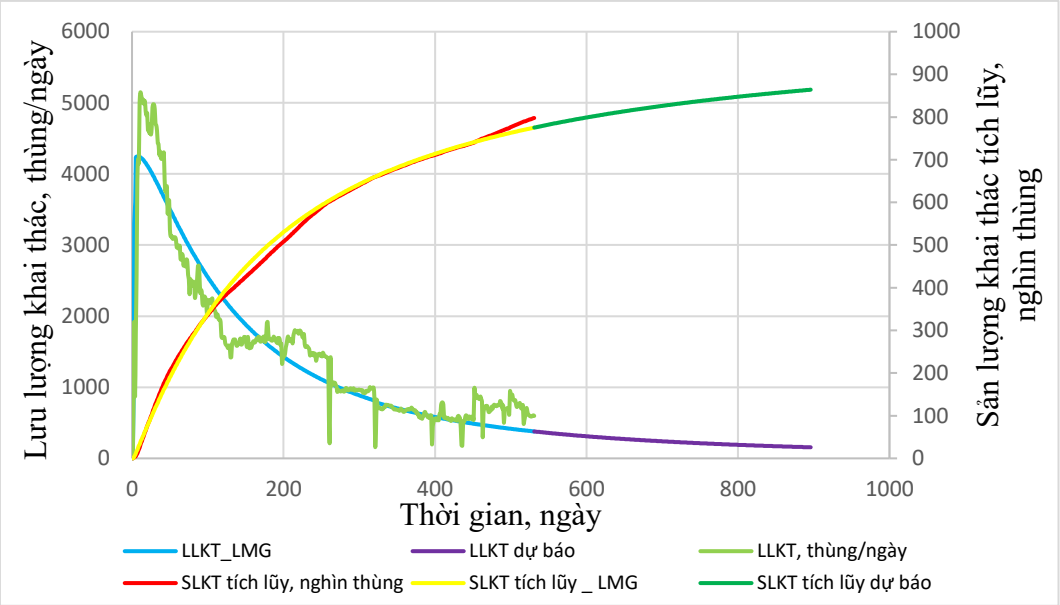
- Giếng khoan 3-X: sản lượng khai thác giảm từ 1319 thùng/ngày xuống còn 474 thùng/ngày, tương ứng giảm 64%; lượng dầu khai thác thêm được trong năm tiếp theo là 245 nghìn thùng.
- Giếng khoan 4-X: sản lượng khai thác giảm từ 454 thùng/ngày xuống còn 285 thùng/ngày, tương ứng giảm 37%; lượng dầu khai thác thêm được trong năm tiếp theo là 136 nghìn thùng.
- Giếng khoan 6-X: sản lượng khai thác giảm từ 597 thùng/ngày xuống còn 158 thùng/ngày, tương ứng giảm 74%; lượng dầu khai thác thêm được trong năm tiếp theo là 66 nghìn thùng.
- Tầng chứa Oligoxen C: sản lượng khai thác giảm từ 2370 thùng/ngày xuống còn 917 thùng/ngày, tương ứng giảm 61%; lượng dầu khai thác thêm được trong năm tiếp theo là 447 nghìn thùng.



Hình 2. Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng khoan 3-X với mô hình logistic và dự báo khai thác (Chú thích: LLKT - lưu lượng khai thác, SLKT - sản lượng khai thác, LLKT_LMG: lưu lượng khai thác tính toán theo mô hình logistic, SLKT tích lũy_ LMG: sản lượng khai thác tích lũy tính toán theo mô hình logistic)



Hình 3. Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng khoan 4-X với mô hình logistic và dự báo khai thác



Hình 4. Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng khoan 6-X với mô hình logistic và dự báo khai thác

Bảng 1. So sánh kết quả tính toán sản lượng khai thác tích lũy của mô hình logistic (LGM) và dữ liệu thực tế

	Thực tế, nghìn thùng	LGM, nghìn thùng	Sai số tuyệt đối, nghìn thùng	Sai số tương đối, %
GK 3-X	811.206	808.392	2.813	0.35
GK 4-X	815.896	819.535	3.639	0.45
GK 6-X	797.681	775.266	22.415	2.81
Tổng	**2424.783**	**2403.193**	**21.590**	**0.89**

Như vậy, theo kết quả dự báo, giếng 6-X suy giảm mạnh nhất (giảm 74%) và lưu lượng dự báo cũng là thấp nhất (158 thùng/ngày), mặc dù theo số liệu khai thác thực tế đến ngày 31/9/2019 lưu lượng khai thác của giếng 6-X cao hơn giếng 4-X, còn giếng 4-X suy giảm ít nhất (giảm 37%), và giếng 3-X vẫn đạt lưu lượng khai thác cao nhất. Theo nhóm tác giả, với tốc độ suy giảm như hiện tại, nếu giếng 6-X không được áp dụng các biện pháp duy trì áp suất vỉa để gia tăng sản lượng khai thác dầu thì thời gian khai thác còn lại của giếng không còn nhiều và giếng sẽ sớm phải đóng vì lý do kinh tế (giếng sẽ giảm lưu lượng tới 100 thùng/ngày sau 20 tháng tiếp theo và lưu lượng 50 thùng/ngày sau 36 tháng tiếp theo).

4. Kết luận

Bài báo đã đưa ra kết quả dự báo lưu lượng khai thác cho các giếng khoan bằng mô hình logistic với độ chính xác cao khi sai số tương đối chỉ 0,89%. Dự báo lưu lượng khai thác dầu của tầng chứa Oligoxen C sau 365 ngày suy giảm 61% so với ban đầu và lượng dầu khai thác thêm được trong năm tiếp theo là 447 nghìn thùng. Cho đến thời điểm hiện tại, các giếng khoan tiếp tục được khai thác, với các số liệu khai thác thực tế thu được tiếp theo, có thể tiến hành xây dựng mô hình logistic với độ tin cậy cao để dự báo khai thác dài hạn hơn.

Tài liệu tham khảo

Tsoularis, A., Wallace, J., 2002. *Analysis of logistic growth models. Mathematical Biosciences* 179(1): p. 21 - 55.

Clark, A.J., Lake, L.W., Patzek, T.W.,2011. *Production forcasting with Logistic Growth Models*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.

Trần Đăng Tú và nnk, 2019. Nghiên cứu ứng dụng mô hình tăng trưởng logistic để dự báo khai thác cho tầng Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ. *Tạp chí dầu khí số 9*, trang 16-22.

ABSTRACT

Forecasting production using logistic growth model: Case study for Oligocene C Sequence, Rang Dong field

Bui Thi Ngan[1], Nguyen Minh Hoa[1], Nguyen Duy Muoi[1], Tran Thi Oanh[2], Pham Huu Tai[2]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*
[2] *Petrovietnam University*

The production forecasting of the wells is an important task, its accuracy has great significance in the future management decisions and development of the field. The authors have built the logistic growth model using the least squares method to forecast oil production. Through the history matching process, the logistic growth model returns high accuracy, the results of the model are very close to the actual production data with the relative error is 0.89%.

Keywords: History matching process; logistic growth model; production forecasting.

Ứng dụng năng lượng mặt trời để tăng cường thu hồi dầu

Trần Thị Oanh[1,*], Lê Ngọc Ánh[2], Bùi Thị Ngân[2], Nguyễn Duy Mười[2],
Phạm Bảo Ngọc[1], Doãn Ngọc San [1], Nguyễn Thị Hải Hà[1], Đỗ Thị Thùy Linh [1]
[1] *Trường Đại học Dầu khí Việt Nam*
[2] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Năng lượng mặt trời đã được biết đến là có nhiều ứng dụng trong cuộc sống ngày nay. Trong lĩnh vực dầu khí, sử dụng năng lượng mặt trời để tăng cường thu hồi dầu trong các mỏ dầu đang ngày càng trở nên phổ biến và được áp dụng ở nhiều nơi trên thế giới. Bài báo trình bày tổng quan về ứng dụng của năng lượng mặt trời trong các dự án tăng cường thu hồi dầu. Đây là phương pháp mang lại nhiều ưu điểm như: giảm lượng khí phát thải vào môi trường, giảm thiểu chi phí sản xuất, nâng cao an toàn trong quá trình thực hiện. Tuy nhiên, nhược điểm của phương pháp này là chỉ có thể áp dụng cho các mỏ dầu ở trong đất liền, để thuận tiện cho quá trình vận hành và tận dụng tối đa các lợi ích kinh tế mang lại từ năng lượng mặt trời. Việt Nam là nước có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời nhưng các mỏ dầu lại chủ yếu nằm ngoài khơi nên khả năng áp dụng phương này là không khả thi. Tuy nhiên, các tác giả đề xuất cần có nhiều nghiên cứu hơn nữa cho phương pháp này để có thể áp dụng cho các mỏ dầu mới của Việt Nam trong tương lai.

Từ khóa: Năng lượng mặt trời; tăng cường thu hồi dầu; ưu nhược điểm.

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, nhu cầu tiêu thụ dầu khí trên toàn thế giới ngày càng gia tăng, điều này thúc đẩy các công ty dầu khí cần nghiên cứu và tìm kiếm các phương thức tiết kiệm để sản xuất các nguồn dầu mỏ truyền thống cũng như phi truyền thống. Đặc biệt, với sự phát triển của khoa học và kỹ thuật hiện đại ngày nay, thì các nguồn tài nguyên phi truyền thống như "dầu nặng- heavy oil", "dầu cát-tar sand" và "đá phiến dầu- oil shale" ngày càng được quan tâm và nghiên cứu nhiều hơn. Hơn nữa, do tác động của con người trong quá trình khai thác đối với biến đổi khí hậu ngày càng trở nên nghiêm trọng thì các công ty sản xuất dầu khí cần phải tìm ra các phương pháp bền vững hơn để khai thác các nguồn tài nguyên quý báu này.

Một cách tiếp cận nhận được nhiều sự quan tâm trong những năm gần đây là sử dụng năng lượng mặt trời để hỗ trợ khai thác dầu khí, cụ thể là ứng dụng năng lượng nhiệt mặt trời để tăng cường thu hồi dầu (Solar EOR). Đây được coi là một phương pháp hữu hiệu nhất hiện nay trong nhóm phương pháp thu hồi dầu tăng cường bởi nhiệt (TEOR). Phương pháp này sử dụng các tấm gương để thu nhận ánh sáng mặt trời tập trung tại bộ thu năng lượng làm nóng nước và tạo ra hơi nước. Hơi nước sẽ được bơm vào giếng khoan tới vỉa chứa dầu để làm giảm độ nhớt của dầu nặng và tạo điều kiện thuận lợi cho dòng chảy dễ dàng di chuyển hơn. Tăng cường thu hồi dầu bằng năng lượng mặt đang chứng tỏ là một giải pháp thay thế khả thi cho việc sản xuất hơi nước bằng các phương pháp truyền thống khác. Trên thực tế, Solar EOR có thể cung cấp tới 80% nhu cầu hơi nước hàng năm của các mỏ bằng cách bơm hơi nước tạo ra từ năng lượng mặt trời trong những giờ có nắng và giảm lượng hơi đốt bằng khí đốt vào ban đêm hoặc khi thời tiết ít nắng hơn. Phương pháp Solar EOR này sẽ thay thế một lượng lớn khí tiêu thụ mà không ảnh hưởng đến sản lượng dầu cũng như giảm lượng phát thải CO_2 vào môi trường (A.P.G. Van Heel, 2010).

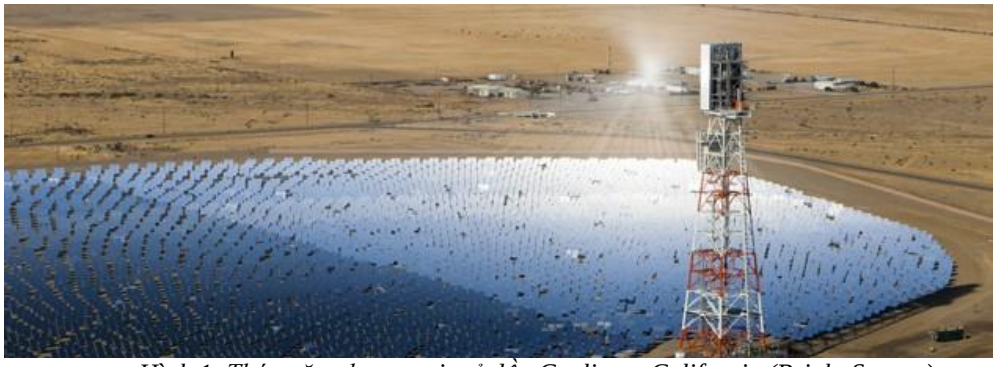
2. Cơ sở lý thuyết của phương pháp

Có nhiều loại phương pháp kỹ thuật sử dụng năng lượng mặt trời để tạo ra hơi nước sử dụng trong tăng cường thu hồi dầu, nhưng hiện nay, mới chỉ có hai loại được triển khai và sử dụng trong các mỏ dầu trên thế giới đó là: Tháp năng lượng (Power tower) và Máng khép kín (Enclosed trough)

Kỹ thuật "Power tower" ban đầu được thiết kế để sản xuất điện. Phương pháp này sẽ lắp đặt một hệ thống hàng ngàn các gương phẳng (heliostats) có thể quay để thu nhận ánh sáng mặt trời tới bộ thu trung tâm (central receiver) gắn trên đỉnh tháp. Phía trên đỉnh tháp sẽ đặt một buồng hơi có chứa đầy nước, năng lượng mặt trời sẽ phản chiếu vào buồng hơi làm nóng nước chứa bên trong và tạo ra hơi nước, hơi nước

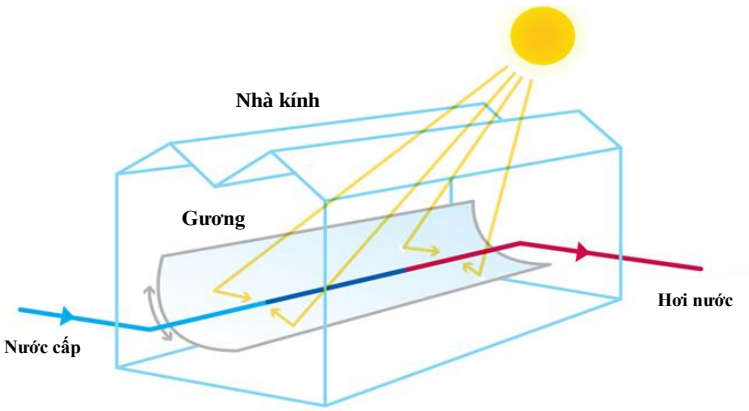
[*] *Tác giả liên hệ*
Email: oanhtran@pvu.edu.vn

này sẽ được sử dụng để làm quay tua bin và tạo ra điện. Trong các công ty khai thác dầu khí, người ta sẽ dừng lại ở quá trình tạo ra hơi nước và sử dụng chúng để đưa vào các hệ thống phân phối và bơm đến các giếng khoan để tới vỉa chứa dầu. Kỹ thuật này đã được sử dụng thành công để tăng sản lượng dầu thô tại mỏ Coalinga, California do Chevron Technology Ventures và Bright Source hợp tác thực hiện (Hình 1). Dự án này lắp đặt 7.600 chiếc gương trên khu đất rộng khoảng 100 mẫu Anh (≈4047m^2), các tấm gương này được gắn vào một cột thép dài 6foot (1,83m), buồng hơi được đặt trên tháp năng lượng cao 327foot (99,7m) để thu nhận năng lượng mặt trời (Brightsource, 2011) và tạo ra hơi nước ở nhiệt độ và áp suất cao (400^{o}C và 2500psi). Để tiết kiệm nước sử dụng trong quá trình sản xuất, hơi nước sau đó được làm lạnh và tuần hoàn trong một hệ thống khép kín. Dự án này được đánh giá là là dự án thử nghiệm thành công với việc tạo thành hơi nước có công suất 29 MW trong 3 năm và chứng tỏ năng lượng nhiệt mặt trời có thể ứng dụng hiệu quả trong việc tăng cường thu hồi dầu.



Hình 1. Tháp năng lượng tại mỏ dầu Coalinga, California (Bright Source)

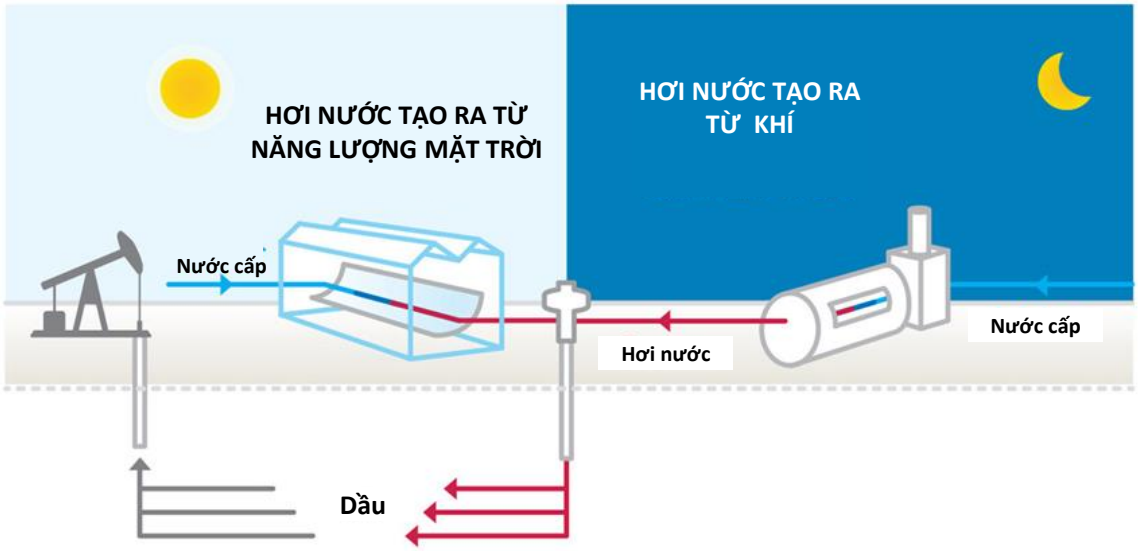
Kỹ thuật "Enclosed trough" là một cách tiếp cận mới trong lĩnh vực thiết kế và thu nhận năng lượng mặt trời. Khac với công nghệ "Power tower" thay vì sử dụng các tấm gương phẳng lớn thì phương pháp háp này sử dụng các gương cong và lắp đặt bên trong nhà kính. Vệc lắp các các gương này phía trong nhà kính nhằm ngăn chặn sự tích tụ của bụi bẩn và cát và hạn chế sự thất thoát nhiệt do gió nhằm tăng hiệu quả của việc tạo ra nhiệt từ năng lượng mặt trời. Công nghệ Enclosed trough sử dụng bộ thu là các ống thép được lắp đặt cố định bên trong nhà kính. Hệ thống giám sát và định vị các gương sẽ hiệu chỉnh để thu nhận và tập trung ánh sáng mặt trời vào bộ thu. Nước chứa bên trong bộ thu sẽ được làm nóng và tạo ra hơi nước mà không cần bộ chuyển đổi nhiệt, tiếp đến là hơi nước sẽ được đưa trực tiếp vào mạng lưới phân phối hiện có của mỏ, tại đó hơi nước sẽ liên tục được bơm vào các vỉa chứa dầu (Hình 2). Kỹ thuật này được phát minh bởi công ty Glass Point Solar (B. Biermana, 2013) trong dự án thử nghiệm tăng cường thu hồi dầu cho mỏ dầu tại South Oman (Hình 3) và được đưa vào áp dụng cho nhiều mỏ dầu trên thế giới và mang lại hiệu quả trong việc tăng cường thu hồi dầu. Dự án này được xây dựng thí điểm với khoảng diện tích là 17.280m^2 với công suất cực đại lên tới hơn 7 MW nhiệt, tạo ra được 80% hơi nước ở áp suất 1450psi . Để duy trì bơm hơi được liên tục, ban ngày sẽ bơm hơi nước được tạo ra từ mặt trời và ban đêm sẽ bơm hơi nước bởi đốt khi tự nhiên (Hình 4). Nếu tốc độ bơm hơi nước ổn định thì lượng khí tiêu thụ có thể giảm tới 25%, hoặc tiến hành bơm nhiều vào ban ngày và bơm ít hơn vào ban đêm thì lượng khí tiêu thụ có thể giảm tới 80% và kết quả là sẽ giảm đáng kể lượng khí phát thải ra môi trường cũng như tiết kiệm chi phí sản xuất (B. Bierman, 2013).



Hình 2. Hệ thống Enclosed trough EOR (Glasspoint)



Hình 3. Nhà máy thí điểm GlassPoint, South Oman (B. Biermana)



Hình 4. Quy trình bơm hơi tăng cường thu hồi dầu (Glasspoint)

3. Thảo luận

3.1. Ưu điểm của phương pháp Solar EOR

Thứ nhất, Solar EOR là phương pháp giúp tiết kiệm chi phí sản xuất hơn so với phương pháp truyền thống (hơi nước tạo ra do đốt khí thiên nhiên hoặc than). Để sản xuất ra lượng hơi nước lớn có thể phục vụ nhu cầu tăng cường thu hồi dầu của của các mỏ dầu sẽ đòi hỏi lượng nhiên liệu khí đốt khổng lồ. Theo dự báo từ các chuyên gia thì các hoạt động EOR hiện tại trên toàn thế giới tiêu thụ hơn 1,7 tỷ mmBTU khí tự nhiên mỗi năm (Moritis, 2010). Do đó, việc thay bằng hơi nước được tạo ra từ năng lượng mặt trời sẽ giải quyết được hai vấn đề là khan hiếm năng lượng và tiết kiệm kinh phí xây lắp (T.Anderson; 2014). Các nghiên cứu đã chỉ ra rằng trong tất cả các công nghệ khác TEOR, công nghệ "Enclosed trough" được phát triển gần đây mang lại hiệu quả đáng kể để tạo hơi nước trực tiếp cho các hoạt động EOR. Như đã đề cập ở trên Solar EOR có thể giảm đến 80% lượng khí được tiêu thụ, do đó giúp tiết kiệm đáng kể chi phí lưu trữ năng lượng nhiệt và có thể giảm tới 50% tổng chi phí trong toàn bộ quá trình vận hành thông thường (Peter Jenkins, 2019). Công nghệ này có thể được thực hiện nhờ việc tận dụng các nhà kính có sẵn trên toàn thế giới đã được lắp đặt với mục đích sản xuất nông nghiệp, do đó nhà cung cấp chỉ cần đầu tư kinh phí cho việc mua sắm và lắp đặt các phần còn lại của hệ thống như bộ thu năng lượng (kính và ống dẫn thép) cũng như là hệ thống máng rửa và hệ thống xử lý không khí. Điều đó có nghĩa là sẽ làm giảm đáng kể tổng chi phí xây dựng và lắp đặt của hệ thống năng lượng mặt trời với mục đích tăng cường thu hồi dầu (B. Bierman, 2013). Sự xâm nhập của bụi bẩn, cát đã được giảm thiểu đáng kể bởi hệ thống lọc không khí (giảm 12- 30% mỗi tuần), bên cạnh đó hệ thống nhà kính cũng giúp giảm thiểu lượng nhiệt thất thoát ra bên ngoài (Peter Jenkins, 2019).

Thứ hai, Solar EOR được kiểm chứng là một phương pháp đảm bảo an toàn trong quá trình khai thác thu hồi dầu. Trong môi trường khai thác dầu mỏ, các yếu tố như cát, bụi và độ ẩm sẽ tạo thành lớp bùn bám trên bề mặt, điều này gây ảnh hưởng tới hiệu quả của quá trình tạo nhiệt. Công nghệ "Enclose trough" trang bị một hệ thống rửa tự động được lắp đặt phía trên mái của nhà kính, chúng có khả năng làm sạch toàn bộ

bủi bẩn trên bề mặt. Phần lớn nước này sẽ được thu hồi và tái sử dụng. Bên cạnh đó, trọng lượng của bộ thu thấp, lắp đặt đơn giản, an toàn, đây được coi là điểm nổi trội hơn so với kỹ thuật "tháp năng lượng". Hơi nước được tạo ra trực tiếp trong điều kiện áp suất cao sẽ khắc phục được các yếu tố rủi ro liên quan tới cháy nổ do bộ chuyển đổi nhiệt hoặc do hệ thống lưu trữ và điều hòa chất lưu. Các thiết kế cũng loại bỏ nhiều nguy hiểm thường gặp khi sử dụng các thiết bị nâng cao trong quá trình lắp ráp hoặc di chuyển thiết bị lên trên cao. Ngoài ra, các hoạt động bảo trì bảo dưỡng cũng được tiến hành vào ban đêm khi nhiệt độ đã xuống thấp thay vì ban ngày (T= 40-45^{o}C) và khi đó hệ thống sẽ không điều áp, điều này giúp giảm đáng kể các rủi ro có thể gặp phải cho công nhân trong quá trình làm việc (B. Bierman, 2013).

Thứ ba, Solar EOR là một giải pháp tối ưu giúp bảo vệ môi trường. Theo kết quả nghiên cứu của Adam R Brandt và Stephan về của việc ứng dụng TEOR tại các mỏ dầu tại Calofornia, lượng khí CO_2 phát thải ra môi trường đo được trong khoảng từ ≈105 đến 120 g CO_2 / MJ khi sử dụng đốt khí tự nhiên để tạo ra hơi nước, nếu thay thế khí tự nhiên bằng than thì lượng phát thải CO_2 ra môi trường ≈70-120 g CO_2 / MJ. Sự phát minh của Solar EOR đã mang lại một sự thay đổi đáng kể cho môi trường đó là giảm lượng nitơ oxit và carbon dioxit trong khí quyển như các công nghệ thông thường do quy trình tạo hơi nước của Solar EOR là quá trình không phát thải. Solar EOR được chứng minh là một phương pháp vượt trội so với các phương pháp truyền thống do có thể giảm phát thải xuống chỉ còn 0,1 g CO_2 / MJ vào môi trường trong quá trình thực hiện EOR (Peter Jenkins 2019; Sandler, J.2014; Brandt, 2010).

3.2. Hạn chế của phương pháp

Thông thường, các nhà máy nhiệt năng mặt trời được đặt tại các vùng có khí hậu ấm áp và có bức xạ mặt trời cao.Việc áp dụng công nghệ năng lượng mặt trời để sản xuất hơi nước trong thu hồi dầu tăng cường đã được thực hiện ở nhiều nơi trên thế giới. Ví dụ, tại Amal, Oman, nhà máy sản xuất năng lượng mặt trời tạo ra hơi nước theo công nghệ Enclosed trough (2013) và tại California theo công nghệ Power center đã hoạt động từ 2011 đến 2014. Gần đây nhất, là nhà máy nhiệt mặt trời được xây dựng tại Libya, North Africa (Peter Jenkins, 2019) (Hình 4). Đây là khu vực có 88% diện tích lãnh thổ là sa mạc và có lượng bức xạ mặt trời tự nhiên thay đổi trong một năm từ 1900 kWh / m^2 (miền Bắc) đến 2800 kWh / m^2 (miền Đông Nam) (Kaygusuz, K. 2011). Các nghiên cứu cũng chỉ ra rằng xây dựng các nhà máy năng lượng mặt trời chỉ có thể mang lại hiệu quả kinh tế khi được áp dụng ở những vùng có bức xạ mặt trời trong một năm trên 1800 kW/m^2. Do đó không phải tại bất cứ đâu trên thế giới có thể áp dụng phương pháp này để gia tăng sản lượng dầu mỏ.

Mặc dù Solar EOR mang lại nhiều lợi ích về kinh tế như giảm thiểu chi phí thiết bị, máy móc và nhân công nhưng phương pháp này vẫn không hoàn toàn được các công ty dầu khí khuyến khích chọn lựa trong giai đoạn tăng cường thu hồi của các mỏ dầu. Do lợi ích kinh tế từ việc ứng dụng năng lượng mặt trời là trong thời gian dài hạn, tuy nhiên một số dự án dầu khí thì ngược lại. Đặc thù của ngành công nghiệp dầu khí là một ngành nghề đầy biến động, nên việc đầu tư một khoản tiền khổng lồ để xây dựng các nhà máy năng lượng mặt trời phục vụ cho tăng cường thu hồi dầu trong thời gian ngắn là không khả thi về mặt tài chính. Tuy nhiên nếu so sánh giữa chi phí lắp đặt và xây dựng một nhà máy năng lượng mặt trời với chi phí thu được từ việc sản xuất dầu thì các công ty cũng cần xem xét và cần nhắc để lựa chọn phương án phù hợp.

3.3 Tiềm năng ứng dụng Solar EOR trong các mỏ dầu tại Việt Nam

Hiệu quả của một dự án tăng cường thu hồi dầu phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như vị trí mỏ, độ sâu tầng sản phẩm, đặc tính chất lưu, thành phần đất đá và sự liên thông của các giếng. các yếu tố về kinh tế như: giá dầu, chi phí đầu tư thiết bị cũng như các rủi trong quá trình khai thác cũng là các yếu tố quan trọng cần phải được tính toán và xem xét (Phan Vũ Anh, 2018). Do đó để đảm bảo thành công của một dự án tăng cường thu hồi dầu cần có các nghiên cứu tổng hợp về kỹ thuật và kinh tế để lựa chọn các giải pháp phù hợp và hiệu quả. Tạp chí Dầu khí Việt Nam đã có một số riêng được xuất bản để phân tích về vấn đề này. Trong TCDK số 8/ 2018 đã có nhiều bài viết đưa ra các ý kiến của các chuyên gia trong lĩnh vực EOR về việc áp dụng và lựa chọn các phương pháp tăng cường thu hồi dầu tại các mỏ khai thác của Việt Nam. Các phương pháp phổ biến được sử dụng ở Việt Nam bao gồm: các phương pháp nhiệt, hóa học, khí hoặc vi khuẩn. Như đã phân tích ưu điểm của phương pháp Solar EOR về hiệu quả về kinh tế lẫn môi trường cũng như tính khả thi khi áp dụng ở các mỏ lớn trên thế giới, nhưng tại Việt Nam vẫn chưa có nghiên cứu nào về giải pháp này mặc dù tiềm năng về năng lượng mặt trời của Việt Nam là rất lớn.

Theo tài liệu khảo sát lượng bức xạ mặt trời trong cả nước thì trung bình trong một ngày dao động từ 3,69 - 5,9 kW/h/m^2, tương đương với lượng bức xạ mặt trời trong năm sẽ dao động trong khoảng từ 6000-10030 kW/m^2 tại miền Bắc và 7380- 15340 kW/m^2 tại miền Nam. Như vậy, tiềm năng từ các nhà máy năng lượng mặt trời tại Việt Nam là đáng kể, tuy nhiên việc ứng dụng nguồn năng lượng nhiệt này để tạo

ra hơi nước và bơm vào các giếng khoan để tăng cường thu hồi dầu thì chưa được nghiên cứu cụ thể và đánh giá chi tiết. Nguyên nhân chính có thể do các mỏ dầu của Việt Nam chủ yếu nằm ở ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam, trong khi đó các mỏ dầu có áp dụng phương pháp Solar EOR thì lại áp dụng cho các mỏ ở trên đất liền. Các dự án dầu khí trên biển có không gian bị hạn chế và có thời tiết khắc nghiệt, ảnh hưởng rất lớn đến quá trình triển khai dự án EOR, gia tăng chi phí đầu tư hệ thống thiết bị công nghiệp. Việc lựa chọn giải pháp EOR phù hợp với từng mỏ không chỉ tính đến hiệu quả về tăng sản lượng dầu mà còn phải tính đến khả năng tương thích của hệ thống thiết bị hiện có cũng như tối ưu hóa chí phí đầu tư (Phan Ngọc Trung, 2018). Do đó việc triển khai Solar EOR cho các mỏ dầu tại Việt Nam là không khả thi. Đối tượng áp dụng phương pháp Solar EOR thường là các vỉa chứa phi truyền thống ví dụ như vỉa dầu cát (oil sand) nhưng dầu lại ở dạng bitum, các vỉa này có độ thấm thấp, nằm ở độ sâu khoảng 25m (Peter Jenkins, 2019). Trong khi đó, các mỏ dầu của nước ta nằm ở độ sâu lớn và các vỉa thường có nhiệt độ và áp suất cao thì giải pháp phù nhất vẫn là áp dụng bơm ép khí và hóa chất để tăng cường thu hồi dầu. Ngoài ra, chí phí khai thác dầu bằng giải pháp tăng cường thu hồi dầu cao hơn nhiều so với khai thác dầu theo phương pháp truyền thống, trong thời điểm giá dầu biến động lên xuống như hiện nay thì khó có thể áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu bởi sản lượng có thêm cũng không bù được các chi phí bỏ ra để đầu tư trang thiết bị lắp đặt và hóa phẩm (Nguyễn Hữu Trung, 2018).

4. Kết luận

Tăng cường thu hồi dầu bằng năng lượng mặt trời đang ngày càng được quan tâm và đã được triển khai thành công tại một số mỏ dầu lớn trên thế giới. Phương pháp này mang lại các giải pháp hiệu quả về môi trường, kinh tế và an toàn trong quá trình triển khai EOR.

Bên cạnh những ưu điểm vượt trội thì phương pháp này cũng có những hạn chế liên quan tới địa điểm thực hiện triển khai và lắp đặt các hệ thống năng lượng mặt trời phải đảm bảo thu nhận được lượng bức xạ mặt trời tối thiểu là 1800 kW/m^2, thường là những khu vực có vĩ độ trung bình- cao. Đối tượng áp dụng trong phương pháp này thường là đá chứa phi truyền thống, có độ thấm thấp.

Mặc dù Việt Nam được đánh giá là có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời nhưng các mỏ dầu tiềm năng của Việt Nam chủ yếu nằm ngoài khơi, nên việc áp dụng phương pháp Solar EOR là không khả thi.

Tài liệu tham khảo

Anderson, T., 2014. Economic Analysis of Solar-Based Thermal Enhanced Oil Recovery. One Petro SPE-173466-STU, 29 Oct 14.

Biermana, B., 2014. Construction of an enclosed trough EOR system in South Oman. *The scientifi c conference committee of SolarPACES 2013*. Energy Procedia, 49, 1756 - 1765

Brandt, A.R. and Unnasch, S., 2010. Energy Intensity and Greenhouse Gas Emissions from Thermal Enhanced Oil Recovery. *Energy Fuels*, 24, 4581-4589

Kaygusuz, K., 2011. Prospect of Concentrating Solar Power in Turkey: The Sustainable Future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 808-814

Moritis, G., 2010. Special report: EOR/heavy oil survey. *Oil and Gas Journal*, vol. 108, No. 14.

Nguyễn Hữu Trung, 2018. Cơ chế khuyến khích nghiên cứu ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu. Tạp chí dầu khí, số 8/2018, trang 9-10

Phan Vũ Anh và nnk, 2018. Triển vọng áp dụng công nghệ tăng cường thu hồi dầu cho các mỏ dầu tại thềm lục địa Việt Nam. Tạp chí dầu khí, số 8/2018, trang 62-67

Phan Ngọc Trung, 2018. Áp dụng cộng nghệ tăng cường thu hồi dầu: Triển khai thận trọng và phải dựa trên cơ sở khoa học. Tạp chí dầu khí, số 8/2018, trang 4-6

Peter Jenkins, Elmnifi, M., Younis, A., Emhamed, A., Amrayid, N., Alshilmany, M. and Alsaker, M., 2019. Enhanced Oil Recovery by Using Solar Energy: Case Study. Journal of Power and Energy Engineering, 7, 57-67.

Sandler, J., và nnk, 2014. Solar-Generated Steam for Oil Recovery: Reservoir Simulation, Economic Analysis, and Life Cycle Assessment. *Energy Conversion and Management*, 77, 721-732.

Van Heel, A.P.G. và nnk, 2010. The Impact of Daily and Seasonal Cycles In Solar-Generated Steam On Oil Recovery". *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia.* 11-13 April, Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers.

“Chevron/Brightsource Solar-to-Steam Demonstration Facility.” Brightsource Energy. 2011. Web. 1 Jan. 2012.

ABSTRACT

Application of solar ennergy to ennhance oil recovery

Tran Thi Oanh[1]*, Le Ngoc Anh[2], Bui Thi Ngan[2], Nguyen Duy Muoi[2],
Pham Bao Ngoc[1], Doan Ngoc San[1], Nguyen Thi Hai Ha[1], Do Thi Thuy Linh[1]
[1] *Petrovietnam University*
[2] *Hanoi University of Mining and Geology*

Nowadays, solar energy has been renowned for its numerous applications in real life. In the oil and gas industry, the use of solar energy in enhanced oil recovery is becoming increasingly popular and applying in some areas in the world. This paper presents an overview of the application of solar energy in a number of oil recovery improvement projects. This is a technique that brings considerable advantages such as: reducing emissions into the environment, minimizing production costs, improving safety in the implementation process. On the other hand, its disadvantage is that this method can only be applied to onshore oil fields, in order to facilitate the operation and make the most of the economic benefits from solar energy. Vietnam is a country with enormous potential for solar energy but the oil fields are mainly located offshore, therefore the possibility of applying this method is not readily feasible at the moment. However, the authors suggest that more studies are needed for the technique to be applicable to new oil fields in Vietnam in the future.

Keywords: Benefit and drawback; enhanced oil recovery; solar energy.

Giải pháp tối ưu thiết bị lòng giếng nhằm ngăn ngừa và kiểm soát cát giếng ngoc hien - 1P mỏ Sông Đốc, bể Malay Thổ Chu

Trần Anh Quân[1,*], Nguyễn Hải An[1], Nguyễn Thế Vinh[2], Nguyễn Tiến Hùng[2]
Tổng Công ty thăm dò Khai thác Dầu khí
[2]Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Ngoc Hien 1P (NH - 1P) là một trong 11 giếng khai thác dầu thuộc mỏ Sông Đốc. Giếng được đưa vào khai thác ban đầu là giếng hoàn thiện đơn, được trám xi măng và bắn mở vỉa sản phẩm tại cấp ông chống 7". Giai đoạn đầu, do các dự báo không chính xác nên các biện pháp kiểm soát cát khi đưa giếng vào khai thác đã không được sử dụng. Sau một thời gian ngắn đưa vào khai thác, cát bắt đầu xuất hiện trong chất lưu khai thác và hàm lượng có xu hướng tăng rất nhanh, dẫn đến phải đóng giếng tạm thời. Một vài nghiên cứu cải tiến bộ thiết bị lòng giếng nhằm kiểm soát cát đã được thực hiện, tuy nhiên chưa đạt được hiệu quả cao. Trong bài viết này, nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp nghiên cứu lý thuyết về kiểm soát cát kết hợp với những tính toán dựa vào các số liệu thực tế để đề xuất những giải pháp cụ thể nhằm ngăn ngừa và kiểm soát cát cho giếng NH-1P mỏ Sông Đốc.

Từ khóa: Kiểm soát cát; thiết bị lòng giếng; bể Malay - Thổ Chu.

1. Đặt vấn đề

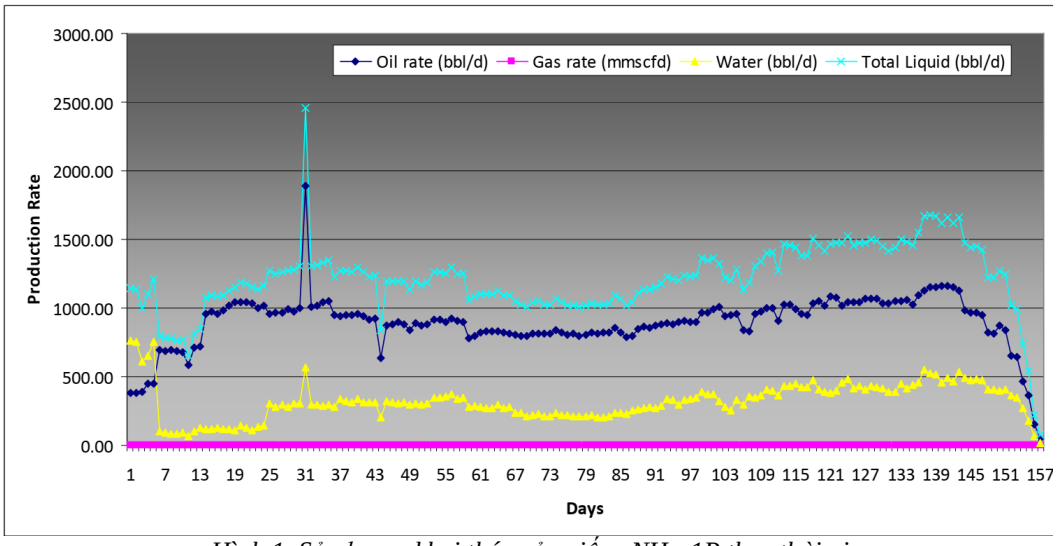
Lô 46/13 nằm ngoài khơi thềm lục địa Tây-Nam Việt Nam, phía Bắc của khu vực khai thác chung PM-3 CAA, cách mũi Cà Mau 205 km về phía Nam và cách mỏ Bunga Kekwa 15km về hướng Tây-Bắc. Hiện tại tại mỏ Sông Đốc có 11 giếng đang khai thác dầu trong các địa tầng Mioxen và Oligoxen với đá chứa là các tập cát kết. Trong đó, giếng NH-1P) đang khai thác dầu trong tập I-50 tuổi Mioxen sớm với đất đá chủ yếu là cát kết đồng bằng ven biển, sét kết và lớp than mỏng xen kẹp. Các tập cát kết dạng này có độ dày từ 5 đến 25 m với độ rỗng trung bình khoảng 22 - 26%, có đặc tính bở rời và mức độ gắn kết yếu, có nguy cơ cát xâm nhập vào giếng khai thác. Việc thu thập các thông tin dữ liệu về địa chất, địa vật lý, công nghệ mỏ trong khu vực gặp nhiều trở ngại, khó có thể đưa ra phương án hoàn thiện giếng khai thác tốt nhất, dẫn đến trình trạng cát xâm nhập vào trong chất lưu khai thác, hàm lượng cát có xu hướng tăng nhanh và phải đóng giếng tạm thời. Vì vậy, việc phân tích, tính toán nhằm đưa ra các giải pháp cụ thể ngăn ngừa và kiểm soát cát cho giếng NH - 1P mỏ Sông Đốc, bể Malay - Thổ Chu mang tính thời sự và cấp thiết.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Một vài nghiên cứu đã được thực hiện nhằm kiểm soát cát cho các giếng tại mỏ Sông Đốc (Helix Energy Solution, 2006; Công ty điều hành chung Trường Sơn, 2009), trong đó, có thể kể đến phương pháp chèn sỏi trong ống chống. Việc thiết kế sỏi chèn đã được thực hiện bằng phương pháp sàng và dựa trên kết quả phân tích đường cong phân bố kích thước hạt. Sau khi phân tích, tính toán và dựa trên điều kiện thực tế lưới lọc kích thước 1,9" đã được lựa chọn. Tuy nhiên, do lưới lọc và sỏi chèn không tương thích, độ dày của lớp sỏi không đủ để ngăn ngừa các hạt cát xâm nhập nên phương án này đã được loại bỏ.

Sau này, phương án bắn mở vỉa lại và chèn sỏi vào các kênh dẫn đã được đề xuất. Ban đầu, quy trình được đề xuất bao gồm các bước: làm sạch giếng bằng ống cuộn, bắn mở vỉa lại, bơm chèn sỏi. Tuy nhiên, trong quá trình thực hiện, sau khi làm sạch giếng bằng ống cuộn, nhận thấy các nút cát đã được giải phóng và dòng chất lưu xuất hiện trở lại nên chỉ thực hiện bắn mở vỉa lại và điều chỉnh chế độ dòng chảy hợp lý nhằm kiểm soát cát mà không tiến hành chèn sỏi. Sau một vài tháng, cát bắt đầu xâm nhập trở lại, sản lượng khai thác của giếng giảm mạnh (Hình 1). Lúc này,việc nghiên cứu lại các phương pháp để kiểm soát cát cho giếng NH - 1P trong đó có phương án chèn sỏi nhằm đưa ra phương án tối ưu là hết sức cần thiết. Trên cơ sở đó nhóm tác giả đã nghiên cứu đánh giá và đề xuất biện pháp và phương án thi công kiểm soát cát cho giếng NH - 1P.

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: quanta@pvep.com.vn



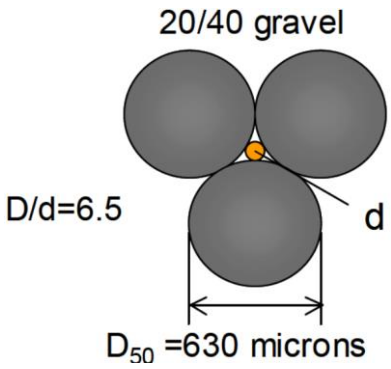
Hình 1. Sản lượng khai thác của giếng NH - 1P theo thời gian

Chèn sỏi là phương pháp phổ biến được sử dụng trong việc ngăn ngừa và kiểm soát cát. Theo nghiên cứu của Saucier, kích thước tối ưu của sỏi chèn và lỗ của lưới lọc được xác định lần lượt là 6,0 và 1,5 lần kích thước của các hạt mịn từ thành hệ (R.J Saucier, 1974). Với các kết quả thu được từ việc phân tích mẫu đất đá và cát của giếng NH - 1P, nhóm tác giả tiến hành lựa chọn kích thước sỏi chèn thương mại có sẵn trên thị trường phù hợp (Bảng 1) (Heriot Watts's Petroleum Institue, 2015). Trong đó, ưu tiên lựa chọn kích thước sỏi chèn thương mại gần với cận dưới của kết quả tính toán và tạo ra khe hở hợp lý nhằm tránh hiện tượng bít nhét (Hình 2).

Bảng 1. Các kích thước lưới lọc, sỏi chèn thương mại và các thông số đi kèm

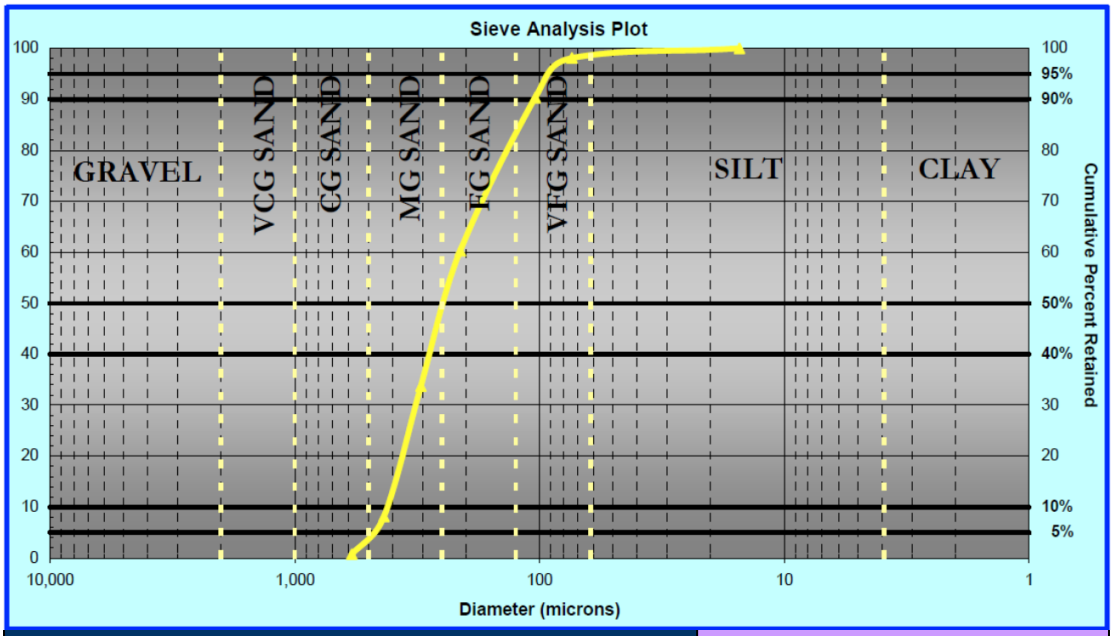
U.S. Mesh Size Range	Grain Diameter Range (inches)	Median Grain Diameter (inches)	Median Grain Diameter (microns)	Gravel Permeability (darcies)	Recommended Screen Gauge
6-10	.1320 - .0787	.1054	2677	2703	50
8-12	.0937 - .0661	.0799	2029	1969	40
10-20	.0787 - .0331	.0559	1420	652	20
12-20	.0661 - .0331	.0496	1260	518	20
16-25	.0469 - .0280	.0388	986	391	18
16-30	.0469 - .0232	.0351	892	398	16
20-40	.0331 - .0165	.0248	630	136	10
30-40	.0232 - .0165	.0199	505	138	10
30-50	.0232 - .0117	.0175	445	100	8
40-60	.0165 - .0098	.0132	335	61	6
50-70	.0117 - .0083	.0100	254	32	6

(Ghi chú: screen gauge - kích thước lỗ lọc của lưới lọc thương mại; size range - kích thước của lỗ sàng; diameter range - đường kính của sỏi chèn; granvel permeability - độ thấm của lớp sỏi chèn và lưới lọc)



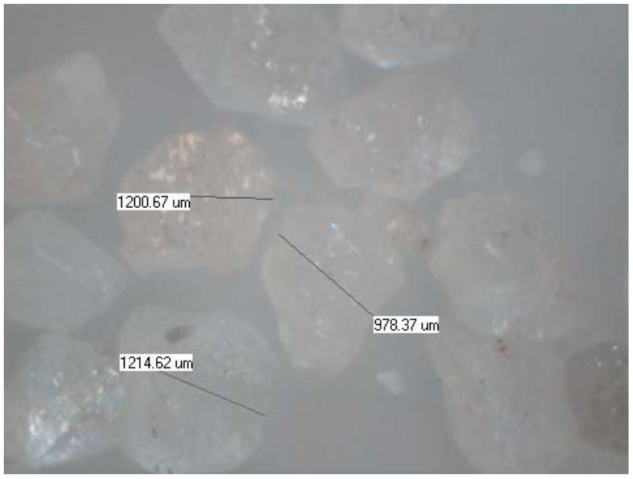
Hình 2. Mô hình cát bít nhét lỗ rỗng tạo bởi sỏi chèn

Nguyên tắc thiết kế và lựa chọn hạt sỏi chèn là các hạt tròn, nhẵn, trơn và có kích thước đồng nhất, kích thước hạt sỏi chèn gấp 6 lần kích thước hạt cát cần kiểm soát (Heriot Watts's Petroleum Institute, 2015). Việc thử nghiệm, tính toán, lựa chọn kích thước lưới lọc và sỏi chèn được thực hiện theo phương pháp sàng. Kết quả thử nghiệm cho thấy, loại sàng 12/20 (theo tiêu chuẩn Mỹ) và kích thước sỏi tương ứng (Bảng 1) cho kết quả tốt nhất so với các loại khác, đường cong phân bố kích thước hạt được thể hiện trong Hình 3. Đối với loại sàng 12/20, các hạt cát bị giữ lại có kích thước từ 978,37-1214,62 μm (Hình 4).



Formation Sand Summary		Gravel Pack Design
d10 = 423 µm	d50 = 247 µm	6 x d50 = D50 = 1482 µm
d90 = 105 µm	Uniformity Coefficient = 2.7	12/20 gravel

Hình 3. Kết quả phân tích mẫu hạt mịn giếng NH - 1P khi sử dụng các loại sàng khác nhau.



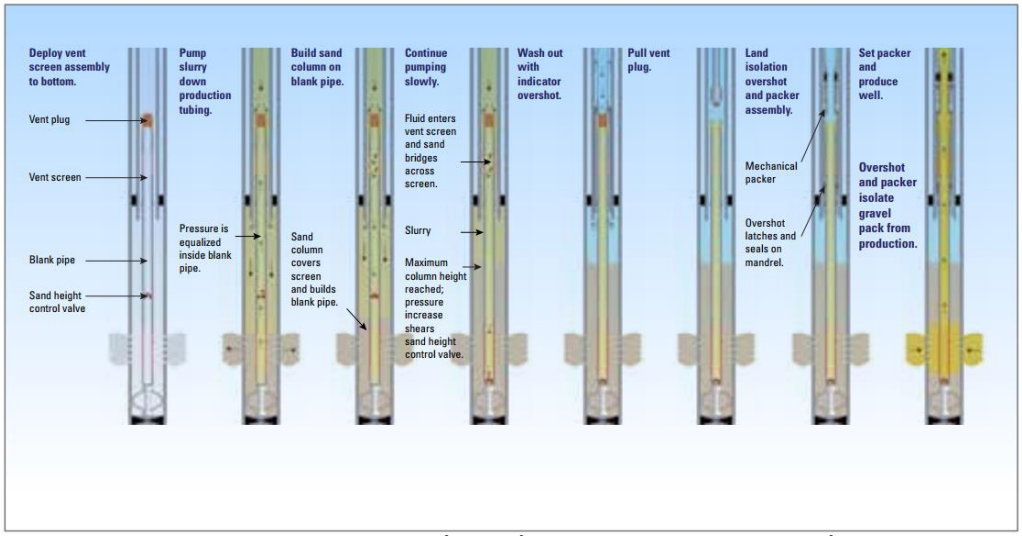
Hình 4. Kích thước các hạt mịn bị giữ lại sau khi dùng loại sàng 12/20

Với các giếng đang khai thác, việc sử dụng phương pháp chèn sỏi nhằm kiểm soát cát cần huy động giàn khoan dẫn đến chi phí thi công cao và đòi hỏi công tác hậu cần lớn, không phù hợp cho các mỏ nhỏ, mỏ cận biên hay các giếng có lưu lượng khai thác thấp do không đạt hiệu quả kinh tế. Để khắc phục vấn đề này, nhóm tác giả đề xuất sử dụng ống lọc "Vent screen" để thi công chèn sỏi qua ống khai thác sẵn có.

Quá trình thi công có thể sử dụng cáp tời hay ống cuộn, trong đó việc sử dụng ống cuộn mang lại nhiều ưu việt do kết hợp được với quá trình làm sạch cát ở đáy giếng. Các thiết bị cần thiết cho quá trình thi công, bao gồm (Jon Carlson, 1986):

- Nút chặn dưới;
- Lưới lọc;
- Ống nối;
- ống lọc "Vent screen";
- Nút chặn trên được tiện ren để kết nối với thiết bị thả bên trên;
- Cụm thiết bị thả và tuần hoàn.

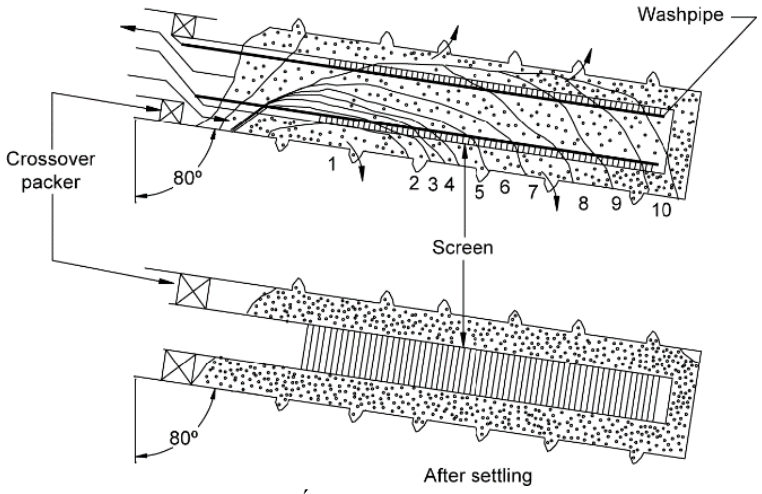
Quy trình thi công lắp đặt bộ hoàn thiện giếng sử dụng phương pháp ống lọc "Vent screen" được thể hiện trong Hình 5.



Hình 5. Quy trình thi công lắp đặt ống lọc Vent screen sử dụng ống cuộn

Thiết kế này sử dụng hai ống lọc đục lỗ được thả xuống độ sâu thiết kế, tại khoảng bắn mở vỉa và được nối với nhau bởi một đoạn ống trơn. Chất lưu khai thác chỉ đi vào phần ống lọc phía dưới nhằm đảm bảo hiệu quả của việc sỏi được chèn đầy trong các kênh dẫn tạo ra khi bắn mở vỉa và cũng như hiệu quả của lớp sỏi chèn.

Quá trình thi công chèn sỏi cho giếng NH - 1P gặp nhiều thách thức khi giếng có độ nghiêng tương đối lớn (63^o). Thông thường, với các giếng dạng này, trong khoảng không vành xuyến phần mặt dưới của phần hoàn thiện giếng dễ dàng được chèn đầy sỏi, trong khi phần mặt trên có nguy cơ sỏi không được lấp đầy do áp suất bơm ép được thiết kế không hợp lý, không đủ lớn hoặc đủ lớn nhưng có nguy cơ gây nứt vỡ vỉa làm hạn chế hiệu quả của quá trình thi công (Hình 6). Để khắc phục vấn đề này, trong quá trình thiết kế thi công phải tính toán áp suất và lưu lượng bơm ép phù hợp với áp suất vỡ vỉa để lấp đầy sỏi chèn vào các kênh dẫn mà không làm tổn hại đến vỉa chứa. Theo kết quả tính toán đối với giếng NH - 1P, tốc độ di chuyển hợp lý của sỏi chèn là 5 ft/s, mật độ sỏi chèn dao động trong khoảng 0,5 - 1,0 ppg nhằm ngăn ngừa các nút chặn hình thành trong quá trình chèn sỏi.

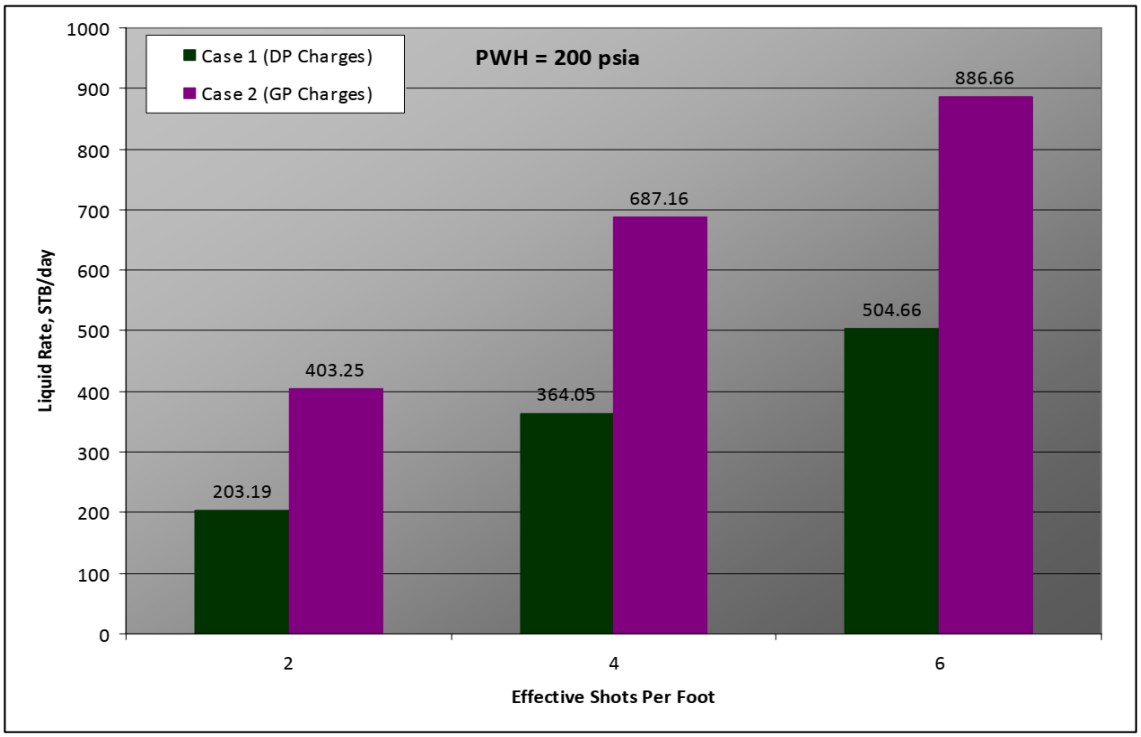


Hình 6. Độ nghiêng của giếng ảnh hưởng tới quá trình thi công chèn sỏi

3. Kết quả và thảo luận

Để tính toán điểm áp suất hoạt động của giếng, đường đặc tính của vỉa, nhóm tác giả tiến hành chạy mô hình mô phỏng ống khai thác bằng phần mềm Wellflo với các dữ liệu đầu vào khác nhau nhằm thử nghiệm, phân tích, đánh giá để lựa chọn chế độ dòng chảy, mật độ bắn mở vỉa, loại đạn bắn, kích thước lưới lọc và sỏi chèn tối ưu.

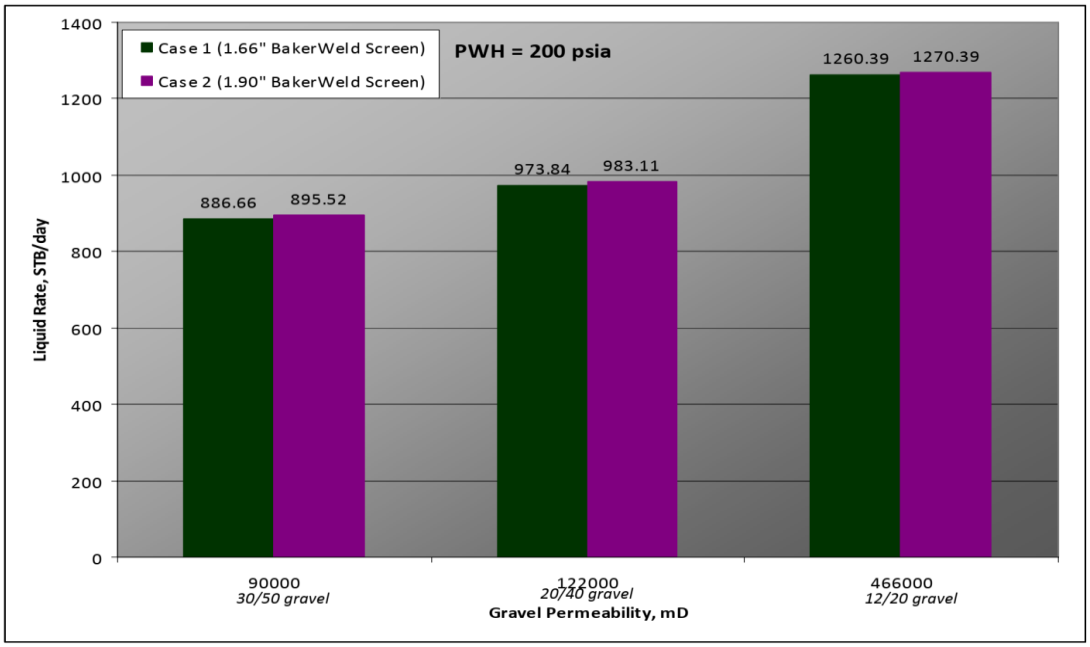
Hình 7 thể hiện mức độ ảnh hưởng của loại và mật độ đạn bắn mở vỉa tới lưu lượng khai thác. Biểu đồ này cho thấy, khi sử dụng loại đạn nổ GP (Grave Pack) lưu lượng khai thác đạt lớn hơn so với đạn xâm nhập sâu DP (Deep Penetration); lưu lượng khai thác tăng tuyến tính khi tăng mật độ bắn mở vỉa. Các phân tích trong báo cáo nội bộ trước đây cho thấy, nếu không tiến hành bắn mở vỉa thêm, lưu lượng khai thác đạt rất thấp. Từ các kết quả phân tích trên, nhóm tác giả đề xuất sử dụng phương pháp bắn vỉa lại bằng loại đạn nổ GP với mật độ 6 viên/ft.



Hình 7. Ảnh hưởng của loại và mật độ đạn bắn mở vỉa tới lưu lượng khai thác

Để nghiên cứu ảnh hưởng của kích thước ống lọc và sỏi chèn tới lưu lượng khai thác của giếng, nhóm tác giả đã tiến hành thay đổi mô hình mô phỏng, trong đó tập trung vào kích thước của ống lọc và sỏi chèn. Trong thiết kế ban đầu, sử dụng ống lọc có đường kính trong 1,9" (đường kính ngoài 2,35"), trong khi ống khai thác 3,5" có đường kính trong 2,8". Thông thường, để đảm bảo khả năng kiểm soát cát và hạn chế nguy cơ bít nhét bởi cát của lớp sỏi chèn, khoảng không vành xuyến thường được thiết kế với khe hở tối thiểu là 0,4" nhằm đảm bảo độ dày của lớp sỏi chèn. Như vậy, trong trường hợp này khe hở khoảng không vành xuyến giữa ống khai thác và ống lọc chỉ là 0,45", lớn hơn không nhiều so với yêu cầu tối thiểu (0,4"). Điều này dẫn đến tiềm ẩn nguy cơ bít nhét các kênh dẫn và hạn chế khả năng kiểm soát cát của thiết kế này. Với mô hình mới, nhóm tác giả sử dụng ống lọc có đường kính trong 1,66" (đường kính ngoài 2,11") nhằm so sánh hiệu quả của công tác chèn sỏi so với trường hợp sử dụng ống lọc có đường kính trong 1,9" (Hình 8).

Biểu đồ (Hình 8) cho thấy, khi thay đổi đường kính ống lọc từ 1,9" xuống 1,66", lưu lượng khai thác của giếng không có sự thay đổi lớn, tuy nhiên việc lựa chọn ống lọc đường kính 1,66" sẽ làm tăng độ dày của lớp sỏi chèn, giúp tăng hiệu quả của việc kiểm soát cát; lưu lượng khai thác tăng đến 50% khi tiến hành tăng kích thước sỏi chèn.



Hình 8. Ảnh hưởng của đường kính ống lọc và kích thước sỏi chèn, lưới lọc tới lưu lượng khai thác

Với kết quả phân tích như trên, nhóm tác giả lựa chọn ống lọc đường kính 1,66” kết hợp với sỏi chèn có kích thước tương ứng với loại 12/20 (Bảng 1) cho giếng NH-1P nhằm gia tăng lưu lượng khai thác của giếng và đảm bảo độ dày tối thiểu của lớp sỏi chèn giúp tăng hiệu quả của quá trình kiểm soát cát (>0,4”). Đồng thời, thiết kế này cho phép một lượng cát nhất định tồn tại bên trong lớp sỏi chèn, các hạt cát này giúp gia tăng khả năng kiểm soát, ngăn chặn quá trình xâm nhập của các hạt mịn có kích thước nhỏ hơn so với kích thước trung bình của chúng.

Với ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng loại 30/50 có thể ngăn ngừa các hạt cát có đường kính lớn, tuy nhiên theo số liệu thực tế, độ thấm của lớp sỏi chèn trong trường hợp này thấp làm giảm lưu lượng khai thác và ảnh hưởng tới khả năng làm sạch vùng cận đáy giếng. Ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng loại 12/20 cho lưu lượng khai thác lớn nhưng lại tiềm ẩn rủi ro bít nhét cát trong tương lai. Mỏ Sông Đốc có thời gian thiết kế khai thác ngắn, nên việc tối ưu lưu lượng khai thác cần được ưu tiên. Do đó, nhóm tác giả đề xuất sử dụng ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng loại 12/20. Đối với công tác bắn mở vỉa lại, nhóm tác giả đề xuất sử dụng loại đạn nổ GP với mật độ 6 viên/ft nhằm tạo ra khoảng không tối đa để sỏi chèn có thể lấp đầy vào các kênh dẫn và tạo ra độ thấm tốt hơn, đồng thời tăng khả năng làm sạch vùng cận đáy giếng. Ngoài ra, để tăng khả năng làm sạch các lỗ bắn mở vỉa và vùng cận đáy giếng chúng tôi đề xuất tiến hành thi công trong điều kiện dưới áp suất cân bằng (áp suất đáy giếng nhỏ hơn áp suất vỉa) từ 200-300 psi.

4. Kết luận và kiến nghị

Qua nghiên cứu lý thuyết và thử nghiệm mô hình mô phỏng bằng phần mềm Wellflo đối với các phương án chèn sỏi cho giếng khai thác dầu khí NH-1P nhóm tác giả rút ra các kết luận và kiến nghị như sau:

- Ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng với loại 12/20 cho lưu lượng khai thác lớn hơn so với loại 30/50. Tuy nhiên, phương án này tiềm ẩn rủi ro bít nhét các kênh dẫn bên trong lớp sỏi chèn.
- Ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng loại 30/50 đảm bảo được yêu cầu kích thước sỏi chèn tương đương 1,96 lần kích thước các hạn mịnnhưng cho độ thấm thấp hơn so với phương án sử dụng ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng với loại 12/20. Điều này dẫn đến làm giảm lưu lượng khai thác và tăng nguy cơ nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng
- Việc sử dụng ống lọc đường kính 1,66” kết hợp với sỏi chèn có kích thước tương ứng với loại 12/20 cho giếng NH-1P giúp tăng lưu lượng khai thác của giếng và độ dày của lớp sỏi chèn làm tăng hiệu quả của quá trình kiểm soát cát.
- Để ngăn ngừa các nút chặn hình thành trong quá trình chèn sỏi nên sử dụngtốc độ di chuyển của sỏi chèn là 5ft/s, mật độ sỏi chèn dao động trong khoảng 0,5 - 1,0 ppg.
- Để tối ưu lưu lượng khai thác đối với các giếng khai thác dầu tại mỏ Sông Đốc nên sử dụng ống lọc và sỏi chèn có kích thước tương ứng loại 12/20.

- Sử dụng loại đạn nổ GP với mật độ 6 viên/ft cho công tác bắn mở vỉa lại, nhằm tạo ra khoảng không tối đa để sỏi chèn có thể lấp đầy vào các kênh dẫn và tạo ra độ thấm tốt hơn, giúp tăng khả năng làm sạch vùng cận đáy giếng.

- Thi công trong điều kiện dưới áp suất cân bằng (áp suất đáy giếng nhỏ hơn áp suất vỉa) từ 200-300 psi để tăng khả năng làm sạch các lỗ bắn mở vỉa và vùng cận đáy giếng.

Tài liệu tham khảo

Helix Energy Solution, 2006. Báo cáo đánh giá khả năng sinh cát các giếng mỏ Sông Đốc.

Công ty điều hành chung Trường Sơn, 2009. Báo cáo sản xuất mỏ Sông Đốc.

R.J Saucier, 1974. Considerations in Gravel Pack Design.

Heriot Watts's Petroleum Institute, 2015. Production technology.

Jon Carlson, 1986. Sand control: Why and how.

ABSTRACT

Sand control by optimization well completion for Ngoc Hien -1P, Song Doc oil field in Malay Tho Chu basin

Tran Anh Quan[1], Nguyen Hai An[1], Nguyen The Vinh[2], Nguyen Tien Hung[2]

[1] *PetroVietnam Production and Exploration Corperation*

[2] *Hanoi University of Mining and Geology*

The NH - 1P well is an oil - producing well in Song Doc oil field and is one of 11 wells in the field which is located in Malay - Tho Chu basin. The original design of the well was set as a monobore 3 1/2" tubing well, cemented and perforated inside of a 7" liner. Sand control was not identified as a need for the well, and the well went on production. After a few months sand began to be produced rapidly and the well was suspended as a result. Studies were conducted shortly afterwards to design and provide sand control for the completion. Sand control theories combined with the field data were used to study and propose sand control solution for well NH - 1P in Song Doc oil field.

Keywords: Sand control; well completion; Malay - Tho Chu basin.

Nghiên cứu tổng hợp chất xúc tác quang hoá trên cơ sở khoáng vật tự nhiên halloysite ứng dụng trong xử lý ô nhiễm nước thải

Ngô Hà Sơn[1,*], Nguyễn Thị Thanh Tú[1], Trần Ngọc Tuân[1], Phạm Xuân Núi[1*]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Trong nghiên cứu này, vật liệu ống nano halloysite sẽ được chế tạo từ khoáng vật halloysite tự nhiên và được sử dụng làm chất hỗ trợ cho pha hoạt động xúc tác quang trên cơ sở TiO_2. Vật liệu được đặc trưng tính chất bằng các phương pháp hoá lý hiện đại như XRD, SEM, BET, phổ UV-vis. Theo đó, halloysite tinh chế có kích thước nano với chiều dài khoảng 1,3 µm và kích thước mao quản khoảng 5 nm. Sau khi đưa Ag-TiO_2 lên halloysite, bề mặt riêng của vật liệu đo được bằng phương pháp BET là khoảng 60 m^2/g. Năng lượng vùng cấm của vật liệu tổng hợp được cũng được cải thiện rõ rệt so với TiO_2 nguyên chất giúp cho vật liệu có khả năng hấp thụ các bước sóng ánh sáng dài hơn để tham gia vào quá trình xúc tác. Xúc tác quang trên cơ sở Halloysite và TiO_2 thể hiện hiệu quả rất cao lên tới hơn 95% trong quá trình phân huỷ chất hữu cơ gây ô nhiễm điển hình RR-195. Kết quả này cho thấy triển vọng lớn trong việc sử dụng các quá trình oxy hoá nâng cao trong xử lý môi trường.

Từ khoá: Halloysite; TiO_2; Ag-TiO_2; xúc tác quang hoá; RR-195.

1. Đặt vấn đề

Thuốc nhuộm hoạt tính là một trong những tiến bộ về kỹ thuật quan trọng nhất ở thế kỷ 20 trong lĩnh vực thuốc nhuộm. Chúng được sử dụng ngày càng nhiều vì chúng có màu sắc tươi sáng, phong phú và có độ bền màu cao. Hiện nay, lượng thuốc nhuộm hoạt tính trong ngành dệt nhuộm chiếm khoảng 50% tổng lượng thuốc nhuộm được sử dụng trên thị trường. Tuy nhiên, đi kèm theo đó là những vấn đề môi trường, nước thải chứa các hợp chất nhuộm tồn dư và phụ gia hóa học được sử dụng trong quá trình nhuộm (Bagane và nnk, 2000). Chất thải này rất nguy hiểm cho môi trường, đặc biệt là môi trường sống thủy sinh nếu không được xử lý triệt để (Imamura và nnk, 2002), do khả năng hòa tan trong nước và tính ổn định với nồng độ từ thấp đến cao. Do đó, việc loại bỏ thuốc nhuộm nhận được sự quan tâm của các nhà nghiên cứu.

Hấp phụ sử dụng than hoạt tính từ lâu đã được sử dụng để loại bỏ nhiều chất ô nhiễm trong nước. Tuy nhiên, hấp phụ chỉ có thể thu gom chất ô nhiễm mà không xử lý triệt để được các chất này. Đây là lý do tại sao nhiều nhà khoa học đã nghiên cứu tính khả thi của việc sử dụng các vật liệu rẻ tiền, có sẵn trên thị trường làm tác nhân loại bỏ thuốc nhuộm bằng những quá trình có hiệu quả cao và không phát sinh ô nhiễm thứ cấp.

Gần đây, halloysite, một nguyên liệu có giá thành rẻ, nguồn cung dồi dào, với các ưu điểm như khả năng phân tán tốt, các nhóm hoạt động phong phú, độc tính thấp, tính tương thích sinh học tốt, thân thiện với môi trường và có sẵn trong tự nhiên đã thu hút sự quan tâm sâu rộng, hứa hẹn khả năng sử dụng như một chất mang xúc tác để loại bỏ thuốc nhuộm hiệu quả (Zhang và nnk, 2016; Kamble và nnk, 2012).

Trong lĩnh vực quang xúc tác để xử lý môi trường, vật liệu nano tiêu biểu được thế giới nghiên cứu hiện nay là vật liệu trên cơ sở nano TiO_2. TiO_2 là vật liệu không độc hại, phổ biến trong các ứng dụng trong lĩnh vực năng lượng mặt trời và đặc biệt là xử lý môi trường bởi tính quang xúc tác mạnh và bền vững hóa học của chúng (Amin và nnk, 2009). Tuy nhiên, TiO_2 có năng lượng vùng cấm lớn đòi hỏi chiếu xạ tia cực tím để kích thích khả năng xúc tác. Hơn nữa, sự tái kết hợp nhanh chóng của cặp electron - lỗ trống có thể làm giảm đáng kể hiệu suất lượng tử. Do đó, thu hẹp năng lượng vùng cấm của TiO_2 để tăng phản ứng hấp thụ ánh sáng nhìn thấy là phương pháp thường được sử dụng để cải thiện hiệu suất quang xúc tác (Rooj và nnk, 2010). Các phương pháp để thu hẹp năng lượng vùng cấm thường được sử dụng là đưa thêm các kim loại, oxit kim loại, của các nguyên tố khác nhau vào trong mạng tinh thể TiO_2 như Zn, Fe, Cr, Eu, Y, Ag, Ni…hoặc đưa thêm các phi kim như N, C, S, F, Cl… hoặc đồng thời đưa hỗn hợp các nguyên tố vào mạng tinh thể TiO_2… Hầu hết những sản phẩm được biến tính có hoạt tính xúc tác cao hơn so với TiO_2 ban đầu

[*]*Tác giả liên hệ*
Email: ngohason@humg.edu.vn; phamxuannui@humg.edu.vn.

trong vùng ánh sáng nhìn thấy (Dong và nnk, 2010). Trong đó, bạc là một trong thành phần có hiệu quả cao (Guo và nnk, 2009).

Do đó, trong nghiên cứu này, chúng tôi hướng đến việc chế tạo vật liệu quang xúc tác trên cơ sở HNT với pha hoạt tính là TiO_2 được pha tạp Ag đồng thời đánh giá hoạt tính của chất xúc tác này trong quá trình phân huỷ quang hoá chất màu RR-195, một chất gây ô nhiễm có trong nước thải dệt nhuộm.

2. Thực nghiệm

2.1. Hoá chất và dụng cụ

- Thiết bị: tủ sấy; tủ nung; máy khuấy cơ học; mấy khuấy từ gia nhiệt; cân phân tích điện tử; máy li tâm; bơm hút chân không và một số thiết bị khác.
- Dụng cụ: cốc đong thủy tinh các loại; sinh hàn hồi lưu; bình định mức; pipet các loại; nhiệt kế; bình cầu ba cổ, hai cổ; giấy bạc; giấy đo pH; cối và chày mã não; màng bọc và một số dụng cụ khác.
- Hóa chất: nguyên liệu halloysite thô được lấy từ mỏ cao lanh thô; Axit Sulfuric (H_2SO_4, 98%); Etanol (C_2H_5OH); Axit axetic (CH_3COOH, 99%); Titanium isopropoxide (TTIP) ($Ti(OC_3H_7)_4$); Bạc nitrat ($AgNO_3$); Glucose ($C_6H_{12}O_6$); Dung dịch NH_3; Hydro peroxide (H_2O_2); Reactive Red - 195 (RR195); Nước cất; Đá lạnh.

2.2. Tinh chế halloysite (HNT)

Halloysite thô của nhóm cao lanh được nghiền nhỏ, sàng loại bỏ các hạt sạn và sấy khô ở 100 ^{0}C, sau đó lấy 40 g cao lanh thô hòa tan với 55 ml H_2O cất. Thêm từ từ 2 ml H_2SO_4 98%, sau đó khuấy từ ở 90 ^{0}C trong vòng 90 phút, thu được dung dịch 1. Lọc, rửa nhiều lần dung dịch 1 bằng nước cất để loại bỏ hết H_2SO_4 dư rồi sấy khô. Thêm 1,5 lit H_2O cất vào hỗn hợp vừa được sấy khô (ở bước 3). Khuấy cơ học trong vòng 24 giờ, thu được dung dịch 2. Để lắng dung dịch 2 trong vòng 96 giờ và lọc, gạn lấy phần trên của dung dịch 2, bỏ đi phần cặn dưới đáy, thực hiện lặp lại bước 4 và bước 5 trong 3 lần. Sau đó lọc ly tâm, sấy khô, thu được halloysite tinh khiết.

2.3. Tổng hợp Ag-TiO_2/HNT

3,3 mL CH_3COOH được làm khan trong môi trường đá lạnh cho tới khi đóng băng hoàn toàn. Thêm 6,6 ml C_2H_5OH, khuấy khoảng 30 phút, để thu được dung dịch 1 hoàn toàn trong suốt. Tiếp tục thêm 3,3 ml TTIP khuấy trong 30 phút, thu được dung dịch 2. Thêm 0,1 g glucozơ vào dung dịch 1, khuấy nâng nhiệt từ từ lên 80^{0}C trong vòng 45 phút, thu được dung dịch 2. Thêm từ từ 280 ml $AgNO_3/NH_{3(dư)}$ 0,002M vào dung dịch 2, khuấy nhanh trong vòng 15 phút, thu được sol Ag- TiO_2. Hạ nhiệt từ từ sol Ag-TiO_2 xuống 65^{0}C, rồi thêm 3 g halloysite tinh khiết đã tinh chế khuấy ở 65^{0}C trong vòng 24 giờ, sau đó đem đi ủ trong autoclave 5 giờ ở 180^{0}C, thu được dung dịch 3 và cuối cùng lọc, rửa dung dịch 3, rồi sấy khô ở 70^{0}C, thu được vật liệu Ag- TiO_2 – HNT.

2.4. Xử lý kết quả

Hoạt tính của xúc tác quang được đánh giá thông qua phản ứng phân huỷ quang hoá thuộc nhuộm RR-195. Hiệu suất của phản ứng này được tính dựa trên việc xác định nồng độ thuốc nhuộm trước và sau phản ứng bằng phương pháp phổ tử ngoại UV-vis. Cụ thể, hiệu suất được tính theo công thức như sau:

$$H\ (\%) = (C_o - C_t)/C_o \qquad (1)$$

Trong đó: C_o - nồng độ ban đầu của RR-195 (ppm)

C_t - nồng độ tại thời điểm t (phút) của phản ứng (ppm)

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc trưng của vật liệu

3.1.1. Kết quả đặc trưng cấu trúc tinh thể và hình thái của vật liệu HNT

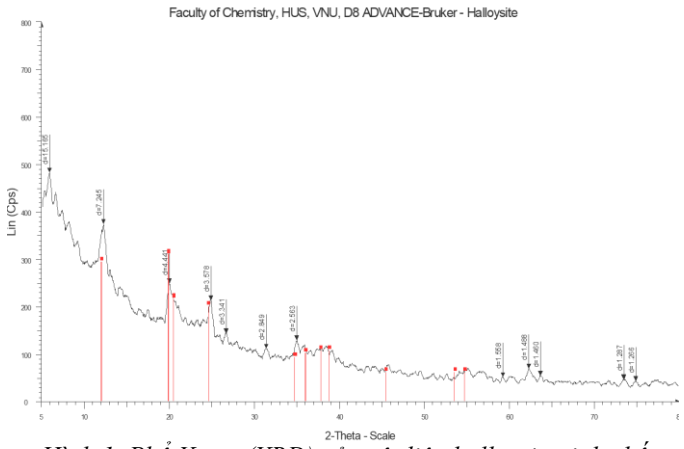
Để xác định peak đặc trưng của vật liệu halloysite tinh chế được, phổ nhiễu xạ X-ray được xác định trong khoảng 2θ từ 5 - 80^o. Kết quả đo XRD của vật liệu halloysite được đưa ra ở Hình 1.

Phổ X- ray góc lớn của mẫu halloysite đã tinh chế được cho thấy sự xuất hiện các peak đặc trưng của ống nano halloysite. Trong đó, các góc phản xạ đặc trưng ở giá trị 2θ tại 12,2^0 (001); 19,9^0 (100); 24,84^0 (002); 35,02^0 (110); 37,98^0 (003) và 54,34^0 (211) phù hợp với dữ liệu nhiễu xạ tia X tiêu chuẩn của ống nano halloysite (HNT).

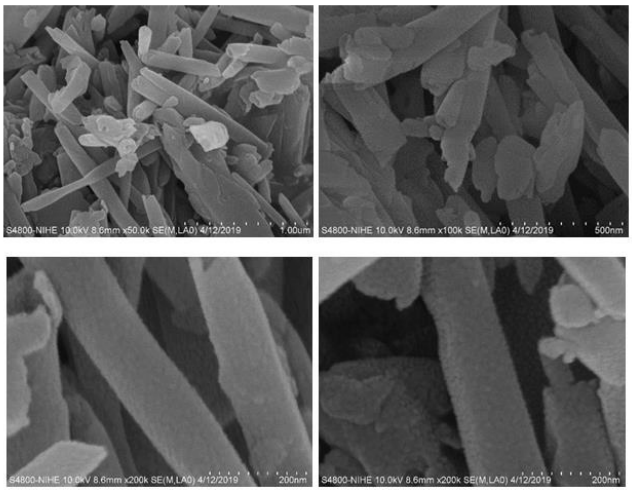
3.1.2. Kết quả đặc trưng vật liệu halloysit bằng phương pháp kính hiển vi điện tử quét (SEM)

Để xác định hình thái bề mặt đặc trưng cho vật liệu halloysite tinh chế thì phương pháp SEM được tiến hành và kết quả ảnh chụp hiển vi điện tử quét (SEM) như Hình 2.

Qua ảnh SEM cho thấy halloysite tinh chế được đa số đều có dạng ống với kích thước nano, cấu trúc xốp rỗng đặc trưng và có độ đồng đều cao. Cụ thể về chiều dài là 1,3 μm, kích thước đường kính là 130 nm, cho thấy halloysite tinh chế là các ống halloysite có kích thước nano (HNT) [8]. Qua các kết quả trên chứng minh đã tinh chế được ống nano halloysite (HNT) từ nguồn halloysite thô ở Việt Nam.



Hình 1. Phổ X-ray (XRD) của vật liệu halloysite tinh chế

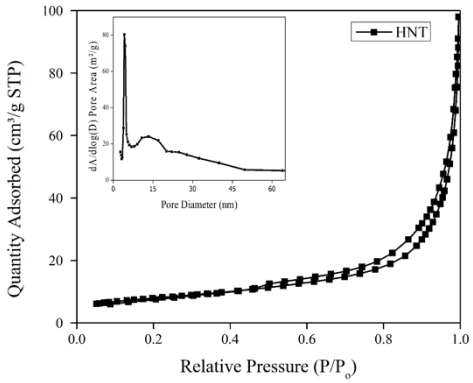


Hình 2. Hình ảnh SEM của vật liệu halloysite đã được tinh chế

3.1.3. Kết quả đặc trưng vật liệu HNT bằng phương pháp BET

Để xác định diện tích bề mặt riêng, thể tích mao quản và đường kính mao quản của HNT, phương pháp đẳng nhiệt hấp phụ Nitơ ở 77,3 K theo BET được tiến hành đối với mẫu vật liệu ống nano halloysite.

Kết quả được xác định ở Hình 3 cho thấy dạng đường đẳng nhiệt hấp phụ- nhả hấp phụ của HNT trên thuộc kiểu số IV tương ứng với vật liệu mao quản trung bình và có đường dạng trễ H3 đặc trưng cho vật liệu mao quản trung bình cấu trúc lớp theo phân loại của IUPAC. Đường cong phân bố kích thước mao quản cho thấy đường kính mao quản trung bình của HNT là 4,8 nm.



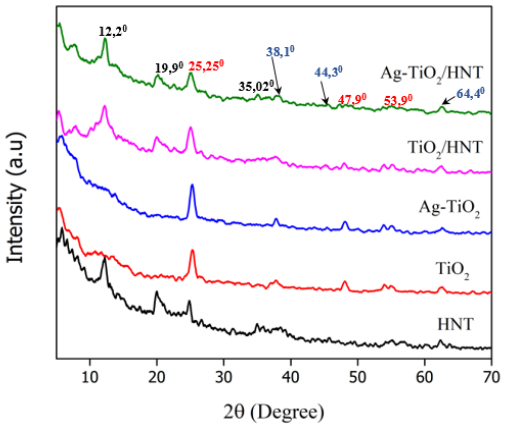
Hình 3. . Đường đẳng nhiệt hấp phụ - nhả hấp phụ N_2 ở 77,3 K của HNT

Các thông số đặc trưng của HNT thu được từ kết quả đo BET:

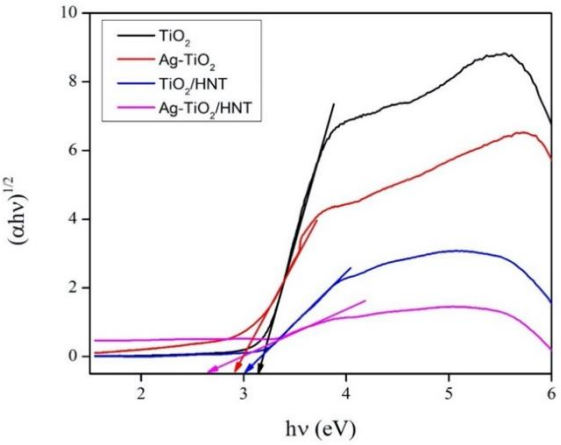
- Diện tích bề mặt riêng (S_{BET}): 28,0186 m^2/g
- Tổng thể tích mao quản (Vpore): 0,137840 cm^3/g
- Đường kính mao quản (D_{BJH}): 21,8489 nm.

3.1.4. Các kết quả đặc trưng của vật liệu quang xúc tác Ag-TiO_2/HNT

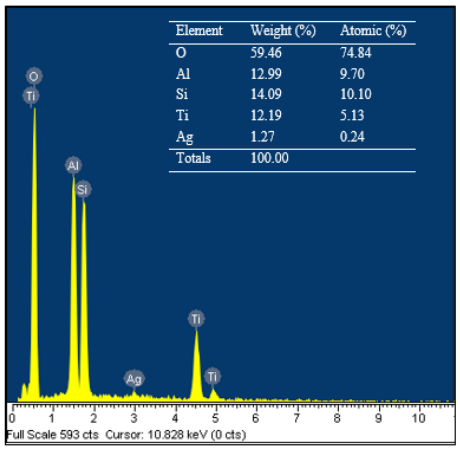
Các kết quả đặc trưng XRD, UV-vis rắn, EDX và SEM của vật liệu Ag-TiO_2/HNT được thể hiện trong Hình 4, 5, 6 và 7.



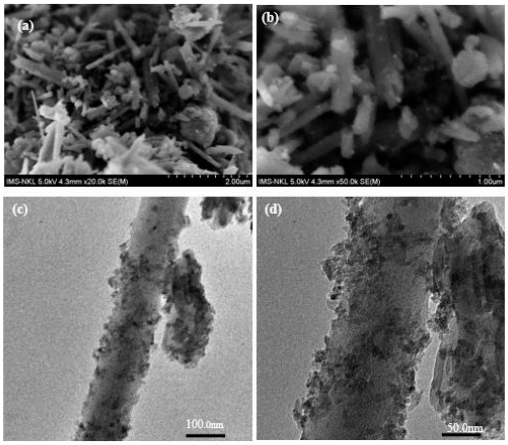
Hình 4. Phổ X-ray (XRD) của các vật liệu quang xúc tác



Hình 5. Đồ thị $[F(R)hv]^2$ theo hv để tính E_{bg}



Hình 6. Kết quả phân tích EDX của vật liệu Ag-TiO_2- HNT



Hình 7. Ảnh SEM (a và b), HR- TEM (c và d) của Ag- TiO_2-HNT

Phổ X-ray của vật liệu Ag-TiO_2/HNT (Hình 4) vẫn thể hiện các peak đặc trưng của TiO_2 điều này chứng tỏ không có sự thay đổi cấu trúc của vật liệu TiO_2, đồng thời xuất hiện thêm 2 peak tại 2θ = $38,1^0$ (111); $64,4^0$ (220) và peak có cường độ yếu hơn ở 2θ = $44,3^0$ (200) đặc trưng cho sự hiện diện của bạc kim loại (JCPDS 65- 2871). Như vậy, các kết quả chỉ ra rằng việc đưa TiO_2 và Ag- TiO_2 lên chất mang HNT không có ảnh hưởng đến cấu trúc ống nano halloysite.

Bên cạnh đó, phổ nhiễu xạ năng lượng tia X của vật liệu Ag- TiO_2- HNT với vùng năng lượng liên kết từ 0 - 10 keV ở Hình 6 cho thấy tín hiệu tương ứng của các nguyên tố tạo nên xúc tác Ag- TiO_2- HNT và không xuất hiện bất kì nguyên tố nào khác ngoài những nguyên tố thành phần tạo nên vật liệu với tỉ lệ phần trăm khối lượng của các nguyên tố khá tương thích với tính toán ban đầu dùng để tổng hợp Ag- TiO_2/HNT.

Ảnh SEM, HR- TEM ở Hình 7 đã chứng tỏ được khi đưa trực tiếp Ag- TiO_2 lên các ống nano halloysite thì cấu trúc ống của halloysite không bị mất đi. Hình ảnh cho thấy sự phân tán khá đồng đều của các thanh nano Ag- TiO_2 trên các ống nano halloysite (HNT) và các hạt nano Ag được gắn chặt trên bề mặt của các thanh nano TiO_2 tạo ra các thanh nano Ag- TiO_2 với kích thước trung bình khoảng 10- 20nm.

Ag- TiO_2/HNT có diện tích bề mặt lớn hơn gấp đôi và thể tích mao quản tăng đáng kể lớn hơn so với chất mang HNT bởi Ag- TiO_2 cũng có diện tích bề mặt riêng và cũng có các mao quản của nó, chứng tỏ có sự hiện diện của các thanh nano Ag- TiO_2 trong Ag- TiO_2- HNT (Bảng 1).

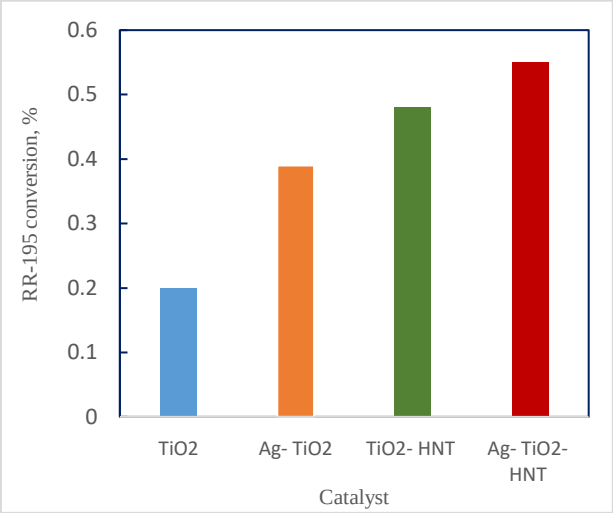
Bảng 1. Các thông số đặc trưng của vật liệu Ag- TiO_2- HNT

Thông số	Giá trị
Diện tích bề mặt (S_{BET} - m^2/ g)	57,3668
Đường kính mao quản trung bình (D_{BJH} - nm)	10,6906

3.2. Hoạt tính xúc tác của vật liệu Ag-TiO_2/HNT

3.2.1. So sánh hoạt tính của Ag-TiO_2/HNT và các vật liệu xúc tác đã tổng hợp

Quá trình phân hủy quang thuốc nhuộm RR- 195 được thực hiện ở nhiệt độ phòng với các thông số cụ thể sau: nồng độ RR- 195 ban đầu: 20ppm, 1ml H_2O_2, 0,05 g xúc tác, khuấy tối 3 giờ để đạt cân bằng hấp phụ, sau đó chiếu sáng bằng đèn UV. Kết quả so sánh hoạt tính xúc tác của các vật liệu được trình bày ở Hình 8.

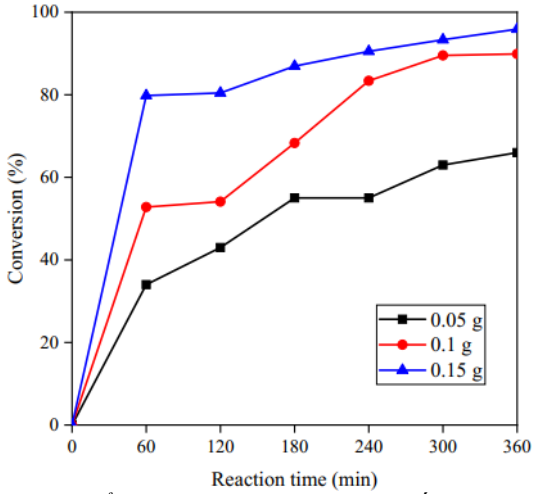


Hình 8. So sánh hoạt tính xúc tác của các vật liệu

Kết quả thu được cho thấy vật liệu xúc tác Ag- TiO_2- HNT tổng hợp trực tiếp có hoạt tính quang xúc tác mạnh nhất. Điều này có thể giải thích do khi đưa Ag^0 các thanh nano TiO_2 làm giảm năng lượng vùng cấm của TiO_2 (2,6 eV). Ngoài ra, Ag^0 còn có thể chuyển tiếp điện tích và có khả năng bẫy các electron cao ngăn cản khả năng tái kết hợp của electron quang sinh và lỗ trống quang sinh trên bề mặt TiO_2. Đồng thời, Ag còn có hiệu ứng cộng hưởng Plasmon, các electron được sinh ra sẽ nhảy vào vùng dẫn của TiO_2, từ đó sẽ hình thành các cặp electron và lỗ trống, do đó làm kéo dài thời gian hoạt động của các lỗ trống dẫn đến sản sinh nhiều hơn gốc •OH và tăng hiệu quả quang xúc tác.

3.2.2. Ảnh hưởng của hàm lượng chất xúc tác

Sự ảnh hưởng của hàm lượng chất xúc tác đến độ chuyển hoá của thuốc nhuộm RR- 195 trên xúc tác Ag- TiO_2- HNT được khảo sát. Các kết quả được trình bày trong Hình 9.



Hình 9. Ảnh hưởng của hàm lượng chất xúc tác

Kết quả thu được cho thấy, sau 360 phút chiếu sáng UV dùng xúc tác Ag- TiO_2- HNT (trực tiếp) với khối lượng 0,15 g thì hiệu suất khử RR- 195 đạt 96%, cao hơn xúc tác có khối lượng 0,05 g và 0,1 g (66% và 90%). Điều này có thể giải thích như sau: khi lượng xúc tác tăng lên thì lượng tâm hoạt tính xúc tác cũng tăng lên, làm cho tốc độ khuếch tán của các anion RR- 195 đến bề mặt tâm hoạt động tăng, dẫn đến tăng khả năng chuyển hóa RR- 195. Con số 96% thể hiện việc phân huỷ hầu như hoàn toàn chất gây ô nhiễm ngay tại điều kiện thường.

4. Kết luận

Nghiên cứu này đã thu được một số kết quả đáng chú ý với hệ vật liệu quang xúc tác trên cơ sở khoáng vật tự nhiên halloysite còn khá mới mẻ. Cụ thể, đã tinh chế được ống nano halloysite (HNT) tinh khiết từ nguồn halloysite thô lấy từ mỏ cao lanh với diện tích bề mặt riêng là 28,0186 m^2/g, chiều dài là 1,3 µm, kích thước đường kính là 130 nm. Sau đó, vật liệu quang xúc tác Ag- TiO_2 - HNT đã được tổng hợp và đánh giá hoạt tính quang xúc tác. Kết quả thể hiện rằng xúc tác Ag- TiO_2 - HNT có hoạt tính xúc tác vượt trội hơn so với các xúc tác còn lại là TiO_2; Ag- TiO_2; TiO_2-HNT nhờ sự có mặt Ag cũng như của chất mang xúc tác HNT. Ag- TiO_2- HNT gần như đã phân hủy hết RR- 195 ngay ở nhiệt độ thường và môi trường pH trung tính. Điều này cho thấy vật liệu Ag- TiO_2- HNT mang lại tiềm năng ứng dụng vô cùng hứa hẹn trong các quá trình xử lý nước thải ô nhiễm

Lời cám ơn

Nhóm nghiên cứu xin cám ơn sự hỗ trợ tài chính của Quỹ khoa học và Công nghệ Quốc gia. Mã số: 105.99-2018.301.

Tài liệu tham khảo

S. Bagane, M., Guiza, 2000, Removal of a dye from textile effluents by adsorption, Ann. Chim. Sci. Mater (25), pp. 615-626.

K. Imamura, E. Ikeda, T. Nagayasu, T. Sakiyama, and K. Nakanishi, 2002, Adsorption behavior of methylene blue and its congeners on a stainless steel surface, J. Colloid Interface Sci. 245(1), pp. 50-57.

Y. Zhang, A. Tang, H. Yang, J. Ouyang, 2016, Applications and interfaces of halloysite nanocomposites, Appl. Clay Sci. (119), pp. 8-17.

S.A. Amin, M. Pazouki, A. Hosseinnia, (2009), Synthesis of TiO_2-Ag nanocomposite with sol-gel method and investigation of its antibacterial activity against E. coli, Powder Technol. 196(3), 241-245.

G. Guo, B. Yu, P. Yu, X. Chen, (2009), Synthesis and photocatalytic applications of Ag/TiO_2-nanotubes, Talanta. 79(3), pp. 570-575.

H. Dong, G. Zeng, L. Tang, C. Fan, C. Zhang, X. He, Y. He, 2015, An overview on limitations of TiO_2-based particles for photocatalytic degradation of organic pollutants and the corresponding countermeasures, Water Res. (79), pp. 128-146.

R. Kamble, M. Ghag, S. Gaikawad, B. Panda, 2012, Halloysite Nanotubes and Applications: A Review, J. Adv. Sci. Res. (3), pp. 25-29.

S. Rooj, A. Das, V. Thakur, R.N. Mahaling, A.K. Bhowmick, G. Heinrich, 2010, Preparation and properties of natural nanocomposites based on natural rubber and naturally occurring halloysite nanotubes, Mater. Des. 31(4), pp. 2151-2156.

ABSTRACT

Synthesis of photocatalyst based on natural halloysite nanotube for the removal of contaminants in waste water

Ngo Ha Son[1], Pham Xuan Nui[1], Nguyen Thi Thanh Tu[1], Tran Ngoc Tuan[1]

[1] Hanoi University of Mining and Geology

Environmental pollution, especially water pollution at present, is a global problem and seriously affects human health. Recently, advanced oxidation processes (AOP) using semiconductors - "green" catalysts, have been studied and widely used to remove organic pollutants in wastewater. Carriers such as activated carbon, zeolite or mesoporous materials have been used to overcome the disadvantages of photocatalysts. However, these carriers are still prepared from expensive and pure chemical sources. In this study, the

halloysite nanotube material will be fabricated from a natural halloysite mineral and used as a support for the photocatalytic activity phase based on TiO_2. The material is characterized by modern physical and chemical methods such as XRD, SEM, BET, UV-vis spectrum. Photocatalyst based on Halloysite and TiO_2 exhibited very high efficiency up to more than 95% in decomposition of RR-195 - a typical organic pollutant. This result shows great potential of using halloysite mineral in environmental treatment processes.

Keywords: Halloysite; TiO_2; Ag-TiO_2; photocatalyst; RR-195.

Nghiên cứu sử dụng dung dịch vi bọt gốc nước cho tầng móng mỏ Bạch Hổ

Vũ Thiết Thạch[1,*], Lê Văn Nam[1]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Trong quá trình khoan vào tầng móng mỏ Bạch Hổ thường gặp dị thường áp suất âm gây mất tuần hoàn dung dịch, đó luôn là vấn đề cần quan tâm trong quá trình khoan vào các vỉa có dị thường áp suất âm. Hiện tượng mất tuần hoàn dung dịch xảy ra khi có sự chênh lệch áp suất giữa áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch và áp suất vỉa, dung dịch khoan di chuyển vào vỉa (các đới hang hốc, nứt nẻ) gây nhiễm bẩn thành hệ. Vì vậy, khi xảy ra hiện tượng mất tuần hoàn mà không có giải pháp khắc phục thì bắt buộc phải ngừng khoan, trong một số trường hợp phải đổ cầu xi măng để hủy giếng khoan làm gia tăng chi phí cũng như ô nhiễm môi trường. Hiện nay đã có nhiều giáp pháp khắc phục nhưng chưa hoàn toàn có kết quả.
Trong bài báo này nhóm tác giả đề xuất một giải pháp có tính khả thi cao là sử dụng dung dịch vi bọt (là dung dịch có tỷ trọng thấp) để khoan vào tầng móng mỏ Bạch Hổ. Trên thế giới người ta đã sử dụng dung dịch vi bọt gốc nước chống mất tuần hoàn dung dịch thành công và cho năng suất khoan cao cho nhiều đối tượng có áp suất vỉa phức tạp.

Từ khóa: Dung dịch khoan; Mỏ Bạch Hổ; dung dịch vi bọt; mất tuần hoàn dung dịch.

1. Mở đầu

Trong quá trình khoan các giếng dầu khí để tránh xảy ra hiện tượng mất tuần hoàn dung, chúng ta cần chú ý tới tỷ trọng dung dịch cũng như cải thiện chất lượng dung dịch, sao cho dung dịch khoan được sử dụng ít xâm nhập nhất đến vỉa chứa giúp giảm các chi phí gọi dòng, bảo dưỡng giếng, tăng tuổi thọ giếng và nâng cao hiệu quả khai thác.

Dung dịch khoan vi bọt gốc nước là hệ dung dịch khoan mới, có thể điều chỉnh tỷ trọng thấp, tái sử dụng và có chi phí thấp. Đây là hệ dung dịch khoan gốc nước, thông qua việc sử dụng các chất hoạt động bề mặt, hệ polymer tạo nhớt và các chất làm ổn định để tạo ra dung dịch với các hạt vi bọt có cấu trúc đặc biệt, có khả năng chịu được áp suất cao mà không bị phá vỡ. Đồng thời, có khả năng bôi trơn, giảm ma sát, tốc độ khoan nhanh, do đó tăng hiệu quả của công tác khoan.

Tầng móng Mỏ Bạch Hổ được đưa vào khai thác ngày 06/9/1988, thân dầu trong đá móng trước Kainozoi mỏ Bạch Hổ có cấu trúc đặc biệt phức tạp và đá chứa thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ thuộc loại đá chứa phi truyền thống, hầu hết các đá bị nứt nẻ, cà nát phong hóa và sau đó trải qua quá trình biến đổi hủy nhiệt với mức độ rất khác nhau về không gian và thời gian. Vòm trung tâm Bạch Hổ chủ yếu gặp đá Granit được gọi tên dựa trên sự có mặt của khoáng vật màu, theo kiến trúc và theo mức độ bị cà nát trên thế giới chưa có nhiều chuyên gia có kinh nghiệm nghiên cứu.

Bảng 1. Các thông số vật lý tầng móng mỏ Bạch Hổ

Thông số	Giá trị	Đơn vị
Loại thân dầu	Vỉa khối	
Loại đá chứa	Nứt nẻ	
Chiều dày bão hòa dầu	393.5/271.2	m
Độ rỗng	0.001-0.0038	%
Độ thấm	0.135	mD

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: vuthietthach@humg.edu.vn

Bão hòa dầu	0.85	%
Áp suất vỉa ban đầu (giá trị/ điểm đo)	14,2/3650	Mpa
Nhiệt độ vỉa ban đầu (giá trị/điểm đo)	142/3650	^oC
Hệ số sản phẩm	100	T/ngđ.Mpa
Độ nhớt của dầu trong điều kiện vỉa	0.436	Mpa.s
Hệ số thể tích	1.533	
Hệ số nén của vỉa	25.3	1.10^4/Mpa

2. Mất tuần hoàn dung dịch khoan và các giải pháp khắc phục.

Vấn đề mất tuần hoàn dung dịch trong quá trình khoan xảy ra có thể do địa tầng bị nứt nẻ mạnh, hang hốc carto, hoặc suối ngầm. Tuy nhiên, các tác nhân đó còn gây nên sự chênh áp trong đó áp suất cột dung dịch trong giếng khoan lớn hơn áp suất ngoài thành hệ thì mới xảy ra mất tuần hoàn dung dịch. Bởi vì lúc đó dung dịch khoan bơm xuống sẽ chảy ra ngoài giếng khoan đi vào thành hệ. Mất tuần hoàn dung dịch là một hiện tượng phức tạp, gây nhiều khó khăn cho quá trình khoan và thường rất vất vả, tốn kém trong việc khắc phục. Ngoài ra, còn có thể dẫn đến kẹt bộ dụng cụ khoan làm cháy hỏng máy khoan.

Trường hợp mất tuần hoàn dung dịch trong quá trình khoan vào vỉa sản phẩm đối với giếng khai thác dầu khí còn tai hại hơn vì không những gây rắc rối đối với thi công khoan mà còn gây nhiễm bẩn nặng vùng cận đáy giếng và vỉa sản phẩm, làm tăng hiệu ứng skin, giảm độ thấm. Bởi dung dịch khoan còn mang theo cả mùn khoan nên nhân tố gây tác hại ở đây là tổng hợp cả dung dịch khoan và mùn khoan. Do vậy làm giảm năng suất giếng, phải tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng rất khó khăn và tốn kém. Ngoài ra còn gây nên suy giảm chất lượng sản phẩm khai thác do dung dịch và mùn khoan lẫn vào.

Giải pháp khắc phục mất tuần hoàn dung dịch trong quá trình khoan có nhiều phương thức khác nhau. Giải pháp truyền thống là sử dụng các loại chất xơ, pha rắn nhẹ trộn vào dung dịch (như cỏ khô, rơm, rạ băm nhỏ, vỏ trấu…). Đây là các vật liệu rẻ tiền, dễ kiếm và có khả năng kết tụ tại những chỗ khe hở hẹp, kẽ nứt chia nhánh, hoặc bề mặt kẽ hở xù xì. Sự kết tụ ấy tạo nên các lưới chặn, màng chắn có tác dụng giữ các vật liệu bít nhét khác như bùn sét, mùn khoan tích tụ lại, làm tắc các khe rãnh, chặn các dòng chảy dung dịch vào thành hệ. Nhờ đó mà phục hồi được sự tuần hoàn dung dịch trong quá trình khoan. Ngoài ra, có trường hợp người ta còn dùng bông (chăn bông cũ) thì khắc phục được còn nhanh hơn. Tuy nhiên, đây lại là giải pháp bất lợi khi khoan vào vỉa dầu khí do gây nhiễm bẩn nặng, việc phục hồi độ thấm sẽ khó khăn.

Trong thực tế, người ta còn sử dụng các tác nhân trám với nồng độ thấp để trám vào các kẽ hở, hoặc tạo nên cầu nối cho các vật liệu khác nhờ đó mà hàn kín chỗ hở. Song giải pháp này có trường hợp gây hiểm họa. Do vật liệu trám này bổ sung nhiều lần vào dung dịch khoan để duy trì tuần hoàn nên tạo ra bùn có hàm lượng pha rắn cao, khó rửa giếng khoan, thậm chí có thể dẫn đến tắc giếng khoan.

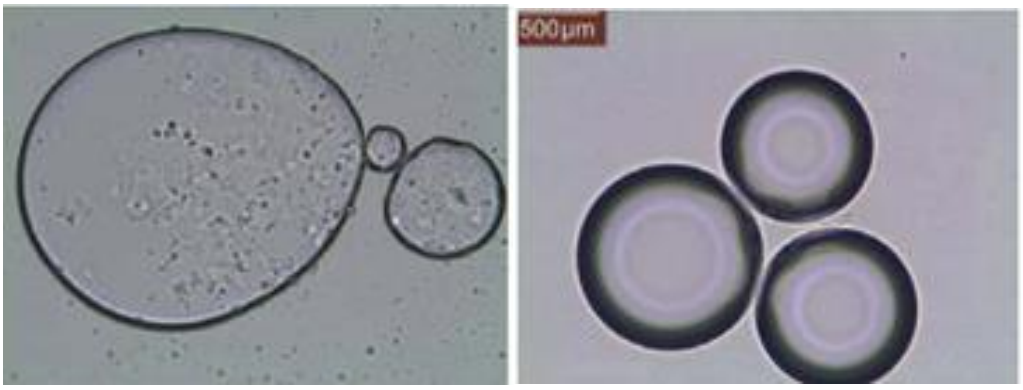
Ngày nay còn có phương pháp khoan dưới cân bằng (under balance drilling) đang được quan tâm rộng rãi nhằm cải thiện hơn, thay thế các phương pháp nói trên. Trong phương pháp này dung dịch khoan có trọng lượng riêng đủ nhỏ để tạo áp suất tủy tĩnh ở đáy giếng cân bằng với áp suất lỗ rỗng của thành hệ ở vùng có áp suất thấp nhất. Đây là phương pháp đã được các công ty tư bản trên thế giới áp dụng thành công nhiều nơi. Tuy nhiên, phương pháp này đòi hỏi kèm theo những thiết bị bổ sung cồng kềnh, phức tạp và dễ xảy ra hiện tượng sập lở thành giếng khoan, cũng có thể gặp rủi ro mất dung dịch vào vỉa.

Dựa vào nguyên lí kết hợp từ các phương pháp trên người ta sử dụng dung dịch khoan vi bọt vừa khắc phục được mất tuần hoàn dung dịch vừa cải thiện được các tồn tại ở các phương pháp nêu trên.

3. Cấu trúc và đặc tính của vi bọt.

Dung dịch vi bọt do F.Sebba sáng chế năm 1984 (US Patent No. US 44886333), đó là hệ dung dịch gốc nước với việc sử dụng các chất hoạt tính bề mặt, hệ polymer tạo nhớt và các chất làm ổn định để tạo ra các hạt vi bọt (aphron) có cấu trúc đặc biệt, có khả năng chịu được áp suất cao mà không bị phá vỡ, có trọng lượng riêng thấp, có thể tái sử dụng, có chi phí thấp.

Hình 1 minh họa cấu trúc hạt vi bọt, nó không giống các bong bóng khí thông thường. Chúng ta biết bong bóng khí thông thường có lớp bỏ ngoài rất mỏng nhưng lớp vỏ ngoài của vi bọt (aphron) gồm ba tầng chất hoạt tính bề mặt tạo nên cấu trúc bền vững. Ba tầng này gồm lớp màng chất hoạt tính bề mặt ở trong cùng được bao bọc bởi một lớp nước có độ nhớt cao, và bên ngoài là tầng chất hoạt tính bề mặt hai lớp, khiến cho cấu trúc này có độ thấm kém, độ bên (rigidity) cao và làm cho vi bọt có tính chất ưa nước. Mặc dù các vi bọt có bản chất dính nước của lớp vỏ nên có thể tương hợp với khối gốc nước nhưng các vi bọt lại ít có ái lực với nhau.



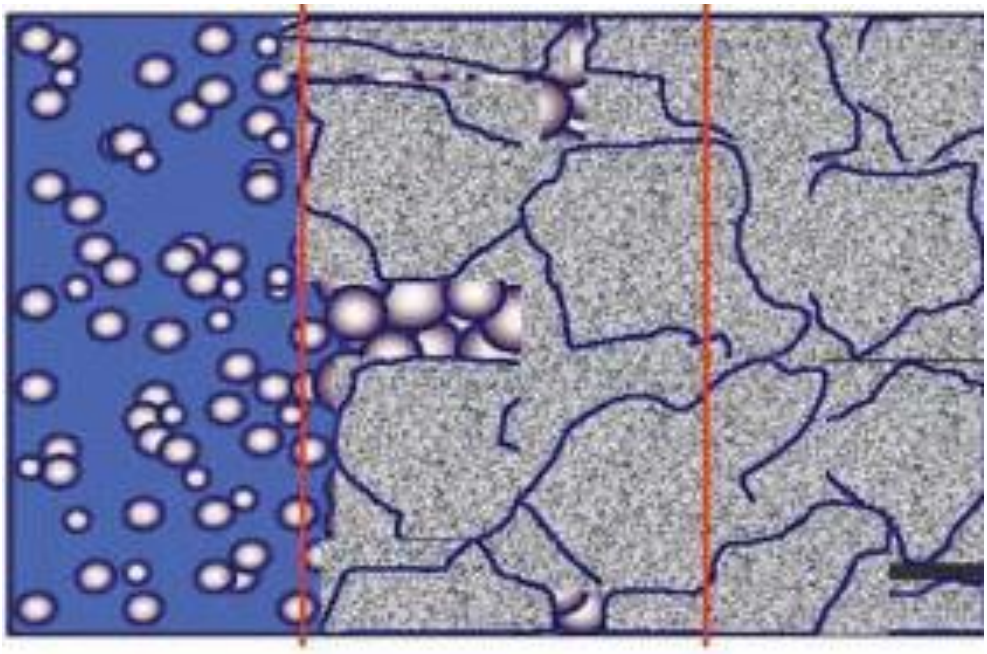
(a) (b)

Hình 1. Cấu trúc của hạt aphron khi không có hoạt chất bề mặt bao ngoài (a) có hoạt chất bề mặt bao ngoài (b)

Về độ bền cho thấy với bong bóng khí thông thường bị vỡ khi chịu áp suất chỉ vài trăm psi, nhưng vi bọt có thể tồn tại ở áp suất lên tới 4000 psi (27 MPa) trong khoảng thời gian khá lâu.

Với bong bóng khí thông thường và vi bọt khi chịu sự tăng áp suất đột ngột (khoảng vài trăm psi), chúng bị co lại theo định luật Boyle. Tuy nhiên bong bóng khí thông thường bị mất không khí nhanh do khuyếch tán qua màng bong bóng và không khí hòa tan vào môi trường xung quanh. Còn vi bọt cũng bị mất không khí nhưng quá trình mất chậm hơn rất nhiều. Tốc độ co rút của nó phụ thuộc vào thành phần chất lỏng, kích cỡ bong bóng và tốc độ tăng hoặc giảm áp suất.

Do cấu trúc điển hình của nó, vi bọt là một chất kết nối (bringing material) đặc biệt, với bản chất vừa là bọt, vừa giống vật liệu kết nối rắn nhưng mềm dẻo. Khi chui vào các lỗ hổng, khe nứt các vi bọt tạo ra một môi trường vi bọt trong mạng lưới kẽ hở này, có khả năng trám bít những vi nứt nẻ và tạo ra một lớp đệm cho các vật liệu trám khác kết tụ để trám bít các khe hở to. Cũng giống như bất kì vật liệu kết nối nào, nồng độ và kích thước của các vi bọt là những đại lượng rất quan trọng đối với việc hàn gắn kẽ hở cũng như đối với dung dịch khoan sử dụng để chống mất tuần hoàn. Tác dụng của vi bọt trám bít khe nứt được minh họa như ở Hình 2.



Hình 2. Cơ chế trám bít các khe nứt của các hạt aphron

4. Dung dịch khoan vi bọt gốc nước

Dung dịch vi bọt lần đầu tiên được T.Brookey áp dụng làm dung dịch khoan vào năm 1998 (Brookey và nnk, 1998). Trong dung dịch này các vi bọt được phân tán đều trong dịch dịch gốc nước. Việc áp dụng ở đây, dung dịch vi bọt được sử dụng để kiểm soát mất tuần hoàn dung dịch và làm giảm tới mức tối thiểu tổn hại đến vỉa chứa thuộc khu vực đá ngầm dolomit hang hốc, có áp suất thấp. Qua kết quả áp dụng chứng tỏ dung dịch vi bọt gốc nước này cho phép khoan đến chiều sâu mong muốn và cần thiết sử dụng để kiểm soát mất tuần hoàn dung dịch ở thành hệ có áp suất vỉa thấp.

Tại Nam Mỹ áp dụng hệ dung dịch vi bọt gốc nước này so với các phương pháp và dung dịch khoan khác, kể cả phương pháp khoan dưới cân bằng chứng tỏ nó ưu việt nổi trội. Trong khi các phương pháp và dung dịch khác không thể khoan tới độ sâu mong muốn vì áp suất vỉa thấp, mất tuần hoàn dung dịch, thành giếng kém ổn định thì dung dịch khoan vi bọt gốc nước có khả năng ngăn chặn mất tuần hoàn rất tốt (hầu như không có sự mất dung dịch xuất hiện) và tạo độ ổn định thành giếng khoan rất tốt ngay cả phần đá phiến gây nhiều khó khăn trước đó do không áp dụng hệ dung dịch này (Ramirez và nnk, 2002).

Kết quả nghiên cứu của D.Kinchen và cộng sự cho thấy khoan vào đá dolomit nứt nẻ, độ rỗng cao sử dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước rất thành công, kể cả khi khoan thăm dò có lấy mẫu lõi. Ngoài việc quá trình kiểm soát tốt mất tuần hoàn dung dịch còn cho năng suất khoan cao. Cụ thể là cùng thiết bị khoan, cùng loại mũi khoan và cùng chiều sâu giếng khoan khi sử dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước thi công xong giếng khoan chỉ trong vòng 4 ngày trong khi khoan bằng dung dịch khoan khác phải mất trung bình từ 30 đến 60 ngày (Kinchen và nnk).

Theo M. Gregvire và nhiều người khác cho biết tại Yemen có chương trình khoan sử dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước khoan vào đá granit nứt nẻ, kết quả cho phép thi công rất nhanh chóng các giếng khoan hở (không phải chống ống) mà không cần phải xử lý gì cả. Bên cạnh tác dụng chống mất dung dịch, làm sạch đáy giếng nhanh chóng còn cho năng suất khoan cao hơn nhiều so với bất kỳ loại dung dịch khoan nào trước đây.

5. Nhu cầu công tác khoan, tình trạng kiểm soát mất tuần hoàn dung dịch khoan, và khả năng sử dụng ở Liên doanh dầu khí Việt - Nga (Vietsovpetro)

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất của VSP cũng như của Việt Nam, nhưng đến nay đã bước vào thời kì hậu khai thác, sản lượng khai thác đã suy giảm nhiều. Ngoài ra thuộc VSP còn có mỏ Rồng và đã khoan thăm dò phát hiện thêm các mỏ Mèo Trắng và Gấu Trắng nhưng cấu tạo địa chất đều tương tự ở mỏ Bạch Hổ vì chúng đều thuộc trầm tích bể Cửu Long. Đó là những mỏ nhỏ hơn nhiều so với mỏ Bạch Hổ.

Quá trình nghiên cứu, vận hành và khai thác mỏ cho thấy rằng thân dầu đá móng nứt nẻ có đặc trưng địa chất với nhiều điểm khác biệt so với các đối tượng trầm tích thông thường. Tầng móng dạng khối chưa collector granin nứt nẻ có hang hốc và lỗ rỗng, trong các khe nứt và vi khe nứt có chiều gày 0.3-3mm; độ rỗng khong 3-5% và độ thẩm thấu thay đổi trong phạm vi rộng từ 0,004-464 D (trung bình là 0.135 D). Nhiệt độ vỉa dao động trong khoảng trung bình khoảng 130-155^{0}C và áp suất vỉa thay đổi từ 200-320 at (đo ở độ sâu 3650m). Theo kết quả nghiên cứu, đá móng mỏ Bạch Hổ được tạo thành chủ yếu từ đá granit. Khi khoan vào tầng móng thường gặp dị thường áp suất âm, có khi còn gặp cả ranh giới tiếp xúc giữa Oligoxen và móng, gây hiện tượng mất dung dịch ở các mức độ khác nhau. Tầng móng mỏ Bạch Hổ là đá gốc granit nứt nẻ, hang hốc với mức độ khác nhau (macro và micro). Theo số liệu thống kê do chênh lệch áp suất thủy tĩnh trong giếng khoan lớn hơn áp suất vỉa gây nên hiện tượng mất dung dịch trong 10 năm từ 2010 đến 2020 theo các nước như sau:

- Mất dung dịch nhẹ (<2m^3/h): 8 lần, chiếm 11.3%
- Mất dung dịch trung bình (từ 2 - 6 m^3/h): 10 lần, chiếm 14%
- Mất dung dịch nghiêm trọng (>6m^3/h): 39 lần, chiếm 55%
- Mất dung dịch hoàn toàn: 14 lần, chiếm 19,7%
- Tổng số lần mất dung dịch: 71 lần/10 năm

Qua số liệu nêu trên cho thấy mất dung dịch nghiêm trọng chiếm đến 55% và mất dung dịch hoàn toàn chiếm 19,7% là rất nguy hiểm trong quá trình khoan. Hơn nữa VSP khoan với dung dịch khoan gốc nước và thường áp dụng phương pháp khắc phục bằng cách đưa các chất rơm rạ khô băm nhỏ hoặc vỏ trấu nên có trường hợp không giải quyết tình trạng mất tuần hoàn dung dịch. Trong trường hợp đó người ta tiến hành khoan "mò" vừa tốn rất nhiều dung dịch vừa gây hậu quả xấu cho vỉa sản phẩm và tiềm ẩn nhiều rủi ro cho quá trình khoan. Chúng ta biết thường khi khoan vào đá granit tầng móng chế độ bơm rửa thông thường là (16÷22) l/s tức là vào khoảng (57,6÷79,2) m^3/h. Như vậy, khoan "mò" bao nhiêu tiếng đồng hồ thì khối lượng dung dịch trôi vào thành hệ chúng ta tưởng tượng sẽ tốn kém đến như thế nào.

Từ đó cho thấy cần có thêm giải pháp khắc phục tình trạng mất tuần hoàn dung dịch phải khoan "mò". Ngay cả những trường hợp mất dung dịch nghiêm trọng cũng tiêu hao dung dịch không ít và cũng dễ gây

ra sự cố. Cho đến nay hệ dung dịch khoan vi bọt gốc nước có khả năng chống mất tuần hoàn dung dịch mà trám bít khe hổng không cần mang theo vật liệu rắn chưa được nghiên cứu ứng dụng.

Với đặc điểm có khả năng khắc phục mất tuần hoàn dung dịch, có khả năng tái sử dụng và chi phí thấp là những chi tiết chúng ta cần xem xét nghiên cứu áp dụng. Hơn nữa, chúng ta đã có kinh nghiệm áp dụng hệ dung dịch vi bọt gốc nước này của thế giới là cơ sở tin cậy để tham khảo. Với mục đích gia tăng sản lượng dầu khí cho Tổ quốc và sự tiến bộ công nghệ khoan - khai thác dầu khí chúng ta nên nhanh chóng cập nhật những kỹ nghệ tiên tiến của thế giới đã phát minh, mặt khác còn có thể nghiên cứu phát huy hơn nữa hiệu quả của phương pháp hoặc từ đó có thể có đề tài mới tối ưu hơn.

Tài liệu tham khảo

US Patent No. US 44886333.

Sebba F., 1987. Foams and Biliquid Foams-Aphrons. John Wiley and Sons, New York (1987) pp. 46-61, 62-78, 102-127.

Brookey, T., 1998. Microbubbles: New Aphron Drill-In Fluid Technique Reduce Formation Damage in Horizontal Wells. SPE 39589, presented at Intenational Symposium on Formation Damage, Lafayette, LA, Feb. 18-19, 1998.

Ramirez, F., Graves, R. and Montilva, J., 2002. Experience Using Microbubbles - Aphron Drilling Fluid in Mature Reservoirs of Lake Maracaibo. SPAE 73710, presented at SPE International Symposium on Formation Damage, Lafayette, LA, Feb. 20-21, 2002.

Kinchen, D., Peavy, M. A., Brookey, T. and Rhodes, P. Case history: Drilling Techniques Used in Successful Redevelopment of Low Prussure H_2S.

ABSTRACT

Research on the use of water-based micro foam drilling fluid for the basement of Bach Ho oil field

Vu Thiet Thach[1], Le Van Nam[1],

[1] *Hanoi University of Mining and Geology*

In the process of drilling at Bach Ho oil field, there is often negative pressure arnomal causing loss of liquid circulation, which is always a problem that needs to be considered during drilling into the seams with negative pressure anomalies. The loss of fluid circulation occurs when there is a pressure difference between the hydrostatic pressure of the column of the solution and the reservoir pressure, the drilling fluid moves into the seam (cavity zones, cracks), causing contamination to the wall. system. Therefore, when there is a loss of circulation without any solution, it is imperative to stop drilling, in some cases to pour a cement bridge to destroy the well, increasing costs as well as environmental pollution. Currently, there are many remedial armor methods, but not completely.

In this paper, the authors propose a highly feasible solution that is to use micro foam solution (a solution of low density) to drill into the basement of Bach Ho mine. In the world, people have used water-based micro foam solution to prevent circulatory loss successfully and give high drilling productivity for many objects with complicated seam pressure.

Keywords: Bach Ho oil field, Drilling fluid, based foam.

Công nghệ tồn chứa khí thiên nhiên hóa lỏng - một phương án tồn trữ hiệu quả để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia

Công Ngọc Thắng[1,*], Hoàng Anh Tuấn[2]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*

TÓM TẮT

Với nhu cầu sử dụng năng lượng ngày càng tăng cao để phục vụ mục tiêu tăng trưởng kinh tế cùng với sản lượng khai thác khí trong nước dần dần suy giảm, việc nhập khẩu khí để bù đắp nhu cầu sử dụng hiện hữu và đáp ứng các khách hàng mới (đặc biệt là các Nhà máy điện) là hết sức cấp bách. Vì vậy, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang triển khai các dự án nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) để đảm bảo an ninh năng lượng và đáp ứng nhu cầu tiêu thụ ngày càng cao của các khách hàng. Khí thiên nhiên hóa lỏng - được nhập từ các nước xuất khẩu và vận chuyển về Việt Nam bằng các tàu LNG chuyên dụng - sẽ được tồn trữ tại các bồn chứa LNG chuyên dụng đặt tại Kho cảng nhập khẩu LNG, sau đó được tái hóa khí để cung cấp cho các khách hàng. Đây là công nghệ tồn trữ LNG lần đầu tiên được sử dụng tại Việt Nam nên vẫn còn mới mẻ, cần được làm rõ. Trong bài báo này, nhóm tác giả tập trung giới thiệu công nghệ sản xuất, vận chuyển, tiêu chuẩn chất lượng và đặc biệt là công nghệ tồn chứa LNG để góp phần chuyển tải xu hướng công nghệ mới chuẩn bị được đưa vào áp dụng trong ngành công nghiệp khí Việt Nam.

Từ khóa: khí thiên nhiên; khí thiên nhiên hóa lỏng; LNG; công nghệ LNG

1. Đặt vấn đề

Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG - Liquefied natural gas) là sản phẩm có nguồn gốc từ khí thiên nhiên, thành phần chủ yếu là khí metan (CH_4) chiếm trên 85% mol, được hóa lỏng trong khoảng từ -166 ^oC đến -157 ^oC tại áp suất khí quyển. LNG là chất lỏng không gây ăn mòn, không màu, có khối lượng riêng khoảng 420 - 470 kg/m^3. Theo thông lệ, một (01) triệu tấn LNG quy đổi tương đương 1,36 -1,40 tỷ m^3 khí (phụ thuộc vào thành phần các cấu tử trong LNG). Khi chuyển khí tự nhiên thành LNG thì thể tích giảm đi 600 lần, do đó, LNG được tồn chứa và vận chuyển rất dễ dàng.

Tính đến cuối năm 2018, trên thế giới có 19 quốc gia xuất khẩu và 36 quốc gia nhập khẩu LNG, trong số đó, Qatar là quốc gia giữ vị trí đứng đầu, cung cấp 24,9% (78,7 triệu tấn) tổng sản lượng LNG của thế giới. Úc chiếm vị trí thứ 2 với sản lượng đạt 68,6 triệu tấn. Theo tài liệu năm 2019 của Hiệp hội khí thế giới - International Gas Union (IGU), sản lượng LNG giao dịch trên thế giới năm 2018 đạt 316,5 triệu tấn trong đó nhóm các quốc gia Châu Á - Thái Bình Dương tiêu thụ khoảng 240 triệu tấn LNG, chiếm 76% tổng cầu LNG thế giới. Nhật Bản (83,2 triệu tấn), Trung Quốc (54,8 triệu tấn) Hàn Quốc (38,6 triệu tấn) là 03 quốc gia nhập khẩu LNG nhiều nhất, chiếm 55,7% sản lượng LNG thế giới. Về nhu cầu LNG, đến năm 2020, trên thế giới hiện có 38 quốc gia tham gia nhập khẩu LNG, trong đó khu vực Đông Nam Á hiện có Thái Lan (2011), Singapore, Malaysia (2013) và Indonesia, Myamar và Philipine (2019-2020). Trung tâm tiêu thụ LNG chính của thế giới vẫn ở khu vực Châu Á Thái Bình Dương với các nhà nhập khẩu LNG lớn như Nhật Bản, Trung Quốc, Hàn Quốc và Ấn Độ.

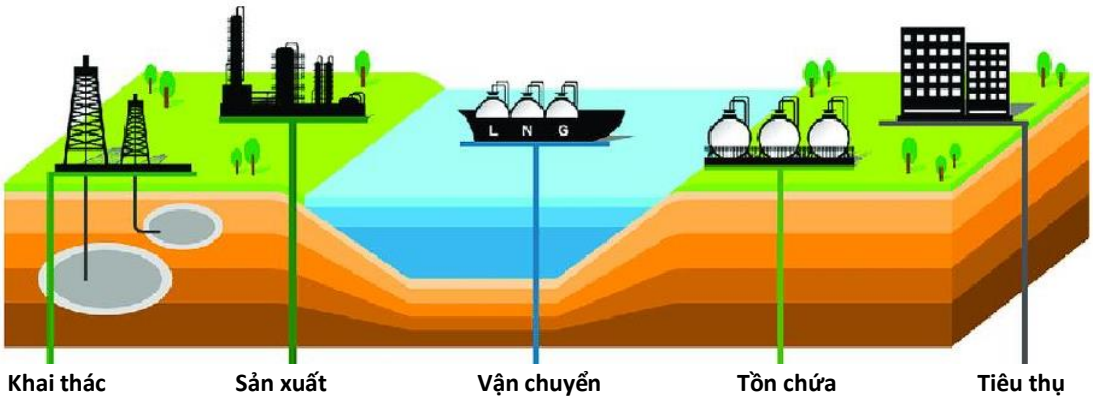
Theo đánh giá của tư vấn IHS, tổng nhu cầu tiêu thụ LNG trên thế giới giai đoạn 2020-2030 vào khoảng 360 đến 450 triệu tấn. Dự kiến trong giai đoạn 2018-2025, nhu cầu LNG gia tăng nhanh chóng từ gần 300 triệu tấn/năm lên đến gần 400 triệu tấn/năm chủ yếu là do nhu cầu tiêu thụ năng lượng tại Trung Quốc, Ấn Độ và các nước Đông Nam Á. Các thị trường đang trong giai đoạn hình thành như tại Mỹ Latinh và Bắc Phi cũng góp phần vào sự gia tăng nhu cầu tiêu thụ khí/LNG tuy nhiên tổng nhu cầu vẫn ở mức vừa phải, dự kiến trung bình xấp xỉ 50 triệu tấn/năm cho các thị trường này giai đoạn 2018-2025.

2. Tình hình triển khai nhập khẩu LNG tại Việt Nam

2.1. Mô hình sản xuất - vận chuyển - tồn chứa LNG (Chuỗi giá trị LNG)

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: congngocthang@humg.edu.vn

Trên thế giới, LNG được sử dụng để thay thế khí tự nhiên ở những khu vực xa nguồn cung cấp khí cũng như dùng để bù đắp vào nguồn khí cung cấp bị thiếu hụt. Mặc dù, chi phí đầu tư, điều kiện và chi phí vận hành cho dự án LNG lớn hơn đối với dự án đường ống, hầu hết các nước phát triển trên thế giới vẫn cho triển khai đồng thời hai giải pháp này nhằm đa dạng hoá nguồn cung cấp khí tự nhiên, kịp thời điều hoà cung cầu khí tự nhiên cho hệ thống đường ống nhằm giảm tối đa việc đốt khí tự nhiên dư do nhu cầu sử dụng khí tự nhiên của các nhà máy điện thay đổi từng thời điểm ngoài kế hoạch. Hình 1 giới thiệu mô hình chuỗi giá trị LNG đang được sử dụng.

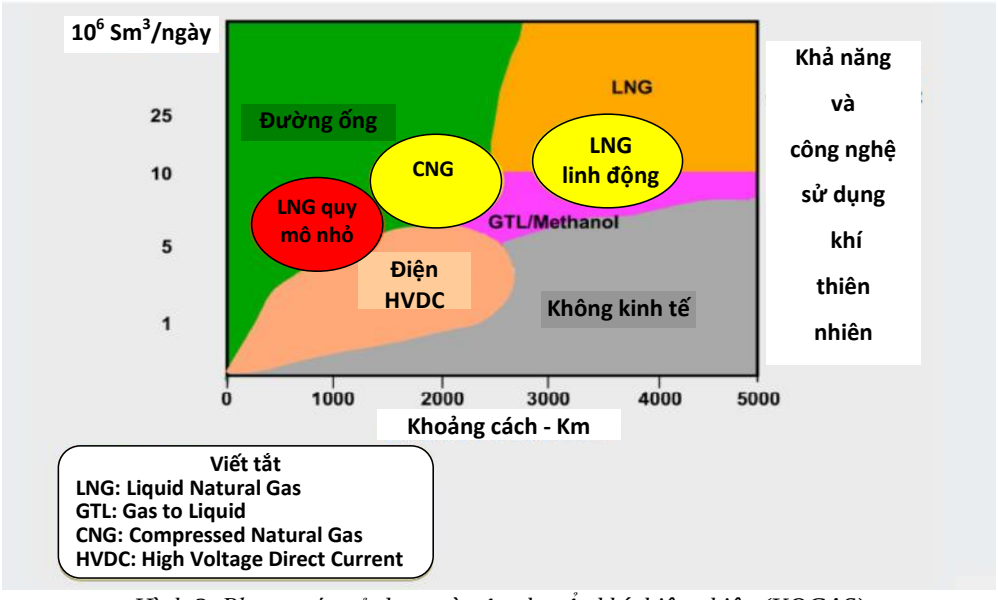


Hình 1. Chuỗi giá trị LNG (Inkyu và nnk, 2017)

Căn cứ vào cân đối cung - cầu khí tại Việt Nam, nguồn khí tự nhiên khai thác trong nước mới chỉ đáp ứng nhu cầu cục bộ tại từng khu vực (Đông Nam bộ, Tây Nam bộ...), trong khi đó, nhu cầu sử dụng năng lượng tại Việt Nam ngày càng tăng cao, đặc biệt là nhu cầu khí cho các Nhà máy điện sử dụng khí trong tương lai gần. Lượng khí thiếu hụt cần phải có nguồn bổ sung bằng LNG và/hoặc bằng khí nhập khẩu qua đường ống.

2.2. So sánh các phương thức vận chuyển khí

Hình 2 giới thiệu mô hình đánh giá khả năng và công nghệ sử dụng để vận chuyển khí thiên nhiên dựa trên khoảng cách đến nơi tiêu thụ. Theo Hình 2, ưu điểm lớn nhất của LNG là để cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ ở xa mà không thể vận chuyển bằng đường ống mà sự vận chuyển này thường bằng tàu biển. Đây chính là một trong những ưu điểm lớn nhất của Việt Nam, bởi vì nước ta có một hệ thống bờ biển rất lớn (3260 Km), trải dài từ Bắc vào Nam nên thuận lợi khi triển khai nhập khẩu/cung cấp LNG bằng đường thuỷ.

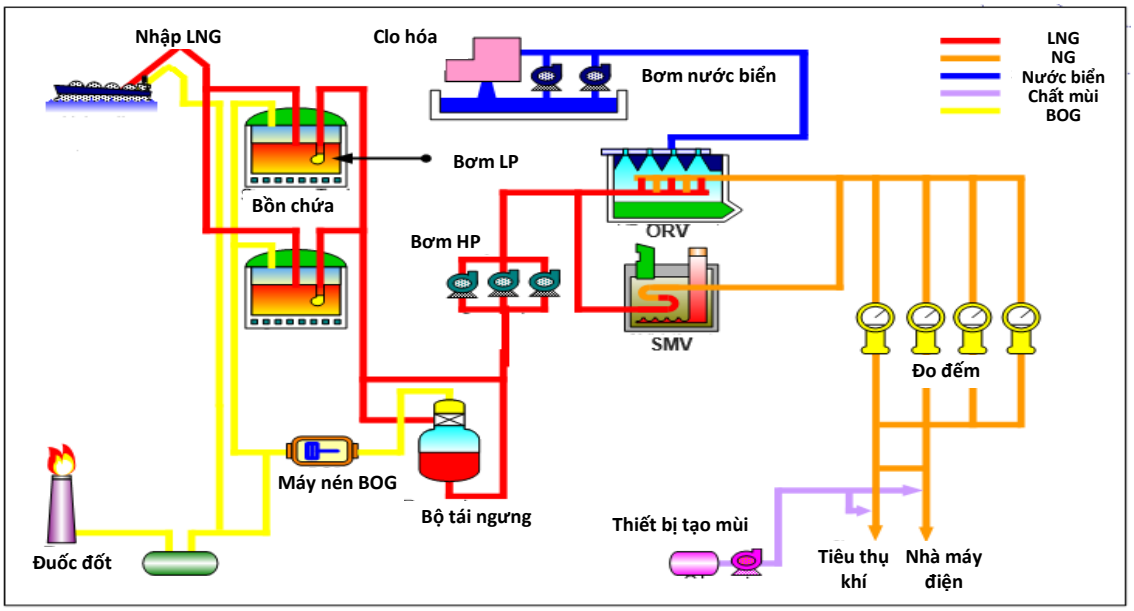


Hình 2. Phương án sử dụng và vận chuyển khí thiên nhiên (KOGAS)

Việc nhập khẩu LNG cung cấp cho các khách hàng hiện hữu (điện, đạm, công nghiệp...) và bù đắp thiếu hụt nguồn cung cấp khí trong nước là vấn đề tất yếu của Việt Nam giai đoạn tới đây. Theo quyết định 60/QĐ-TTg ngày 16 tháng 01 năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ và việc phê duyệt Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến 2025, định hướng đến 2035, Việt Nam sẽ bắt đầu tham gia vào thị trường nhập khẩu LNG từ năm 2022 với kế hoạch nhập khẩu LNG dự kiến trong giai đoạn 2021 - 2025 là 1 - 4 tỷ m^3/năm và giai đoạn 2026 - 2035 là 6 - 10 tỷ m^3/năm. Các dự án nhập khẩu LNG đã có trong Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam được giới thiệu trong Bảng 1. Có thể thấy rằng, để đáp ứng nhu cầu trong nước, Việt Nam sẽ phải xây dựng nhiều kho cảng nhập khẩu và tồn trữ LNG với quy mô tương đối lớn. Hình 3 mô tả sơ bộ sơ đồ tổng quan nhập - tồn trữ - tái hóa tại một kho chứa LNG. Đây chính là mô hình dự kiến sẽ được sử dụng tại kho cảng nhập khẩu LNG Thị Vải với công suất 1 triệu tấn LNG/năm (PVGas).

Bảng 1. Quy hoạch các dự án nhập khẩu LNG của Việt Nam

TT	Dự án	Thời điểm vận hành	Công suất (triệu tấn/năm)
1	Kho LNG Thị Vải 1 triệu tấn năm	Q2/2022	1
	Kho LNG Thị Vải mở rộng 3 triệu tấn năm	2024	3
2	Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - giai đoạn 1	2024	1-3
	Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - giai đoạn 2	2027-2030	3
	Kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) - giai đoạn 3	2031-2035	3
3	Kho LNG Tây Nam Bộ (Cà Mau) - giai đoạn 1	2023-2025	1
	Kho LNG Tây Nam Bộ - giai đoạn 2	Sau 2025	1-2
4	Kho LNG Đông Nam Bộ (Tiền Giang)	2022-2025	4-6
5	Kho nổi LNG (FSRU) Thái Bình	2026-2030	0,2-0,5
6	Kho LNG Miền Bắc (Hải Phòng)	2030-2035	1-3
7	Kho LNG Khánh Hòa	2030-2035	3
8	Kho LNG Hải Linh - giai đoạn 1 (120.000 m^3)	Q2/2021	1-2
	Kho LNG Hải Linh - giai đoạn 2 (100.000 m^3)		



Hình 3. Sơ đồ tổng quan nhập - tồn trữ - tái hóa tại một kho chứa LNG

2.3. Các tiêu chuẩn kỹ thuật chính sử dụng thiết kế kho chứa LNG

2.3.1. Yêu cầu kỹ thuật khi thiết kế bồn chứa LNG

Thiết kế các bồn chứa LNG phải tuân thủ theo các tiêu chuẩn Quốc tế và tiêu chuẩn Việt Nam, một số thông số kỹ thuật chính phải tính toán để lựa chọn:

- Thông số thiết kế: Thể tích chứa, Áp suất, nhiệt độ (Design and services data)

- Kích thước chính: Đường kính, chiều cao (Main dimensions)
- Lớp trong/Lớp ngoài (Inner tank/outer tank)
- Bảo ôn/Cách nhiệt (Insulation)
- Hệ thống đường ống trong/ngoài (Internal and external piping)
- Thiết bị an toàn và điều khiển (Instrumentation and safety devices)

Bảng 2 giới thiệu một số tiêu chuẩn Quốc tế và tiêu chuẩn Việt Nam được sử dụng trong thiết kế các bồn chứa LNG (Bộ Khoa học và Công nghệ, 2010).

Bảng 2. Tiêu chuẩn thiết kế bồn chứa LNG

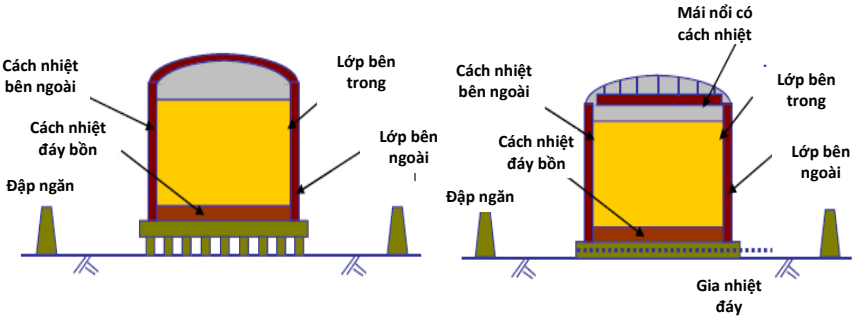
Tiêu chuẩn Việt Nam	
TCVN 8610:2010	Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Tính chất chung của LNG.
TCVN 8611:2010	Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thiết kế hệ thống trên bờ;
TCVN 8612:2010	Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thiết kế và thử nghiệm cần xuất nhập.
TCVN 8613:2010	Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Quy trình giao nhận sản phẩm;
TCVN 8614:2010	Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thử nghiệm tính tương thích của các loại vòng đệm được thiết kế cho đấu nối bằng mặt bích trên đường ống LNG;
TCVN 8615-1:2010	Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại Khí hóa lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0°C đến -165°C - Phần 1: Qui định chung;
TCVN 8615-2:2010	Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại Khí hóa lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0°C đến -165°C - Phần 2: Các bộ phận kim loại;
TCVN 8615-3:2010	Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại Khí hóa lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0°C đến -165°C - Phần 3: Các bộ phận bê tông;
TCVN 8616:2010	Khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG) - Yêu cầu trong sản xuất, tồn chứa và vận chuyển;
Tiêu chuẩn Quốc tế	
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas LNG. (Tiêu chuẩn cho sản xuất, tồn trữ và xử lý khí thiên nhiên hóa lỏng LNG)
IP Part 9	Liquefied Petroleum Gas Volume 1: Large Bulk Pressure Storage & Refrigerated LPG - Model Code Safe Practice Part 9. (Khí dầu mỏ hóa lỏng Quyển 1: Bồn chứa LPG loại áp lực và loại nhiệt độ lạnh - Phần 9: Bộ quy tắc thực hành an toàn)
BS 7777	Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature service. (Bồn trụ đứng, đáy phẳng sử dụng ở nhiệt độ thấp)
API 2000	Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. (Tiêu chuẩn về xả khí cho bồn chứa không áp suất và áp suất thấp)

2.3.2. Các loại bồn chứa LNG điển hình

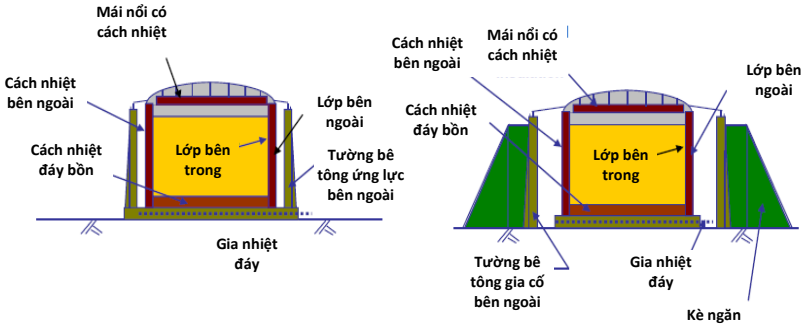
Hiện nay, trên thế giới đang sử dụng 03 loại bồn chứa LNG chủ yếu sau: 1) Bồn chứa thành đơn (Single Containment Type), 2) Bồn chứa thành đôi (Double Containment Type) và 3) Bồn chứ thành toàn bộ (Full Containment Type). Hình 4, 5 và 6 giới thiệu sơ lược về các loại bồn chứa LNG này (KOGAS).

3. Bồn chứa LNG dung tích 200 000 m^3

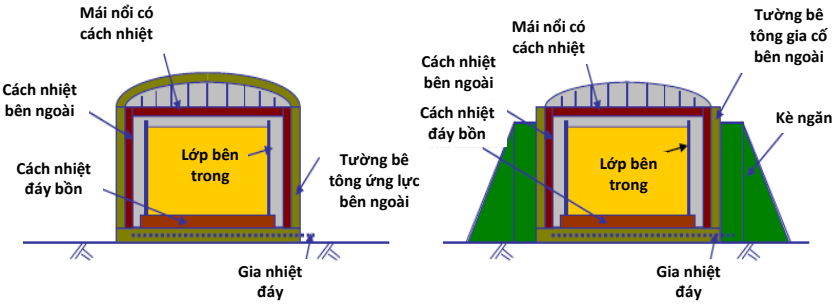
Bồn chứa LNG dung tích 200 000 m^3 là loại bồn đang được dùng hiện nay và dự kiến được xây dựng ở một số kho cảng LNG của Việt Nam. Các thông số kỹ thuật của bồn chứa LNG dung tích 200 000 m^3 được cho trong Bảng 3. Hình 7, 8 và 9 mô tả sơ bộ cấu trúc bể chứa LNG loại 9% Ni có thành toàn bộ, mặt cắt ngang bồn chứa LNG 200 000 m^3 và mức chứa của bồn LNG 200 000 m^3 này (PVGas).



Hình 4. Bồn chứa thành đơn (Single Containment Type) (KOGAS)



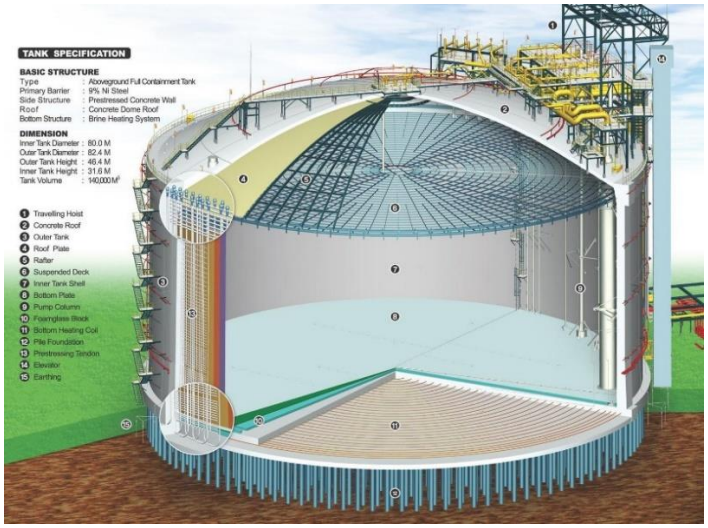
Hình 5. Bồn chứa thành đôi (Double Containment Type) (KOGAS)



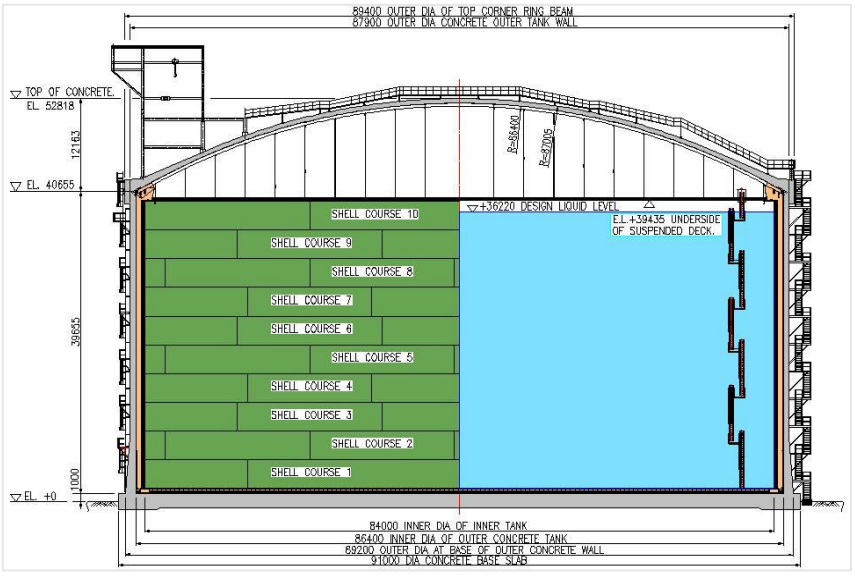
Hình 6. Bồn chứa thành toàn bộ (Full Containment Type) (KOGAS)

Bảng 3. Thông số kỹ thuật của bồn chứa LNG dung tích 200 000 m^3

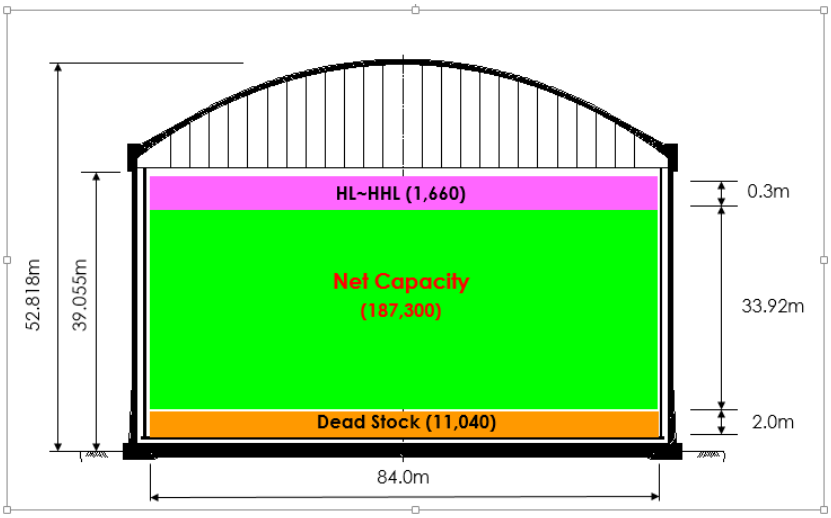
Thông số kỹ thuật	Thông số	Ghi chú
Công suất chứa	200 000 m^3	Gross capacity
Áp suất thiết kế	290 mbar	Design pressure
Áp suất vận hành	250 mbar	Operating pressure
Tỷ lệ hóa hơi/ngày	0.05%	Design BOR
Mức lỏng thiết kế	36.22 m	Design liquid level
Kiểu gia nhiệt đáy	Brine/Electric heating	Type of base
Kiểu mái	Concrete dome	Type of roof
Lớp trong (9% nickel steel)	Diameter 84.0 m Height 37.6 m	Inner tank (9% nickel steel)
Lớp ngoài (Pre-stressed concrete)	Diameter 86.4 m Height 52.8 m	Outer tank (Pre-stressed concrete)



Hình 7. Cấu trúc bể chứa LNG loại 9% Ni, bồn chứa thành toàn bộ (Full Containment Type) (PVGas)



Hình 8. Mặt cắt ngang bồn chứa LNG 200 000 m^3 (PVGas)



Hình 9. Mức chứa của bồn LNG 200 000 m^3 (PVGas)

4. Kết luận

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã được Chính phủ giao cho triển khai đầu tư xây dựng các dự án nhập khẩu LNG để duy trì cung cấp cho các khách hàng trong nước (Điện, Đạm, Công nghiệp) - đây là một trong những mục tiêu nhằm đảm bảo chiến lược an ninh năng lượng Quốc gia.

Nhập khẩu LNG là xu hướng tất yếu để bù vào nguồn khí khai thác trong nước đang suy giảm, trong đó, sử dụng công nghệ nhập khẩu bằng tàu LNG và tồn chứa trong LNG trong các bồn chứa chuyên dụng tại các kho nhập khẩu - là giải pháp tối ưu hiện nay. Công nghệ tồn chứa sản phẩm LNG là mới tại Việt Nam, hệ thống thiết bị công nghệ được nhập khẩu trực tiếp từ các nước phát triển. Hiện tại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Tổng Công ty Khí Việt Nam đang triển khai xây dựng Kho nhập khẩu LNG 1 triệu tấn tại Thị Vải và dự kiến sẽ đi vào vận hành từ năm 2022. Cơ quan quản lý Nhà nước của Việt Nam cũng đã và đang hoàn thiện Hệ thống tiêu chuẩn để áp dung trong thiết kế, xây dựng và vận hành kho LNG.

Bài viết tổng quan về công tác lựa chọn thiết kế và xây dựng bồn chứa LNG tại dự án điển hình đang triển khai tại Việt Nam. Qua đó, người đọc có thể nắm bắt được về đặc tính cơ bản của nhiên liệu LNG và hình dung dây chuyền nhập khẩu LNG về Việt Nam gồm các khâu: Mua bán - Vận chuyển - Tồn chứa. Đồng thời, tác giả cũng đã hệ thống hóa một số tiêu chuẩn Quốc tế và Việt Nam tiêu biểu đang áp dụng trong lĩnh vực LNG, tổng quan về phân loại bồn chứa LNG và các thông số điển hình của bồn chứa LNG thể tích 200 000 m^3 đang được thi công tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

Inkyu Lee, Jinwoo Park, Il Moon, 2017. Key issues and challenges on the liquefied natural gas (LNG) value chain: A review from the process systems engineering point-of-view, Industrial & Engineering Chemistry Research 57 (17), 2017.

KOGAS, LNG Tank Development Project.

PVGas, Báo cáo Nghiên cứu khả thi Dự án kho cảng LNG Thị Vải 1 triệu tấn/năm.

Bộ Khoa học và Công nghệ, 2010, Quyết định số 3017/QĐ-BKHCN ngày 31/12/2010 của Bộ Khoa học và Công nghệ về ban hành danh mục các Tiêu chuẩn Việt Nam lĩnh vực LNG.

ABSTRACT

Liquefied natural gas (LNG) storage technologies - effective storage methods for national energy security

Cong Ngoc Thang[1], Hoang Anh Tuan[2]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*
[2] *VietNam Oil ang Gas Group (PetroVietnam)*

This paper introduces an overview of liquefied natural gas (LNG), national and international regulations and specifications and also technologies for LNG storage. In this paper, the authors also briefly summarizes about the LNG chain value and LNG projects and the usage of LNG for national energy security in Vietnam. The LNG storage tank of 200 000 m^3 is introduced as an example of LNG tanks for the Thi Vai LNG terminal project of one million of tons.

Keywords: Natural gas; LNG - Liquefied natural gas; LNG technologies.

Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống thu gom vận chuyển sản phẩm từ giàn BK-20 về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ

Nguyễn Văn Thịnh[1,*], Nguyễn Thị Hải Yến[1], Nguyễn Đức Chính[2]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)*

TÓM TẮT

Bạch Hổ là mỏ dầu khí lớn nằm ở Lô 09-1 bể Cửu Long, hiện đang được vận hành và khai thác bởi Liên doanh Dầu khí Việt-Nga (Vietsovpetro). Trải qua trên 30 năm hoạt động, lượng dầu khai thác trên các giàn hiện nay đang có xu hướng giảm mạnh. Điều này đòi hỏi cần phải phát triển thêm các giàn mới để đảm bảo duy trì sản lượng khai thác. Để phục vụ cho mục đích trên, giàn BK-20 được xây dựng. Sản phẩm khai thác từ giàn này được vận chuyển về giàn công nghệ trung tâm CTK-3. Để quá trình vận chuyển sản phẩm đảm bảo an toàn và hiệu quả, cần phải xác định được các thông số nhiệt và thủy động lực học phù hợp cho việc vận chuyển sản phẩm. Bài báo trình bày các nghiên cứu về quá trình đảm bảo dòng chảy cho hỗn hợp dầu khí từ giàn BK-20 về giàn công nghệ tung tâm CTK-3 dựa trên các tính toán thủy lực và phân tích số liệu từ thực tế sản xuất. Các kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng trường hợp khai thác với lưu lượng tối đa và đưa hỗn hợp khí lỏng về CTK-3 thì áp suất tại riser của BK-20 sẽ đạt giá trị là 25 atm và 19,5 atm tương ứng với phương án khai thác không có nước bơm ép và có nước bơm ép. Đồng thời, cần đưa đường ống vận chuyển nước bơm ép vào vận hành ngay từ khi khởi động giàn để phục vụ việc xúc rửa đường ống nhằm tránh hiện tượng lắng đọng paraffin.

Từ khóa: Bảo đảm dòng chảy, Mỏ Gấu Trắng, Mỏ Bạch Hổ, Đường ống vận chuyển dầu

1. Mở đầu

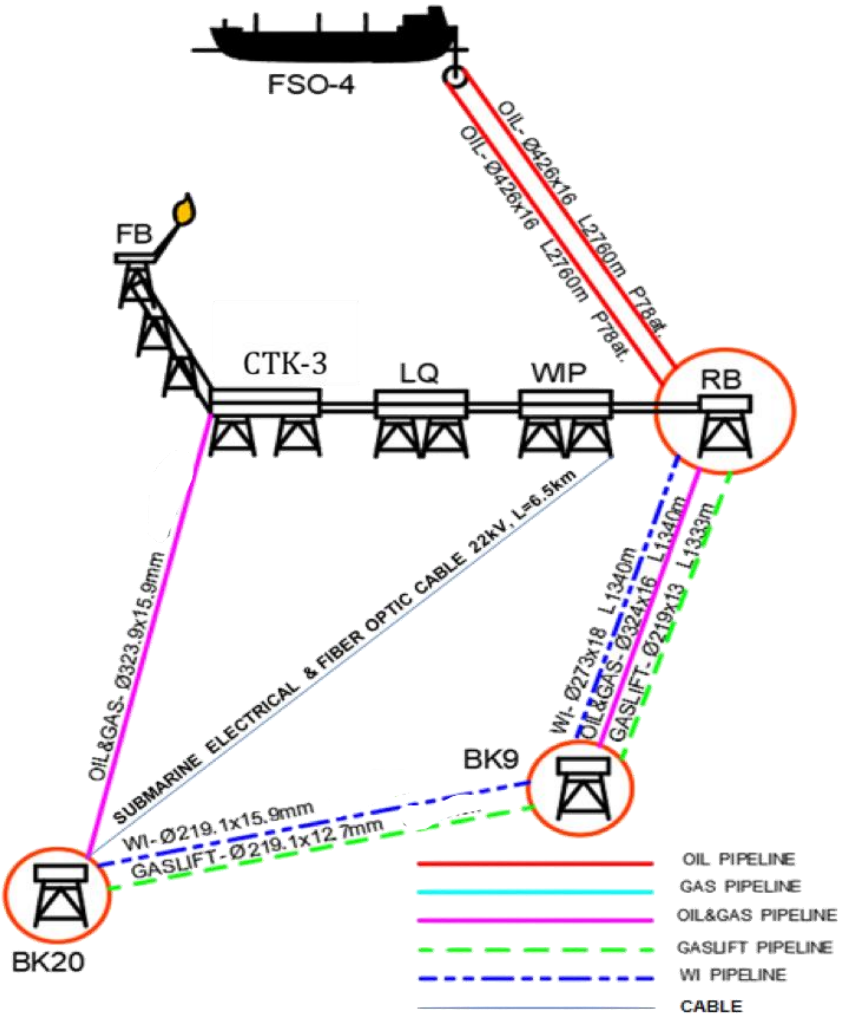
Bạch Hổ là mỏ dầu khí lớn của Việt Nam được điều hành và quản lý bởi Liên doanh Việt-Nga (Vietsovpetro). Kể từ khi được phát hiện và đưa vào khai thác từ năm 1986 đến nay, sản lượng của mỏ Bạch Hổ đang trên đà suy giảm mạnh. Trước tình hình đó, Liên doanh Vietsovpetro đã có nhiều giải pháp khác nhau để duy trì sản lượng khai thác hàng năm của mỏ như bơm ép nước (Nguyễn Văn Thịnh và Phạm Thế Anh, 2018), bơm ép khí… Song song với các giải pháp đó, là việc phát triển thêm quỹ giếng và xây dựng thêm các giàn nhẹ trong khu vực của mỏ. Giàn BK-20 được xây dựng xuất phát từ bối cảnh như vậy. Giàn này được xây dựng tại khu vực Tây Nam mỏ Bạch Hổ, cách giàn công nghệ trung tâm CTK-3 7,3 km về phía Tây Nam và cách giàn nhẹ BK-9 5,9 km về phía Tây Bắc của mỏ Bạch Hổ (Hình 1). Sản phẩm khai thác trên BK-20 được vận chuyển bằng đường ống ngầm về giàn CTK-3 dưới dạng hỗn hợp dầu khí để tiếp tục xử lý. Để quá trình vận chuyển sản phẩm được đảm bảo an toàn, cần xây dựng các kịch bản vận chuyển khác nhau, dựa trên các số liệu khai thác dự kiến đối với quá trình phát triển mỏ. Để phục vụ cho quá trình tín toán các thông số nhiệt thủy lực của đường ống vận chuyển, cần có các thông số liên quan đến tính chất hóa lý của sản phẩm. Trên cơ sở đó, các mẫu dầu từ 6 đối tượng thử vỉa của giếng MTD-1X đã được thực hiện vào năm 2018. Các kết quả phân tích mẫu dầu được trình bày trong Bảng 1.

Bảng 1. Các tính chất hóa lý của dầu đã tách khí của giếng MTD-1X, giàn BK-20

1	Tên giếng	MTD-1X
2	Độ sâu, m	DST#2 3820
3	Ngày lấy mẫu	16/01/18
4	Ngày nhận mẫu	25/01/18
5	Tỷ trọng ở 20^0C, g/cm^3	0,7975
6	Hàm lượng nước, % thể tích	0,9
7	Hàm lượng muối clorua, mg/l	-
8	Hàm lượng tạp chất cơ học, % khối lượng	0,015

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenvanthinh@humg.edu.vn

9	Nhiệt độ đông đặc, ^{0}C		16
10	Độ nhớt ở 50 ^{0}C, mm^2/s		1,99
11	Độ nhớt ở 70 ^{0}C, mm^2/s		1,53
12	Độ tro, % khối lượng		0,013
13	Hàm lượng lưu huỳnh, % khối lượng		0,0538
14	Hàm lượng paraffin, % khối lượng		13,13
15	Nhiệt độ nóng chảy paraffin, ^{0}C		57
16	Hàm lượng asphalten, % khối lượng		1,67
17	Hàm lượng nhựa, % khối lượng		3,03
18	Hàm lượng than cốc, % khối lượng		0,402
19	Khối lượng phân tử, g/mol		180,55
20	Hàm lượng kim loại Ca-Fe-Ni-V, ppm		1,005/0,660/0,228/0,081
21	Nhiệt độ bắt đầu sôi, ^{0}C		75
22	Thành phần chưng cất, % thể tích:	đến 100^{0}C	5,5
		đến 150^{0}C	52,5
		đến 200^{0}C	38
		đến 250^{0}C	48
		đến 300^{0}C	60
		đến 350^{0}C	73,5



Hình 1. Sơ đồ vị trí giàn BK-20

2. Xây dựng phương án đảm bảo dòng chảy cho cho tuyến ống vận chuyển sản phẩm

Dựa trên các kết quả phân tích trình bày trong Bảng 1 cho thấy, dầu khai thác tại BK-20 chứa nhiều paraffin, hàm lượng các chất nhựa-asphalten cao. Đây là một trong những thách thức lớn đối với quá trình vận chuyển sản phẩm (Từ Thành Nghĩa và nnk, 2015). Bởi vì khi hàm lượng paraffin trong dầu tăng cao dẫn đến việc vận chuyển dầu gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề lắng đọng paraffin bên trong đường ống (Phung Dinh Thuc và nnk, 2003; Trần Văn Vĩnh và nnk, 2015). Khi vận chuyển, tại điều kiện nhiệt độ tiệm cận nhiệt độ đông đặc của dầu, sẽ xảy ra hiện tượng lắng đọng mạnh paraffin - keo nhựa trên bề mặt thành đường ống khai thác cũng như đường ống thu gom vận chuyển dầu, làm giảm khả năng lưu thông của lưu chất trong đường ống (Tống Cảnh Sơn và nnk, 2015). Điều này sẽ làm tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển, đồng thời gây ra nguy cơ tắc nghẽn đường ống. Đối với tuyến ống vận chuyển sản phẩm từ BK-20 về CTK-3, để đảm bảo quá trình vận chuyển sản phẩm khai thác đến CTK-3 được an toàn, đồng thời để có thể kết nối với các công trình khác, tuyến ống thu gom vận chuyển từ BK-20 về CTK-3 cần được bọc cách nhiệt.

Kết quả phân tích được trình bày trong Bảng 1 cũng cho thấy, nhiệt độ đông đặc của sản phẩm ở mức thấp (16^{o}C), do vậy việc xử lý sản phẩm của BK-20 bằng các chất giảm nhiệt độ đông đặc trong giai đoạn đầu của quá trình khai thác là không cần thiết.

Dựa trên kết quả phân tích về tính chất của dầu tại BK-20 và đặc tính của tuyến ống vận chuyển từ BK-20 về CTK-3, trên cơ sở đảm bảo an toàn cho quá trình vận chuyển sản phẩm, có thể xem xét các phương án sau:

- Đường ống được bọc cách nhiệt nhằm hạn chế tốc độ lắng đọng paraffin trên thành ống, đảm bảo khả năng kết nối với các công trình tiềm năng trong tương lai tới BK-20;
- Dựa trên các kết quả phân tích cho thấy, khả năng bám dính trên bề mặt đường ống của sản phẩm khai thác của BK-20 không cao. Chính vì vậy, trong quá trình vận hành đường ống, cần định kỳ bổ sung nước vào hệ thống vận chuyển để đẩy lớp lắng đọng paraffin mềm này khỏi đường ống;
- Trên BK-20 được bố trí lắp đặt hệ thống chemical injection để có thể sử dụng trong trường hợp cần thiết, khi có sự thay đổi tính chất của dầu thô trong quá trình khai thác, hoặc khi kết nối với các công trình lân cận để vận chuyển sản phẩm có tính chất thác khác biệt.

Các phương án đề xuất ở trên cho phép đảm bảo khả năng vận chuyển dầu từ BK-20 đến CTK-3, đồng thời vẫn dự phòng cho các trường hợp phát sinh kỹ thuật có thể phát sinh trong tương lai. Các thông số khai thác và vận chuyển sản phẩm của các giếng trên BK-20 theo từng năm đối với từng trường hợp khác nhau được trình bày trong Bảng 2 và 3.

Bảng 2. Các thông số khai thác và vận chuyển sản phẩm BK-20 trong trường hợp không có bơm ép nước

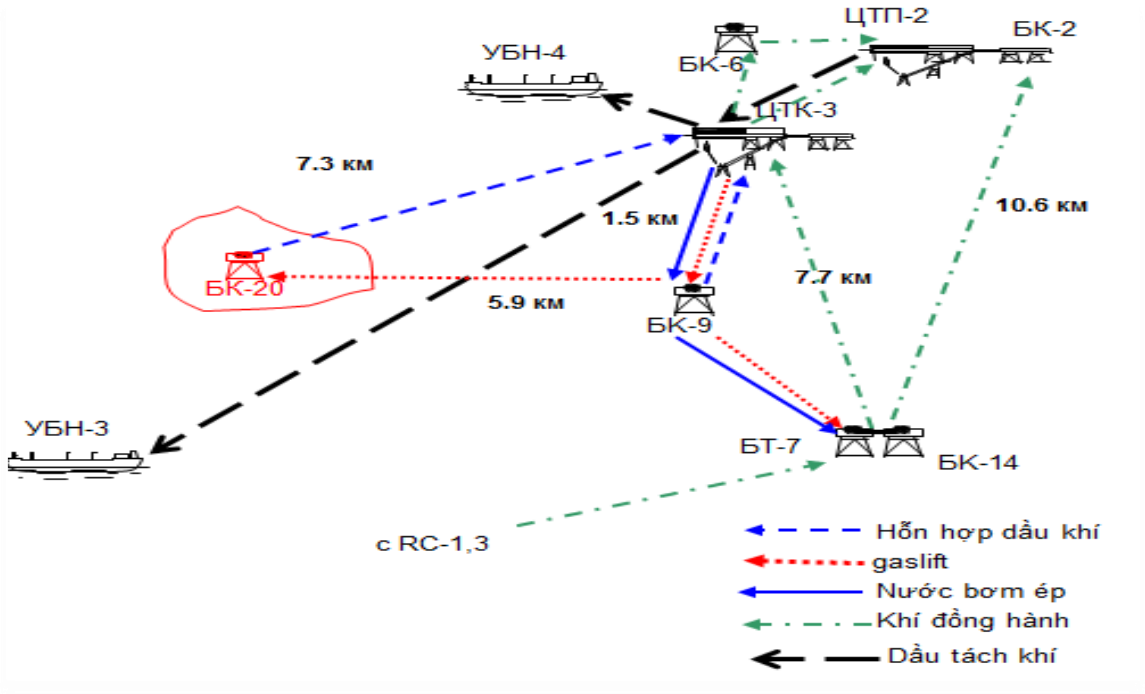
Năm	$Q_{dầu}$, m^3/ngđ	$Q_{lỏng}$, m^3/ngđ	$Q_{nước}$, m^3/ngđ	Hàm lượng nước, % V	Khai thác khí, nghìn m^3/ngđ		
					đồng hành	gaslift	tổng
2019	384,6	515,4	130,8	25,4	79,74	41,0	120,7
2020	**1039,7**	**1526,4**	**486,8**	**31,9**	**619,77**	**195,0**	**814,8**
2021	530,1	1294,8	764,6	59,1	870,92	219,0	**1089,9**
2022	32,3	131,8	99,4	75,5	44,12	88,0	132,1
2023	12,4	45,7	33,3	72,9	9,88	39,0	48,9
2024	12,5	48,0	35,6	74,0	6,55	36,0	42,6
2025	9,2	45,2	36,0	79,6	2,78	32,0	34,8
2026	7,4	34,7	27,3	78,7	1,89	25,0	26,9
2027	6,3	27,5	21,2	77,0	3,08	20,0	23,1
2028	4,3	22,6	18,3	80,9	1,08	16,0	17,1
2029	3,8	16,8	13,0	77,6	0,84	11,0	11,8
2030	3,5	15,7	12,2	77,6	0,71	11,0	11,7
2031	3,2	13,7	10,4	76,2	0,66	8,0	8,7
2032	2,8	11,4	8,6	75,3	0,58	8,0	8,6
2033	2,4	9,2	6,8	74,1	0,57	7,0	7,6

2034	2,1	7,8	5,7	72,8	0,51	6,0	6,5
2035	1,9	6,9	5,0	72,6	0,37	4,0	4,4
2036	1,7	6,2	4,6	73,4	0,28	4,0	4,3
2037	1,5	5,3	3,8	72,3	0,22	4,0	4,2
2038	1,4	4,6	3,3	70,8	0,19	4,0	4,2
2039	1,3	4,3	3,0	70,3	0,15	4,0	4,1
2040	1,2	4,0	2,8	70,4	0,12	4,0	4,1
2041	1,1	3,7	2,6	70,6	0,10	3,0	3,1
2042	1,0	3,4	2,4	71,4	0,08	3,0	3,1
2043	0,9	3,2	2,2	70,7	0,07	3,0	3,1

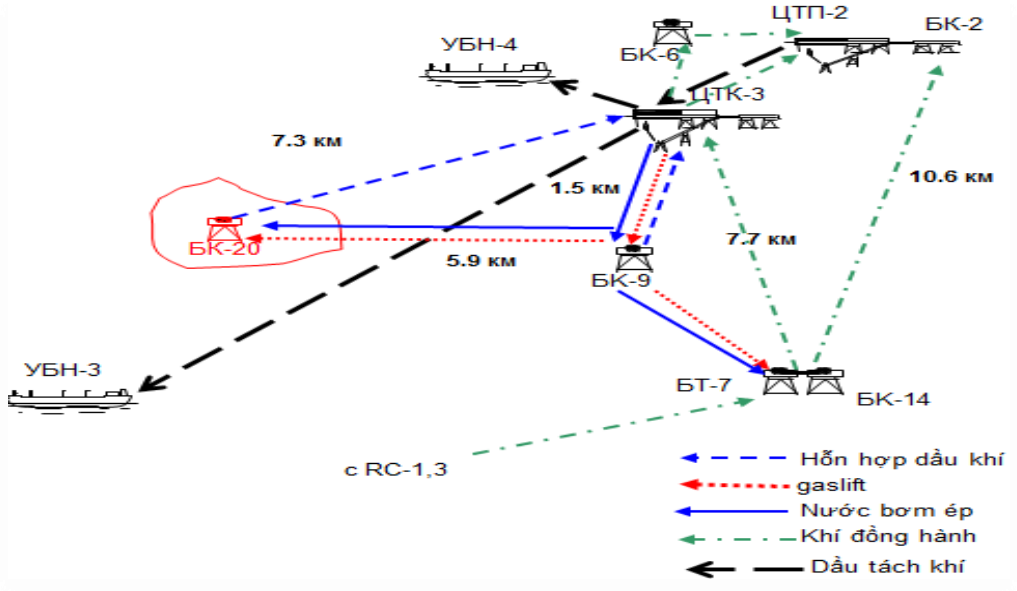
Bảng 3. Các thông số khai thác và vận chuyển sản phẩm BK-20 trong trường hợp có bơm ép nước

Năm	$Q_{dầu}$, m^3/ngđ	$Q_{lỏng}$, m^3/ngđ	$Q_{nước}$, m^3/ngđ	Hàm lượng nước, % thể tích	Khai thác khí, nghìn m^3/ngđ		
					đồng hành	gaslift	tổng
2019	384,6	515,4	130,8	25,4	79,88	41,0	120,9
2020	**1010,6**	**1431,5**	**420,9**	**29,4**	**495,97**	**166,0**	**662,0**
2021	626,4	1425,0	798,6	56,0	407,87	137,0	544,9
2022	379,9	1371,4	991,5	72,3	227,20	159,0	386,2
2023	243,2	1257,4	1014,2	80,7	88,52	167,0	255,5
2024	182,8	1219,7	1036,9	85,0	43,56	165,0	208,6
2025	146,7	1204,9	1058,2	87,8	26,84	159,0	185,8
2026	122,8	1198,7	1076,0	89,8	19,04	160,0	179,0
2027	105,1	1195,9	1090,8	91,2	15,04	158,0	173,0
2028	89,3	1194,6	1105,2	92,5	12,88	161,0	173,9
2029	75,7	1193,7	1117,9	93,7	12,35	161,0	173,4
2030	64,7	1192,6	1127,9	94,6	12,46	161,0	173,5
2031	56,3	1191,8	1135,5	95,3	12,26	162,0	174,3
2032	49,5	1191,1	1141,6	95,8	11,95	164,0	175,9
2033	44,0	1190,6	1146,6	96,3	11,49	165,0	176,5
2034	39,5	1190,2	1150,8	96,7	11,05	166,0	177,0
2035	35,6	1189,9	1154,3	97,0	10,54	167,0	177,5
2036	32,3	1189,7	1157,4	97,3	10,14	168,0	178,1
2037	29,3	1189,4	1160,1	97,5	9,77	168,0	177,8
2038	26,7	1189,2	1162,5	97,8	9,41	169,0	178,4
2039	24,4	1189,0	1164,6	97,9	9,07	170,0	179,1
2040	22,4	1188,9	1166,5	98,1	8,77	172,0	180,8
2041	20,6	1188,7	1168,1	98,3	8,53	172,0	180,5
2042	18,9	1188,5	1169,6	98,4	8,28	173,0	181,3
2043	17,5	1188,4	1170,9	98,5	8,05	173,0	181,1
2044	16,1	1188,3	1172,1	98,6	7,83	173,0	180,8
2045	15,0	1188,2	1173,2	98,7	7,65	173,0	180,6
2038	27,9	1189,6	1161,7	97,7	10,53	169,0	179,5
2039	25,5	1189,4	1163,9	97,9	10,18	170,0	180,2
2040	23,4	1189,2	1165,8	98,0	9,84	172,0	181,8
2041	21,5	1189,0	1167,6	98,2	9,49	172,0	181,5
2042	19,7	1188,8	1169,1	98,3	9,20	173,0	182,2
2043	18,2	1188,7	1170,5	98,5	8,96	173,0	182,0

Từ Bảng 2 và 3 cho thấy, sản lượng khai thác tối đa theo lỏng và theo khí trên BK-20 trong trường hợp không có nước bơm ép diễn ra vào năm 2020 với sản lượng đạt 1526,4 m^3 chất lỏng/ngđ, hàm lượng nước 31,9% thể tích. Lượng khí đồng hành và khí gaslift sẽ là 1089,9 nghìn m^3/ngđ. Trên cơ sở đó, quá trình vận chuyển ản phẩm từ BK-20 về CTK-3 được thực hiện ở dạng hỗn hợp khí lỏng được xem xét áp dụng theo sơ đồ vận chuyển ở Hình 2.



Hình 2. Sơ đồ các đường ống vận chuyển của BK-20 trong trường hợp khai thác không có nước bơm ép



Hình 3. Sơ đồ các đường ống vận chuyển của BK-20 trong trường hợp khai thác có nước bơm ép

3. Kết quả tính toán nhiệt thủy động lực vận chuyển hỗn hợp khí lỏng từ giàn BK-20 về giàn công nghệ trung tâm CTK-3

Các thông số vận chuyển hỗn hợp khí lỏng BK-20 bằng đường ống từ BK-20 về CTK-3 trong trường hợp sản lượng khai thác đạt mức tối đa và các kết quả tính toán nhiệt thủy động lực được trình bày trong các Bảng 4, 5 và 6.

Bảng 4. Các thông số vận chuyển hỗn hợp khí lỏng bằng đường ống BK-20 -> CTK-3

Thông số vận chuyển	BK-20 -> CTK-3	
	Trường hợp không bơm ép	Trường hợp có bơm ép
$Q_{lỏng}$, t/ngđ	1526,4	1431,5
Hàm lượng nước, %	31,9	29,4
$Q_{khí\ đồng\ hành}$, nghìn m^3/ngđ	619,7	496,0
$Q_{khí\ gaslift}$, nghìn m^3/ngđ	195,0	166,0
Độ dài, km	7,3	
Đường kính, mm	323,8x15.9	

Bảng 5. Kết quả tính toán nhiệt thủy động lực vận chuyển hỗn hợp khí lỏng từ BK-20 -> CTK-3 trong trường hợp không bơm ép, lưu lượng khai thác lớn nhất

BK-20		CTK-3	
P, atm	T, ^{0}C	P, atm	T, ^{0}C
25	50	15	42

Bảng 6. Kết quả tính toán nhiệt thủy động lực vận chuyển hỗn hợp khí lỏng từ BK-20 -> CTK-3 trong trường hợp có bơm ép, lưu lượng khai thác lớn nhất

BK-20		CTK-3	
P, atm	T, ^{0}C	P, atm	T, ^{0}C
19,5	50	14	44,2

Từ các kết quả trong Bảng 5 và 6 cho thấy, ở thể tích khai thác tối đa và đưa hỗn hợp khí-lỏng về CTK-3, giá trị áp suất tại riser của BK-20 sẽ đạt 25 atm và 19.5 atm tương ứng với trường hợp không bơm ép và có bơm ép.

Trên cơ sở các phân tích được trình bày trong các phần ở trên, để đảm bảo an toàn cho quá trình vận chuyển, ta chọn giải pháp đường ống được bọc cách nhiệt đồng thời trong quá trình vận hành đường ống, cần định kỳ bổ sung nước vào hệ thống vận chuyển để đẩy lớp lắng đọng paraffin mềm này khỏi đường ống. Chính vì vậy, khi khởi động và trong khoảng thời gian đầu vận hành đường ống BK-20 -> CTK-3, cần đưa vào vận hành đường ống vận chuyển nước bơm ép ngay từ khi khởi động giàn.

Khi thực hiện vận chuyển sản phẩm BK-20 ở dạng hỗn hợp khí lỏng, lúc này việc tách khí sẽ được thực hiện trên CTK-3, sau đó đưa khí đến giàn nén khí trung tâm CCP. Trong Bảng 7, thể hiện các kết quả tính toán vận chuyển khí đồng hành từ CTK-3 đến CCP bằng đường ống dẫn khí hiện có, đường kính 406*16 mm và dài 2708 m trong trường hợp vận chuyển cùng với khí BK-20 (phương án 1) và không vận chuyển cùng với khí BK-20 (phương án 2).

Bảng 7. Các kết quả tính toán thông số thủy động lực vận chuyển hỗn hợp khí lỏng bằng đường ống BK-20 -> CTK-3

Phương án	CTK-3		CTP
	$Q_{khí}$, nghìn m^3/ngđ	P, barg	P, barg
Hiện tại	1200	10,5	9
Với lượng khí tối đa phương án 1	2300	12,8	
Với lượng khí tối đa phương án 2	1860	11,5	

4. Kết luận

Việc xây dựng và đưa vào vận hành giàn nhẹ BK-20 có vai trò rất quan trọng trong việc duy trì sản lượng khai thác dầu ở mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn hiện nay. Sản phẩm khai thác từ giàn BK-20 được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu khí về giàn công nghệ trung tâm CTK-3 để tiếp tục xử lý. Khi vận chuyển trong trường hợp khai thác tối đa thì áp suất tại riser của BK-20 sẽ đạt giá trị là 25 atm và 19,5 atm tương ứng với phương án khai thác không có nước bơm ép và có nước bơm ép. Giá trị nhiệt độ không thay đổi (duy trì ở giá trị 50°C) ở cả hai trường hợp. Các kết quả nghiên cứu đã chỉ ra rằng, sản phẩm khai thác tại BK-20 có hàm lượng paraffin tương đối cao. Do vậy, dễ xảy ra hiện tượng lắng đọng paraffin làm giảm khả năng lưu thông

của lưu chất trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển đồng thời gây ra nguy cơ tắc nghẽn đường ống. Trên cơ sở các phân tích được trình bày trong các phần ở trên, để đảm bảo an toàn cho quá trình vận chuyển, giải pháp bọc cách nhiệt đường ống được lựa chọn. Đồng thời trong quá trình vận hành đường ống, cần định kỳ bổ sung nước vào hệ thống vận chuyển để đẩy lớp lắng đọng paraffin mềm này khỏi đường ống. Chính vì vậy, cần đưa vào vận hành đường ống vận chuyển nước bơm ép ngay từ khi khởi động giàn.

Tài liệu tham khảo

Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiển, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảng Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường San, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Thúc Kháng, 2015. Những khó khăn thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. Tạp chí Dầu khí, số 5/2015, pp 20-25.

Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe, 2015. Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của liên doanh Việt-Nga "Vietsovpetro". Tạp chí Dầu khí, số 2/2015, pp 43-52.

Nguyễn Văn Thịnh, Phạm Thế Anh, 2018. Giải pháp bơm ép nước nhằm duy trì áp suất trong quá trình khai thác các vỉa dầu khí tại mỏ Bạch Hổ giai đoạn suy giảm sản lượng. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ-Địa chất, số 59, kỳ 5, pp 14-20.

Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P. Vugovskoi, 2003. The problem in Transportation of High Waxy Crude oils Through Submarine Pipelines at JV Vietsovpetro Oil Fields, Offshore Vietnam. Journal of Canadian Petroleum Technology, Solution for Production Optimization, Canada - 2003, Vol 42, No. 6, pp 15-18.

Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiển, Trần Quốc Khởi, Trần Văn Thường, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Phạm Thành Vinh, 2015. Giải pháp vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao tại mỏ Gấu Trắng. Tạp chí Dầu khí, số 12/2015, pp 18-21.

Gary Grove, Geir Saether, Giovanni P. Estrada, 2008. Employing Flow Assurance in an Offshore FEED Study. SPE 116254, pp 1-10.

ABSTRACT

Flow assurance solutions of crude oil transportation from BK-20 to CTK-3 platform at Bach Ho oil field

Nguyen Van Thinh[1,*], Nguyen Thi Hai Yen[1], Nguyen Duc Chinh[2]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*
[2]*PetroVietnam Exploration Production Corporation (PVEP)*

Bach Ho, a large oilfield located at Block 09-1 Cuu Long basin, is operated and exploited by Vietsovpetro. Over the 30 years of operation, production from the platforms at this oilfield has decreased sharply. It has become an urgent need to construct new platforms or develop more oil fields in order to maintain the total production. Therefore, the BK-20 platform was built in this area to meet this demand. Exploited products from this offshore rig are transported to CTK-3 platform by subsea pipelines. To ensure the safety and effectiveness of this transportation, it is necessary to appropriately determine hydrodynamic and thermal parameters of the transmitted fluids. The article presents the research on flow assurance for the transport of oil and gas from BK-20 platform to CTK-3 platform basing on hydraulic calculations and data analysis from the current production process. The results of the research show that in the case of exploiting with maximum flow rate and the transporting fluid to CTK-3 platform is the liquid gas mixture, the pressure at the riser of BK-20 will reach to 25 atm and 19.5 atm respectively relevant to the production without and with water injection. Moreover, the water injection pipeline should be operated immediately after the commence of the platform so that the pipeline could be flushed to avoid paraffin of working platform is necessary to serve pipeline flushing and to avoid paraffin deposition.

Keywords: Bach Ho oil field; Flow assurance; BK-20 platform.

Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống thu gom vận chuyển dầu từ mỏ Gấu Trắng về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ

Nguyễn Văn Thịnh[1,*], Nguyễn Thị Hải Yến[1], Trịnh Tiến Thắng[2], Tống Cảnh Sơn[3]
[1] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)*
[3] *Liên Doanh Dầu khí Việt - Nga (Vietsovpetro)*

TÓM TẮT

Mỏ dầu khí Gấu Trắng, thuộc Lô 09-1 bể Cửu Long, hiện đang được Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) quản lý và vận hành. Sản phẩm khai thác từ mỏ được vận chuyển bằng đường ống bọc cách nhiệt về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ. Trong quá trình vận chuyển, do nhiệt độ sản phẩm tại miệng giếng khai thác và nhiệt độ môi trường nước biển thấp, dẫn đến nhiệt độ của dòng sản phẩm về giàn trung tâm rất thấp (dao động ở mức 26-28°C). Mặt khác, dầu thô khai thác từ mỏ Gấu Trắng có hàm lượng paraffin và nhiệt độ đông đặc cao, dẫn đến nhiều khó khăn khi vận chuyển bằng đường ống ngầm . Để đảm bảo an toàn cho hệ thống đường ống vận chuyển dầu, nhiệt độ của chất lưu vận chuyển thường phải cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể parafin tối thiểu là 5°C. Bài báo trình bày các giải pháp để đảm bảo an toàn vận chuyển dầu từ mỏ Gấu Trắng (giàn GTC-1) về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ thông qua việc phân tích các số liệu thực tế và hiệu quả làm việc của đường ống hiện thời tại mỏ và các số liệu thu được từ mô hình hóa dựa trên phần mềm chuyên dụng OLGA. Kết quả nghiên cứu cho thấy ưu điểm của đường ống mới được xây dựng từ mô hình mô phỏng vận chuyển sản phẩm từ giàn GTC-1 về giàn BK-14 mỏ Bạch Hổ dưới dạng hỗn hợp khí-lỏng, sau đó cùng với các sản phẩm của BK-14 vận chuyển bằng hai đường ống song song đến CTK-3. Ngoài ra, kết quả nghiên cứu cho thấy khi duy trì áp suất ở các ống đứng GTC-1, BK-14 lần lượt là 19,2 atm và 17,7 atm, có thể giảm lượng khí gaslift đáng kể, từ đó nâng cao hiệu quả của quá trình khai thác và vận chuyển.

Từ khóa: Bảo đảm dòng chảy, Mỏ Gấu Trắng, Mỏ Bạch Hổ, Đường ống vận chuyển dầu

1. Mở đầu

Trong ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam, vấn đề khai thác các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên đang ngày càng được quan tâm do hiện nay, sản lượng khai thác tại một số mỏ lớn như Bạch Hổ, Rồng… đã qua thời kỳ đỉnh cao của sản lượng khai thác và đang ngày càng sụt giảm. Mặt khác, việc khai thác các mỏ nhỏ, mỏ cận biên có thể tận dụng cơ sở hạ tầng cũng như kinh nghiệm quản lý - vận hành của các mỏ lớn (Nguyễn Vũ Trường Sơn và nnk, 2015). Trong quá trình vận chuyển sản phẩm khai thác nói chung và vận chuyển sản phẩm từ các mỏ nhỏ, mỏ cận biên về các mỏ lớn nói riêng, việc đảm bảo dòng chảy để vận chuyển an toàn sản phẩm nhất là đối với sản phẩm vận chuyển có nhiều paraffin đang ngày càng trở lên cấp thiết (Từ Thành Nghĩa và nnk, 2015; Phung Dinh Thuc và nnk, 2003; Hyun Su Lee, 2008; Ellision và nnk, 2000).

Trong số các mỏ nhỏ, mỏ cận biên đang được Liên doanh Việt-Nga (Vietsovpetro) khai thác có mỏ Gấu Trắng. Mỏ này được chính thức đưa vào khai thác từ năm 2013. Dầu khai thác tại đây có hàm lượng paraffin và nhiệt độ đông đặc cao (Trần Văn Vĩnh và nnk, 2015). Tại mỏ Gấu Trắng, dầu được khai thác từ giàn nhẹ GTC-1 (nằm cách giàn BK-14/BT-7 6 km và cách giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ 7,7 km theo hướng Nam). Sản phẩm khai thác trên GTC-1 ở dạng hỗn hợp khí-lỏng được vận chuyển về BK-14/BT-7 bằng đường ống ngầm, sau đó cùng với sản phẩm khai thác tại các giàn này được đưa đến CTK-3 để tách khí và nước. Sau đó, dầu đã xử lý được bơm ra tàu chứa (UBN) để lưu trữ và xuất bán.

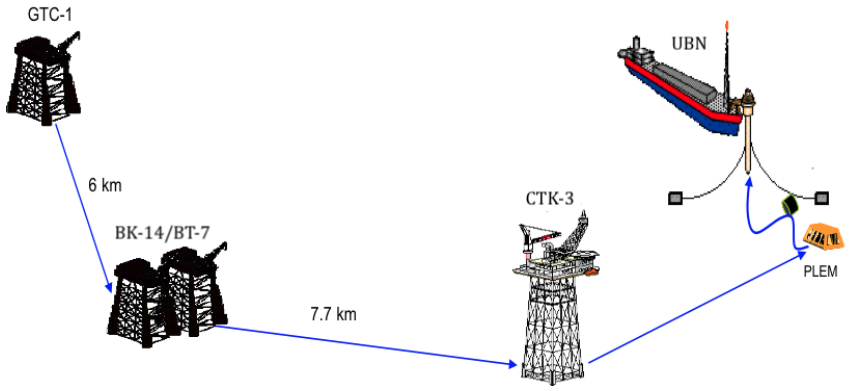
* *Tính chất hóa lý của dầu mỏ Gấu Trắng*

Tại khu vực mỏ Gấu Trắng đã khoan các giếng thăm dò GT-1X, GT-2X và tiến hành lấy mẫu đối với giếng GT-1X cho 2 đối tượng để phân tích. Kết quả phân tích được trình bày trong Bảng 1. Các kết quả

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenvanthinh@humg.edu.vn

phân tích những tính chất lý hóa của các mẫu chất lỏng cho thấy: dầu tại mỏ Gấu Trắng có hàm lượng parafin, asphalten và nhựa cao; hệ số khí trong dầu thấp 48 m^3/tấn ; dầu có độ nhớt cao. Ở trạng thái tĩnh và ở nhiệt độ thấp, dầu tạo thành cấu trúc vững chắc. Điều này dẫn đến sự cần thiết phải xử lý để cải thiệt các tính chất nhằm phục vụ cho quá trình vận chuyển đảm bảo an toàn.

Thực tế cho thấy, nhiệt độ của vỉa tương đối thấp (740C), điều này đòi hỏi sự cần thiết phải sử dụng phương pháp xử lý sản phẩm trong lòng giếng bằng cách bơm các hóa phẩm hạ điểm đông theo các đường ống xung lượng vào giếng ở độ sâu 2000 - 2500 m.



Hình 1. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm mỏ Gấu Trắng về CTK-3 mỏ Bạch Hổ

Bảng 1. Tính chất hóa lý của dầu tách khí giếng GT-1X mỏ Gấu Trắng

Chỉ tiêu nghiên cứu	***№4 Miocen***	***№5 Miocen***
Độ sâu lấy mẫu, m	2784-2836 м	2675-2745 м
Ngày lấy mẫu	20h45' 24/07/2011	01h00' 06/08/2011
Khối lượng riêng ở 20°C, g/cm^3	0.9020	0.8814
Khối lượng mol, g/mol	414.7	341.0
Hàm lượng nước, % thể tích.	6.0	0.2
Hàm lượng NaCl mg/l	1290	10
Hàm lượng tạp chất cơ học, % khối lượng.	0.149	0.029
Độ nhớt tại 50 ^{0}C, mm^2/s	42.49	29.51
Độ nhớt tại 70 ^{0}C, mm^2/s	34.45	14.24
Nhiệt độ đông đặc, ^{0}C	40.0	37.5
Hàm lượng tro, % khối lượng	0.4406	0.0152
Hàm lượng lưu huỳnh, % khối lượng	0.1457	0.1071
Hàm lượng paraffin, % khối lượng	22.4	23.1
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, ^{0}C	59	59
Hàm lượng asphalten, % khối lượng	8.56	4.54
Hàm lượng nhựa, % khối lượng	13.55	11.10
Hàm lượng cốc, % khối lượng	-	
Nhiệt độ bắt đầu sôi, ^{0}C	126	90
Thành phần chưng cất phân đoạn, %thể tích.		
đến 100^{0}C		0.3
đến 150^{0}C	1.5	6.0
đến 200^{0}C	6.5	12.0
đến 250^{0}C	13.0	18.0
đến 300^{0}C	22.0	25.5
đến 350^{0}C	36.0	39.0

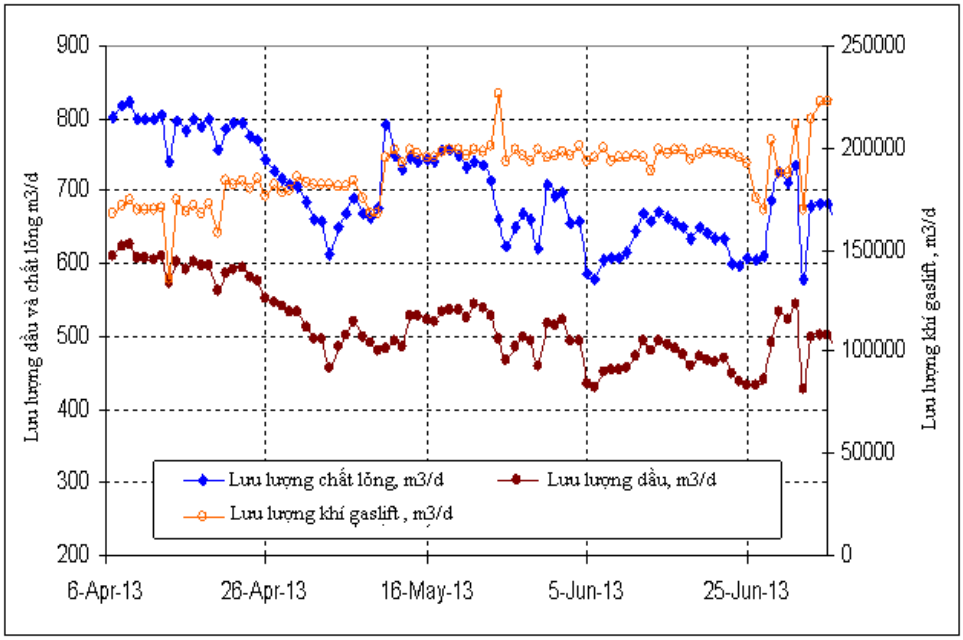
2. Giải pháp vận chuyển sản phẩm từ mỏ Gấu Trắng về CTK-3 mỏ Bạch Hổ

Để giảm thiểu tối đa lượng nhiệt ra môi trường, quá trình vận chuyển sản phẩm được thực hiện thông qua hệ thống đường ống bọc cách nhiệt, với các giải pháp cụ thể như sau:

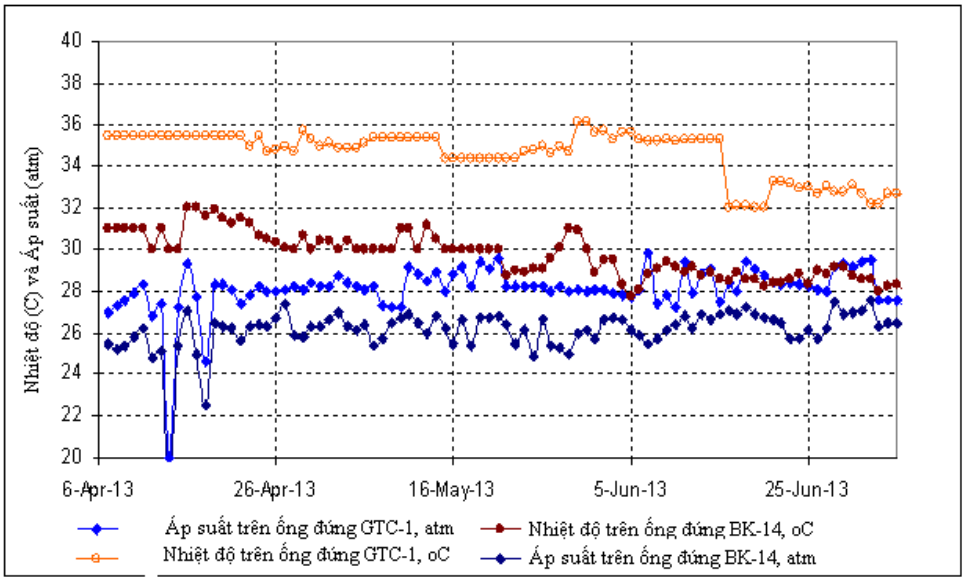
2.1. Hoạt động cố định của đường ống GTC-1 -> BK-14

Trong giai đoạn đầu khai thác, sản phẩm của các giếng trên giàn nhẹ GTC-1 ở dạng hỗn hợp khí lỏng được vận chuyển đến BK-14, sau đó cùng với sản phẩm trên BK-14 (ở dạng hỗn hợp khí lỏng) được vận chuyển về CTK-3 để xử lý đến dầu thương phẩm. Các thông số làm việc của đường ống GCT-1->BK-14 khi vận chuyển cố định, được thể hiện trên Hình 2 và Hình 3. Phần đường ống này chỉ dùng để vận chuyển sản phẩm khai thác tại GTC-1. Công suất vận chuyển chất lỏng trong khoảng 600-800 m^3/ngày đêm. Các dữ liệu trên Hình 2 và 3 cho thấy, sản lượng dầu khai thác thay đổi từ 450 đến 620 m^3/ngày đêm. Thể tích khí gaslift sử dụng để khai thác dầu tại GTC-1 nằm trong khoảng từ 180 đến hơn 200 nghìn m^3/ngày đêm. Áp suất ống đứng trên GTC-1 dao động từ 28 đến 30 atm, còn áp suất ống đứng tại BK-14 dao động từ 25 đến 26,5 atm. Độ giảm áp trên đoạn ống này thay đổi từ 2,0 đến 2,5 atm, giá trị trung bình là 2,2 atm.

Tùy thuộc vào khối lượng dầu vận chuyển trong đường ống này, nhiệt độ của hỗn hợp dầu đến ống đứng BK-14 dao động từ 28 đến 32 0C. Nhiệt độ sản phẩm tại GTC-1 trong năm thay đổi từ 32 đến 36°C (Hình 3).



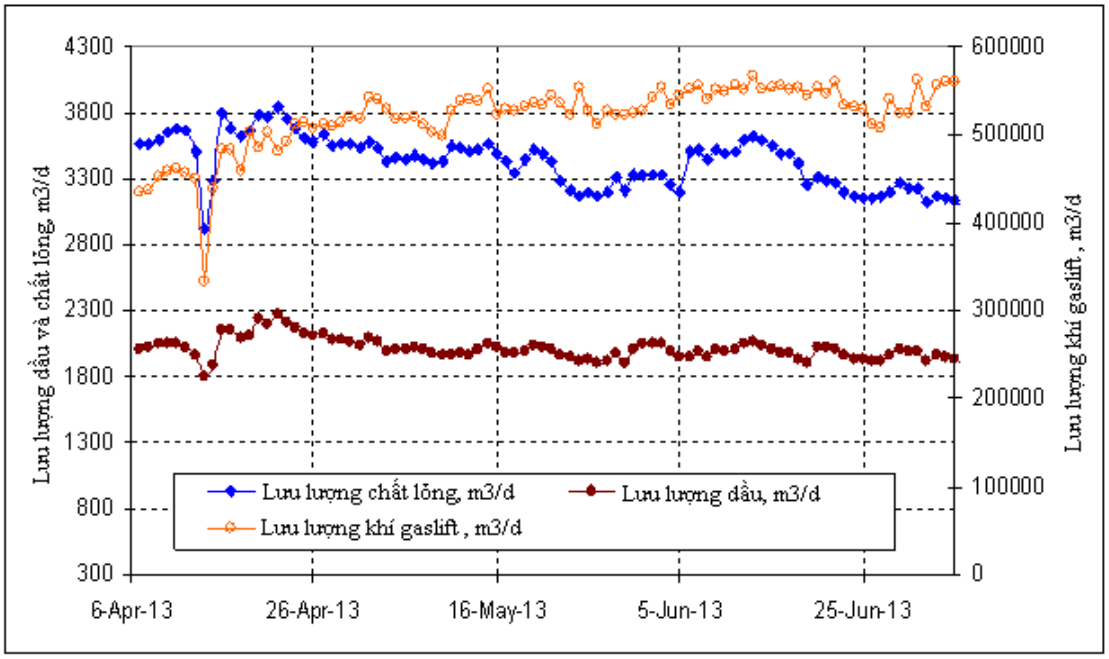
Hình 2. Lưu lượng dầu, chất lỏng và khí gaslift được vận chuyển bằng đường ống GCT-1->BK-14



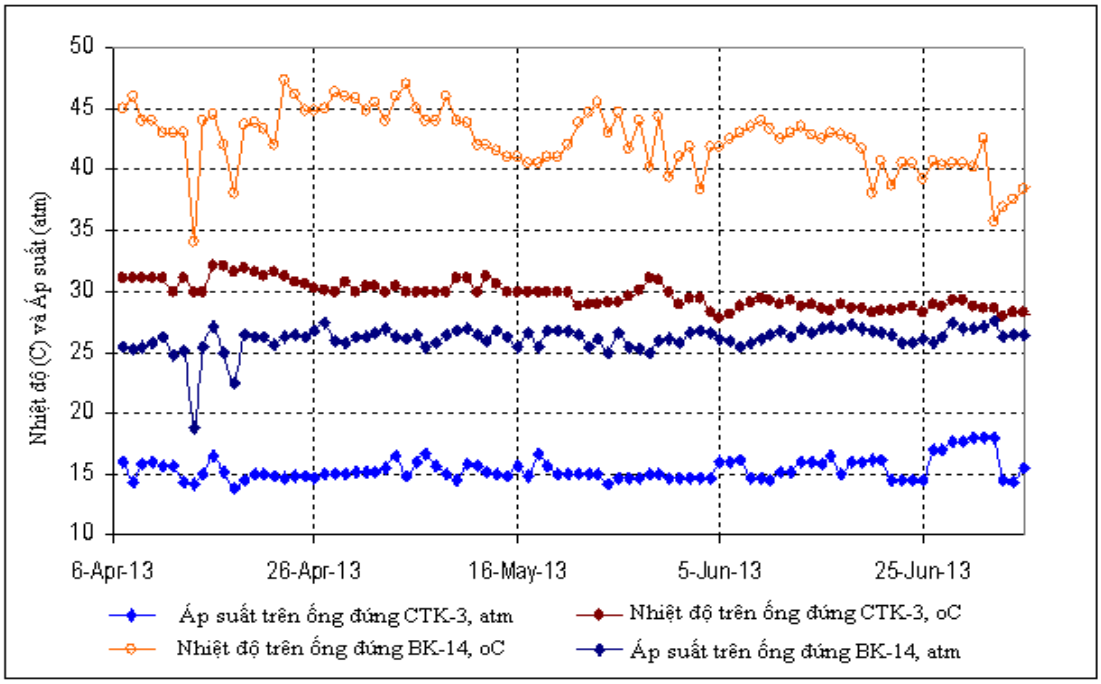
Hình 3. Các thông số vận chuyển bằng đường ống GCT-1 -> BK-14

Các thông số làm việc của đoạn đường ống BK-14 -> CTK-3 khi vận chuyển cố định, được trình bày trên Hình 4 và Hình 5. Đoạn đường ống này được dùng để vận chuyển hỗn hợp sản phẩm khai thác tại GTC-1 và BK-14. Công suất vận chuyển chất lỏng là 3100-3600 m^3/ngày đêm. Lượng dầu khai thác thay đổi từ 1900 đến 2100 m^3/ngày đêm. Thể tích khí gaslift sử dụng để khai thác dầu tại GTC-1 và BK-14 nằm trong khoảng từ 510 đến hơn 530 nghìn m^3/ngày đêm. Áp suất ống đứng trên BK-14 dao động từ 25 đến 26,5 atm, còn áp suất ống đứng trên CTK-3 dao động từ 14 đến 16 atm. Độ giảm áp trên đoạn đường ống này thay đổi từ 9,0 đến 11,5 atm, giá trị trung bình là 10,5 atm.

Tùy thuộc vào lượng dầu vận chuyển qua đoạn đường ống này, nhiệt độ của hỗn hợp dầu đến ống đứng CTK-3 dao động từ 29 đến 31°C. Nhiệt độ của hỗn hợp sản phẩm GTC-1 + BK-14 trong năm thay đổi từ 46,5 đến 52 °C (Hình 5).



Hình 4. Lưu lượng dầu, chất lỏng và khí gaslift được vận chuyển bằng đường ống BK-14 -> CTK-3



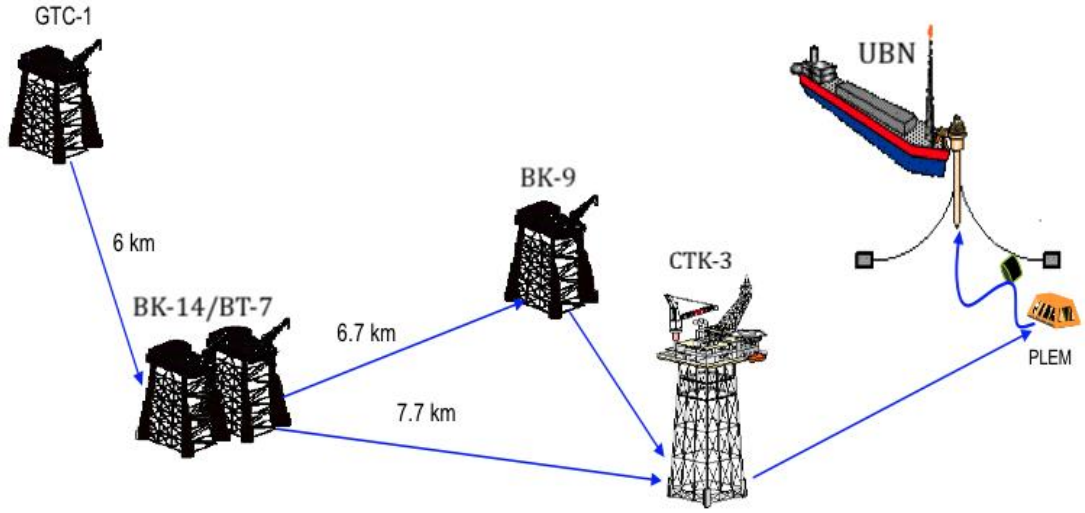
Hình 5. Các thông số vận chuyển bằng đường ống BK-14->CTK-3

2.2. Mô hình hóa quá trình vận chuyển sản phẩm từ GTC-1 -> BK-14 -> CTK-3

Trên cơ sở phân tích hoạt động của hệ thống đường ống GTC-1 -> BK-14 -> CTK-3, chúng ta có thể xác định rằng: để vận chuyển sản phẩm khai thác trên GTC-1 đến CTK-3 cần phải có áp suất cao ở các ống đứng GTC-1 (từ 28 đến 30 atm) và BK-14 (từ 25 đến 26,5 atm), điều này ảnh hưởng đến hoạt động của các giếng gaslift và cần một lượng lớn khí gaslift. Vấn đề này có các hướng giải quyết như sau: Để giảm áp suất trên các ống đứng BK-14 và GTC-1, có hai phương án vận chuyển hỗn hợp sản phẩm GTC-1 và BK-14 đến CTK-3 được đưa ra:

- Các sản phẩm trên GTC-1 ở dạng hỗn hợp khí lỏng được vận chuyển đến BK-14, tại đây, cùng với các sản phẩm BK-14 sẽ được tách khí trong thiết bị tách khí sơ bộ (UBOG) và sau đó hỗn hợp sản phẩm khai thác ở dạng dầu bão hòa khí được vận chuyển đến CTK-3. Khí tách ra được vận chuyển đến giàn công nghệ trung tâm số 2 (CTP-2) và đến giàn nén Khí trung tâm (CTP) để nén. Để làm điều này cần xây dựng đường ống dẫn khí BK-14 - BK-4 có đường kính 325*16 mm và dài 12 000 m (Phương án 1);
- Các sản phẩm trên GTC-1 ở dạng hỗn hợp khí lỏng được vận chuyển đến BK-14, sau đó cùng với các sản phẩm của BK-14 được vận chuyển bằng hai đường ống song song đến CTK-3, đường ống mới sẽ đi qua BK-9. Để làm điều này cần xây dựng đường ống bọc các nhiệt BK-14 - BK-9 có đường kính 325*16 mm và dài 6700 m (Phương án 2).

Căn cứ vào tình hình thực tế tại mỏ Gấu Trắng và các sơ đồ thu gom, vận chuyển sản phẩm tại mỏ bạch Hổ, phương án 2 được lựa chọn. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm mỏ Gấu Trắng đến CTK-3 mỏ Bạch Hổ sau khi xây dựng đường ống mới được trình bày trên Hình 6.



Hình 6. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm mỏ Gấu Trắng đến CTK-3 mỏ Bạch Hổ sau khi xây dựng đường ống mới

Để so sánh hiệu quả của việc xây dựng đường ống song song mới, các tính toán về nhiệt thủy lực đã được thực hiện đối với quá trình vận chuyển các sản phẩm của GTC-1 và BK-14 ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến CTK-3 bằng một đường ống và hai đường ống song song với các thông số khai thác như trong Bảng 2.

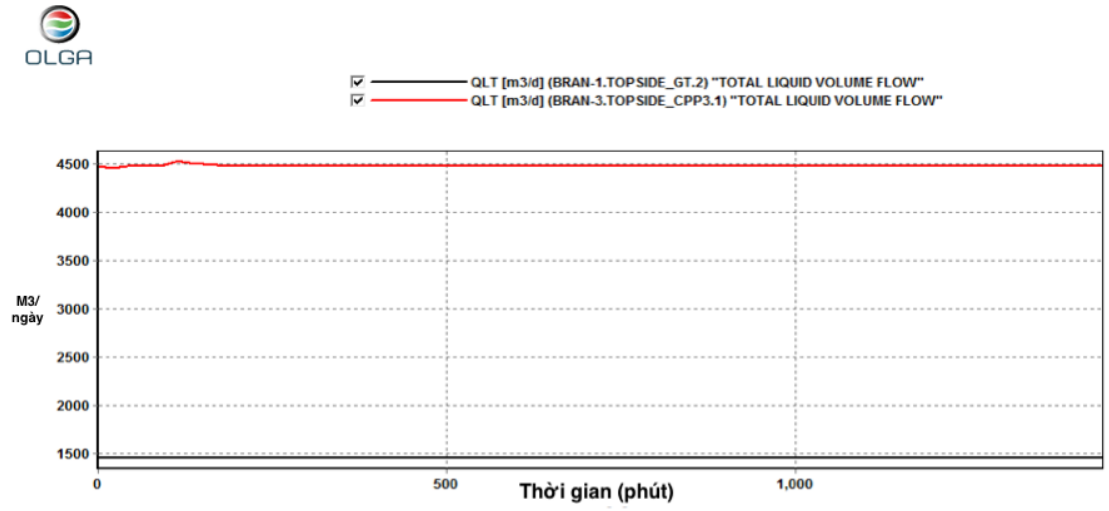
Bảng 2. Các thông số khai thác trên các giàn

Các thông số	GTC-1	BK-14	BK-9
Thể tích sản phẩm khai thác m^3/ngày đêm	1200	3000	950
Hàm lượng nước, %	7,5	39	80
Nhiệt độ, ^oC	39	48	87
Thể tích khí gaslift, m^3/ngày đêm	170000	250000	100000

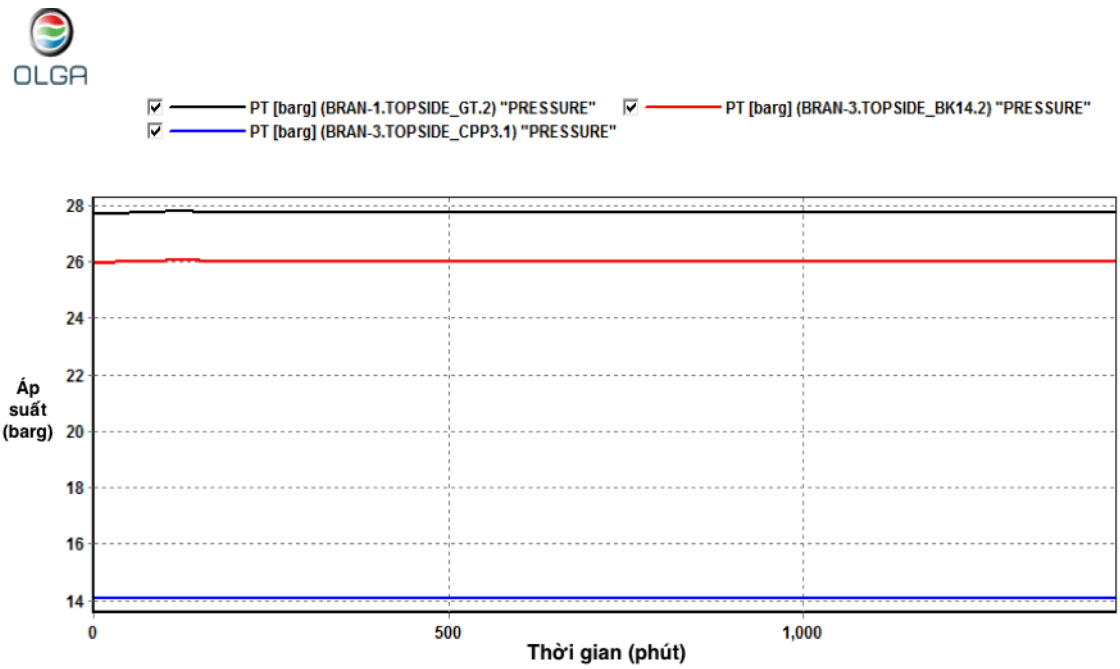
2.3. Kết quả tính toán và mô hình hóa

a. Trường hợp sử dụng đường ống hiện tại

Trên Hình 7 thể hiện lượng chất lỏng được vận chuyển bằng đường ống hiện tại từ GTC-1 đến BK-14, sau đó cùng với sản phẩm tại BK-14 vận chuyển về CTK-3 với tổng lượng chất lỏng được vận chuyển về CTK-3 là 4200 m^3/ngày đêm. Kết quả tính toán về giá trị áp suất tại các ống đứng tại GT-1, BK-14 và CTK-3 lần lượt là 27,6 atm; 26 atm và 14 atm (Hình 8).



Hình 7. Công suất chất lỏng được vận chuyển bằng đường ống hiện tại GTC-1->BK-14 và BK-14->CTK-3



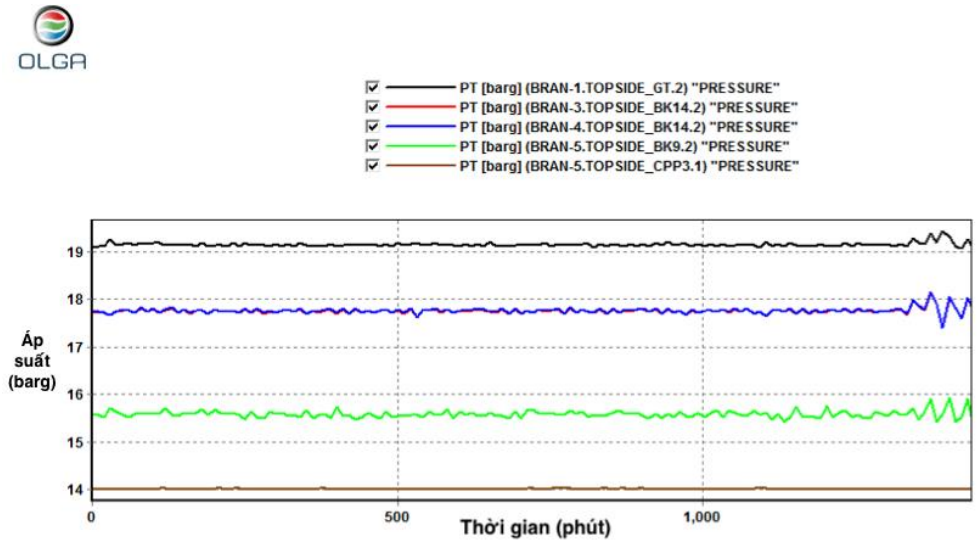
Hình 8. Áp suất trên các ống đứng GTC-1 và BK-14 khi vận chuyển bằng đường ống hiện tại GTC-1-> BK-14 và BK-14->CTK-3

b. Trường hợp sử dụng đường ống mới

Khi sử dụng đường ống mới, giá trị áp suất tại các ống đứng tại GT-1, BK-14 và CTK-3 lần lượt là 19,2 atm; 17,7 atm và 14 atm (Hình 9).

2.4. Thảo luận kết quả

Với các thông số được cho trong Bảng 2, kết quả tính toán được thể hiện trong Bảng 3. Nhìn vào các kết quả tính toán nhiệt thủy lực (Bảng 3) cho thấy, khi xây dựng đường ống mới BK-14 - BK-9 (đường kính 325*16 mm và dài 6700m), áp suất trên ống đứng BK-14 và GTC-1 có thể giảm từ 8,3 atm đến 8,6 atm. Khi áp suất trên các miệng giếng giảm sẽ dẫn đến giảm lượng khí gaslift cần dùng và như vậy sẽ dẫn đến giảm mạnh tổn hao áp suất trên các ống đứng BK-14 và GTC-1. Các kết quả tính toán được thể hiện rất rõ trên các Hình 7-9 khi vận chuyển hỗn hợp khí lỏng từ GTC-1 đến BK-14 và đến CTK-3 bằng đường ống hiện tại và bằng hệ đường ống mới.

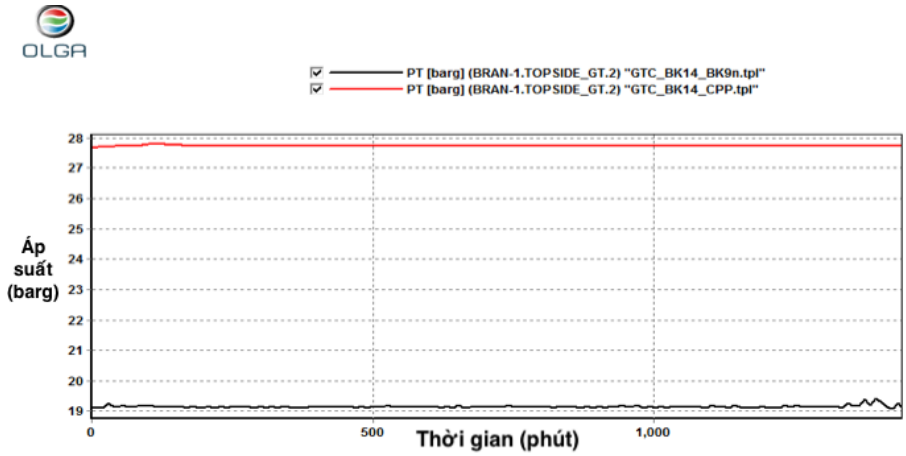


Hình 9. Áp suất trên các ống đứng GTC-1 và BK-14 ở sơ đồ vận chuyển mới

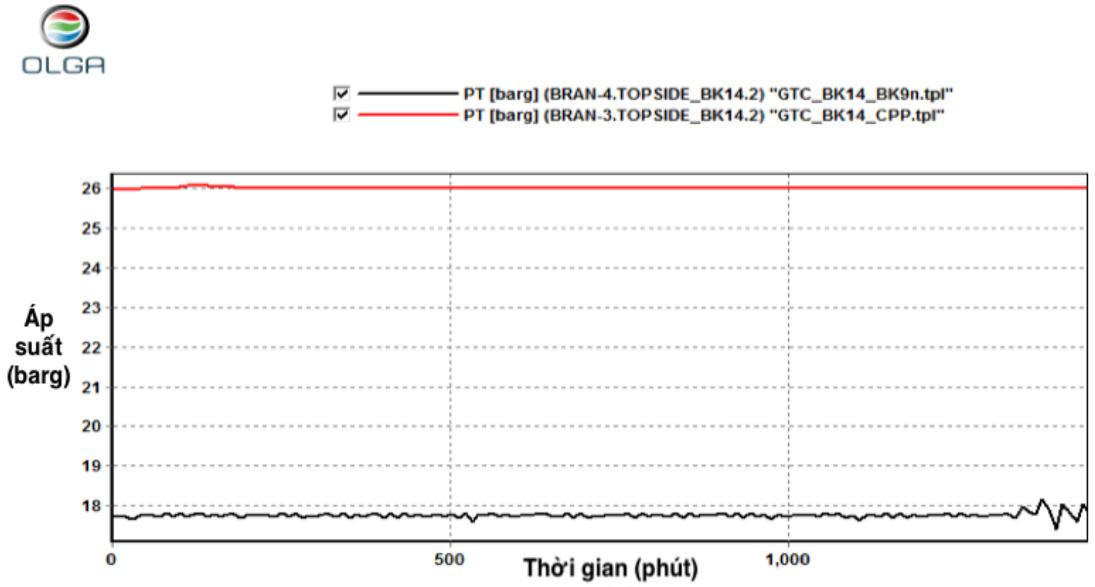
Bảng 3. Các kết quả tính toán khi không có và có đường ống phụ bọc các nhiệt BK-14-> BK-9

Các phương án vận chuyển	**Áp suất trên ống đứng, atm**			
	GTC-1	BK-14	BK-9	CTK-3
Không có đường ống mới BK-14 => BK-9	27,8	26,0	-	14,0
Có đường ống mới BK-14 => BK-9	19,2	17,7	15,6	14,0

Khi tiến hành so sánh kết quả của hai trường hợp vận chuyển (đường ống ban đầu và đường ống mới) ta thấy rất rõ sự khác biệt về áp suất trên ống đứng, đồng thời thấy được sự ưu việt của việc lắp thêm tuyến ống mới từ BK-14 đến BK-9. Theo sơ đồ vận chuyển hiện tại thì giá trị áp suất trên ống đứng tại GT-1, BK-14 lần lượt là 27,8 atm và 26 atm, khi thêm đường ống mới giá trị áp suất tương ứng giảm xuống còn 19,2 atm và 17,7 atm (Hình 10, 11). Điều này đã giảm đáng kể lượng khí gaslift cần dùng, do đó giảm được áp suất trên ống đứng.



Hình 10. Áp suất trên ống đứng GTC-1 theo vận chuyển hiện tại và sơ đồ vận chuyển mới



Hình 11. Áp suất trên ống đứng BK-14 theo vận chuyển hiện tại và theo sơ đồ mới

3. Kết luận

Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ thấp hơn nhiệt độ xuất hiện paraffin, chất lỏng sẽ ở trạng thái phi Newton, gây ra các phức tạp trong quá trình vận chuyển do độ nhớt tăng, dẫn đến nguy cơ lắng đọng paraffin trong đường ống cao. Đối với mỏ Gấu Trắng, các sản phẩm trên giàn GTC-1 được vận chuyển ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến BK-14, sau đó cùng với các sản phẩm của BK-14 được vận chuyển bằng hai đường ống song song đến CTK-3, đường ống mới sẽ đi qua BK-9. Khi vận chuyển theo sơ đồ này áp suất trên ống đứng tại GT-1, BK-14 sẽ giảm từ 27,8 atm và 26 atm xuống còn 19,2 atm và 17,7 atm tương ứng. Như vậy, ap suất trên ống đứng tại BK-14 và GTC-1 có thể giảm từ 8,3 atm đến 8,6 atm. Khi giảm áp suất trên các miệng giếng sẽ dẫn đến giảm lượng khí gaslift cần dùng, làm tăng hiệu quả của quá trình khai thác, xử lý và vận chuyển sản phẩm.

Tài liệu tham khảo

Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiển, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảng Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường San, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Thúc Kháng, 2015. Những khó khăn thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. *Tạp chí Dầu khí* số, 5/2015, pp 20-25.

Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P. Vugovskoi, 2003. The problem in Transportation of High Waxy Crude oils Through Submarine Pipelines at JV Vietsovpetro Oil Fields, Offshore Vietnam. *Journal of Canadian Petroleum Technology, Solution for Production Optimization, Canada - 2003* (42), pp 15-18.

Nguyễn Vũ Trường Sơn, Từ Thành Nghĩa, Cao Tùng Sơn, Phạm Xuân Sơn, Lê Thị Kim Thoa, Lê Việt Dũng, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Thúc Kháng, Nguyễn Quang Vinh, 2015. Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên. *Tạp chí Dầu khí*, số 5/2015, pp 32-37.

Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiển, Trần Quốc Khởi, Trần Văn Thường, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Phạm Thành Vinh, 2015. Giải pháp vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao tại mỏ Gấu Trắng. *Tạp chí Dầu khí*, số 12/2015, pp 18-21.

Hyun Su Lee, Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipeline, The University of Michigan, 2008.

B.T.Ellision, C.T.Gallagher, L.M.Frostman, S.E.Lorimer, The physical chemistry of wax, hydrates and asphaltene, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, US, 2000.

Нгуен Тхук Кханг, Тонг Кань Шон, Ле Динь Хое Обеспечение транспорта продукции месторождения ДойМой на месторождение Дракон при низкой производительности Проблемма и мотоды обеспечения, надежности и безопастности системы транспорта нефти и нефтепродуктов и газа. Газ Нефть Технология Уфа-2010, Стр 121-122.

ABSTRACT

Pipeline and flow assurance solutions of crude oil transportation from Gau Trang oil field to CTK-3 platform at Bach Ho oil field

Nguyen Van Thinh[1,], Nguyen Thi Hai Yen[1], Trinh Tien Thang[2], Tong Canh Son[3]
[1] Hanoi University of Mining and Geology
[2]PetroVietnam Exploration Production Corporation (PVEP)
3 Russia-Vietnam Joint Venture (Vietsovpetro)

Gau Trang oil field, located at Block 09-1 Cuu Long basin, is now under the management of Vietsovpetro. The product exploited from this field is transported to CTK-3 platform, Bach Ho oil field, by a thermal insulation subsea pipeline system. Low temperature of the crude at the production wellhead and the surrounding environment lead to a considerable temperature drop of the transported products, ranging 26 - 28°C as recorded at the central processing platform. Moreover, crude oil from Gau Trang oil field contains high paraffin content and has a high freezing point, which alternatively causes many difficulties in conveying itself by using pipelines. Thus, to ensure the safety of the transport, the transported fluid flow should be retained at least 5°C above the freezing point of paraffin. The article concentrates on solutions to maintain the safety of the transportation basing on analysis of field data and the capability of the current subsea pipeline in the comparison with data gained from models carried out by using OLGA software. Modelling results show advantages of the new pipeline systems to carry exploited product in the mixture of gas-liquid from GTC-1 platform to BK14, Bach Ho oil field and then, together with other products from this site, they are transported to the CTK-3 platform through two parallel pipeline systems. Besides, they also suggest the sustaining of pressure in the risers of GTC-1, BK-14 at 19.2 atm and 17.7 atm respectively helps to significantly reduce the amount of gas requested in gaslift operation, and therefore greatly improve the efficiency of the production and transportation.

Keywords: Flow assurance; Gau Trang oil field; Bach Ho oil field; Oil and gas transportation pipeline.

Nghiên cứu giải pháp bảo đảm dòng chảy cho tuyến ống vận chuyển khí-lỏng từ giàn RC-DM (mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi) về giàn RP-1 (mỏ Rồng)

Nguyễn Văn Thịnh[1,*], Nguyễn Thị Hải Yến[1], Trần Thanh Hải[2]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa chất*
[2] *Công ty Cổ phần Xây lắp dầu khí Miền Nam (ALPHA-ECC)*

TÓM TẮT

Mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi, nằm ở Lô 09-1 và 09-3 thuộc Bể Cửu Long, được đưa vào khai thác thương mại tháng 01/2010. Sản phẩm khai thác của mỏ được vận chuyển về giàn RP1 mỏ Rồng. Sau một thời gian dài đưa vào khai thác, hiện nay quá trình vận chuyển sản phẩm tại mỏ này đang phát sinh nhiều vấn đề làm ảnh hưởng đến khả năng lưu thông của dòng chảy trong đường ống. Nguyên nhân chủ yếu là do tính chất lưu biến của dầu thay đổi, hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác tăng lên kết hợp với hàm lượng paraffin cao. Để đảm bảo hiệu quả quá trình vận chuyển sản phẩm, đòi hỏi phải có các nghiên cứu bổ sung để đưa ra các giải pháp phù hợp. Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu về tính chất lưu biến và các thông số công nghệ vận chuyển của sản phẩm trong giai đoạn hiện nay dựa trên các số liệu thực tế kết hợp với quá trình mô hình hóa. Bên cạnh đó, bài báo còn chỉ ra hóa phẩm PAO-32930 là lựa chọn phù hợp để giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô tại mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi. Kết quả nghiên cứu sẽ là cơ sở để áp dụng vào thực tế quá trình vận chuyển sản phẩm tại mỏ.

Từ khóa: Mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi; Bảo đảm dòng chảy; Lắng đọng paraffin.

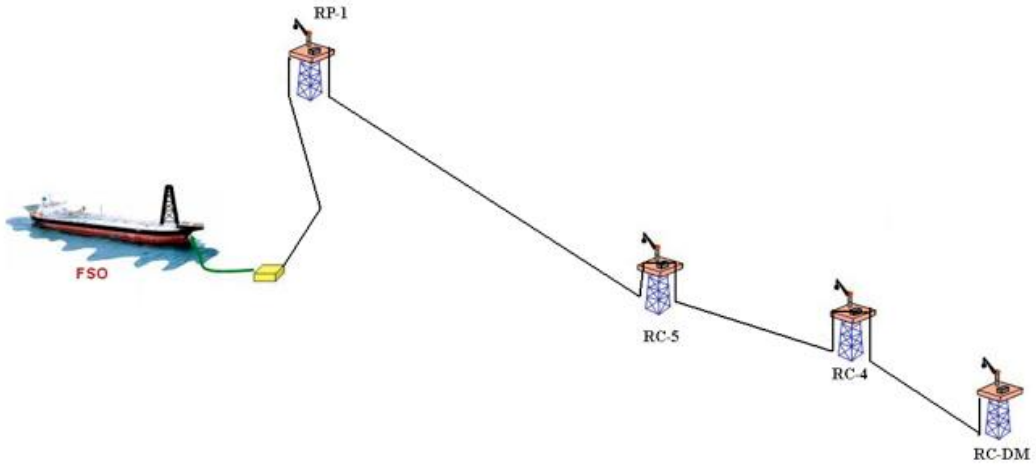
1. Mở đầu

Hiện nay, các mỏ dầu khí lớn của Việt Nam như Bạch Hổ, Rồng, Đại Hùng… đang trong giai đoạn suy giảm sản lượng mạnh, điều này đòi hỏi công tác thu gom và vận chuyển sản phẩm của những mỏ này cũng cần phải có những điều chỉnh phù hợp (Nguyễn Hoài Vũ, 2018). Bên cạnh đó, nhằm duy trì ổn định sản lượng khai thác dầu hàng năm, công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác đối với các mỏ cận biên đang được được đẩy mạnh. Ngày càng nhiều mỏ được phát triển hiệu quả với sự tích hợp của việc sử dụng cơ sở hạ tầng hiện có của các mỏ trong khu vực lân cận. Đây là một trong những yếu tố quan trọng trong công tác khai thác dầu khí xa bờ. Khi kết nối các mỏ nhỏ, mỏ cận biên với các công trình cố định trong khu vực, vấn đề đảm bảo dòng chảy cũng như công tác an toàn cho quá trình vận chuyển cần phải được đặt ra (Từ Thành Nghĩa và nnk, 2015). Những thách thức trong quá trình vận chuyển sản phẩm cần phải được xử lý, nhất là khi vận chuyển sản phẩm có chứa nhiều paraffin (Tống Cảnh Sơn và Lê Đình Hòe, 2015; Phung Dinh Thuc và nnk, 2003).

Trong số các mỏ nhỏ, mỏ cận biên đang được khai thác hiện nay, có thể thấy mỏ Nam Rồng -Đồi Mồi do Liên doanh Việt-Nga (Vietsovpetro) đang hoạt động rất hiệu quả. Mỏ này nằm ở phía Nam khu vực mỏ Rồng thuộc Lô 09-1 và 09-3 ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam. Mỏ gồm 02 giàn đầu giếng RC-DM và RC-4, sản phẩm khai thác được vận chuyển bằng đường ống ngầm về giàn RC-5 và sau đó đưa về giàn RP-1 mỏ Rồng rồi vận chuyển ra tàu chứa FSO (Hình 1). Giai đoạn đầu của quá trình khai thác dầu tại mỏ Nam Rồng -Đồi Mồi, đã có những công trình nghiên cứu về quá trình thu gom và vận chuyển sản phẩm tại khu vực mỏ (Nguyễn Văn Thịnh và nnk, 2008). Tuy nhiên, sau một thời gian dài khai thác, cần có các đánh giá cụ thể về quá trình vận chuyển sản phẩm của mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi trong giai đoạn hiện tại.

Trong khoảng thời gian từ tháng 1 đến tháng 12 năm 2019 sản phẩm khai thác của RC-DM, RC-4 và RC-5 đi qua thiết bị tách khí sơ bộ trên giàn, sau đó khí tách ra sẽ được vận chuyển về giàn RP-3 mỏ Rồng. Lượng pha lỏng (gồm dầu và nước) sẽ được vận chuyển về RP-1 mỏ Rồng để tiếp tục xử lý và vận chuyển ra tàu FSO-6. Đặc tính của tuyến đường ống vận chuyển RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1 được trình bày trong Bảng 1.

* *Tác giả liên hệ*
Email: nguyenvanthinh@humg.edu.vn



Hình 1. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm tại mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi

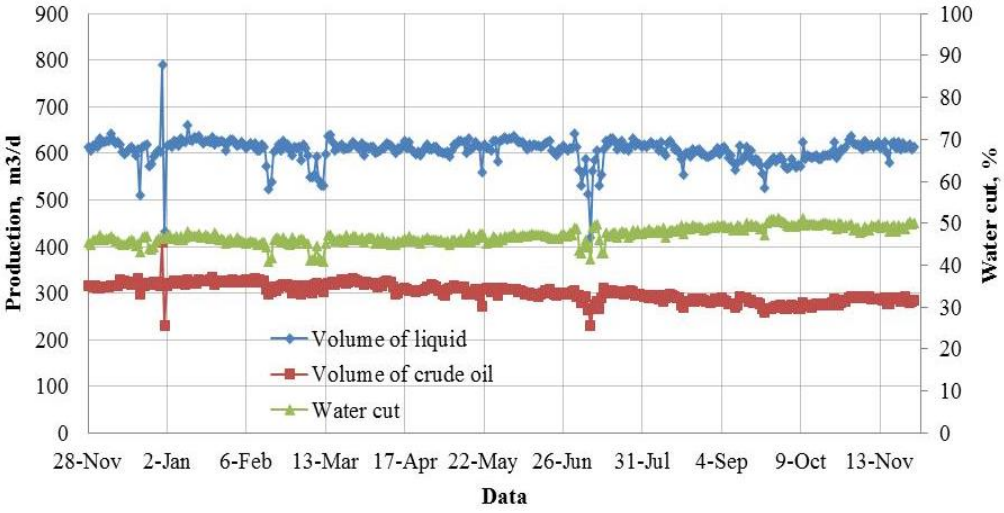
Bảng 1. Đặc tính của tuyến ống vận chuyển RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1

Dữ liệu	Thông số	Giá trị
Thép ống	Đường kính ngoài, mm	323.8
	Chiều dày, mm	15.9
	Vật liệu	API 5L X65
	Hệ số truyền nhiệt, W/(m*K)	45
	Mật độ, kg/m^3	7850
Lớp chống ăn mòn	Chiều dày, mm	0.15
	Vật liệu	FBE
	Hệ số truyền nhiệt, W/(m*K)	0.300
	Mật độ, kg/m^3	1450
Lớp vật liệu cách nhiệt	Chiều dày, mm	37
	Vật liệu	Composite
	Hệ số truyền nhiệt, W/(m*K)	0.07
	Mật độ, kg/m^3	600
Lớp vật liệu gia tải	Chiều dày, mm	6
	Vật liệu	Steel wire
	Hệ số truyền nhiệt, W/(m*K)	45
	Mật độ, kg/m^3	7500
Lớp vật liệu chống thấm	Chiều dày, mm	5
	Vật liệu	Neoprene
	Hệ số truyền nhiệt, W/(m*K)	-
	Mật độ, kg/m^3	1400

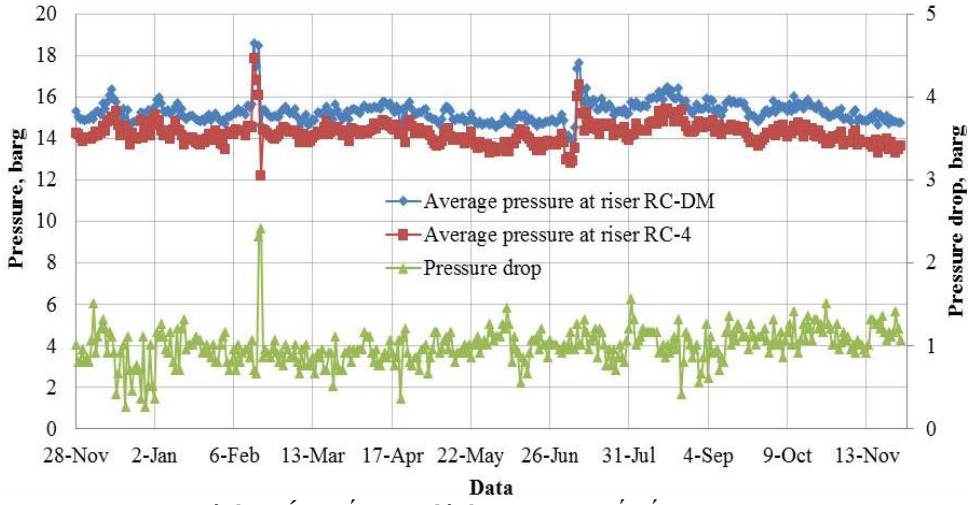
2. Phân tích trạng thái dòng chảy của các tuyến ống vận chuyển

2.1. Tuyến ống RC-DM → RC-4

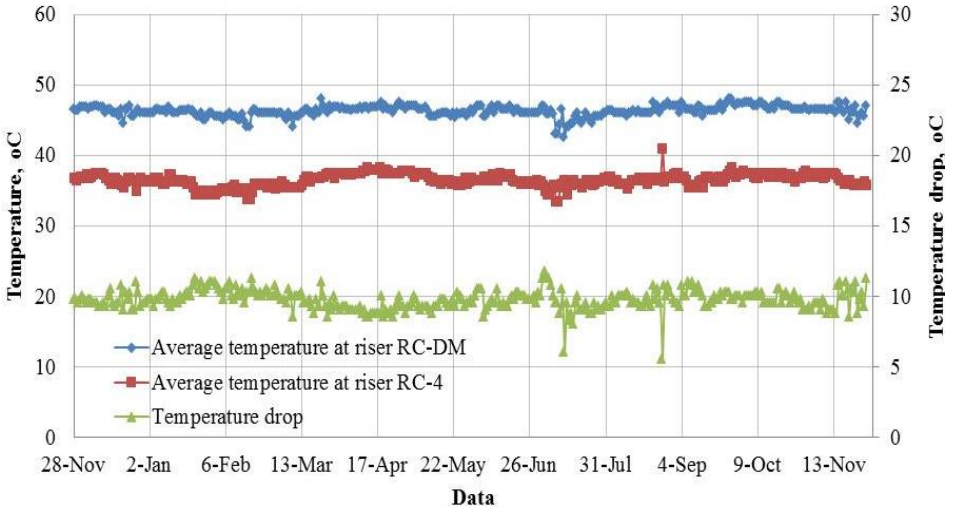
Các thông số vận hành của tuyến ống RC-DM → RC-4 được thể hiện trên các Hình 2. Giá trị áp suất, nhiệt độ và liều lượng hóa phẩm sử dụng được trình bày trong Hình 3-5. Sản phẩm của RC-DM được vận chuyển với lưu lượng khai thác từ 600-620 m^3/ngày. Trong năm 2019, hàm lượng nước thay đổi từ 44,9 - 50,1% thể tích, trung bình sản lượng khai thác là 302 m^3/ngày. Áp suất tai ống đứng giàn RC-DM thay đổi từ 12,6 barg đến 19,2 barg, trong khí đó áp suất này tại RC-4 là 11,2 barg đến 16,5 barg. Giảm áp trong đường ống thay đổi từ 0,8 barg đến 1,9 barg (trung bình là 1,0 barg). Năm 2019, đã tiến hành sử dụng hóa phẩm PAO-32930 với liều lượng là 1200 đến 1250 ppm để hạ nhiệt độ đông đặc của dầu thô. Lúc này nhiệt độ đông đặc của dầu thô thay đổi từ 29,5°C đến 31 °C. Trên Hình 4 thể hiện giá trị nhiệt độ tại RC-DM thay đổi từ 41°C đến 49°C. Trong năm 2019, nhiệt độ tại riser của RC-4 thay dao động trong khoảng 35°C đến 38°C.



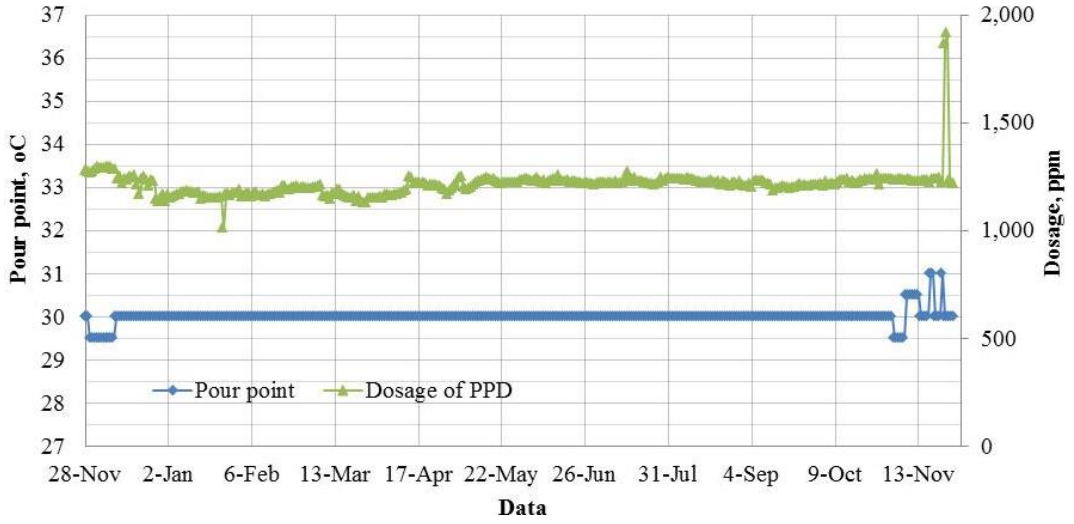
Hình 2. Các thông số vận hành của tuyến ống RC-DM → RC-4



Hình 3. Áp suất trung bình tại riser tuyến ống RC-DM → RC-4



Hình 4. Nhiệt độ trung bình tại riser tuyến ống RC-DM → RC-4



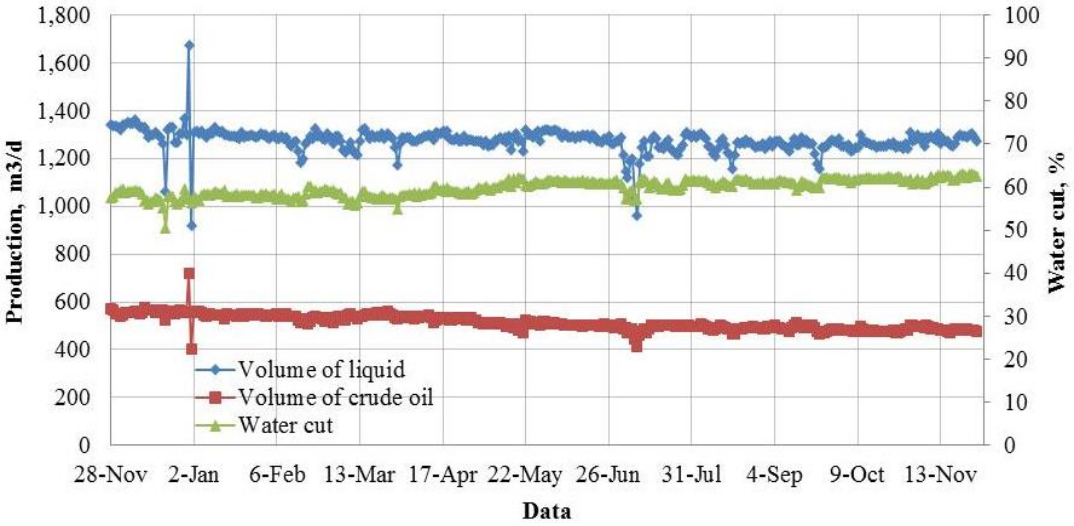
Hình 5. Liều lượng hóa phẩm sử dụng và nhiệt độ đông đặc của dầu RC-DM

Dầu của RC-DM có hàm lượng paraffin cao, khi vận chuyển bằng đường ống thường kèm theo sự lắng đọng, bám dính paraffin trên thành ống dẫn đến làm giảm đường kính trong của ống. Do vậy, cần thiết phải sử dụng hệ thống pig để làm sạch đường ống.

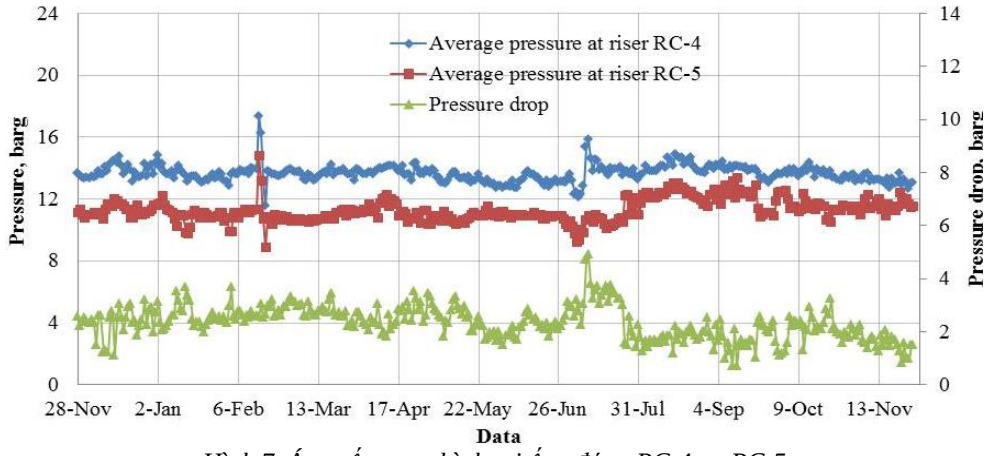
2.2. Tuyến ống RC-4 → RC-5

Đối với tuyến ống này, các thông số vận hành được thể hiện trên Hình 6, các thông số về áp suất, nhiệt độ và liều lượng hóa phẩn được thể hiện trong các hình từ Hình 7-9. Hỗn hợp dầu khí từ RC-DM và RC-4 được vận chuyển về RC-5 thông qua đường ống ngầm. Lưu lượng vận chuyển dao động trong khoảng từ 473-518 m3/ngày. Hàm lượng nước thay đổi từ 54,5 -59,3% thể tich. Áp suất tại RC-4 dao động từ 10,4-16,6 barg. Áp suất tại ống đứng của RC-5 thay đổi trung bình từ 8,5-13,2 barg. Giá trị giảm áp thay đổi từ 0,8-3,3 barg.

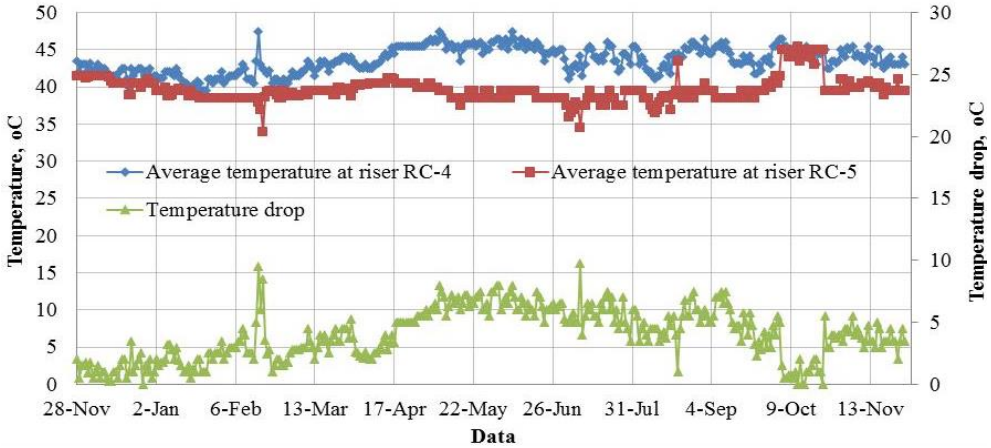
Tương tự như đối với tuyến ống trước, trong năm 2019, đã tiến hành xử lý bằng hóa phẩm PAO-32930 đối với tuyến ống RC-4 → RC-5 với liều lượng là 1000 đến 1100 ppm. Lúc này, nhiệt độ đông đặc của dầu thô thay đổi từ 30,0 °C đến 30,5 °C. Trên Hình 8 thể hiện giá trị nhiệt độ tại ống đứng của RC-5 thay đổi từ 35°C đến 45,8 °C.



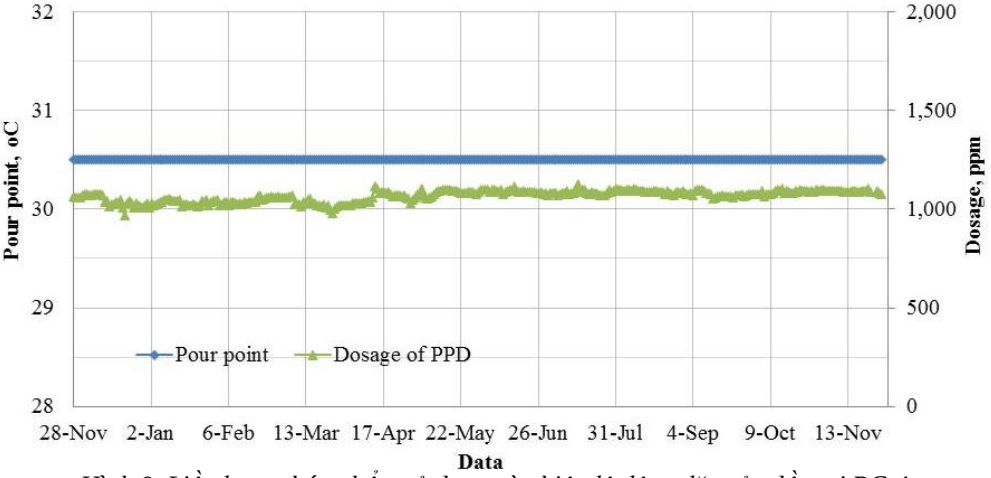
Hình 6. Thông số vận hành của tuyến ống RC-4 → RC-5



Hình 7. Áp suất trung bình tại ống đứng RC-4 → RC-5



Hình 8. Nhiệt độ trung bình tại ống đứng RC-4 → RC-5

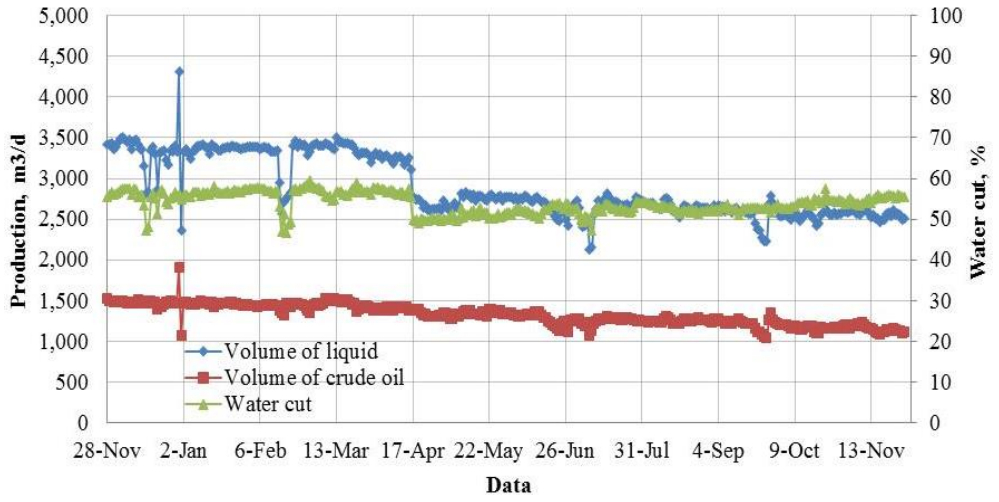


Hình 9. Liều lượng hóa phẩm sử dụng và nhiệt độ đông đặc của dầu tại RC-4

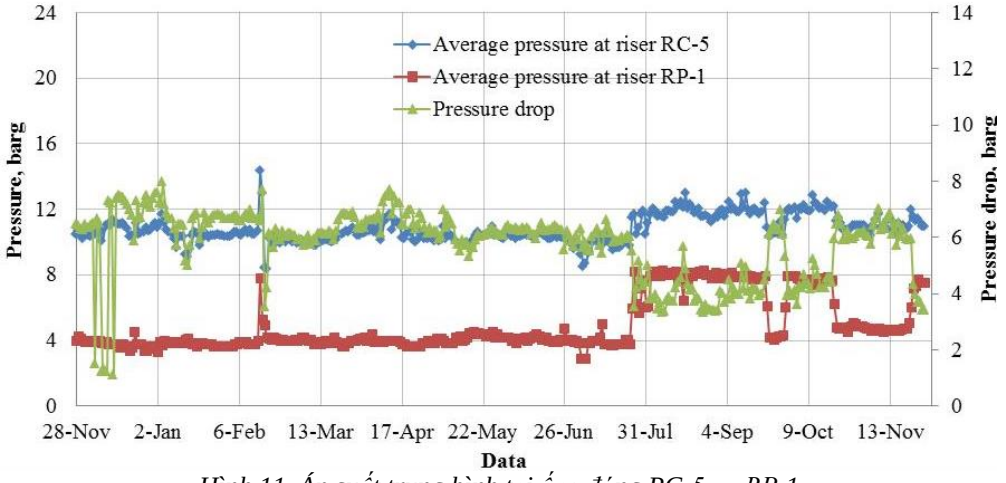
2.3. Tuyến ống RC-5 → RP-1

Đối với tuyến ống này, các thông số vận hành, áp suất, nhiệt độ, liều lượng hóa phẩm sử dụng được thể hiện trên các hình từ Hình 10-13. Hỗn hợp dầu khí từ RC-DM, RC-4 và RC-5 được vận chuyển về RP-1 thông qua đường ống ngầm. Lưu lượng vận chuyển dao động trong khoảng từ 1131-1500 m^3/ngày. Hàm lượng nước thay đổi từ 53,5 -55,5% thể tich. Áp suất ống đúng tại RC-5 dao động từ 9,6-13,7 barg. Trong khí dó, áp suất tại ống đứng của RP-1 thay đổi trung bình từ 3,9-8,2 barg. Giá trị giảm áp thay đổi từ 3,4-7,0 barg.

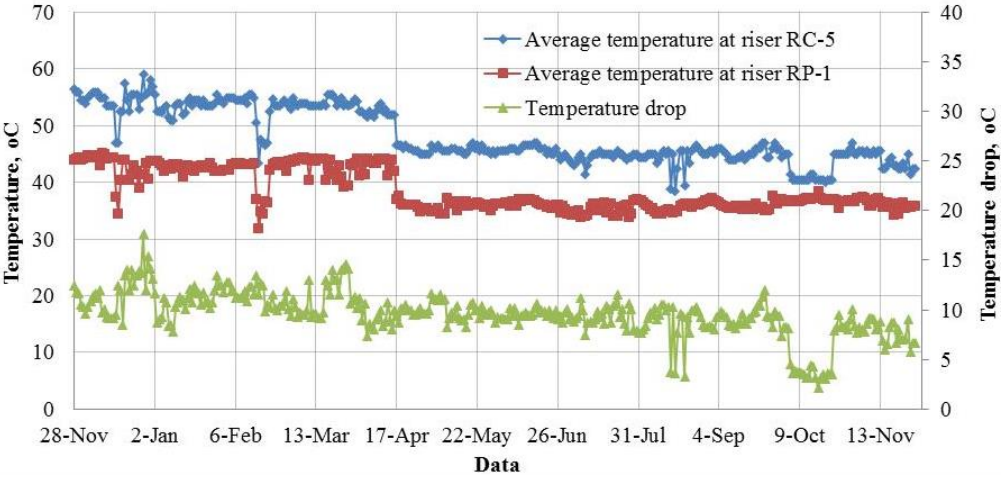
Trong năm 2019, đã tiến hành xử lý bằng hóa phẩm PAO-32930 với liều lượng là 800 đến 900 ppm. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô thay đổi từ 30,0 °C đến 31,0 °C. Tùy thuộc vào chất lượng dầu thô được vận chuyển, giá trị nhiệt độ tại ống đứng của RP-1 thay đổi từ 39,0°C đến 41,6 °C.



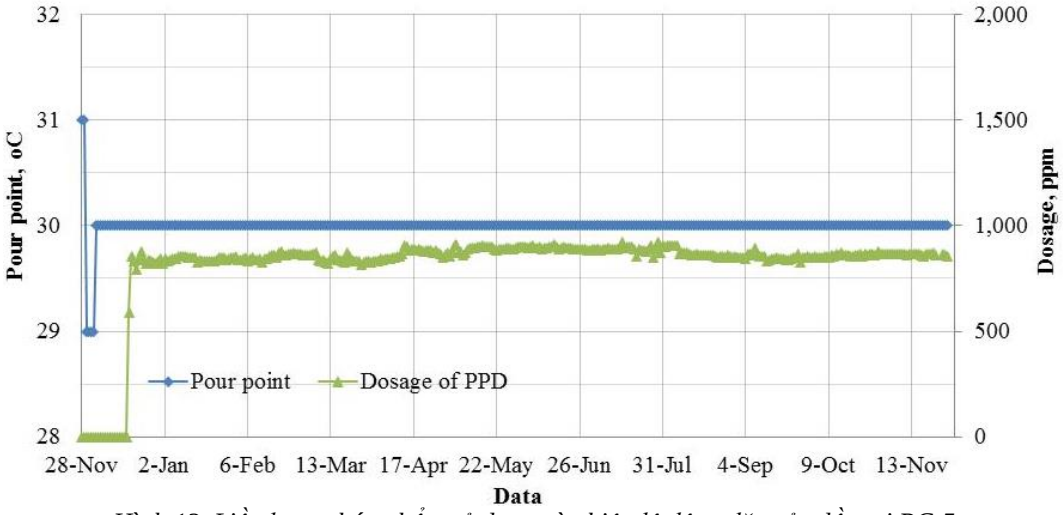
Hình 10. Thông số vận hành của tuyến ống RC-5 → RP-1



Hình 11. Áp suất trung bình tại ống đứng RC-5 → RP-1



Hình 12. Nhiệt độ trung bình tại ống đứng RC-5 → RP-1



Hình 13. Liều lượng hóa phẩm sử dụng và nhiệt độ đông đặc của dầu tại RC-5

3. Hiệu quả sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc đối với dầu tại mỏ Nam Rồng-Đồi mồi.

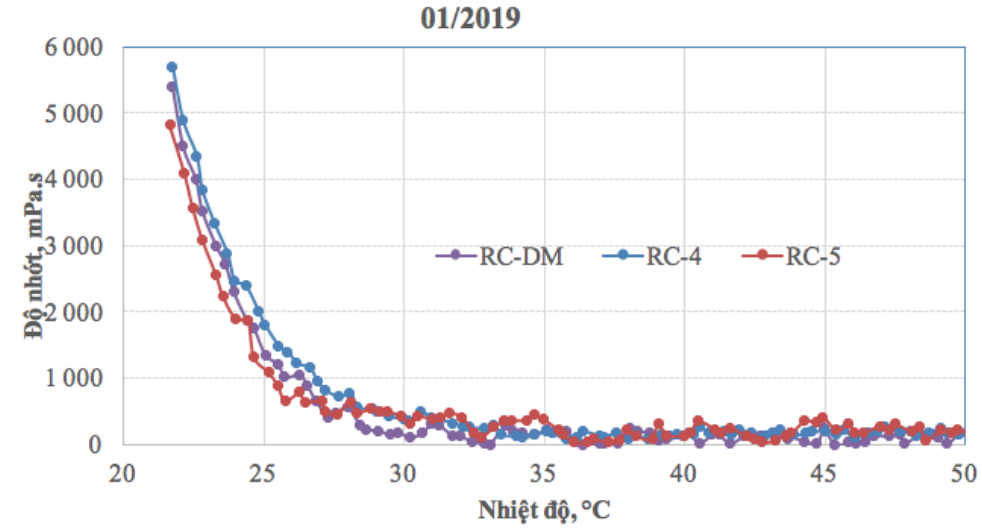
Các kết quả phân tích được thực hiện trong phòng thí nghiệm, dầu thô được lấy mẫu tại RC-DM, RC-4 và RC-5, được xử lý bằng hóa phẩm PAO 32930 với liều lượng 1200 ppm, 1000 ppm và 800 ppm đối với dầu tại RC-DM, RC-4 và RC-5 tương ứng. Quá trình nghiên cứu được thực hiện ở các mốc thời gian khác nhau, cụ thể là vào các tháng 1, 4, 7 và 10/2019. Kết quả nghiên cứu được thể hiện trong các Bảng 2 và các Hình 14-17.

Bảng 2. Nhiệt độ đông đặc và tỷ lệ lắng đọng paraffin của dầu tại RC-DM, RC-4 and RC-5 năm 2019

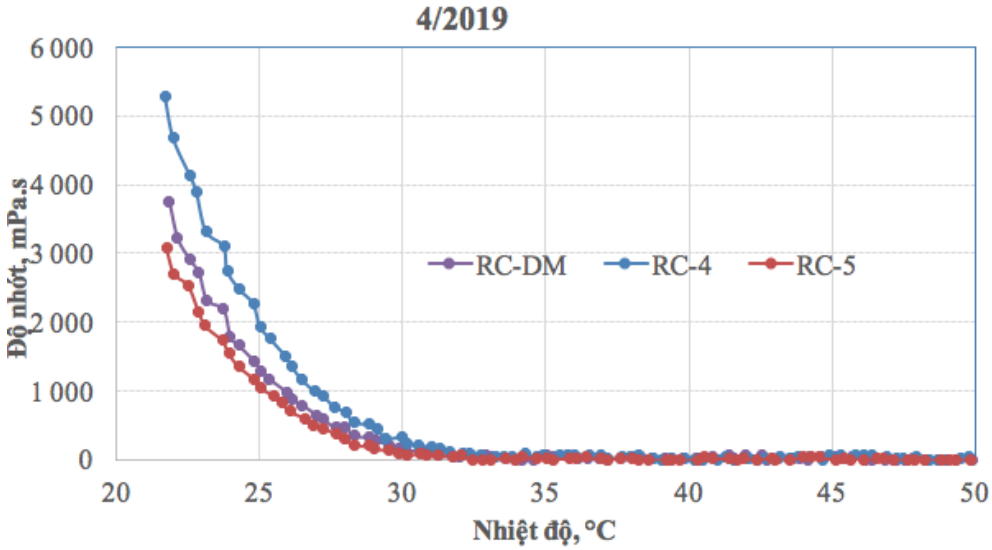
Mẫu dầu	Thời gian	Nhiệt độ đông đặc, ^oC	Tỷ lệ lắng đọng paraffin, kg/m^2 ngày
RC-DM	01/2019	29	3,79
	04/2019	30	3,95
	07/2019	30	4,15
	10/2019	31	4,15
RC-4	01/2019	29	3,95
	04/2019	30	4,05
	07/2019	30	4,15
	10/2019	31	4,10
RC-5	01/2019	29	4,17
	04/2019	30	4,10
	07/2019	28	3,85
	10/2019	31	3,92

4. Thảo luận

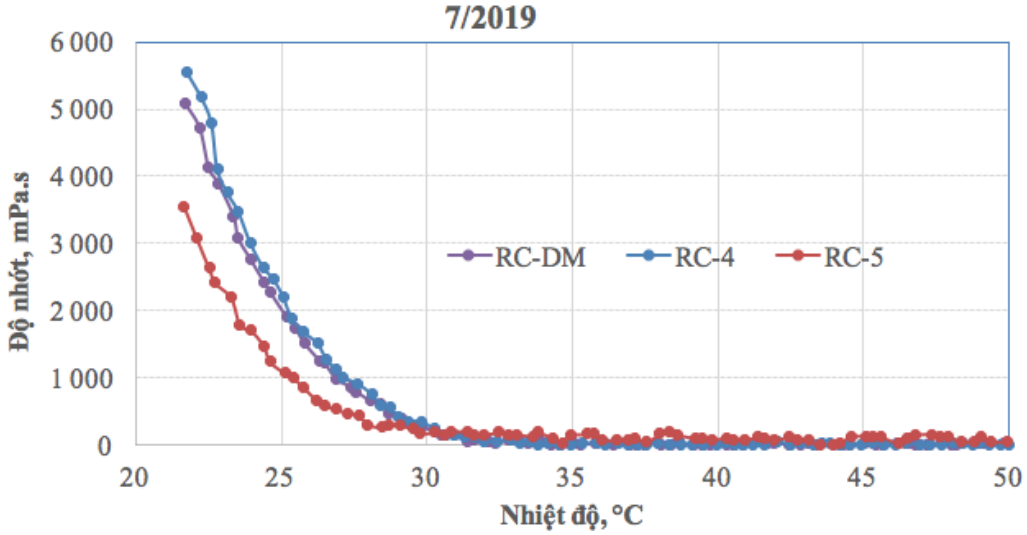
Các kết quả nghiên cứu được thể hiện ở trên đối với dầu tại mỏ Nam Rông-Đồi Mồi cho thấy hàm lượng paraffin khi vận chuyển thường kèm theo sự lắng đọng, bám dính paraffin trên thành ống dẫn đến làm giảm đường kính trong của ống. Để giải quyết vấn đề này cần phải tiến hành sử dụng hóa phẩm ha nhiệt độ đông đặc của paraffin, đồng thời cần thiết phải sử dụng hệ thống pig để làm sạch đường ống. Các nghiên cứu cho thấy hiệu quả rất tích cực khi sử dụng hóa phẩm PAO 32930. Sự phụ thuộc nhiệt độ vào độ nhớt của dầu thể hiện trên các hình từ Hình 14-17 cho thấy, với giá trị nhiệt độ giao động xung quanh mức 30°C trở lên, độ nhớt của dầu không có sự thay đổi nhiều. Ngược lại, ở mức giá trị nhiệt độ từ 30°C trở xuống ta thấy độ nhớt của dầu tăng lên rất nhanh, giá trị nhiệt độ càng thấp thì độ nhớt của dầu càng cao. Từ các kết quả nghiên cứu cho thấy, hiệu quả rất rõ của việc sử dụng hóa phẩm PAO 32930 đã cải thiện đáng kể nhiệt độ đông đặc của dầu thô tại mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi. Để bảo đảm quá trình vận chuyển sản phẩm đối với dầu từ mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi về giàn RP-1 mỏ Rồng, cần phải tiến hành đồng bộ các biện pháp kết hợp sử dụng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc, đồng thời cần thiết phải sử dụng phải sử dụng hệ thống pig để làm sạch đường ống.



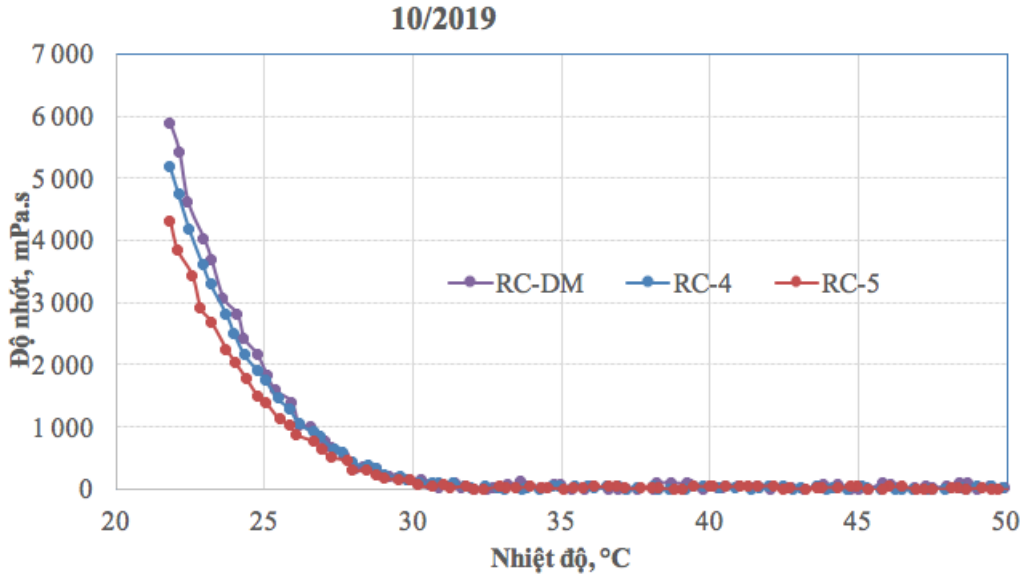
Hình 14. Sự phụ thuộc độ nhớt vào nhiệt độ của dầu tại RC-DM, RC-4 và RC-5 tháng 01/2019



Hình 15. Sự phụ thuộc độ nhớt vào nhiệt độ của dầu tại RC-DM, RC-4 và RC-5 tháng 4/2019



Hình 16. Sự phụ thuộc độ nhớt vào nhiệt độ của dầu tại RC-DM, RC-4 và RC-5 tháng 7/2019



Hình 17. Sự phụ thuộc độ nhớt vào nhiệt độ của dầu tại RC-DM, RC-4 và RC-5 tháng 10/2019

5. Kết luận

Mỏ Nam Rồng- Đồi Mồi được đưa vào khai thác thương mại từ năm 2010. Trải qua 10 năm hoạt động, tính chất của sản phẩm khai thác đã có nhiều thay đổi, hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác tăng lên kết hợp với hàm lượng paraffin cao của dầu thô mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi đã gây ra những tác động không tốt cho quá trình vận chuyển sản phẩm. Thông qua các nghiên cứu bổ sung về quá trình bảo đảm dòng chảy của sản phẩm tại mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi về giàn RP-1 mỏ Rồng trong giai đoạn hiện nay cho thấy, để hạn chế khả năng lắng đọng paraffin trên thành ống, cần tiến hành sử dụng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc của dầu. Hóa phẩn PAO-32930 là lựa chọn phù hợp để giảm nhiệt độ đông đặc. Năm 2019, đã tiến hành sử dụng hóa phẩm PAO-32930 với liều lượng là 1200 đến 1250 ppm (đối với RC-4) nhiệt độ đông đặc của dầu thô tại đây thay đổi từ 29,5 °C đến 31 °C. Đối với tuyến ống RC-4 → RC-5 lượng hóa phẩm sử dụng dao động từ 1000 đến 1100 ppm đã làm nhiệt độ đông đặc của dầu thô thay đổi từ 30,0 °C đến 30,5 °C. Đối với tuyến ống RC-5 → RP-1, lượng hóa phẩm sử dụng trong khoảng từ 800 đến 900 ppm. Lúc này nhiệt độ đông đặc của dầu thô thay đổi từ 30,0 °C đến 31,0 °C. Các kết quả về nhiệt độ tại riser của RC-4 và RP-1 cho thấy nhiệt độ của sản phẩm tại đây luôn cao hơn nhiệt độ đông đặc của dầu thô. Điều đó cho thấy hiệu quả rất tích cực của việc sử dụng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc PAO-32930. Bên cạnh đó, để đảm bảo quá trình vận hành tuyến ống được an toàn, cần kết hợp sử dụng biện pháp phóng pig làm sạch đường ống.

Tài liệu tham khảo

Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiển, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảng Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường San, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Thúc Kháng, 2015. Những khó khăn thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. Tạp chí Dầu khí, số 5/2015, pp 20-25.

Nguyễn Văn Thịnh, Trần Đình Kiên, Tống Cảnh Sơn, 2008. Giải pháp an toàn để vận chuyển dầu có hàm lượng parafin cao trong điều kiện năng lượng vỉa thấp ở Nam Rồng-Đồi Mồi. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ-Địa chất, số 24/2008, pp 09-13.

Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe, 2015. Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của liên doanh việt-nga "vietsovpetro". Tạp chí Dầu khí, số 2/2015, pp 43-52.

Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P. Vugovskoi, 2003. The problem in Transportation of High Waxy Crude oils Through Submarine Pipelines at JV Vietsovpetro Oil Fields, Offshore Vietnam. Journal of Canadian Petroleum Technology, Solution for Production Optimization, Canada - 2003, Vol 42, No. 6, pp 15-18.

Nguyễn Hoài Vũ, 2018. Nghiên cứu giải pháp công nghệ nâng cao hiệu quả của đường ống thu gom dầu trong điều kiện suy giảm sản lượng mỏ Bạch Hổ. Luận án tiến sĩ kỹ thuật, Đại học Mỏ-Địa chất.

Tài liệu báo cáo nội bộ về mỏ Nam Rồng-Đồi Mồi năm 2019.

Gary Grove, Geir Saether, Giovanni P. Estrada, 2008. Employing Flow Assurance in an Offshore FEED Study, SPE 116254, pp 1-10.

ABSTRACT

Flow assurance solutions of gas-liquid transportation from RC-DM platform (Nam Rong-Doi Moi oilfield) to RP-1 platform (Dragon oilfield)

Nguyen Van Thinh[1], Nguyen Thi Hai Yen[1], Tran Thanh Hai[2]
[1] *Hanoi University of Mining and Geology*
[2] *Southern Petroleum construction J.S Company (ALPHA-ECC)*

Nam Rong-Doi Moi oilfield, located at Blocks 09-1 and 09-3 Cuu Long basin, officially started to operate in January 2010. The products exploited from this oilfield are transported to RP1 platform at Dragon oilfield. After 10 years of operation, many problems arise related to the crude oil transportation from this oilfield that affect the circulation of the flow in subsea pipeline. In which, the major cause is the change in the rheological properties of crude oil, an increase the water cut and the high paraffin content. In order to maintain the performance of transport, additional studies are required to provide appropriate solutions. This study presents results of the research on rheological properties and transportation parameters at the present state of the field establishing by analysis of field data and numerical models. Additionally, the results show that the chemical matter PAO-32930 is a satisfactory choice to reduce the freezing temperature of crude oil at Nam Rong-Doi Moi oilfield. The results of research will be a basis which helps in selecting appropriate solutions to transport products at this oilfield.

Keywords: Nam Rong-Doi Moi oilfield; Flow assurance; Paraffin deposition .

Nghiên cứu các công trình biển, khả năng phát triển khai thác mỏ nhỏ, mỏ cận biên nhờ áp dụng xây dựng công trình giàn nhẹ rút gọn

Đặng Xuân Thủy [1,*], Đinh Đức Huy[2], Lê Quang Duyến[3], Phí Mạnh Tùng[1]
[1] *Vietsovpetro*
[2] *Viện dầu khí Việt Nam*
[3] *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

TÓM TẮT

Bài báo là một phần kết quả nghiên cứu của đề tài khoa học và công nghệ cấp Quốc gia "*Nghiên cứu, ứng dụng thử nghiệm công nghiệp và đánh giá hiệu quả thực tế giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho một đối tượng đại diện thuộc tầng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long*", mã số ĐTĐLCN.28/19.
Trong bối cảnh giá dầu biến động hiện nay, chi phí phát triển các mỏ nhỏ mỏ cận biên cần được đánh giá và xem xét thận trọng trên cơ sở cân nhắc hiện trạng hoạt động điều hành khai thác của liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro). Trước những thách thức và khủng hoảng mới, cần có hướng nghiên cứu tiếp cận toàn diện dữ liệu trên nhiều lĩnh vực như địa chấn, địa chất mỏ, công nghệ mỏ, khai thác, vận chuyển, xây dựng, tối ưu vận hành khai thác, bơm ép, gaslift…nhằm đề xuất giải pháp giảm thiểu rủi ro và phát triển thành công mỏ cận biên mang lại hiệu quả kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng và đóng góp cho sự phát triển kinh tế của đất nước.

Từ khóa: Mỏ nhỏ; mỏ cận biên; giàn nhẹ.

1. Mở đầu

Mỏ dầu khí cận biên có quy mô nhỏ, trữ lượng có thể thu hồi thấp, điều kiện phát triển mỏ độc lập gặp khó khăn và nếu phát triển khai thác trong điều kiện kinh tế, tài chính, kỹ thuật hiện tại thì nhà đầu tư chỉ đạt mức cận ngưỡng hòa vốn. Tuy nhiên, mỏ dầu khí cận biên có thể sẽ mang lại hiệu quả kinh tế nếu thay đổi một số điều kiện về kinh tế, tài chính hoặc áp dụng các công nghệ, kỹ thuật tiên tiến, tối ưu hơn về chi phí để phát triển.

Để có thể phát triển các mỏ dầu khí cận biên cần phải xem xét một cách toàn diện, từ các cơ chế ưu đãi về tài chính đến các giải pháp kỹ thuật, công nghệ áp dụng trong quá trình phát triển mỏ. Bài báo giới thiệu các giải pháp kỹ thuật và thiết kế xây dựng công trình để phục vụ phát triển các mỏ nhỏ, cận biên đã và đang được áp dụng trên thế giới, cũng như tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

2. Tiềm năng dầu khí khu vực A mỏ Bạch Hổ

Lô dầu khí 09-1 được phát hiện và điều hành bởi xí nghiệp liên doanh Việt-Nga, đóng góp quan trọng trong nhiều giai đoạn phát triển kinh tế của đất nước với các mỏ dầu lớn như Bạch Hổ, Rồng; nhiều tầng sản phẩm như Móng, Oligoxen dưới, Olifoxen trên và Mioxen dưới. Tuy nhiên, những năm gần đây sản lượng dầu sụt giảm mạnh do độ ngập nước tăng, năng lượng vỉa suy giảm, Vietsovpetro đã đẩy mạnh thăm dò các khu vực có cấu tạo tiềm năng hoặc các cấu tạo đã được thăm dò có trữ lượng nhỏ, khó phát triển.

Theo báo cáo chương trình tận thăm dò Lô 09-1 năm 2017 của Vietsovpetro cho thấy một số khu vực tiềm năng có trữ lượng dầu thu hồi thấp, dưới 1,5 triệu m^3 như: Đông Bắc Bạch Hổ (BK19, BK21), Đông Nam Bạch Hổ(BK20), Đông Bắc Rồng (RC10). Các cấu tạo tiềm năng này được đánh giá có mức độ rủi ro địa chất cao như: cấu trúc địa chất phức tạp, cấu tạo biên độ nhỏ, nằm ở chiều sâu lớn, phân bố hẹp, rời rạc, đặc trưng thấm chứa biến đổi phức tạp, quy mô trữ lượng không lớn. Vì thế, các cấu tạo, khu vực tiềm năng này chủ yếu được xếp vào loại mỏ/phát hiện dầu khí cận biên, khó phát triển độc lập. Để có thể phát triển các khu vực này hiệu quả cần phải xem xét một cách toàn diện, từ các cơ chế ưu đãi về tài chính đến các giải pháp kỹ thuật, công nghệ áp dụng trong quá trình phát triển mỏ, bài báo đi sâu vào giải pháp công nghệ xây dựng công trình biển nhằm phát triển khai thác mỏ.

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: thuydx.rd@vietsov.com.vn

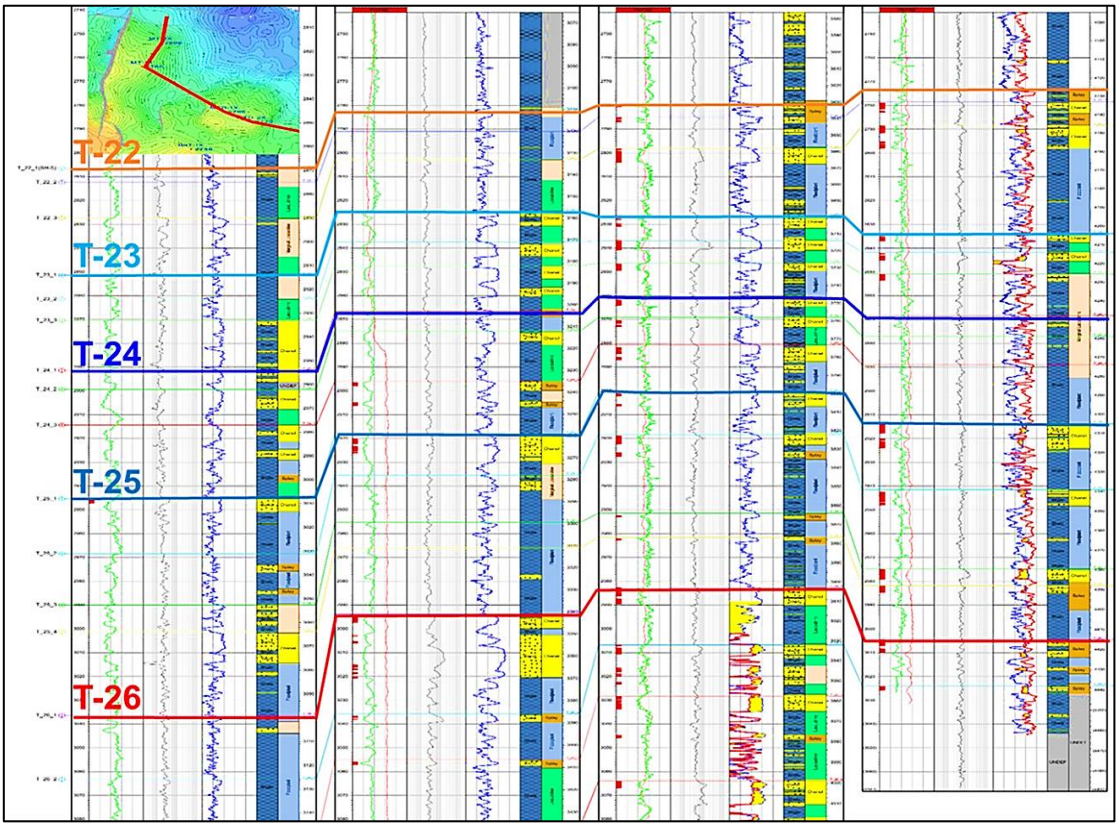
2.1. Đặc điểm thông tin địa chất

Các kết quả phân tích tài liệu địa chất, địa vật lý, tài liệu giếng khoan trong khu vực cho thấy bối cảnh cấu trúc - kiến tạo của khu vực hết sức phức tạp do các hoạt động kiến tạo xảy ra trong giai đoạn suốt thời kỳ Kainozoi dẫn đến hình thành hàng loạt các hệ thống đứt gãy lớn theo hướng Đông Bắc - Tây Nam.

Lát cắt địa chất của khu vực được chia thành ba tầng cấu trúc: Móng trước Kainozoi, Oligoxen và Mioxen - Pleitoxen. Tầng Oligoxen nằm kề áp trực tiếp lên bề mặt móng, phát triển mang tính kế thừa địa hình bề mặt móng. Các hoạt động kiến tạo từ tầng móng hầu hết được tiếp tục phát triển trong Oligoxen sớm và giảm dần vào giai đoạn Oligoxen muộn. Tầng Mioxen-Pleitoxen được đặc trưng bởi địa hình tương đối bằng phẳng. Hệ thống đứt gãy được hình thành chủ yếu do hoạt động động lún chìm nhiệt.

Khu vực nghiên cứu A nằm ở phía Nam của mỏ Bạch Hổ cách khu vực BK-9, BK-8, BK-14 khoảng 5,5-6 km về phía nam, do đó mang đầy đủ các đặc trưng về địa tầng, kiến tạo và điều kiện trầm tích mỏ Bạch Hổ (Hình 1).

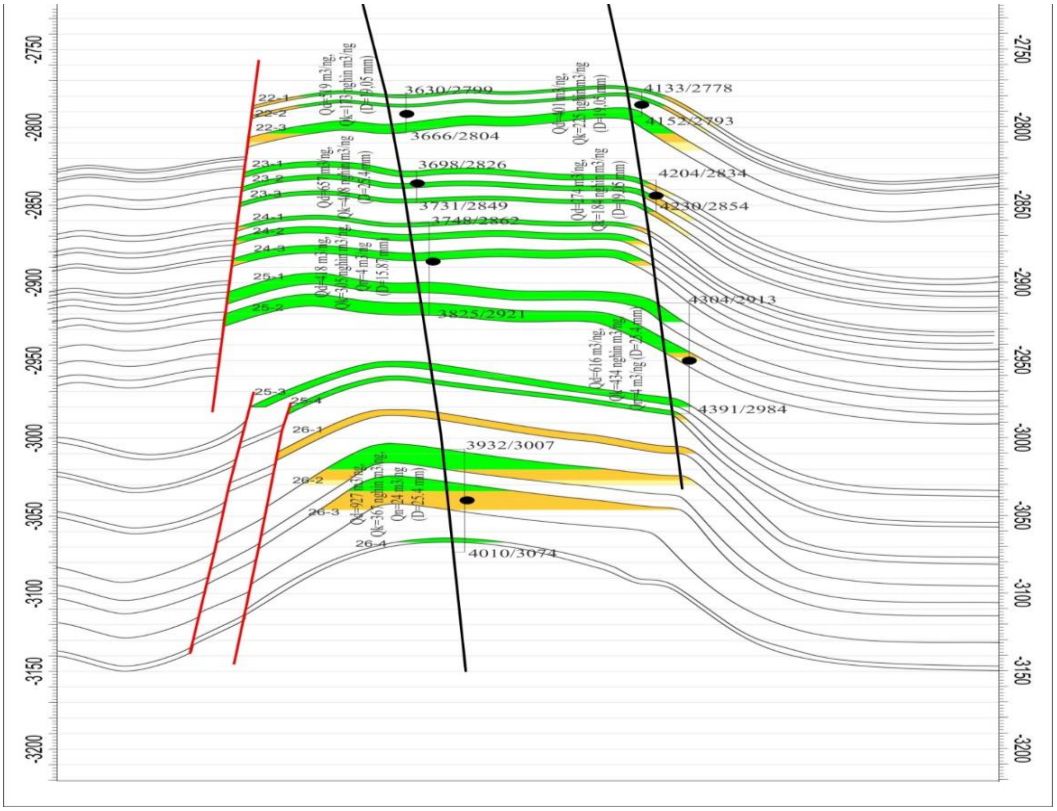
Theo kết quả khoan, cấu tạo A gồm 03 tầng kiến trúc chính là Móng trước Kainozoi, trầm tích Oligoxen và trầm tích Mioxen-Pleitoxen. Tuy nhiên, theo kết quả khoan giếng A-1X và A-2X địa tầng của khu vực mới được mở đến trầm tích Oligoxen C. Do đó, thành phần thạch học của các phức hệ còn lại được dự báo tương tự mỏ Bạch Hổ. Phân chia địa tầng lát cắt khu vực được thực hiện trên cơ sở tài liệu ĐVLGK và liên kết, so sánh với các giếng khoan lân cận. Đặc trưng thạch học-trầm tích được thể hiện trên cột địa tầng tổng hợp .



Hình 1. Liên kết phân chia tập sản phẩm giếng khoan khu vực Nam Bạch Hổ

2.2. Trữ lượng dầu và khí hòa tan

Từ kết quả minh giải tài liệu địa chấn, ĐVLGK, liên kết chi tiết các tầng sản phẩm, đối tượng chứa dầu khí trong Mioxen dưới khu vực mỏ A được chia ra thành 05 tập sản phẩm: 22, 23, 24, 25 và 26. Trong đó tập sản phẩm 22, 23, 24 mỗi tập có 03 vỉa sản phẩm, tập sản phẩm 25, 26 mỗi tập có 04 vỉa sản phẩm (Hình 6.1-6.10). Bình đồ nóc các vỉa sản phẩm được thành lập trên cơ sở kết quả chính xác hóa cấu trúc các tầng SH-5, Intra SH-5, SH-7 và kết quả liên kết phân chia các vỉa sản phẩm tại giếng A-1X và A-2X. Thân dầu của các vỉa sản phẩm có dạng vòm, chắn kiến tạo, thạch học có tổng trữ lượng phát triển được xác định 4,6 triệu m3 dầu và 1,5 tỉ m3 khí hòa tan.



Hình 2. Mặt cắt địa chất địa vật lý qua khu vực nghiên cứu

2.3. Giải pháp phát triển mỏ nhỏ mỏ cận biên

Để thực hiện các hoạt động khai thác và vận chuyển chất lưu khai thác, các công trình biển được xây dựng trên bề mặt nhằm kết nối giữa giếng khai thác và đường ống vận chuyển, tới khu vực xử lý và nơi tiêu thụ sản phẩm. Thông thường, chi phí xây dựng giàn khoan chiếm 30% chi phí đầu tư ban đầu phát triển khai thác mỏ.

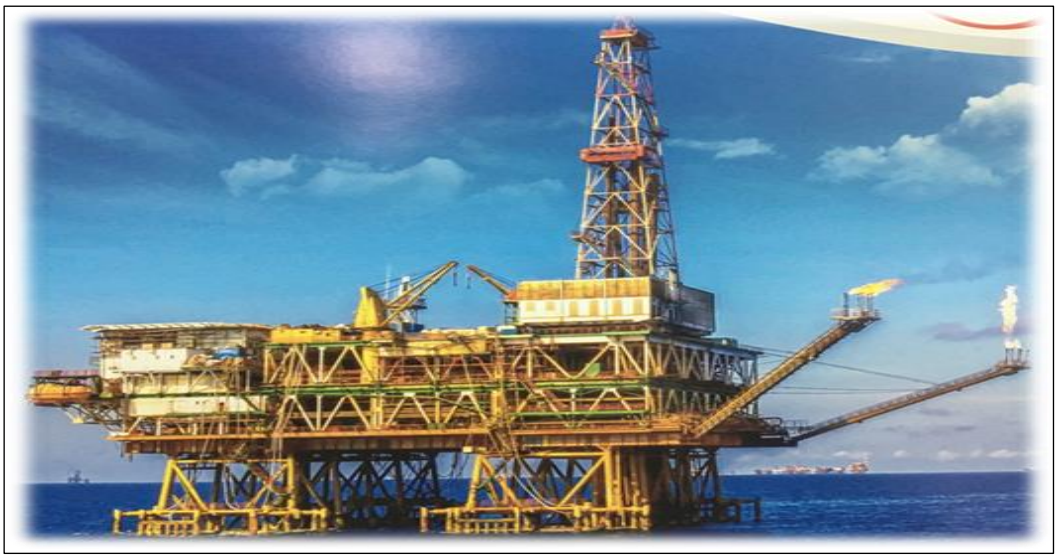
Với lịch sử hình thành và phát triển hơn 30 năm qua, xí nghiệp liên doanh đã xây dựng lên một hệ thống các công trình biển đầy đủ và đồ sộ. Các giàn khoan được xây dựng chính như các giàn cố định với đầy đủ các chức năng như khoan, khai thác và xử lý sản phẩm dầu khí, đồng nghĩa với chi phí xây dựng lớn (1-4 tỉ USD). Ở các giai đoạn sau 2000, các công trình biển được xây dựng chủ yếu là các giàn nhẹ với cấu trúc và các chi tiết thiết bị được tối ưu hóa tối đa.

2.3.1 Cấu trúc giàn MSP

Giàn cố định là một trong các công trình biển cơ bản và đầu tiên của quá trình xây dựng mỏ. Hiện tại trên mỏ Bạch Hổ đang vận hành các giàn MSP-1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11. Kết cấu giàn MSP bao gồm chân đế và khối thượng tầng. Chân đế giàn MSP bao gồm 02 khối chân đế (OB-1, OB-2), được giữ chặt vào đáy biển bằng các cọc (16 cọc chính và 32 cọc phụ) và module chịu lực, liên kết bên trên các block chân để thành một kết cấu tổng thể. Trên giàn được xem xét bố trí các bơm chìm đẻ bơm nước biên phục vụ cho hệ thống cứu hóa, khối tượng tầng được cấu tạo từ các khối riêng lẻ báo gồm hệ thống khoan, khai thác, năng lượng, nhà ở và bố trí các thiết bị công nghệ cần thiết. Chức năng của khối thượng tầng MSP được dùng để đồng thời khoan, khai thác và sửa chữa cụm giếng khai thác. Khoan và sửa giếng được thực hiện bằng hệ thống khoan được lắp đặt trên giàn.

Hình ảnh tổng quát của 1 giàn cố định cùng với cụm tháp khoan được thể hiện trên Hình 3.

Hiện nay, một số giàn cố định (MSP-1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9) đã được tháo dỡ các khối thượng tầng khoan do yêu cầu kĩ thuật tải trọng cũng như hoạt động khoan và sửa chữa giếng giảm, hệ thống trở thành MSP-mini. Chi phí vận hành, bảo dưỡng và hoạt động công nghệ trên các MSP-mini được giảm thiểu, qua đó giúp gia tăng hiệu quả kinh tế. Công việc sửa giếng trên các MSP này được thực hiện bằng tổ hợp khoan di động. Hình ảnh tổng quát của 01 giàn cố định đã tháo bỏ cụm tháp khoan được thể hiện trên Hình 4.



Hình 3. Giàn cố định cùng với cụm tháp khoan



Hình 4. Giàn cố định đã tháo bỏ cụm tháp khoan



Hình 5. Công trình giàn nhẹ BK-16

2.3.2 Cấu trúc giàn nhẹ BK

Cùng với các giàn cố định MSP, liên doanh Việt-Nga Vietsovpetro đã chuyển sang quan điểm mới trong việc xây dựng mỏ bằng việc sử dụng giàn nhẹ BK với số lượng giếng từ 6 đến 12 giếng. Về cấu trúc, giàn nhẹ bao gồm chân đế và khối thượng tầng. Khối thượng tầng của giàn BK là một kết cấu dạng lăng trụ không gian, được tạo thành từ sàn chính và sàn trên cùng kết nối với nhau bằng các ống trụ và các khung dầm. Khối thượng tầng giàn BK bao gồm block mô-đun công nghệ, block mô-đun phụ trợ và sân bay trực thăng.

Nhằm đảm bảo các hoạt động khai thác, vận chuyển và xử lý chất lưu khai thác, các hệ thống công nghệ vẫn được xây dựng. Để ngăn ngừa sự đông tụ dầu trong các thiết bị và đường ống công nghệ, trên giàn BK được bọc cách nhiệt và duy trì nhiệt độ bằng dây điện quấn quanh ống. Để phá những hạt nhũ tương dầu, trên giàn BK lắp đặt các bình tiếp nhận, lưu trữ, và sử dụng bơm định lượng để bơm chất ức chế - phá nhũ tương vào đường dầu trước van tiết lưu (choke valve). Để chống lại sự lắng đọng asphan, paraffin, trên giàn BK lắp đặt các bình tiếp nhận, lưu trữ hóa phẩm, và bơm định lượng để bơm hóa phẩm ức chế vào giếng theo ống tubing được lắp đặt trong khoảng không vành xuyến.

Trên sàn chính block mô-đun công nghệ được lắp đặt các thiết bị sau khối Maniphon, bình tách sơ bộ có bộ đo, bình tách dầu kí, bình xả, hệ thông gaslift, bộ đo khí, bộ bơm hóa phẩm... Như vậy, cấu trúc giàn nhẹ BK vẫn khá đầy đủ các thành phần và mô đun công nghệ. Chi phí xây dựng đã được giảm đi nhiều so với xây dựng các giàn MSP cố định, tuy nhiên các chi phí này vẫn còn tương đối lớn (300-1.000 triệu USD)

2.3.3 Xây dựng BK-mini cho khai thác mỏ cận biên

Mỏ nhỏ - mỏ cận biên được hiểu là loại mỏ với trình độ kỹ thuật - công nghệ cùng với những điều kiện kinh tế - thị trường và định chế tài chính trong các hợp đồng ở thời điểm hiện tại không thể phát triển và khai thác độc lập một cách hiệu quả. Hiệu quả kinh tế của mỏ cận biên có thể do một hay nhiều yếu tố như điều kiện tự nhiên,công nghệ-thị trường, chính trị-xã hội, pháp lý và điều khoản hợp đồng phân chia sản phẩm. Các yếu tố về chính trị-xã hội và thị trường đều mang tính khách quan và phụ thuộc vào mức độ ổn định chính trị, tốc độ phát triển kinh tế và tiến bộ khoa học kỹ thuật của từng thời kỳ và từng khu vực cụ thể. Cùng với sự phát triển của tiến bộ của khoa học kĩ thuật và công nghệ, các khó khăn về điều kiện tự nhiên (trữ lượng nhỏ, điều kiện địa chất phức tạp, vỉa sâu, điều kiện phát triển mỏ không thuận lợi, chất lượng sản phẩm thấp) có thể được khắc phục từng phần và từng bước.

Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh vào năm 2002 với gần 13 triệu tấn dầu/năm, bắt đầu suy giảm mạnh theo từng năm và đến năm 2018, sản lượng đã giảm ở mức dưới 4 triệu tấn dầu/năm. Các phát hiện dầu khí mới tại lô 09-1 có qui mô trữ lượng nhỏ. Điều đó đặt ra yêu cầu cấp bách cần phải tối ưu chi phí đầu tư nói chung và chi phí xây dựng công trình nói riêng nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế nếu muốn phát triển khai thác các khu vực có phát hiện dầu khí mới.

Trên hành trình đó, xí nghiệp liên doanh Việt Nga đã từng bước tối ưu thiết kế đối với từng loại giàn BK với quy mô và chi phí phù hợp với nhu cầu phát triển của từng khu vực cụ thể. Ngoài ra, xuyên suốt quá trình thực hiện, nhờ sự phối hợp và hỗ trợ từ các đơn vị nội bộ của Vietsovpetro, đặc biệt là các đơn vị vận hành như XN Khai thác, XN Cơ Điện, đơn vị thiết kế như Viện NIPI không ngừng tối ưu thiết kế nhằm đơn giản hóa hệ thống, giảm chi phí nhưng vẫn đáp ứng tốt nhu cầu vận hành công trình.

Theo kế hoạch phát triển mỏ SDCN2018, mỏ Bạch Hổ sẽ xây dựng 10 giàn khoan - khai thác cố định (giàn MSP) và một trạm rót dầu không bến (UBN) với tàu chứa dầu. Cũng theo kế hoạch này, trong giai đoạn 2 sẽ xây dựng giàn xử lý trung tâm ở phía Bắc mỏ Bạch Hổ cùng với tuyến đường ống dẫn dầu về bờ, tuy nhiên những khó khăn về cơ chế tài chính và hiệu quả kinh tế đã chứng minh dự án không khả thi.

Bằng chủ động trong thiết kế chi tiết các BK-mini giúp Vietsovpetro có thể tự thực hiện toàn bộ các khâu sau, từ mua sắm đến chế tạo giàn BK, làm chủ công nghệ qua đó có sáng tạo phù hợp với từng điều kiện mỏ của các khu vực cụ thể. Điều này đã làm giảm đáng kể chi phí xây dựng giàn BK. Chính vì vậy, VSP sẽ dễ dàng trong việc chủ động tối ưu thiết kế nhằm tiết giảm chi phí phát triển mỏ. Kết quả là đối với cùng một loại giàn BK điển hình loại 12 lỗ giếng khoan, tổng dự toán chi phí xây dựng như giàn BK ThTC3, do Vietsovpetro tự thực hiện hoàn toàn vào năm 2016-2017, đã tiết giảm, thấp hơn 35-40% so với dự toán chi phí xây dựng các giàn tương tự ở giai đoạn trước đây. Năm 2018, nhận thấy sự phù hợp có thể ứng dụng các công trình BK mini phát triển khai thác khu vực mỏ A. Viện NIPI đã hoàn thành thiết kế và xây dựng công trình giàn BK-mini cho khu vực này, với khối lượng xây dựng ít hơn khoảng 30-35% so với giàn BK điển hình trước kia.

Để kịp thời đưa giàn BK-A vận hành theo đúng yêu cầu của Hội đồng Vietsovpetro lần thứ 50, Vietsovpetro đã đẩy nhanh công tác thiết kế, mua sắm vật tư thiết bị, tối ưu hóa công tác xây lắp trên bờ và ngoài biển, đặc biệt thiết kế bổ sung sàn kết cấu tạm thời trên chân đế nhằm phục vụ cho công tác khoan và lắp đặt cây thông ngay sau khi lắp đặt chân đế. Ngày 22/10/2019, Vietsovpetro đã hoàn thiện lắp đặt chân đế, khối thượng tầng, các đường ống kết nối vận chuyển và cáp điện ngầm. Đến ngày 23/10/2019, Hội

đồng nghiệm thu của Vietsovpetro đã tiến hành nghiệm thu tổng thể giàn BK-A, đánh giá dự án đã được thực hiện bảo đảm chất lượng và an toàn tuyệt đối. Nhờ đó, dự án đã hoàn thành sớm hơn 4 ngày so với kế hoạch, góp phần gia tăng sản lượng khai thác dầu trong năm 2019 là 1.152 tấn.

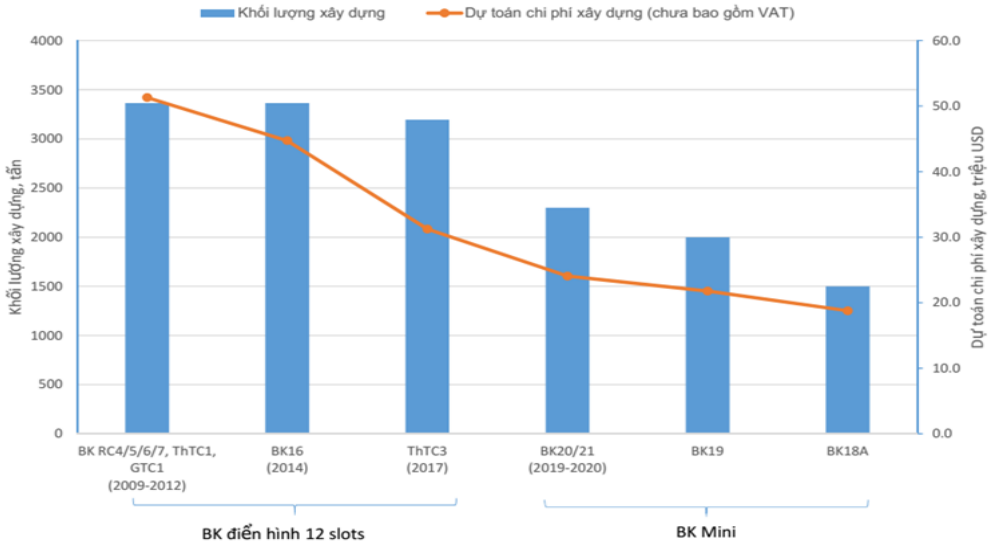


Hình 7. Mô hình các giàn BK do Viện NIPI thuộc xí nghiệp liên doanh Việt-Nga thiết kế



Hình 6. Gia cố khối thượng tầng BK-A trên sà lan vận chuyển

Với việc thiết kế và xây dựng thành công giàn BK-A, **Vietsovpetro** đã chủ động trong việc định hướng phát triển và kịp thời giao Viện Nghiên cứu khoa học và thiết kế nghiên cứu chi tiết các giải pháp tối ưu nhằm mục đích phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên trong giai đoạn tận thăm dò tới đây. Các cấu trúc tương tự **giàn BK-A** sẽ được xem xét để thiết kế xây dựng cho các khu vực tiềm năng sắp tới. Đối với dự án BK-A, đây cũng là lần đầu tiên Vietsovpetro đưa vào vận hành khai thác trước thời hạn đồng bộ tất cả các hạng mục, bao gồm giàn BK, các đường ống kết nối ngầm và cáp điện ngầm. BK-A được thiết kế theo dạng giàn không người (unmanned wellhead platform), được điều khiển từ xa từ giàn mẹ là giàn CPP-3. Kết cấu chân đế và khối thượng tầng được thiết kế ở dạng nhỏ gọn, trong đó sàn MSF, khối thượng tầng và Helideck được thiết kế thành một khối và nằm trong giới hạn 01 mã cẩu của tàu cẩu Hoàng Sa. Tổng khối lượng xây dựng của giàn BK-A (bao gồm cọc, chân đế và khối thượng tầng) gần 2300 tấn, giảm hơn 30% so với tổng khối lượng xây dựng các giàn BK của Vietsovpetro trước đây. Tổng dự toán chi phí xây dựng của BK-A giảm 28% so với dự toán chi phí xây dựng giàn ThTC-3 và giảm 37% so với giàn CTC-01.



Hình 8. Khối lượng và chi phí xây dựng các BK của Vietsovpetro

3. Kết luận

Xây dựng thành công giàn BK-A rút gọn đã giúp tiết giảm chi phí đầu tư CAPEX cho phát triển mỏ. Giàn BK-A được xây dựng với chức năng chính đảm bảo khai thác và vận chuyển dầu khí về các điểm tang chứa và xử lý. Thành công trong việc xây dựng BK-mini và phát triển khu vực mỏ nhỏ mỏ cận biên khu vực mỏ Bạch Hổ đã giúp định hướng chiến lược và xây dựng phát triển các cấu tạo có qui mô trữ lượng nhỏ, khó phát triển, đóng góp sự phát triển kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng.

Tài liệu tham khảo

Phạm Xuân Sơn, Trần Lê Phương và nnk "Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ, lô 09-1 năm 2018".

Trần Lê Đông, Hoàng Văn Quý, Trương Công Tài, 2005. Thân dầu trong đá móng nứt nẻ- hang hốc mỏ Bạch Hổ, Đông Nam Rồng và giải pháp bơm ép nước nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu, Tuyển tập báo cáo Hội nghị KHCN "30 Năm Dầu khí Việt Nam-Cơ hội mới thách thức mới", Quyển I, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội.

ABSTRACT

Research marine structures, the possibility of developing small and marginal field by Using the construction of mini platform

Dang Xuan Thuy[1], Dinh Duc Huy[2], Le Quang Duyen[3], Phi Manh Tung[1]
[1] *Vietsovpetro*
[2] *Vietnam Petroleum Institute - VPI*
[3] *Hanoi University of Mining and Geology*

In the current status of oil and gas market, the capital expenditure for developing marginal field should be evaluated and considered under the current operation and exploitation of VietNam-Russia joint venture. Furthermore, it is necessary to have new approach the data in combination of whole information such as seismic, geology, reservoir engineering, technology, transport, construction, optimization of operation, gaslift to reduce risk and development successful marginal field production with positive economic, sustain energy and contribute to the economic development of country.

Key word: Small field; marginal field; mini platform.

Cải thiện hình dáng khe nứt sử dụng mô hình khe nứt giả ba chiều cho đối tượng Miocene dưới

Nguyễn Hữu Trường[1,*]
[1]*Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)*

TÓM TẮT

Công nghệ nứt vỉa thủy lực áp dụng rộng rãi cho đối tượng vỉa có độ thấm thấp, trung bình. Hiện nay công nghệ được áp dụng cho cả đối tượng vỉa có độ thấm cao để nhằm cải thiện hay nâng cao chỉ số khai thác. Bài báo này so sánh hiệu quả nứt vỉa, chiều dài, chiều rộng khe nứt, áp suất khe nứt đối với mô hình khe nứt hai chiều và mô hình khe nứt giả ba chiều có tính tới hệ số thất thoát dung dịch trong khi thực hiện nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Miocene dưới của mỏ X, tại vùng biển Việt Nam. Việc mô phỏng gần đúng chiều dài, chiều rộng, chiều cao khe nứt có ý nghĩa quan trọng trong việc đánh giá dẫn suất khe nứt, từ đó cho phép xác định chỉ số khai thác sau nứt vỉa. Trước khi bơm nứt vỉa thủy lực, công tác bơm nứt vỉa thử nghiệm với thể tích bơm nhỏ để thu được hệ số thất thoát dung dịch, mô hình khe nứt, và lưu lượng bơm tối ưu, áp suất đóng khe nứt là cơ sở cho thiết kế nứt vỉa thủy lực chính sau này.

Từ khóa: Chiều dài khe nứt; chiều rộng khe nứt; hiệu quả nứt vỉa; chiều cao khe nứt; Miocene dưới.

1. Đặt vấn đề

Ngày nay, hầu hết các mô hình khe nứt trong công tác nứt vỉa thủy lực trên cơ sở mô hình khe nứt hai chiều (2D) và mô hình khe nứt giả khe nứt ba chiều (P-3D) để mô tả gần đúng về hình dáng khe nứt trong công tác nứt vỉa thủy lực. Các mô hình hai chiều giả định rằng chiều cao khe nứt bằng với chiều dày của vỉa sản phẩm và giả định này chỉ hiệu quả đối với vỉa chứa dầu khí thông thường, khi vỉa chứa sản phẩm có ứng suất bền của đất đá bên trên và ứng suất bền của đất đá dưới của vỉa sản phẩm cao hơn so với ứng suất nhỏ nhất. Ngoài ra, các mô hình khe nứt hai chiều cho rằng chiều cao khe nứt là không đổi; do đó, mô hình hóa hình dạng khe nứt đối với các mô hình hai chiều không mô tả chính xác (Pitakbunkate, Yang, & Valko, 2011). Ngược lại, mô hình hóa khe nứt giả ba chiều (P-3D) được áp dụng trong nứt vỉa thủy lực do có phát triển chiều cao khe nứt dưới điều kiện khác biệt về ứng suất ngang nhỏ nhất, và sự khác biệt về trường ứng suất tại chỗ. Vì lý do này, mô hình khe nứt giả ba chiều (P-3D) được dùng để mô hình hóa khe nứt trong khi bơm nứt vỉa thủy lực đối tượng Miocene.

1.1. Độ thấm của vỉa chứa

Về đặc điểm kiến tạo, cấu trúc của phức hệ Mioecne dưới được phân chia thành 3 vòm chính: Bắc, Trung Tâm, Nam. Trong phạm vi phức hệ tầng chứa Miocene dưới được phân chia làm 5 tầng sản phẩm chính, riêng có một tầng được phân ra làm bốn tập vỉa khác nhau và có tính chất thấm, rỗng khác nhau. Ở đối tượng Miocene dưới, Dầu chủ yếu khai thác từ vỉa số 23. Đánh giá vỉa qua các thông số tính chất thạch học, độ thấm, độ rỗng và độ bão hòa của chất lưu trong lỗ rỗng, chiều dày của vỉa là rất cần thiết trước khi tiến hành một nứt vỉa thủy lực.

1.2. Độ thấm của vỉa chứa

Độ thấm của vỉa chứa đối tượng Miocen dưới có giá trị khác nhau thông qua các phương pháp đo: mẫu lõi, thí nghiệm động, và đo wireline

Bảng 1. Kết quả đo độ thấm của các vùng thuộc đối tượng Miocene dưới (Ngoc T.B. và nnk, 2010)

Phương pháp	Tập vỉa 23	Cấu trúc Bắc	Tập vỉa 23	Cấu trúc trung tâm
	Trung bình	Khoảng	Trung bình	Khoảng
Phân tích mẫu	82.9	2.5-2120	159	2.5-3890
Đo wireline	46.3	6.7-143	31	6.5-248
Thí nghiệm động	80	5-187	51	10-224

* *Tác giả liên hệ*
Email: truongnh@pvu.edu.vn

1.3. Độ rỗng

Theo tài liệu đo địa vật lý giếng khoan và bản đồ phân bố độ rỗng, khoảng độ rỗng của tập vỉa 23 giảm chậm từ phần đầu của cấu trúc tới biên của tập vỉa, và giảm từ cấu trúc phía Bắc tới cấu trúc phía Nam. Ở cấu trúc phía Bắc, khoảng độ rỗng từ 15% tới 23% từ kết quả đo địa vật lý giếng khoan. Các hoạt động đứt gãy tạo lên một vài cấu trúc nâng trong vùng này, kết quả là độ rỗng cao. Tuy nhiên, khoảng độ rỗng giảm theo hướng từ phía Nam và một phần phía Đông của đứt gãy số IV. Lý do là do các hoạt động đứt gãy tạo thành địa hình hình cầu thang theo hướng Đông Nam. Độ rỗng giảm là do trầm tích dày hơn và tăng một phần theo hướng Nam. Ở cấu trúc trung tâm, độ rỗng giảm theo hướng Nam, hướng Bắc và một phần của hướng Tây Nam. Ở cấu trúc phía Nam, trầm tích ổn định hơn và ít ảnh hưởng bởi đứt gãy. Độ rỗng giảm đều từ phần đầu của cấu trúc tới hướng Bắc, Nam và Tây Đông (Ngoc T.B. và nnk, 2010).

1.4. Tình trạng thu hồi Dầu

Đối tượng Miocene dưới bắt đầu được đưa vào khai thác năm 1986, và bơm ép bắt đầu được thực hiện sau một năm, 1987. Sản lượng dầu cộng dồn cao nhất đạt 120,000 tấn vào năm 1988. Sau đó vỉa bị suy giảm áp suất, sản lượng Dầu cộng dồn đạt 30,000 tấn, năm 2000. Cho đến 2007, sản lượng Dầu cộng dồn khai thác từ đối tượng Miocene dưới đạt 19.138×10^6 tấn với 76.2% hàm lượng nước bão hòa. Tổng số giếng khai thác là 54. Trong năm 2007, tại cấu trúc phía Bắc, lượng Dầu khai thác cộng dồn đạt 3.44×10^6 tấn, với hệ số thu hồi dầu khoảng 0.31 và lượng dầu khai thác cộng dồn tại cấu trúc phía Nam là 1.193×10^6 tấn với hệ số thu hồi Dầu là 0.15 (Ngoc T.B. và nnk, 2010).

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Phương và hướng phát triển khe nứt

Hướng và độ lớn của ứng suất tại chỗ xác định hướng và hình dáng lan truyền của khe nứt (Hopkins, 1997; Warpinski và nnk, 1982). Trạng thái của ứng suất được mô tả bởi ba ứng suất chính vuông góc với nhau trong đó σ_1 biểu thị ứng suất chính lớn nhất, σ_2 là ứng suất ngang lớn nhất và σ_3 ứng suất ngang nhỏ nhất (Resterepo, 2008).Trong nứt vỉa thủy lực khe nứt phát triển theo hướng vuông góc với ứng suất ngang nhỏ nhất của trường ứng suất tại chỗ Hubbert & Willis (Hubbert và nnk, 1957).

2.2. Mô đun đàn hồi của đất đá

Mô đun đàn hồi đất đá ảnh hưởng tới hình dáng khe nứt và khả năng lan truyền của khe nứt. Ngoài ra nó còn ảnh hưởng trực tiếp tới áp suất bên trong khe nứt (Meyer và Jacot, 2001). Giá trị mô đun đàn hồi của đất đá thấp hơn sẽ cho kết quả nứt vỉa là chiều rộng khe nứt rộng hơn trong khi chiều dài khe nứt ngắn hơn (Bazan và nnk, 2002).

2.3. Độ cứng tới hạn của đất đá

Độ cứng tới hạn của đất đá là yếu tố quan trọng chống lại sự lan truyền của khe nứt (Hoorn và nnk, 2012). Độ cứng tới hạn của đất đá được xác định bởi cường độ ứng suất của khe nứt. Giá trị độ cứng tới hạn đất đá được đánh giá bởi mức độ tập trung ứng suất ở hai đầu khe nứt.

2.4. Hệ số thất thoát dung dịch

Hệ số thất thoát dung dịch được hiểu là tốc độ mất dung dịch trung bình qua diện tích khe nứt được tạo ra trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực. Hệ số thất thoát dung dịch tăng khi độ thấm và độ rỗng thành hệ tăng và độ nhớt dung dịch thấp. Độ nhớt dung dịch giảm bởi hai yếu tố: khi nhiệt tăng trong điều kiện vỉa và khi hệ dung dịch có trộn thêm chất phá gel hay phá vỡ cấu trúc. Hệ số thất thoát không chỉ ảnh hưởng tới hình dáng của khe nứt mà còn ảnh hưởng tới sự phân bố hạt chèn bên trong khe nứt (Bai và nnk, 2005). Ngoài ra hệ số thất thoát dung dịch ảnh hưởng tới diện tích khe nứt (Bazan và nnk, 2002). Sự phân bố hạt chèn trong khe nứt tăng khi hệ số thất thoát dung dịch tăng (Gadde và Sharma, 2005).

2.5. Hiệu quả nứt vỉa

Hiệu quả nứt vỉa, (η), ở một vài thời điểm trong khi bơm nứt vỉa thủy lực được biểu diễn bởi công thức sau đây:

$$\eta=V_f/V_i \quad (1)$$

Trước khi tiến hành bơm nứt vỉa thủy lực chính, công tác nứt vỉa thử (Minifrac test) được thực hiện trước tiên để xác định các thông số quan trọng sau khi đóng giếng bao gồm: hiệu quả nứt vỉa, mô hình khe nứt hiệu chỉnh, và áp suất đóng khe nứt, tổn hao áp suất ma sát tại lân cận đáy giếng, hệ số thất thoát dung dịch, hệ số mất mát dung dịch. Từ mô hình áp suất đáy giếng suy giảm bắt đầu đóng giếng là một hàm số của thể tích dung dịch thất thoát và thể tích khe nứt nhân tạo hình thành. Nhìn chung, độ thấm của vỉa càng thấp thì hệ số thất thoát dung dịch càng nhỏ và độ thấm của vỉa càng lớn thì hệ số thất thoát dung dịch càng cao.

2.6. Lưu lượng bơm

Lưu lượng bơm ảnh hưởng tới áp suất bên trong khe nứt, do đó nó ảnh hưởng tới chiều rộng và chiều dài và chiều cao của khe nứt. Về yếu tố kinh tế, lưu lượng bơm ảnh hưởng tới công suất bơm và nó ảnh

hưởng trực tiếp tới độ bền của ống chống khai thác dưới đáy giếng. Thực tế hiệu quả nứt vỉa tăng khi lưu lượng bơm tăng, ngược lại lưu lượng bơm giảm thì hiệu quả nứt vỉa giảm. Do đó việc tới ưu lưu lượng bơm rất cần thiết cho công tác nứt vỉa thủy lực. Sự ảnh hưởng của các yếu tố tới áp suất khe nứt được biểu diễn theo công thức:

$$p_{net} \propto \left(\frac{q_i \mu x_f}{E'}\right)^{1/4} \quad (2)$$

2.7. Mô hình khe nứt PKN-C

Mô hình khe nứt hai chiều (PKN-C) được áp dụng cho đối tượng đất đá có độ thấm và độ rỗng thấp, mục tiêu nứt vỉa để phát triển chiều dài khe nứt để từ đó cho phép tăng dẫn suất khe nứt**.** Giả sử ta biết các thông số: h_f, E', q_i, μ, C_l và S_p. Trong thiết kế nứt vỉa thuỷ lực, mục tiêu thiết kế nửa chiều dài khe nứt (x_f) được đưa ra xem xét, và thời gian bơm được xác định từ mô hình khe nứt cụ thể; áp suất khe nứt, chiều rộng trung bình của khe nứt, và hiệu quả nứt vỉa được đánh giá sau khi kết thúc công việc. Trong quá trình mô phỏng sự phát triển khe nứt, thời gian bơm được xác định trước, và các kết quả chiều dài khe nứt được xác định từ mô hình cũng như sự phân bố hạt chèn, diện tích khe nứt và khối lượng hạt chèn sử dụng. (Valko và Economides, 1995) (Peter Valkó, 1995) đưa ra lập luận rằng trong các nghiên cứu trước về mối liên hệ giữa các thông số xử lý nứt vỉa, tính chất của đất đá và độ rộng khe nứt tại thân giếng mà không tính tới hệ số thất thoát tổng (C_l) là có phần không chính xác và họ đã đề suất mô hình cải tiến cho chiều rộng khe nứt gần lân cận thân giếng, w_f, dựa trên kết quả hạn chế của Nordgren (1972). Chiều rộng lớn nhất của khe nứt gần thân giếng trong điều kiện mô hình dung dịch nứt vỉa phi Newtonian (power law) giới hạn bởi các thông số ứng xử của dung dịch nứt vỉa (n), và chỉ số độ sệt (K) được cho bởi công thức sau:

$$w_f = 9.15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3.98^{\frac{n}{2n+2}} \left[\frac{1+n(\pi-1)}{n}\right]^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \times \left(\frac{(q_i/2)^n h_f^{1-n} x_f}{E'}\right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (3)$$

Rahman, 2002 (Rahman và nnk, 2003) đưa ra mối liên hệ giữa độ nhớt của dung dịch nứt vỉa với các thông số của mô hình Power law như sau:

$$n = 0.1756(1000\mu_e) - 0.1233,\ K = (0.5\mu_e - 0.0159) \times 47880 \quad (4)$$

Đối với mô hình PKN, hệ số hình dáng của khe nứt ($\pi/5$), và chiều rộng trung bình của khe nứt, $w_a = \frac{\pi}{5} w_f$, và sử dụng công thức xác định độ lớn của nửa chiều dài khe nứt theo mô hình PKN có tính tính tới hệ số thất thoát dung dịch tổng qua diện tích khe nứt. Khi đó độ lớn diện tích khe nứt được đánh giá qua công thức sau:

$$A_t = \frac{(w_a + 2S_p)}{4\pi C_L^2} \frac{q_i}{2} \left(\exp(\beta^2)\operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1\right) \quad (5)$$

Và nửa chiều dài của khe nứt được rút ra từ công thức tính diện tích khe nứt sẽ là:

$$x_f = \frac{(w_a + 2S_p)}{4\pi C_L^2 h_f} \frac{q_i}{2} \left(\exp(\beta^2)\operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1\right);\ \beta = \frac{2C_L\sqrt{\pi t}}{w_a + 2S_p} \quad (6)$$

Hiệu quả nứt vỉa thuỷ lực được đánh giá theo công thức sau:

$$\eta = \frac{w_a h_f x_f}{q_i t};\ \text{hay}\ \eta = \frac{w_a (w_a + 2S_p)}{4\pi C_L^2 t} \left(\exp(\beta^2)\operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1\right) \quad (7)$$

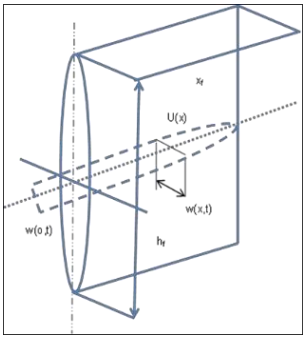
Công thức (6) và (7) dùng để đánh giá độ lớn của nửa chiều dài khe nứt và hiệu quả nứt vỉa với các yếu tố ảnh hưởng của chiều cao khe nứt, hệ số thất thoát dung dịch tổng, lưu lượng bơm ép, và thời gian bơm ép. Công thức 7 biểu diễn hiệu quả nứt vỉa thủy lực, nó tỷ lệ nghịch với hệ số thất thoát dung dịch và tỷ lệ nghịch với thời gian bơm. Phương trình cân bằng trong khi bơm nứt vỉa có tính tới hệ số Nolte (Nolte, 1986*)* và ảnh hưởng của chiều cao khe nứt, chiều cao thấm của vỉa.

$$\frac{q_i}{x_f h_f} t - 2K_L C_L r_p \sqrt{t} - (w_a + 2S_p) = 0 \quad (8)$$

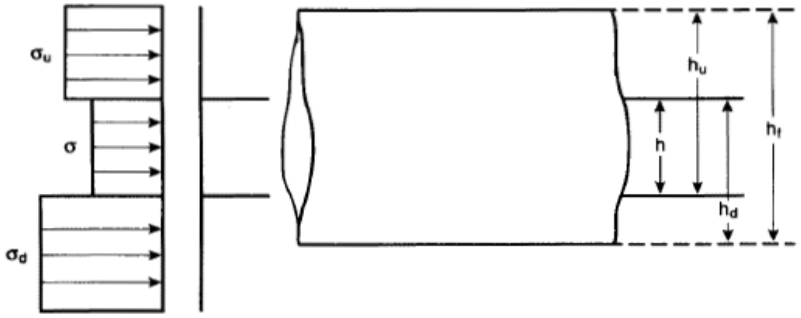
Hệ số Nolte K_L liên quan đến hiệu quả nứt vỉa được cho bởi công thức sau:

$$K_L = \frac{1}{2}\left[\frac{8}{3}\eta + \pi(1-\eta)\right]$$

Trong đó, w_f là chiều rộng lớn nhất của khe nứt gần thân giếng (inch)



Hình 1. Mô phỏng khe nứt theo mô hình PKN (Nguyễn Hữu Trường và nnk, 2015)



Hình 2. Mô hình khe nứt giả ba chiều mô tả khe nứt phát triển trong một lớp đất đá (Ahmed, 1984)

2.8. Mô hình chiều cao khe nứt trong mô hình khe nứt giả ba chiều P-3D

Mô hình khe nứt giả ba chiều mô tả sự phát triển chiều cao khe nứt trong một lớp đất đá trong khi bơm nứt vỉa thủy lực. Khe nứt phát triển hướng lên biên trên lớp đất đá, h_u, phụ thuộc vào sự khác biệt ứng suất giữa ứng suất thẳng đứng và ứng suất của lớp đất đá tại biên, chiều cao bắn mở vỉa, cường độ cứng suất tới hạn của khe nứt, tỷ trọng dung dịch sử dụng và đặc biệt là áp suất trong khe nứt. Đối với khe nứt phát triển xuống biên dưới lớp đất đá phụ thuộc vào khác biệt ứng suất giữa ứng suất thẳng đứng và ứng suất của lớp biên dưới lớp đất đá, chiều cao bắn mở vỉa, cường độ cứng suất tới hạn của khe nứt, tỷ trọng dung dịch và áp suất bên trong khe nứt. Mô hình sự phát triển chiều cao khe nứt được biểu diễn theo các công thức (9) và (10) (Ahmed, 1984; Newberry và nnk, 1985; Economides và Nolte, 2000).

Áp suất khe nứt phát triển lên biên trên lớp đất đá:

$$\Delta p_f = \frac{C_1}{\sqrt{h_u}}\left\{K_{IC}\left(1-\sqrt{\frac{h_u}{h}}\right)+C_2(\sigma_u-\sigma)\sqrt{h_u}\cos^{-1}\left(\frac{h}{h_u}\right)\right\}+C_3\rho(h_u-0.5h) \quad (9)$$

Áp suất khe nứt phát triển xuống biên dưới lớp đất đá:

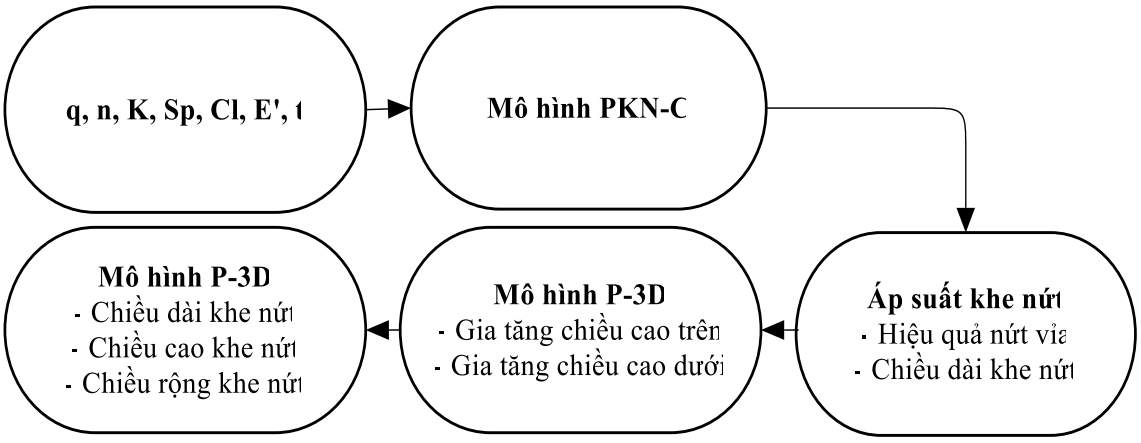
$$\Delta p_f = \frac{C_1}{\sqrt{h_d}}\left\{K_{IC}\left(1-\sqrt{\frac{h_d}{h}}\right)+C_2(\sigma_u-\sigma)\sqrt{h_d}\cos^{-1}\left(\frac{h}{h_d}\right)\right\}-C_3\rho(h_d-0.5h) \quad (10)$$

Chiều cao phát triển khe nứt tổng hợp:

$$h_f = h_p + \Delta h_u + \Delta h_d \quad (11)$$

Và $h_u = h_p + \Delta h_u$; $h_d = h_p + \Delta h_d$ (12)

3. Kết quả và thảo luận



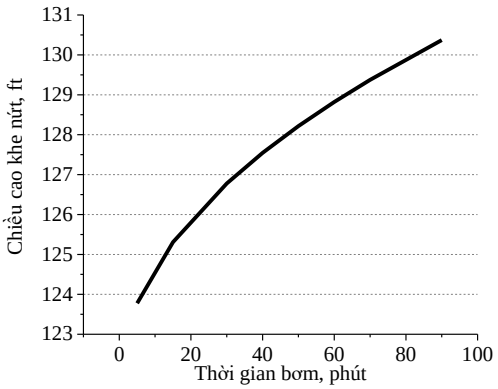
Hình 3. Mô hình đánh giá chiều cao khe nứt P-3D

Bảng 1. Các thông số vỉa và các thông số nứt vỉa thủy lực

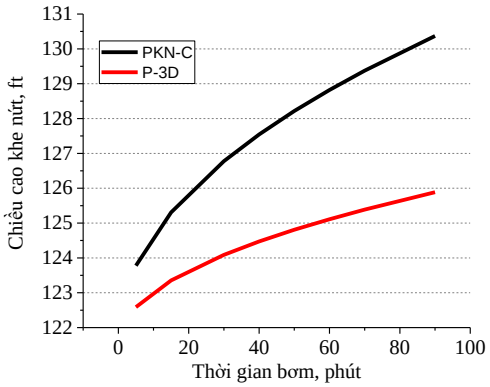
Các thông số	Giá trị
Chiều sâu vỉa, ft	9,612
Chiều dày vỉa, ft	121.4
Mô đun đàn hồi của đá, psi	3.5×10^6
Chỉ số độ sệt, K, Pa.s^n	0.25
Chỉ số ứng xử dung dịch, n	0.12
Lưu lượng bơm, m^3/s	0.05
Ứng suất ngang nhỏ nhất, psi	5734
Ứng suất lớp đất đá trên, psi	6584
Ứng suất lớp đất đá dưới, psi	6734
Độ cứng tới hạn đất đá, K_{IC}, psi (in$^{0.5}$)	1099
Thời gian bơm, phút	90
Hệ số thất thoát dung dịch, C_l, ft/min$^{0.5}$	0.00227

Bảng 2. Ảnh hưởng của áp suất khe nứt tới phát triển chiều cao khe nứt

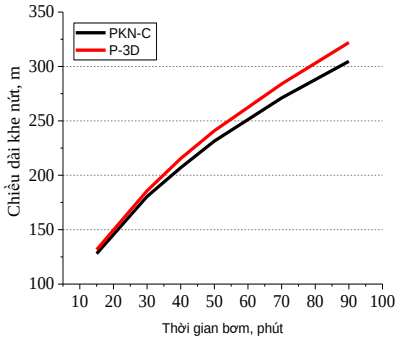
Áp suất khe nứt, psi	Δh_u, ft	h_u, ft	Δh_d, ft	h_d, ft
82	0.63	122	1.76	123.16
105	1.27	122.67	2.64	124.04
124	1.93	123.33	3.45	124.85
132	2.28	123.68	3.87	125.27
139	2.59	123.99	4.23	125.63
145	2.87	124.27	4.55	125.95
150	3.13	124.53	4.84	126.25
159	3.60	125	5.37	126.77



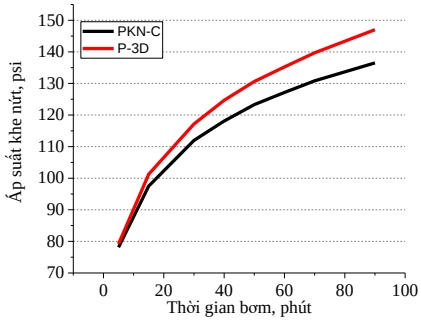
Hình 4. Chiều cao phát triển khe nứt



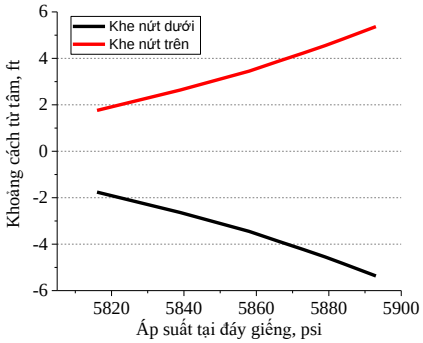
Hình 5. So sánh chiều cao khe nứt của hai mô hình



Hình 6. Chiều dài khe nứt theo thời gian bơm nứt vỉa



Hình 7. Áp suất khe nứt theo thời gian bơm, phút



Hình 8. Chiều cao khe nứt phát triển bên trên và bên dưới theo áp suất tại đáy giếng

Hình 4 biểu diễn thời gian bơm tương ứng với chiều cao phát triển khe nứt trong điều kiện trường ứng suất tại chỗ, ứng suất tại biên trên và ứng suất tại biên dưới lớp đất đá, khối lượng riêng dung dịch nứt vỉa 62.4lbm/ft^3. Hình 4 biểu diễn thời gian bơm tương ứng với sự phát triển chiều cao khe nứt cũng như tăng thể tích dung dịch nứt vỉa bơm xuống khe nứt dẫn tới chiều cao khe nứt phát triển, điều này được giải thích khi thể tích dung dịch cộng dồn bơm vào khe nứt tăng lên thì thể tích khe nứt tăng dẫn tới chiều cao khe nứt tăng lên. Phương trình cân bằng trong nứt vỉa thủy lực thể hiện tổng thể tích bơm sẽ bằng thể tích khe nứt tạo ra cộng với với thể tích dung dịch thất thoát qua diện tích khe nứt trong một thời gian bơm, thể tích dung dịch phát triển nhanh khi hệ số thất thoát dung dịch thấp cũng như thể tích thất thoát dung dịch thấp. Hình 5 biểu diễn chiều cao khe nứt phát triển của mô hình PKN-C và mô hình P-3D theo thời gian bơm, khi thời gian bơm tăng lên thì chiều cao khe nứt đối với mô hình PKN-C lớn hơn so với chiều cao phát triển khe nứt trong mô hình giả ba chiều (P-3D), vì chiều cao khe nứt phát triển trong mô hình P-3D được biểu diễn $(h_f+h_p)/2$ thấp hơn so với chiều cao phát triển khe nứt trong mô hình PKN-C là giá trị h_f trong mô hình (9). Hình 6 biểu diễn thời gian bơm tương ứng với chiều dài khe nứt của hai mô hình khe nứt PKN-C và mô hình khe nứt giả ba chiều P-3D, khi thời gian bơm tăng lên đồng nghĩa với thể tích dung dịch bơm vào trong khe nứt tăng lên và tương ứng kết quả thể tích khe nứt tăng lên dẫn tới chiều dài khe nứt tăng theo thời gian, tuy nhiên chiều dài khe nứt trong mô hình P-3D lớn hơn so với chiều dài khe nứt trong mô hình PKN-C, điều này giải thích là chiều dài khe nứt tỷ lệ nghịch với chiều cao phát triển khe nứt và do đó khi chiều cao khe nứt trong mô hình khe nứt giả ba chiều thấp hơn so với chiều cao khe nứt trong mô hình hai chiều PKN-C, thì chiều dài khe nứt trong mô hình P-3D dài hơn. Hình 7 biểu diễn áp suất khe nứt theo thời gian bơm ứng với hai mô hình khe nứt hai chiều PKN-C và mô hình khe nứt giả ba chiều P-3D, Hình 8 biểu diễn gia tăng phát triển chiều cao khe nứt biên trên lớp đất đá và gia tăng phát triển khe nứt lên biên dưới lớp đất đá.

4. Kết luận

Nghiên cứu sự phát triển chiều dài và chiều rộng khe nứt trong mô hình hai chiều PKN có tính tới hệ số thất thoát dung dịch để từ đó là cơ sở đánh giá sự phát triển chiều cao khe nứt trong mô hình khe nứt giả ba chiều P-3D, nghiên cứu rút ra kết kết luận như sau:

- Chiều dài và chiều rộng khe nứt sau nứt vỉa trong mô hình giả ba chiều (P-3D) cơ tính tới hệ số thất thoát dung dịch lớn hơn so với mô hình hai chiều PKN có tính tới hệ số thất thoát dung dịch.
- Áp suất bên trong khe nứt đối với mô hình khe nứt giả ba chiều (P-3D) lớn hơn so áp suất khe nứt đối với mô hình PKN-C.
- Mô tả gần đúng hình dáng khe nứt cho phép đánh giá dẫn suất khe nứt để từ đó làm cơ sở để đánh chỉ số khai thác sau nứt vỉa.
- Tiếp tục nghiên cứu tối ưu chiều cao khe nứt sau nứt vỉa để từ đó tối ưu lưu lượng khai thác sản phẩm bằng cách tối đa lợi nhuận ròng (NPV).

Danh mục các từ viết tắt

C_1 = 0.0217
C_2 = 0.515
C_3 = 0.0069
K_{IC} = Độ ứng suất tới hạn khe nứt, psi*in$^{0.5}$
Δp_f = Áp suất khe nứt, psi
h_d = Chiều cao khe nứt trên lớp đất đá, ft

h_u = Chiều cao khe nứt dưới lớp đất đá, ft
ρ = Khối lượng riêng của hệ dung dịch nứt vỉa, lb/ft^3
h_p = Chiều cao bắn mở vỉa, ft
Δh_u = Gia tăng chiều cao khe nứt trên lớp đất đá, ft
Δh_d = Gia tăng chiều cao khe nứt dưới lớp đất đá, ft
q_i = Lưu lượng bơm (bpm);
A_f = Tổng diện tích khe nứt, (ft^2);
w_a = Chiều rộng trung bình của khe nứt (inch);
C_l = Hệ số mất mát dịch nứt vỉa qua diện tích khe nứt, (ft/min$^{0.5}$)
S_p =Hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa, (gal/ft^2);
t = Thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (phút).
q_i = Lưu lượng bơm, bpm
h_f = Chiều cao của khe nứt ảnh hưởng bởi độ cứng của đất đá,
K_L = Hệ số Nolte,
r_p = Tỷ số giữa chiều cao khe nứt với chiều dày của vỉa, (h_f/h_p).
n = Chỉ số ứng xử của dung dịch nứt vỉa,
K = Chỉ số độ sệt của dung dịch nứt vỉa (Pa.s^n),
μ_e = Độ nhớt của dung dịch nứt vỉa, Pa.s
V_f = Thể tích khe nứt
V_i = Thể tích bơm nứt vỉa thủy lực
η = Hiệu quả nứt vỉa, %
E´ = Mô đun biến dạng phẳng của đất đá
x_f =Chiều dài khe nứt
p_{net} =Áp suất bên trong khe nứt
μ =Độ nhớt dung dịch nứt vỉa
NPV = Lợi nhuận ròng

Tài liệu tham khảo

Pitakbunkate, T., Yang, M., & Valko´ , P. P. (2011 March 27-29). Hydraulic fracture optimization with a p-3D model. In SPE production and operations symposium (SPE 142303) (pp. 1-15). Oklahoma City, OK: SPE.

Ngoc T.B. Nguyen, Cuong T.Q. Dang, Wisup Bae, Taemoon Chung.: Integrating Geological Characterization and Historical Production Analysis to Optimize Field Management of Lower Miocene Reservoir in the White Tiger Field, Vietnam. 137045-PA SPE Journal (2010).

Hopkins, C. W. (1997). The importance of in-situ-stress profiles in hydraulic-fracturing applications. Journal of Petroleum Technology, 49, 944-948. doi:10.2118/38458-JPT

Warpinski, N. R., Schmidt, R. A., & Northrop, D. A. (1982). Insitu stresses: The predominant influence on hydraulic fracture containment. Journal of Petroleum Technology, 34, 653-664. doi:10.2118/8932-PA

Resterepo, D. P. (2008). Pressure behavior of a system containing multiple vertical fractures (graduated thesis). University of Oklahoma, USA.

Hubbert, M. K., & Willis, D. G. (1957). Mechanics of hydraulic fracturing. Petroleum Transactions, AIME, 210, 153-168

Meyer, B. R., & Jacot, R. H., 2001. Impact of stressdependent Young's moduli on hydraulic fracture modeling. In The 38th U.S. symposium on rock mechanics (pp. 297-306), Washington, DC

Bazan, L. W., Larkin, S. D., Jacot, R. H., & Meyer, B. R., 2002. Modeling of simultaneous proppant fracture treatments in the Fruitland coal and Pictured Cliffs Formations in the San Juan Basin. In SPE Eastern Regional Meeting (SPE 78694). Lexington, KY: SPE.

Hoorn, K., Heijinen, L. J., Gankema, M. E., & Nitters, G. (2012). Hydraulic fracturing in limestone: A case study of two EGS projects in the Netherlands. In Proceedings of the thirty seventh workshop on geothermal reservoir engineering (SGP-TR-194). Stanford, CA: Stanford University.

Bai, M., Green, S., & Suarez-Rivera, R. (2005, June 25-29). Effect of leak off variation on fracturing efficiency for tight shale gas reservoirs. In The 40th U.S. symposium on rock mechanics (ARMA-05-697). Anchorage, AK: ARMA.

Gadde, P. B., & Sharma, M. M. (2005). The impact of proppant retardation on propped fracture lengths. In SPE annual technical conference and exhibition (SPE 97106). Dallas, TX: SPE.

Peter Valkó, Michael J.Economides. Hydraulic fracture mechanics. Wiley & Sons. 1995.

Nordgren, R. P. 1972. Propagation of a vertical hydraulic fracture. Soc. Pet. Eng. J. 12:306-314.

Rahman, M.M., M.K. Rahman and S.S. Rahman, 2003. Optimizing treatment parameters for enhanced hydrocarbon production by hydraulic fracturing. J. Can. Petrol. Technol. 42: 38-46.

Nolte, K. G. 1986. Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure decline. SPE 13278. SPE Prod. Eng. July:255-265

Nguyễn Hữu Trường, nnk. Thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu cho tầng Oligocene dưới nhằm tăng cường khai thác dầu bằng phương pháp tối đa lợi nhuận ròng. Tạp chí Dầu khí. 2015; 12: trang 28 - 37.

Ahmed, U. 1984. A Practical Hydraulic Fracturing Model Simulating Necessary Fracture Geometry, Fluid Flow and Leakoff, and Proppant Transport. Paper presented at the SPE/DOE/GRI Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, PA. 13-15 May, 1984. SPE-12880-MS. http://dx.doi.org/10.2118/12880-MS.

Newberry, B.M., Nelson, R.F., and Ahmed, U. 1985. Prediction of Vertical Hydraulic Fracture Migration Using Compressional and Shear Wave Slowness. Paper presented at the Low Permeability Gas Reservoirs, Denver, Colorado. 19-22 May, 1985. SPE-13895-MS. http://dx.doi.org/10.2118/13895-MS.

Economides, M.J. and Nolte, K.G. 2000. Reservoir Stimulation. Chichester, England; New York: Wiley. Original edition. ISBN 0471491926 9780471491927

ABSTRACT

Improved fracture geometry using P-3D fracture model during for the Lower Miocene Reservoir

Nguyen Huu Truong[1]
[1]*Petrovietnam University (PVU)*

Hydraulic fracturing technology has been widely used to stimulate the low permeability, medium permeability reservoir. Now this technique applies to stimulate high permeability reservoir to improve or enhance the productivity index after fractured well. This article compares the fracture efficiency, fracture length, fracture width, and the net pressure attained from two-dimensional fracture model and three-dimensional pseudo-fracture model account for the leak-off coefficient for the lower Miocene objective, X field, offshore Viet Nam. Appropriate fracture length, width, and fracture heigh based on pseudo three-dimensional fracture model in the field has brough more benefits to evaluate fracture conductivity as well as productivity index at the fractured well. Before conducting a main treatment, mini frac test must be performed to obtain the importance of treatment parameters such as fracture efficiency, leak-off coefficient, and pump rate, closure pressure for providing main treatment.

Keywords: Fracture length; fracture width; fracture efficiency; fracture height; the Lower Miocene.

Ảnh hưởng tính chất lưu biến dung dịch khoan tới tốc độ cơ học khoan

Nguyễn Hữu Trường[1,*]
[1]*Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)*

TÓM TẮT

Nghiên cứu trình bày ảnh hưởng của các yếu tố: tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến, độ nhớt dẻo, ứng suất trượt tĩnh, trong điều kiện chế độ chảy tầng, chế độ chảy dối, tới tốc độ cơ học khoan trên cơ sở sử dụng số liệu thu thập được trong quá trình khoan các giếng khoan ở mỏ X. Dựa trên mô hình (Bourgoyne và Young, 1986), thông số ảnh hưởng tới mô hình tốc độ khoan là chênh áp giữa áp suất động trong giếng (khối lượng riêng tuần hoàn tương đương, ECD) với áp suất lỗ rỗng theo từng khoảng khoan và tốc độ khoan được sẽ được xây dựng trên cơ sở hàm hồi quy tương quan giữa tốc độ cơ học khoan với chênh áp, từ kết quả đó phân tích ảnh hưởng của tính chất lưu biến dung dịch khoan tới tốc độ cơ học khoan. Trong thực tế khoan, tỷ trọng tuần hoàn dung dịch tương đương phụ thuộc rất nhiều yếu tố như: khối lượng riêng của dung dịch sử dụng ban đầu, tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến, chiều sâu đo của giếng, ảnh hưởng của hàm lượng pha rắn trong dung dịch khoan, ảnh hưởng hiện tượng piston, ảnh hưởng của tốc độ vòng quay của chuỗi cần khoan, ảnh hưởng của gia tốc, và mức độ độ bền Gel. Kết quả, tốc độ cơ học khoan có mối liên hệ với áp suất mất mát khoảng không vành xuyến, chế độ dòng chảy và tính chất lưu biến của hệ dung dịch và khi tăng áp suất mất mát trong không gian vành xuyến thì tốc độ khoan giảm.

Từ khóa: ECD; Áp suất lỗ rỗng; độ nhớt dẻo; độ bền Gel.

1. Đặt vấn đề

Mối quan hệ giữa các thông số khoan với tốc độ khoan rất phức tạp, và việc tối ưu các thông số vận hành khoan cho từng khoảng khoan để giá thành mét khoan tối thiểu là rất cần thiết. Thực tế có rất nhiều các thông số khoan khác nhau ảnh hưởng tới tốc độ cơ học khoan (ROP), các thông số chưa được hiểu đầy đủ do sự phức tạp trong khi thu thập dữ liệu trong khi khoan giếng. Do đó mô hình hóa toán học để mô tả tốc độ khoan một cách chính xác nhất cho quá trình khoan giếng nói chung cho đến nay vẫn chưa đạt được. Thực tế có nhiều mô hình hóa mô tả tốc độ cơ học khoan áp dụng khoan các giếng khoan cho các mỏ dầu khí trên thế giới. Mô hình tốc độ khoan (ROP) được xây dựng liên quan tới tính chất dung dịch khoan, từ đó cho phép điều chỉnh tính chất dung dịch để cải thiện tốc độ khoan (ROP). Dựa trên (ROP) đã xây dựng còn cho phép phân tích độ nhạy ảnh hưởng của các yếu tố tới tốc độ cơ học khoan. Việc điều chỉnh tính chất lưu biến dung dịch có lợi hoạt động khoan giếng vì: Giảm giá thành mét khoan khi tối ưu tốc độ khoan; Dự đoán và kiểm soát tốt tốc độ cơ học khoan; Xác định thông số dung dịch khoan nào ảnh hưởng lớn tới tốc độ cơ học khoan, từ đó điều chỉnh thông số dung dịch để tăng tốc độ khoan.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Mô hình hóa tốc độ cơ học khoan Bourgoyne và Young

Mô hình tốc độ khoan Bourgoyne và Young được sử dụng trong nghiên cứu do mô hình ưu việt hơn các mô hình tốc độ cơ học khoan khác vì nó được xây dựng với nhiều yếu tố khác nhau trong từng khoảng khoan. Những yếu tố chính tác động tới tốc độ khoan: độ bền của đất đá thành hệ khoan qua, chiều sâu của giếng khoan, mức độ nén của đất đá thành hệ, sự khác biệt áp suất giữa áp suất thành hệ với tỷ trọng tuần hoàn dung dịch tương đương, đường kính của choòng khoan sử dụng, tải trọng lên choòng WOB, số vòng quay RPM, sự mài mòn của răng choòng, áp lực thủy lực qua choòng. Mô hình tốc độ cơ học khoan Bourgoyne và Young (1974) cho choòng khoan chóp xoay như sau:

$$ROP=\frac{dD}{dt}=e(a_1+\sum_{j=2}^{8}a_j x_j) \quad (1)$$

* *Tác giả liên hệ*
Email: truongnh@pvu.edu.vn

Trong đó: a_1 là hệ số biểu diễn độ bền đất đá thành hệ, a_2 biểu diễn ảnh hưởng độ nén đất đá bình thường, a_3 biểu diễn ảnh hưởng của dị thường áp suất, a_4 biểu diễn ảnh hưởng của chênh áp giữa áp suất thành hệ với áp suất động trong giếng, a_5 biểu diễn ảnh hưởng của tải trọng lên choòng và đường kính của choòng khoan, a_6 biểu diễn ảnh hưởng của tốc độ vòng quay, a_7 biểu diễn ảnh hưởng độ mài mòn răng choòng, a_8 biểu diễn ảnh hưởng của áp lực của dung dịch khoan qua các vòi phun.

2.1.1. Ảnh hưởng của chênh áp

Hệ số a_4 quy định ảnh hưởng của chênh áp suất tới tốc độ cơ học khoan trong mô hình tốc độ khoan Bourgoyne và Young. Ảnh hưởng của chênh áp giữa khối lượng riêng quy đổi áp suất lỗ rỗng với khối lượng riêng dung dịch tuần hoàn tương đương quy đổi được quy định bởi hàm (x_4) tới tốc độ cơ học khoan (ROP).

$$f_4 = e^{a_4 x_4} = e^{2.303 a_4} D(ECD\text{-}P_p) \quad (2)$$

Mô hình ECD có thể biểu diễn tổng quát như sau:

$$ECD(ppg) = OWM + \frac{\Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \Delta p_4 + \Delta p_5}{0.052 \times D} \quad (3)$$

Tác giả chủ yếu đề cập ảnh hưởng của tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến, khối lượng riêng của dung dịch sử dụng lên tỷ trọng tuần hoàn tương đương (ECD).

2.1.2. Áp dụng trường hợp các giếng khoan mỏ X

Dữ liệu thu được từ việc ghi nhận các thông số khoan của choòng theo thời gian thực của các giếng khoan mỏ X, theo chiều sâu tăng dần trong giếng khoan. Bộ số liệu trong Bảng 1 sử dụng để phân tích hồi quy.

Bảng 1. Thông số khoan các giếng khoan tại mỏ X

STT	Depth (ft)	ROP (ft/hr)	ECD (ppg)	Pp (ppg)	OMW (ppg)	P_{ann} (psi)
1	3231	31.3	9.29	9	9.2	-204.07
2	3592	25.3	9.02	9	9.01	-75.26
3	3608	45	8.78	9	9.01	-337.94
4	4021	16.5	9.25	9	9.15	90.22
5	4156	32.2	8.57	9	9.1	-205.00
6	4156	35.6	9.11	9	9.1	-250.79
7	4251	15.9	8.89	9	9.1	116.37
8	4267	29.5	8.73	9	8.73	-83.54
9	4500	22	9.53	9	9.45	-114.94
10	4749	17.6	8.84	9	9	92.14
11	4789	26.2	9.35	9	9.3	-164.05
12	4808	13.9	9.72	9	9.65	37.29
13	4858	17.1	9.02	9	9	105.29
14	4979	10.6	9.6	9	9.51	191.38
15	4982	18.2	9.42	9	9.38	-21.59
16	4999	21.4	9.64	9	9.6	-152.99
17	5005	18.3	9	9	9	74.35
18	5196	7.3	9.66	9	9.61	328.74
19	5225	21.7	9.02	9	9	-3.38
20	5241	16.1	9.93	9	9.9	-112.50
21	5261	7.1	9.09	9	9.05	492.55
22	5287	13.6	10.1	9	9.8	-10.19
23	5405	20.8	9.05	9	9	15.94
24	5451	13.4	9.75	9	9.6	46.44
25	5674	14.8	9.12	9	9.1	141.67
26	5911	9.8	9.76	9	9.5	205.53
27	6180	6.9	10.7	9	9.8	262.18
28	6754	8.7	10.58	9	9.8	132.56
29	6760	3.3	11.15	9	9.8	574.50
30	7032	8	10.25	9	9.45	287.24

Bảng 2. Thông số chuỗi cần khoan và tính chất dung dịch khoan

Chuỗi cần khoan	
Chiều dài cần nặng, ft	400
Chiều dài cần khoan, ft	13900
YP, lbf/100ft^2	12
Tốc độ dung dịch, ft/min	181
Lưu lượng bơm, gpm	350
Đường kính giếng, in	8.5
Đường kính ngoài cần khoan, in	5
Đường kính ngoài cần nặng, in	6

Từ mô hình tốc độ khoan (Bourgoyne và Young, 1986), giả sử các thông số khác được giữ cố định, ta lấy thông số thứ tư (j=4) được gọi là hàm số (x_4) trong mô hình tương ứng hệ số a_4, và hàm số (x_4) thể hiện mối liên hệ giữa áp suất lỗ rỗng với áp suất động trong giếng, tương ứng khối lượng riếng tuần hoàn tương đương quy đổi và khối lượng riêng tương đương quy đổi đối với áp suất lỗ rỗng. Mô hình tốc độ khoan khi đó được viết như sau:

$$ROP=\frac{dD}{dt}=ke^{a_4x_4}\text{, trong đó } x_4=D(ECD-P_p) \quad (4)$$

a_4 và k là hằng số thu được từ phân tích hồi quy trong dữ liệu từ Bảng 1. Biểu đồ mối quan hệ giữa tốc độ khoan và chênh áp theo hàm số mũ và được biểu diễn theo công thức sau đây:

$$ROP=21.54e^{-0.000114x_4} \quad (5)$$

2.1.2. Mối liên hệ giữa ROP với tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến

Khối lượng riêng tuần hoàn tương đương (ECD) được biểu diễn như mô hình (6), cụ thể như sau:

$$ECD(ppg)=OWM+\frac{\Delta p_1}{0.052\times D} \quad (6)$$

Và thông số x_4 liên quan chênh áp được biểu diễn như sau:

$$x_4=D\left[(OWM+\frac{\Delta p_1}{0.052\times D})-p_{pore}\right] \quad (7)$$

Từ 7 và 5 giải ra ta có thông số x_4 liên quan tới chênh áp như sau:

$$x_4=26929-8771.93\ln(ROP) \quad (8)$$

Ngoài ra áp suất mất mát khoảng không vành xuyến được viết như sau từ 7 và 8

$$P_{ann}=0.052\left[D(P_p-OWM)-8771.93\ln(ROP)+26929\right] \quad (9)$$

Công thức 9 biểu diễn sự ràng buộc của các yếu tố khác nhau như áp suất lỗ rỗng, tốc độ cơ học khoan, và tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến, khối lượng dung dịch sử dụng. Khi biết ba yếu tố thì dễ dàng xác định được yếu tố còn lại ở bất cứ chiều sâu khoan giếng nào.

2.1.3. Mối liên hệ giữa độ nhớt dẻo với ROP trên cơ sở mô hình Bingham

2.1.3.1. Dòng chảy tầng

Ứng xử của dòng dung dịch theo mô hình Bingham trong khoảng không vành xuyến dưới chế độ dòng chảy tầng được mô hình hóa bởi (Azar và Robello Samuel, 2007):

$$P_{ann(psi)}=D\times\left\{\frac{\mu_p\bar{v}}{1000(D_h-D_p)^2}+\frac{\tau_y}{200(D_h-D_p)}\right\} \text{ và } \mu_p=\frac{1000(D_h-D_p)^2}{\bar{v}}\times\left\{\frac{P_{ann}}{D}-\frac{\tau_y}{200(D_h-D_p)}\right\} \quad (10)$$

Từ đó rút ra phương trình biểu diễn độ nhớt dẻo của dung dịch trong giếng dưới khoan.

$$\mu_p=\frac{1000(D_h-D_p)^2}{\bar{v}}\times\left\{\frac{P_{ann}}{D}-\frac{\tau_y}{200(D_h-D_p)}\right\} \quad (11)$$

Thay P_{ann} từ phương trình 10 vào phương trình 11, mối quan hệ giữa ROP và độ nhớt dẻo được biểu diễn như sau:

$$\mu_p = \frac{1000(D_h - D_p)^2}{\bar{v}} \times \left\{ \frac{0.052\left[D(P_p - OWM) - 8771.93\ln(ROP) + 26929\right]}{D} - \frac{\tau_y}{200(D_h - D_p)} \right\} \quad (12)$$

Phương trình này dung để xác định ROP khi biết các thông số còn lại tại một độ sâu khoan nhất định.

2.1.3.2. Đối với dòng chảy rối

Mô hình thực nghiệm tính toán áp suất mất mát trong giếng khoan khai thác và sửa giếng (N. J Lapeyrouse, 2002), áp suất mất mát trong khoảng không vành xuyến dưới chế độ chảy rối như sau:

$$P_{ann(psi)} = \frac{7.7\times10^{-5}\times OWM^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2} D}{(D_h - D_p)^3 \times (D_h + D_p)^{1.8}} \text{ và } \mu_p = \left(\frac{P_{ann}(D_h - D_p)^3 \times (D_h + D_p)^{1.8}}{7.7\times10^{-5}\times OWM^{0.8} Q^{1.8} D}\right)^5 \quad (13)$$

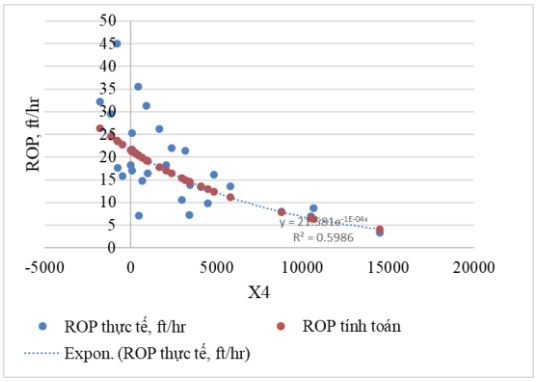
Thế P_{ann} ở công thức 10 vào công thức 15 ta thu được như sau:

$$\mu_p = \left(\frac{0.052\left[D(P_p - OWM) - 8771.93\ln(ROP) + 26929\right](D_h - D_p)^3 \times (D_h + D_p)^{1.8}}{7.7\times10^{-5}\times OWM^{0.8} Q^{1.8} D}\right)^5 \quad (14)$$

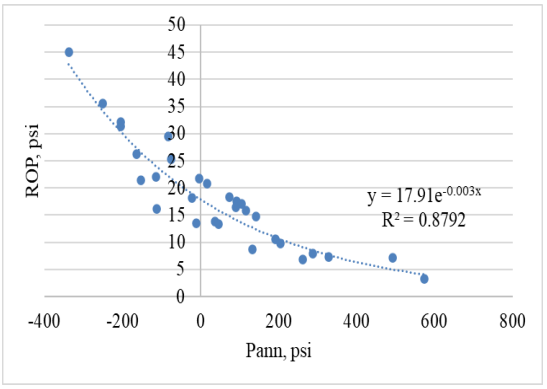
Mối liên hệ giữa ROP với ứng suất cắt động của dung dịch khoan như sau:

$$\tau_y = 200(D_h - D_p)\left[\frac{0.052\left[D(P_p - OWM) - 8771.93\ln(ROP) + 26929\right]}{D} - \frac{\mu_p \bar{v}}{1000(D_h - D_p)^2}\right] \quad (15)$$

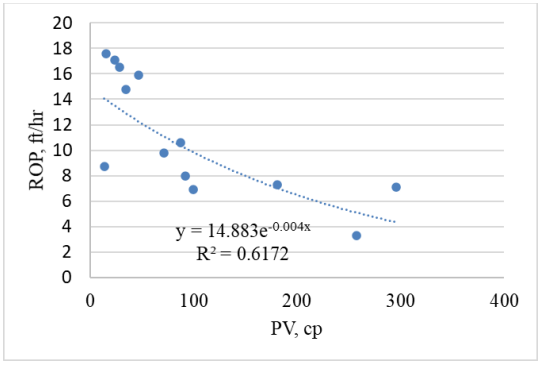
3. Kết quả và thảo luận



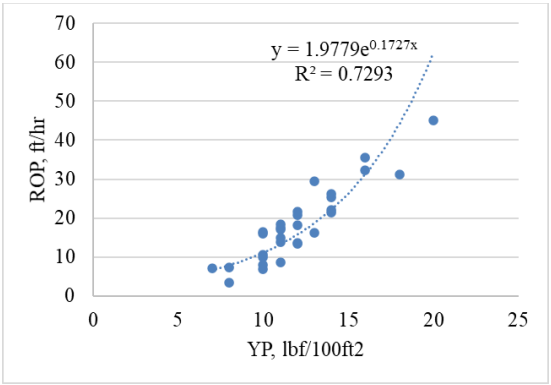
Hình 1. Ảnh hưởng chênh áp tới ROP



Hình 2. Ảnh hưởng của Pann tới ROP



Hình 3. Ảnh hưởng độ nhớt dẻo PV với mô hình chảy tầng tới ROP



Hình 4. Ảnh hưởng của YP tới tốc độ cơ học

khoan ROP

Hình 1 biểu diễn ảnh hưởng của yếu tố chênh áp giữa áp suất động trong giếng với áp suất lỗ rỗng trong giếng khoan tới tốc độ cơ học khoan. Khi chênh áp trong giếng khoan tăng thì tốc độ cơ học khoan giảm và ngược lại. Áp suất động trong giếng khoan tăng phải kể tới yếu tố tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến, và chế độ dòng chảy của dung dịch trong khoảng không vành xuyến. Để đảm bảo tốc độ khoan ổn định, thì phải kiểm soát ECD bằng cách kiểm soát hàm lượng pha rắn, tốc độ kéo thả cần khoan, và tốc độ quay chuỗi cần khoan tối ưu để sao cho ECD thấp nhất. Hình 2 biểu diễn ảnh hưởng của tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến tới tốc độ cơ học khoan, như phân tích P_{ann} liên quan tới áp suất động trong giếng, và khi P_{ann} tăng thì tốc độ khoan giảm và ngược lại, điều đó cần điều chỉnh P_{ann} tối ưu nhỏ nhất bằng cách thiết kế các thiết bị đáy giếng phù hợp. Hình 3 biểu diễn ảnh hưởng độ nhớt dẻo tới ROP, khi PV tăng dẫn tới ROP giảm điều đó được giải thích PV liên hệ chặt chẽ với P_{ann}, do đó trong khi khoan giếng cần phải tối ưu hóa PV một cách hợp lý. Nếu PV cao quá dẫn tới tổn thất áp suất trong giếng khoan tăng, dẫn tới áp suất động trong giếng tăng và đây là nhân tố vừa làm giảm tốc độ cơ học khoan vừa có nguy cơ vỡ vỉa gây ra hiện tượng mất dung dịch trong khi khoan giếng. Hình 4 biểu diễn ảnh hưởng của YP tới ROP, khi YP tăng thì dẫn tới ROP tăng rất nhanh, trong thực tế YP cao quá không tốt gây vỡ vỉa do tăng áp suất đáy giếng trong khi bơm.

4. Kết luận

Phân tích hồi quy đơn biến ảnh hưởng của chênh áp trong giếng khoan giữa áp suất động và áp suất lỗ rỗng tới tốc độ cơ học khoan có các kết luận như sau:

- Chênh áp càng tăng thì tốc độ khoan càng giảm.
- Càng tăng độ nhớt dẻo của hệ dung dịch, PV, đối với mô hình Bingham thì tốc độ cơ học khoan giảm. Ngược lại tăng độ bền Gel thì có khả năng cải thiện tốc độ cơ học khoan.
- Cần giữ tối thiểu áp suất động trong giếng khoan bằng cách giữ hàm lượng pha rắn ở mức dưới 5%, và giảm tốc độ quay chuỗi cần khoan, giữ tốc độ kéo thả bộ khoan cụ trong giếng khoan một cách phù hợp để giảm thiểu hiện tượng tăng hoặc giảm áp suất đáy giếng, điều chỉnh khối lượng riêng dung dịch trong từng khoảng khoan theo từng chiều sâu một cách phù hợp trong cửa sổ dung dịch cho phép.

Các từ viết tắt

ROP = Tốc độ khoan cơ học
P_{ann} = Tổn thất áp suất khoảng không vành xuyến
OWM = Khối lượng riêng dung dịch khoan
Q = Lưu lượng bơm
μ_p = Độ nhớt dẻo
τ_y = Ứng suất tối thiểu để dung dịch chuyển động
D_h = Đường kính của giếng khoan
D_p = Đường kính ngoài của cần khoan
D = Chiều sâu giếng khoan
P_p = Áp suất lỗ rỗng
ECD = Khối lượng riêng tuần hoàn tương đương
$\bar{V}$ = Vận tốc trung bình dòng dung dịch trong khoảng không vành xuyến
X_4 = Hàm số liên quan chênh áp trong giếng khoan
Δp_1 = Tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyến
Δp_2 =Gia tăng áp suất trong giếng do yếu tố mùn khoan
Δp_3 =Gia tăng áp suất trong giếng do yếu tố quay của chuỗi cần khoan
Δp_4 =Tăng áp suất đáy giếng hay giảm áp suất đáy giếng do thả hoặc kéo chuỗi cần khoan
Δp_5 =Sự tăng của áp suất trong giếng do gia tốc thả chuỗi cần khoan trong giếng

Tài liệu tham khảo

Bourgoyne A. T. and Young F. S, 1974. A Multiple Regression Approach to Optimal Drilling and Abnormal Pressure Detection. Reprint series, SPE, Richardson, Texas, 49: 27-40. SPE-4238

Garnier A. J and Van Lingen N. H, 1959. Phenomena Affecting Drilling Rates at Depth. Trans AIME 217.

Azar J.J and Robello Samuel G, 20017. Drilling Engineering. Published by Pennwell Corporation, Tulsa, Oklahoma, U.S.A

Norton J. Lapeyrouse, 2002. Formulas and Calculations for Drilling, Production, and Workover. Published by Gulf Professional Publishing, an imprint of Elsevier Science, U.S.A., 2nd Edition.

ABSTRACT

The Effect of Fluid Properties on Rate of Penetration

Nguyen Huu Truong[1]
[1]*Petrovietnam University (PVU)*

This study presents the effects of annular pressure losses, plastic viscosity under turbulent flow, laminar flow regime on the penetration rate using the (Bourgoyne and Young, 1986) penetration rate model, and regression analysis method. The analysis of the ROP model was correlated from differential pressure between equivalent circulating density and pore pressure data in each well depth using the regression method. ECD depends on the original mud weight and pressure losses in the annulus under flow regimes have been determined by mathematical equivalent circulating density. Thus, the penetration rate was related to annular pressure losses, plastic viscosity under turbulent, and laminar flow regime in the annulus have been constructed, plotted. The results show that the penetration rate increases as pressure losses in the annulus induced the plastic viscosity decreases.

Keywords: The penetration rate; ECD; Plastic viscosity; Pore pressure.

Nghiên cứu ứng dụng hệ dung dịch bentonite polymer trong thi công khoan cọc nhồi tại Việt Nam

Trương Văn Từ[1,*], Trần Đình Kiên[1], Nguyễn Khắc Long[1], Nguyễn Tiến Hùng[1]
Nguyễn Tài Thịnh[2]
[1]*Trường Đại học Mỏ - Địa Chất*
[2] *Công ty cổ phần Fecon*

TÓM TẮT

Công nghệ khoan cọc nhồi truyền thống hiện nay thường sử dụng hệ dung dịch polymer hoặc bentonite. Khi sử dụng một trong hai hệ dung dịch loại này thường xuyên gặp phải những phức tạp sự cố liên quan đến mất ổn định thành lỗ khoan, làm nhiễm bẩn bê tông, giảm chất lượng của cọc nhồi, giảm ma sát giữa thành hệ và cọc do độ dày vỏ sét lớn. Việc ứng dụng hệ dung dịch bentonite - polymer với những ưu điểm vượt trội: độ nhớt cao, độ bền gel lớn, lớp vỏ sét mỏng,… giúp tăng chất lượng của cọc nhồi, giảm lượng bê tông hao hụt, chống sập lở trong quá trình khoan, đặc biệt khi thi công qua các tầng đất đá mềm, bở rời, dễ sập lở, như: tầng sét trương nở, tầng cát chảy, tầng nước ngầm,… nơi mà dung dịch truyền thống không đáp ứng được tốt các yêu cầu về kỹ thuật và chất lượng. Bằng việc xử lý và phân tích các số liệu thí nghiệm, kết hợp với những số liệu thu được ngoài thực địa, nhóm tác giả giới thiệu thành phần hệ dung dịch bentonite - polymer, nghiên cứu tính chất, ưu, nhược điểm và phạm vi ứng của nó, từ đó đưa ra những kết luận, kiến nghị và đánh giá khả năng ứng dụng trong thi công khoan cọc nhồi tại Việt Nam. Kết quả thử nghiệm thực tế tại đơn vị thi công khoan cọc nhồi cho thấy, hệ dung dịch bentonite - polymer đã giảm thiểu nguy cơ phức tạp, sự cố trong quá trình thi công, nâng cao chất lượng cọc khoan nhồi và hoàn toàn phù hợp với công nghệ khoan cọc nhồi truyền thống tại Việt Nam.

Từ khóa: Khoan cọc nhồi; polymer; bentonite

1. Đặt vấn đề

Thi công khoan cọc nhồi được áp dụng khá phổ biến trên thế giới. Được triển khai với những dự án đặc thù về môi trường, địa chất, yêu cầu về kỹ thuật chất lượng… khi sử dụng hệ dung dịch giữ thành giếng khoan. Sự phát triển của công nghệ khoan cọc nhồi luôn kéo theo sự phát triển không ngừng của các hệ dung dịch khoan nhằm rút ngắn thời gian thi công, ổn định thành giếng khoan và đảm bảo an toàn kỹ thuật. Các hệ dung dịch khoan có thể được chia ra làm 3 loại chính: dung dịch khoan gốc nước, dung dịch gốc dầu/gốc tổng hợp và dung dịch khoan dạng bọt/khí. Trong khoan cọc nhồi sử dụng dung dịch khoan gốc nước như: dung dịch bentonite (sét), dung dịch polymer. Hệ dung dịch dùng giữ thành giếng khoan nơi địa tầng dễ sụt lở, sập lở cho mọi loại thiết bị khoan, giữ cho mùn khoan không lắng đọng dưới đáy giếng khoan và đưa mùn khoan ra ngoài phải đảm bảo được yêu cầu giữ ổn định vách giếng khoan trong suốt quá trình thi công khoan cọc nhồi. Khi mực nước ngầm cao (lên đến mặt đất) cho phép tăng trọng lượng riêng dung dịch bằng các chất có trọng lượng riêng cao như barit, cát magnetic ...Các vấn đề gặp phải trong quá trình thi công khoan cọc nhồi liên quan đến dung dịch khoan: khó khăn trong thi công qua vùng địa chất yếu như cát chảy, bùn loãng, đất san lấp, sét trương nở, lắng đáy cọc ảnh hưởng đến chất lượng xi măng, và thời gian tái sử dụng dung dịch (Tomlinson và Woodward).

Dung dịch khoan gốc nước luôn là ưu tiên hàng đầu khi tiến hành khoan cọc nhồi. Các công ty dung dịch khoan hiện đang tập trung nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước có tính ức chế cao, dễ pha chế và thân thiện với môi trường để từng bước đưa vào sử dụng. Bài báo đề xuất hệ dung dịch Bentonite polymer để sử dụng trong khoan cọc nhồi ở Việt Nam.

2. Các hệ dung dịch khoan cọc nhồi hiện đang được sử dụng tại Việt Nam

Tại Việt Nam, hiện nay đa số các nhà thầu trong và ngoài nước tập trung vào một số hệ dung dịch gốc nước có tính chất như sau (TCVN 9395, 2012):

[*] *Tác giả liên hệ*
Email: truongvantu@humg.edu.vn

- Hệ dung dịch bentonite: Được sử dụng rộng rãi tại các giếng khoan cọc nhồi, độ tải mùn khoan cao, dễ thi công. Tuy nhiên hệ có pha rắn cao; khó khống chế về tính lưu biến, tổn thất thủy lực lớn chưa thân thiện với môi trường. Bên cạnh đó, tính ức chế của hệ này cũng không cao vì hệ không chứa những chất ức chế có hoạt tính cao dễ bị sập, trương nở khi khoan qua tầng đất đá chứa sét.

- Hệ dung dịch polymer: hệ có tính ức chế sét khi khoan qua các tầng đất đá chứa sét. Dung dịch Polymer có giá thành phù hợp, nên chỉ áp dụng cho những vùng địa chất nông và ít phức tạp.

3. So sánh tính chất hệ dung dịch khoan Bentonite polymer so với bentonite truyền thống

- Hệ dung dịch Bentonite - polymer là dựa trên nền bentonite nhưng có chức năng và tính chất giống như polymer;

- Hệ dung dịch Bentonite polymer phát huy tối đa các ưu điểm của dung dịch bentonite và polymer, hạn chế tới mức tối thiểu nhược điểm của hai loại dung dịch khoan trên;

- Bentonite polymer có thuộc tính polymer, hình thành bentonite đệm polymer khi tan trong nước nên có trọng lượng thấp tương tự như dung dịch khoan polymer truyền thống và khoan tốt nhờ có lực liên kết cao, độ nhớt dẻo Yp cao;

- Bentonite truyền thống (chỉ có hình thành bentonite đệm nước) thường phải quy định trọng lượng riêng >1.05 để có đảm bảo độ nhớt khi khoan (khi dùng dung dịch trọng lượng riêng thấp hơn dễ gây sập lở thành giếng và không đảm bảo về làm sạch giếng khoan);

- Bentonite polymer có độ nhớt dẻo cao tăng khả năng bôi trơn của dung dịch, trong khi độ nhớt dung dịch Bentonite truyền thống độ nhớt phễu cao, độ nhớt dẻo thấp nên tạo vùng đình trệ đáy lỗ khoan giảm khả năng làm sạch và bôi trơn. Bentonite polymer có thuộc tính Polymer (kỵ nước) nên không gây nhiễm bẩn bê tông đảm bảo độ đồng nhất bê tông;

- Bentonite truyền thống (ưu nước) thường yêu cầu độ nhớt phải nhỏ < 28 giây trước khi đổ bê tông để giảm thiểu sự nhiễm bẩn bê tông (sóng siêu âm <3500, và để đạt > 4000 đòi hỏi phải thao tác cẩn thận và mất nhiều thời gian cho công tác thổi rửa);

- Bentonite polymer có độ sạch cao, hàm lượng cát và các phần tử không tan ít, khả năng tải làm sạch tốt khi sử dụng các phương pháp tuần hoàn khác nhau. Hàm lượng cát và các phần tử đạt <0.8% trước khi đổ bê tông;

- Bentonite truyền thống có độ nhớt lớn tạo vùng đình trệ đáy lỗ khoan nên khả năng làm sạch đáy thấp, ứng suất cắt tĩnh nhiều khi không đủ lớn để giữ hạt mùn ở trạng thái lơ lửng khi ngừng tuần hoàn hay tạo ra lắng đáy và lớp bùn đáy;

- Bentonite polymer có độ thải nước thấp do tác dụng hóa phẩm polymer nên khoan có hiệu quả trong điều kiện địa chất khác nhau, trong nhều trường hợp phù hợp với cho các cọc có đường kính lớn mà không cần bổ sung thêm bất kỳ phụ gia nào;

- Bentonite truyền thống thường áp dụng cho các cọc có đường kính nhỏ, trong trường hợp dùng cho đường kính lớn hay môi trường địa chất yếu thường yêu cầu bổ sung thêm hóa chất CMC để giảm độ thải nước;

- Độ dày vỏ sét hệ Bentonite polymer thường < 2mm nhưng chặt sít, thành phần hệ dung dịch của polymer. Bentonite polymer ổn định thành lỗ khoan và không gây sập lở khi khoan vào môi trường có mạch nước ngầm mạnh, môi trường nước lợ hay nước mặn (do thuộc tính polymer nên không tương tác mạnh với môi trường xung quanh);

- Bentonite truyền thống có độ dày vỏ sét thường > 2mm, xốp hơn và không chặt sít đây là hệ dung dịch phân lớp chất lỏng, không liên tục (polymer có trong dung dịch không phát huy hết chức năng của nó), và dễ gặp khó khăn khi khoan vào môi trường địa chất nước ngầm lớn, môi trường không thuận lợi (nước lợ, mặn);

- Bentonite polymer là sản phẩm có thuộc tính polymer nên có độ nhớt dẻo Pv, ứng lực cắt động Yp cao nên khả năng giữ cát tốt lơ lửng trong dung dịch trong hố, không có hiện tượng lắng bùn hay lắng cát ở đáy như các dòng bentonite, dễ tách cát bằng sàng cát có tỉ lệ thu hồi mùn khoan cao (khoảng 85%), tiêu tốn ít (độ nhớt ổn định sau mỗi lần tuần hoàn), chi phí cạnh tranh so với các dòng bentonite truyền thống;

- Bentonite truyền thống có tỉ lệ thu hồi mùn khoan thấp <30%, độ nhớt giảm sau mỗi lần tuần hoàn, khả năng xâm nhập của cát và bùn lớn.

Bảng 1. Các thông số dung dịch Bentonite polymer (OTES corporation)

TT	Thông số dung dịch	Ký hiệu	Đơn vị tính	Giá trị theo yêu cầu	Giá trị thực tế hiện trường
1	Trọng lượng riêng	γ	G/cm^3	1.02-1.10	1.035
2	Độ nhớt phễu	T	Giây(s)	28-60s	32
3	Hàm lượng cát	Π	%	<0.3%	<0.1%
4	Ứng lực tĩnh sau 1 và 10 phút	$Gel_{1/10}$	mg/cm^2	10-40	>15
5	Độ thải nước	B	ml/30 phút	< 30	< 15
6	Độ dày vỏ sét	K	mm	1-2	<1.6
7	Hàm lượng keo	C	KG/m^3	≤ 1.5	< 1
8	Độ bền Gel	-	N/m^2	16-32	
9	pH			8-10	9

Bảng 2. Thành phần dung dịch Bentonite polymer (OTES corporation, API 13A)

TT	Tên hóa phẩm	Chức năng chính	Hàm lượng, $kg(l)/m^3$
1	Sét	Tạo cấu trúc	40-60
2	Chất diệt khuẩn	Diệt khuẩn	1-1.5
3	CMC - HC	Giảm độ thải nước, tăng độ nhớt	6-10
4	CMC - LV	Giảm độ thải nước	8-10
5	NaOH	Điều chỉnh độ PH	2-3
6	Na_2CO_3 hoặc $NaHCO_3$	Kết tủa ion Ca^{2+}	0.5-1
7	Các chất bôi trơn	Giảm moment	10-15

4. Kết quả công tác khoan khi sử hệ dung dịch khoan Bentonite polymer so với bentonite truyền thống.

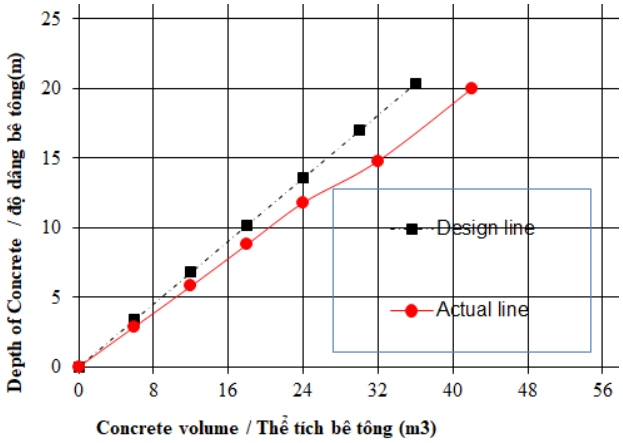
4.1. Kết quả đo sức chịu tải của cọc khi không kể đến ma sát âm

Khoan cọc nhồi là giải pháp nền móng chủ yếu cho nhà cao tầng ở Việt Nam hiện nay. Thiết kế cọc hợp lý phải đảm bảo được 3 yếu tố: an toàn về mặt kỹ thuật, hợp lý về giá thành và thuận lợi cho thi công. Để bảo đảm an toàn về kỹ thuật về sức chịu tải của cọc liên quan đến ma sát thành cọc và lực chống mũi cọc, khi xác đinh chính xác ma sát thành cọc và lực chống mũi cọc có ý nghĩa rất lớn trong việc đưa ra một thiết kế hệ móng cọc tối ưu cho công trình. Giá trị ma sát thành cọc và lực chống mũi cọc càng lớn thì sức chịu tải của cọc càng tốt và đảm bảo ổn định cho công trình. Các kết quả trên (Bảng 3) cho thấy sức chịu tải của cọc khi khoan bằng dung dịch Bentonite polymer cải thiện hơn rất nhiều khi khoan bằng dung dịch Polymer dựa trên thí nghiệm hiện trường thực tế tại công trường công trình (Report No.1 on Sonic test, project: Vinh Tan 4 extension thermal power plant).

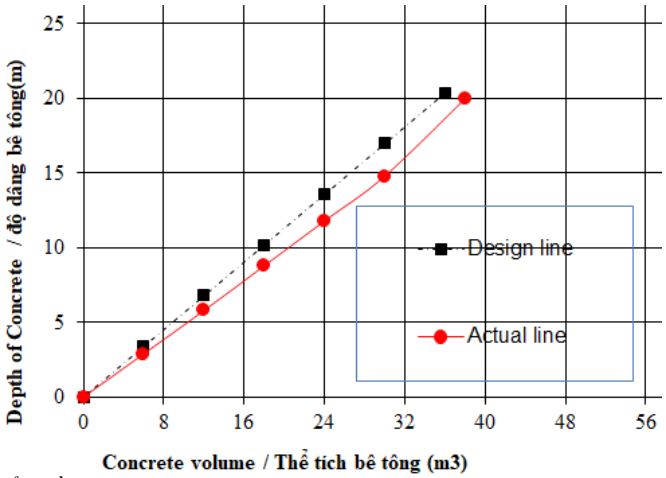
Sức chịu tải của cọc	Do lực ma sát xung quanh cọc Rms (T/m^2)	Do lực chống mũi cọc Rmũi (T/m^2)
Giếng khoan sử dụng dung dịch khoan Polymer cọc PTP-11	93.2	308.2
Giếng khoan sử dụng dung dịch khoan Bentonite Polymer cọc PTP-12	139.4	720.1
Hiệu quả	**49.6%**	**133.6%**

4.2. Kết quả dâng vữa xi măng của cọc khi đổ bê tông

Biểu đồ dâng vữa xi măng thể hiện sự hao hụt xi măng trong quá trình đổ bê tông. Trên biểu đồ cho thấy khi sử dụng dung dịch Bentonite polymer độ hao hụt xi măng nhỏ hơn 10% khi khoan bằng dung dịch polymer. Kết quả dâng vữa xi măng của cọc khi đổ bê tông thể hiện được rõ hơn những ưu điểm khi dung dịch mới được áp dụng so với dung dịch dung dịch khoan truyền thống do ổn định thành lỗ khoan và không gây sập lở tránh mở rộng thành lỗ khoan nguyên nhân chính gây hao hụt xi măng trong quá trình đổ bê tông. Ngoài ra hao hụt do chênh lệch đường kính gầu khoan trong quá trình khoan được khắc phục về kiểm tra thiết bị nhân lực và công nghệ khoan trong quá trình thi công khoan cọc nhồi.



Hình 1. Biểu đồ dâng vữa xi măng khi sử dụng polymer cọc PTP-11

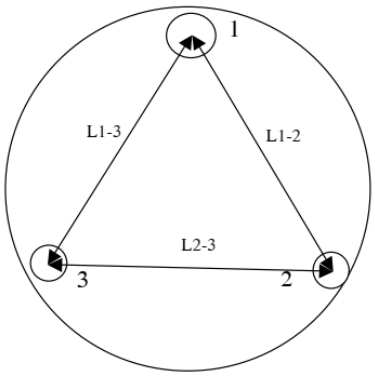


Hình 2. Biểu đồ dâng vữa xi măng khi sử dụng Bentonite polymer cọc PTP-12

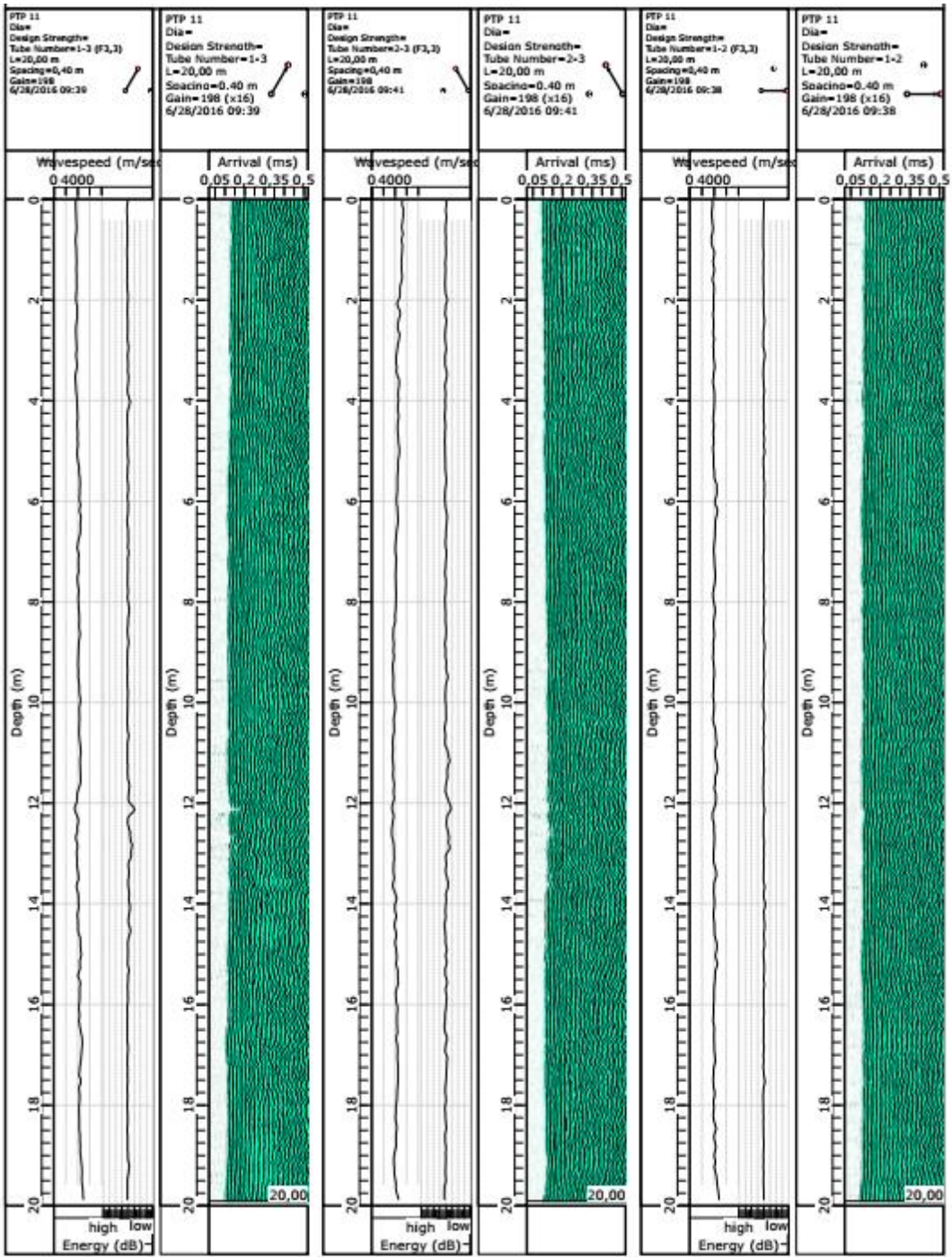
4.3. Kết quả siêu âm kiểm tra tính đồng nhất của cọc

Phương pháp siêu âm, tán xạ Gamma, phương pháp động biến dạng nhỏ...và các phương pháp thử không phá hoại khác được dùng để đánh giá chất lượng bê tông cọc đó thi công, tuỳ theo mức độ quan trọng của công trình, thiết kế chỉ định số lượng cọc cần kiểm tra. Thí nghiệm siêu âm tiến hành theo ASTM-D6760-08 "Standard Test Method for Integrity Testing of Concrete Deep Foundations by Ultra Sonic Cross-hole Testing". Kết quả siêu âm cọc PTP-11 và cọc PTP-12. (TCVN 9396:2012, ASTM-D6760-08, Report No.1 on Sonic test, project: Vinh Tan 4 extension thermal power plant)

- H: Đồng nhất (suy giảm tốc độ sóng siêu âm trong bê tông <20% và Giảm năng lượng <50%).
- LH: Ít đồng nhất (suy giảm tốc độ sóng siêu âm trong bê tông 20% hoặc Giảm năng lượng ≥50).
- NC: Không cụ thể.



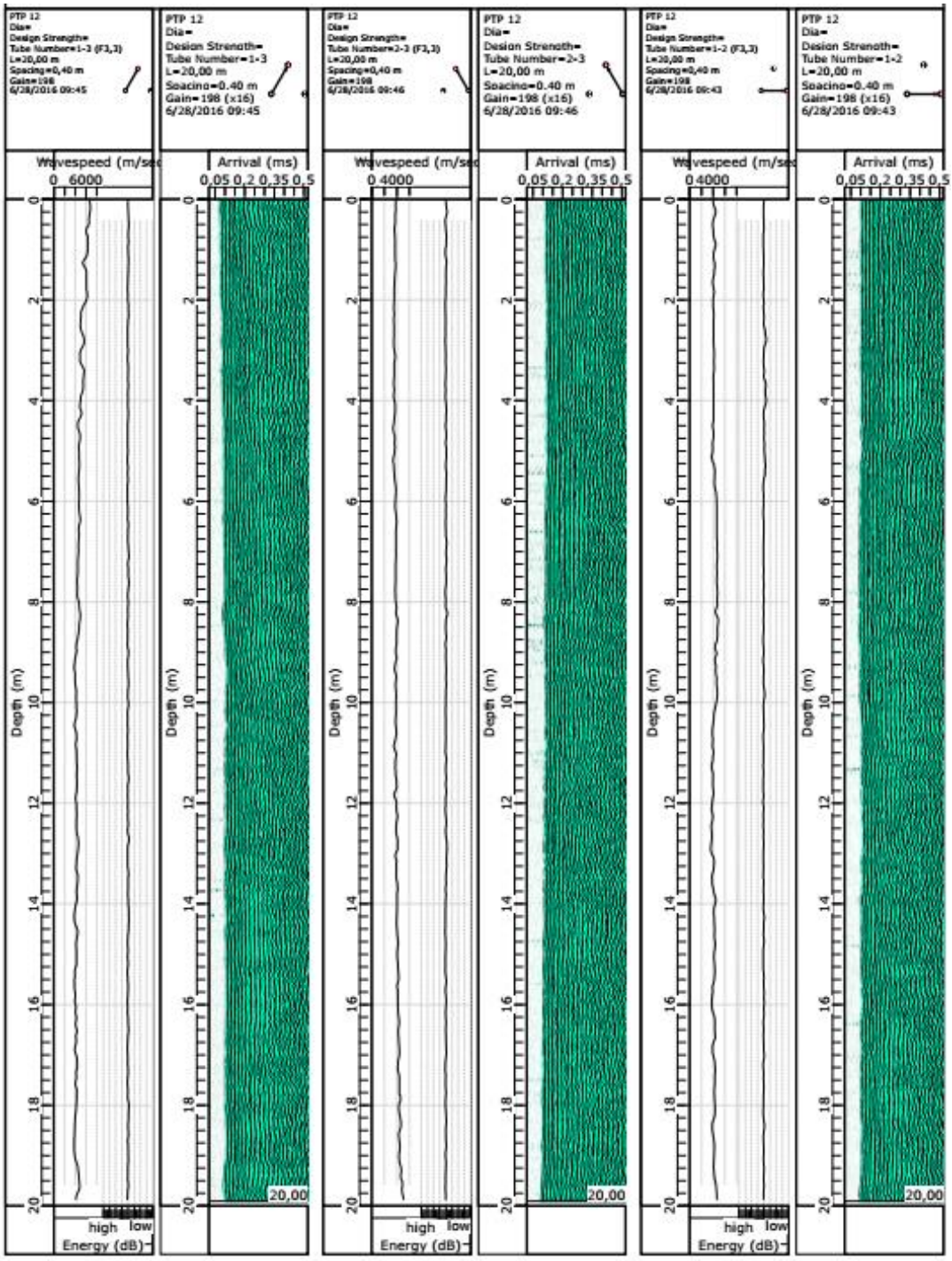
Hình 3. Sơ đồ bố trí các vị trí ống đo siêu âm trên đỉnh cọc



Hình 4. Kết quả đo sonic khi sử dụng polymer cọc PTP-11

Bảng 4 Kết quả đo sonic khi sử dụng polymer cọc PTP-11

Chiều sâu đo sonic cọc PTP 11 (m)		Mặt cắt		
Từ	Đến	1-2	1-3	2-3
0.0	20.00	H	H	H



Hình 5. Kết quả đo sonic khi sử dụng Bentonite polymer cọc PTP-12

Bảng 5. Kết quả đo sonic khi sử dụng Bentonite polymer cọc PTP-12

Chiều sâu đo sonic cọc PTP 12 (m)		Mặt cắt		
Từ	Đến	1-2	1-3	2-3
0.0	20.00	H	H	H

Kết quả cho thấy chất lượng cọc khi khoan sử dụng Bentonite polymer cọc cho thấy sự đồng nhất của bê tông (suy giảm tốc độ sóng siêu âm trong bê tông <20% và giảm năng lượng <50%).

5. Kết luận

- Dung dịch Bentonite polymer có độ nhớt cao (28-60 s), độ bền liên kết thành lỗ khoan do lớp vỏ sét cao, chống sập lở khi khoan qua tầng sét dòn và tầng đất đá không ổn định tránh được sự hao hụt xi măng trong quá trình đổ bê tông ;
- Dung dịch Bentonite polymer không ưa nước, siêu sạch với bê tông giảm thiểu sự nhiễm bẩn thể hiện qua kết quả đo sonic với sóng siêu âm từ 400m/s trở lên;
- Lớp vỏ sét mỏng và có chất lượng tốt không làm giảm ma sát thành cọc nâng cao khả năng chịu tải của cọc.

Tài liệu tham khảo

TCVN 9395: 2012 Cọc khoan nhồi - Thi công và nghiệm thu.

TCVN 9397:2012 Cọc - kiểm tra khuyết tật bằng phương pháp động biến dạng nhỏ.

TCVN 9396:2012, Cọc khoan nhồi - Phương pháp xung siêu âm xác định tính đồng nhất của bê tông.

API 13A "Specification for Drilling Fluids Materials"

ASTM-D6760-08 "Standard Test Method for Integrity Testing of Concrete Deep Foundations by Ultra Sonic Cross-hole Testing".

Bộ xây dựng (1998), TCXD 205-1998, Móng cọc-Tiêu chuẩn thiết kế, Hà Nội.

Báo cáo kỹ thuật: Dung dịch Bentonite polymer Benpol, công ty TNHH OTES corporation.

Michael Tomlinson and Jonh Woodward (fifth edtion), Pile design and construction practice.

H.G.Poulos và E.H.Davis (1969), Pile foundation and analysis desgin.

US Army corp of engineer, design of pile foundation.

Report on static load test for test pile, project: Vinh Tan 4 extension thermal power plant.

Report No.1 on Sonic test, project: Vinh Tan 4 extension thermal power plant.

ABSTRACT

Research on application of bentonite-polymer drilling fluid for bored pile drilling technology in viet nam

Truong Van Tu[1], Tran Dinh Kien[1], Nguyen Khac Long[1], Nguyen Tien Hung[1], Nguyen Tai Thinh[2]

[1] *Hanoi University of Mining and Geology*

[2] *Fecon corporation*

Conventional bored pile drilling technology often uses polymer or bentonite as drilling fluid. When separately using these drilling fluids, some risks are encountered such as flowing sands, the breakthrough of underground water, borehole collapse, contamination of concrete, reduction of concrete quality, reduction of friction between the bored pile and wall. Bentonite-polymer drilling fluid will both maximize the advantages and also limit the disadvantages of Bentonite and Polymer drilling fluid. The properties of bentonite-polymer drilling fluid as high viscosity, high gel strength will prevent the wellbore from collapsing, improve the drilling efficiency through the loose formation and underground water strata, minimize the contamination of concrete. Moreover, the bentonite-polymer drilling fluid will create a thin filter cake, it will increase the friction of the bored pile and wall. The in situ experimental results show that the application of bentonite - polymer drilling fluid will decrease the drilling problems and also increase the effectiveness of bored pile construction.

Keywords: Bored pile drilling; polymer; bentonite.

KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



ISBN 978-604762277-1