

ERSD 2018

KỶ YẾU

**HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC
KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN
VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG**

Hà Nội, 07 - 12 - 2018

KỸ THUẬT DẦU KHÍ TÍCH HỢP



Nha xuất bản giao thông vận tải

**HỘI NGHỊ KHOA HỌC TOÀN QUỐC
KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN
VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG (ERSD 2018)**

BAN TỔ CHỨC

Trưởng ban:	PGS.TS Lê Hải An	
Phó trưởng ban:	GS.TS Trần Thanh Hải	
	GS.TS Bùi Xuân Nam	
Ủy viên:	GS.TS Nhữ Văn Bách	PGS.TS Nguyễn Như Trung
	GS.TS Võ Trọng Hùng	TS Đào Duy Anh
	GS.TS Võ Chí Mỹ	TS Nguyễn Xuân Anh
	GS.TS Trần Văn Trị	ThS Phạm Văn Chinh
	PGS.TS Đoàn Văn Cảnh	ThS Phạm Chân Chính
	PGS.TS Đỗ Cảnh Dương	TS Trần Quốc Cường
	PGS.TS Phùng Mạnh Đắc	TS Nguyễn Đại Đồng
	PGS.TS Nguyễn Quang Minh	TS Trịnh Hải Sơn
	PGS.TS Nguyễn Xuân Thảo	TS Lê Ái Thu
	PGS.TS Tạ Đức Thịnh	TS Phạm Quốc Tuấn

BAN BIÊN TẬP

Trưởng ban:	GS.TS Trần Thanh Hải	
Phó trưởng ban:	PGS.TS Nguyễn Quang Minh	
Ủy viên:	PGS.TS Vũ Đình Hiếu	TS Lê Quang Duyên
	PGS.TSKH Hà Minh Hòa	TS Bùi Văn Đức
	PGS.TS Lê Văn Hưng	TS Nguyễn Hoàng
	PGS.TS Nguyễn Quang Luật	TS Phùng Quốc Huy
	PGS.TS Phạm Xuân Núi	TS Nguyễn Thạc Khánh
	PGS.TS Khổng Cao Phong	TS Nguyễn Quốc Phi
	PGS.TS Nguyễn Hoàng Sơn	TS Vũ Minh Ngạn
	PGS.TS Lê Công Thành	TS Phí Trường Thành
	PGS.TS Ngô Xuân Thành	TS Dương Thành Trung
	TS Lê Hồng Anh	

LỜI NÓI ĐẦU

Được phép của Bộ Giáo dục và Đào tạo và sự ủng hộ rộng rãi của các tổ chức khoa học và công nghệ trên toàn quốc, Hội nghị Toàn quốc “Khoa học Trái đất và Tài nguyên với Phát triển bền vững - ERSD 2018” được tổ chức tại Trường Đại học Mở - Địa chất (HUMG) với sự tham gia và phối hợp tổ chức của nhiều đơn vị quản lý, nghiên cứu khoa học, đào tạo và sản xuất có uy tín gồm Trường Đại học Mở - Địa chất, Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản 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 Cơ học đá Việt Nam, Hội Địa chất Thủy văn Việt Nam, Hội Địa chất Công trình và Môi trường Việt Nam, Hội Khoa học Công nghệ Mở Việt Nam, Hội Kỹ thuật Nổ mìn Việt Nam, Hội Công nghệ khoan - Khai thác Việt Nam, Hội Trắc địa - Bản đồ - Viễn thám Việt Nam, Viện Địa chất thuộc Viện Hàn lâm KHCN Việt Nam, Viện Địa chất và Địa vật lý biển thuộc Viện Hàn lâm KHCN Việt Nam, Viện Khoa học Công nghệ Mở - VINACOMIN, Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản, và Viện Vật lý địa cầu thuộc Viện Hàn lâm KHCN Việt Nam. Hội nghị nhằm tạo một diễn đàn để các nhà khoa học, chuyên gia và các nhà quản lý giới thiệu những kết quả nghiên cứu khoa học mới, trao đổi thông tin, thảo luận và đề xuất các ý tưởng, hướng nghiên cứu mới, nhằm nâng cao chất lượng công tác đào tạo và nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ và phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, hướng tới hội nhập quốc tế và phát triển bền vững đối với Khoa học Trái đất và Tài nguyên thiên nhiên và nhiều lĩnh vực khoa học khác có liên quan như Cơ - Điện, Công nghệ Thông tin, Xây dựng,...

Trong quá trình tổ chức Hội nghị, Ban Tổ chức Hội nghị đã nhận được rất nhiều sự quan tâm của các nhà khoa học, nhà quản lý trong và ngoài nước, trong đó có hơn 300 báo cáo và tóm tắt báo cáo khoa học được gửi tới Ban biên tập. Trên cơ sở đó, Ban Biên tập đã tuyển chọn được 234 báo cáo có chất lượng, phản ánh những kết quả nghiên cứu khoa học công nghệ mới nhất thuộc nhiều lĩnh vực khác nhau liên quan tới các chủ đề của Hội nghị. Các thông tin khoa học mới được trình bày tại Hội nghị được đăng trong Tuyển tập tóm tắt các báo cáo và Tuyển tập các báo cáo toàn văn của Hội nghị, trong đó toàn bộ thông tin khoa học về hội nghị được ghi trong đĩa CD. Riêng tuyển tập báo cáo toàn văn được in thành 16 tập, mỗi tập ứng với một chủ đề khoa học sau:

1. Địa chất và Tài nguyên địa chất
2. Địa chất công trình - Địa chất thủy văn
3. Công nghệ kỹ thuật mới trong xử lý môi trường
4. Quản lý Tài nguyên và Môi trường
5. Sinh thái môi trường và Phát triển bền vững
6. Những tiến bộ trong Khai thác mỏ
7. Những tiến bộ trong Tuyển khoáng
8. Những tiến bộ trong Xây dựng công trình ngầm
9. Những tiến bộ trong Vật liệu và Kết cấu xây dựng
10. Kỹ thuật Dầu khí tích hợp
11. Trắc địa cao cấp và Quan trắc địa động lực
12. Công nghệ viễn thám và dữ liệu không gian
13. Công nghệ thông tin và ứng dụng
14. Kỹ thuật Điện và Điện tử
15. Kỹ thuật điều khiển và Tự động hóa
16. Kỹ thuật Cơ khí và Động lực

Ban tổ chức xin trân trọng cảm ơn Trường Đại học Mở - Địa chất, với tư cách là đơn vị đăng cai và chủ trì 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 trình khoa học cho Hội nghị và đặc biệt là các chuyên gia đã tham gia biên tập để nâng cao chất lượng của báo cáo khoa học.

Mặc dù đã cố gắng biên tập để đảm bảo chất lượng của các báo cáo khoa học nhưng không thể tránh khỏi các lỗi kỹ thuật trong các báo cáo, rất mong nhận được sự cảm thông của tác giả báo cáo và bạn đọc. 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 tổ chức và biên tập, xuất bản các kết quả khoa học của Hội nghị nhằm nâng cao chất lượng của các hội nghị tiếp theo và 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

THAY MẶT BAN TỔ CHỨC

MỤC LỤC

TIỂU BAN KỸ THUẬT DẦU KHÍ TÍCH HỢP

Giải pháp tối ưu trong khai thác gaslift tại các giếng dầu có hàm lượng nước cao ở mỏ Thăng Long <i>Nguyễn Hải An, Nguyễn Văn Thịnh</i>	1
Striations at the base of the paleo-fan and channel in offshore Cameroon revealed by 3D seismic data <i>Le Ngoc Anh</i>	10
Using Integrated Production Modeling (IPM) for Gas Lift Optimization - A Case study for X field <i>Nguyễn Văn Đô, Lê Vũ Quân, Lê Quốc Trung, Nguyễn Thế Vinh</i>	16
Đánh giá độ lớn động đất cực đại khu vực Philippine bằng phương pháp cực trị tổng quát <i>Vũ Thị Hoãn, Ngô Thị Lưu, Phan Thiên Hương</i>	25
Ảnh hưởng của góc lấp đặt răng tới tuổi thọ của lưỡi khoan hợp kim cứng <i>Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Thế Vinh, Doãn Thị Trâm, Nguyễn Văn Thành</i>	32
Study the applicability of AVO on coal exploration <i>Phan Thiên Hương, Trần Văn Hữu, Lai Ngọc Dung, Nguyễn Văn Hạnh</i>	36
Nghiên cứu giải pháp bơm ép nước hợp lý cho đối tượng mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc nhằm cải thiện hệ số thu hồi dầu <i>Đình Đức Huy, Lê Quang Duyên, Lê Thế Hà, Phạm Chí Đức, Trần Xuân Quý, Dương Đức Hiếu, Phạm Văn Tú, Trần Đăng Tú, Lưu Đình Tùng, Vương Việt Nga,</i>	41
Nghiên cứu, đánh giá khả năng áp dụng giải pháp ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học cho tầng trầm tích bể Cửu Long <i>Hoàng Linh, Phạm Trường Giang, Hoàng Long, Lê Thế Hùng, Đình Đức Huy, Trần Xuân Quý, Phạm Chí Đức, Phạm Văn Tú, Vương Việt Nga, Lưu Đình Tùng, Trần Đăng Tú, Lê Quang Duyên</i>	51
Applying Welllife slurry for cementing HPHT wells at Y field, Nam Con Son basin <i>Truong Hoai Nam, Luong Thi Hong Son, Kumaran Palanivel</i>	57
Nghiên cứu ứng dụng công nghệ bơm ép khí nước luân phiên nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng chứa cát kết Mioxen hạ mỏ Sư Tử Đen Tây Nam, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam <i>Trịnh Việt Thắng, Lê Thế Hùng, Đình Đức Huy</i>	65
Applications of managed pressure drilling technology in drilling hthp wells in Vietnam: Bien Dong 1 project <i>Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến</i>	72
Công nghệ khoan định hướng bằng ống chống tại việt nam-tiềm năng và khả năng ứng dụng <i>Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Trọng Tài</i>	79
Nghiên cứu hệ thống kéo căng đầu giếng (CTS) trên giàn khoan tự nâng <i>Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Đông Anh, Nguyễn Văn Thìn, Hoàng Anh Dũng,</i>	85
Tổng quan về giải ngược tổ hợp tài liệu địa vật lý <i>Kiều Duy Thông</i>	91

Đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác cho đối tượng Miocen dưới bể Cửu Long bằng hàm tương quan Spearman <i>Lê Quốc Trung, Lê Vũ Quân, Nguyễn Văn Đô, Triệu Hùng Trường, Nguyễn Văn Thịnh, Trần Nguyên Long, Trần Văn Tiến</i>	99
Increase the accuracy of Condensate metering by applying the new metering correction formula and standardize to follow API standard at HaiThach - MocTinh Condensate Field <i>Trần Ngọc Trung, Ngô Hữu Hải, Triệu Hùng Trường</i>	104
Improved gas production from Oligocene Reservoir under Reserve Faulting Stress regime by Hydraulic Fracturing <i>Truong Nguyen Huu</i>	109
Optimization of Fracturing Parameters for Improved Oil Production in the tight oil Oligocene Reservoir, Offshore Viet Nam <i>Truong Nguyen Huu</i>	115
Nghiên cứu ứng dụng mô hình mạng trí tuệ nhân tạo để dự báo khai thác cho mỏ Bạch Hổ - đối tượng Móng <i>Trần Đăng Tú, Nguyễn Thế Đức, Lê Quang Duyên, Phạm Trường Giang, Lê Vũ Quân, Lê Quốc Trung, Trần Xuân Quý, Trần Đăng Đức</i>	121
Thiết kế chương trình trám xi măng cho các giếng khoan khai thác tại lô b&48/95 và 52/97 cụm mỏ Kim Long - Ác Quý - Cá Voi <i>Nguyễn Trần Tuấn</i>	129
Cơ chế ức chế của dung dịch polymer và các yếu tố ảnh hưởng khi khoan trong đất đá chứa sét <i>Trương Văn Từ, Nguyễn Tiên Hùng, Trần Đình Kiên, Nikolay Vladimirovich Solovov</i>	136
Tối ưu hệ thống thu gom, vận chuyển dầu và khí các mỏ Vietsovpetro trong điều kiện suy giảm sản lượng <i>Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Tống Cảnh Sơn, A.G.Alberta, Châu Nhật Bằng, Nguyễn Thế Vinh, Lê Văn Nam</i>	143
Predicting water influx for gas production wells of Lan Do field using material balance method <i>Vu Duc Ung, Le Vu Quan, Vu Manh Hao, Nguyễn Văn Thịnh</i>	153
Nghiên cứu hệ thống Agitator trong việc giảm xung- rung lắc khi sử dụng với các công nghệ và quy trình khoan khác nhau <i>Nguyễn Thị Hải Yến, Nguyễn Văn Thịnh</i>	159

Giải pháp tối ưu trong khai thác gaslift tại các giếng dầu có hàm lượng nước cao ở mỏ Thăng Long

Nguyễn Hải An^{1,*}, Nguyễn Văn Thịnh²

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

²Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mô-Địa chất (HUMG)

Email: annh1@pvep.com.vn

TÓM TẮT

Gaslift hiện là phương pháp nâng nhân tạo đang được áp dụng rộng rãi trong các giếng dầu ở cuối thời kỳ khai thác có hàm lượng nước cao và lẫn tạp chất cơ học. Mỏ Thăng Long là một trong những mỏ đã và đang áp dụng khai thác thứ cấp bằng gaslift trên cơ sở sử dụng khí đồng hành làm khí nén gaslift. Hàm lượng nước trong chất lưu khai thác càng tăng lên, lượng dầu khai thác được trên một đơn vị khí gaslift dùng để bơm ép cũng giảm đi đáng kể, thêm vào đó là chi phí xử lý nước dẫn đến hiệu quả kinh tế bị ảnh hưởng nghiêm trọng. Mục tiêu quan trọng nhất trong việc áp dụng lâu dài phương pháp khai thác gaslift liên tục là tối đa hóa lợi ích kinh tế của mỏ dầu. Để đạt được điều này, mục tiêu tối ưu hoá phải tính đến chi phí bơm ép khí gaslift (bao gồm chi phí nén khí), giá bán dầu và khí, chi phí sản xuất khác, sự mất giá của tiền và tỷ lệ lạm phát, tất cả có thể thay đổi theo thời gian. Trong nghiên cứu này, giá trị hiện tại ròng (NPV) của mỏ được tính toán để đạt mức tối đa, từ đó điều chỉnh các thông số quyết định trong suốt thời gian khai thác của mỏ bao gồm: lưu lượng khí bơm ép, áp suất bình tách và đường kính ống khai thác. Như vậy, mô hình lợi nhuận kinh tế chính là hàm mục tiêu của quá trình tối ưu hóa khai thác gaslift liên tục.

Từ khóa: Gaslift, Tối ưu hóa khai thác gaslift, Mô hình hóa, Mỏ Thăng Long

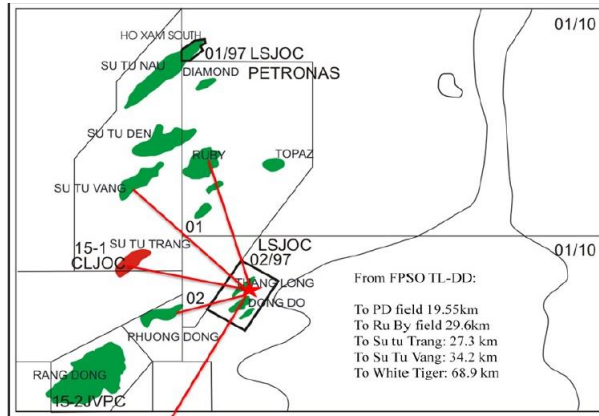
1. Đặt vấn đề

Mỏ Thăng Long nằm ở Lô 02/97, phía Đông Bắc của bồn trũng Cửu Long cách thành phố Vũng Tàu khoảng 160 km về phía Đông (Hình 1). Chiều sâu mực nước biển khoảng từ 40m đến 70m. Mỏ được phát triển khai thác từ năm 2014 cùng với mỏ Đông Đô. Trong giai đoạn xây dựng và lắp đặt công trình ngoài biển đã có tổng số 9 giếng khai thác được khoan vào cả 3 đối tượng, bao gồm: TL-1P; 2P; 3P; 4P; 5P; 7P; 8P và 2 giếng khoan thăm dò kết hợp khai thác (TL-9XP; TL-10XP). Tất cả các giếng khoan phát triển trên mỏ Thăng Long được thiết kế với quỹ đạo hình chữ J. Tầng và giữ góc nghiêng trong công đoạn 16” và 12-1/4”. Trong công đoạn khoan 8-1/2” các giếng được khoan ngang và song song theo vỉa chứa dầu.

Đối với Mỏ Thăng Long, đây là một trong những mỏ đã và đang áp dụng khai thác thứ cấp bằng gaslift trên cơ sở sử dụng khí đồng hành làm khí nén gaslift. Tuy vậy, theo thời gian năng lượng vỉa giảm dần đến nhu cầu dùng khí gaslift để bơm ép của toàn bộ mỏ tăng lên đáng kể trong khi khả năng cung cấp khí gaslift là có hạn dẫn đến sự thiếu hụt nguồn khí gaslift trong tương lai. Mặt khác, hàm lượng nước trong chất lưu khai thác càng tăng lên, lượng dầu khai thác được trên một đơn vị khí gaslift dùng để bơm ép cũng giảm đi đáng kể, thêm vào đó là chi phí xử lý nước dẫn đến hiệu quả kinh tế bị ảnh hưởng nghiêm trọng. Chính vì vậy, việc đảm bảo hiệu quả sử dụng khí gaslift cho toàn mỏ trở nên ngày càng cấp thiết, đòi hỏi phải có những nghiên cứu nhằm tối ưu hóa chế độ công nghệ cho từng loại giếng, cũng như lượng khí phân phối cho các giếng trên toàn mỏ mà vẫn đảm bảo được sản lượng khai thác dầu trong từng giai đoạn khai thác của mỏ. Như vậy, với thực trạng hiện nay của mỏ Thăng Long, năng lượng vỉa giảm dần với độ ngập nước trong sản phẩm khai thác ngày càng tăng, số lượng giếng có lưu lượng thấp chiếm tỷ trọng cao, chi phí khí nén để khai thác 1 tấn dầu tăng theo thời gian, hiệu quả khai thác thấp và tổn hại vỉa lớn. Điều này đòi hỏi phải có những nghiên cứu và đề xuất các giải pháp công nghệ - kỹ thuật nhằm tối ưu hóa lợi nhuận chung trong cả hệ thống khai thác gaslift.

* Tác giả liên hệ

Email: annh1@pvep.com.vn



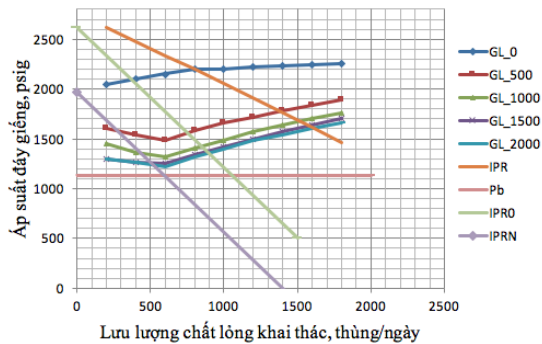
Hình 1. Vị trí địa lý mỏ Thăng Long

2. Xác định chế độ công nghệ gaslift cho từng giếng khai thác mỏ Thăng Long

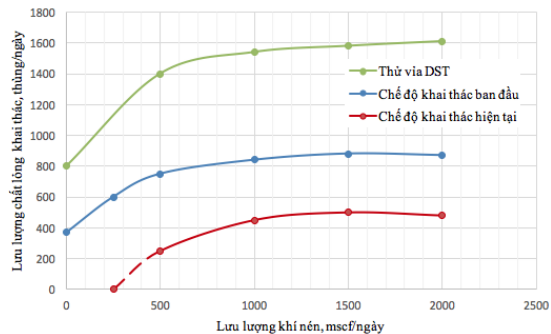
Sau một thời gian dài khai thác, năng lượng tự nhiên của vỉa sẽ giảm, thực tế cho thấy áp suất các sản phẩm dầu khí mỏ Thăng Long đã suy giảm rất nhiều. Vì vậy, để tăng hiệu quả trong khai thác gaslift, chúng ta cần phải có những tính toán cụ thể và phù hợp với các thông số đối với từng giếng, trong đó ta cần tính lại độ sâu đặt van gaslift của các giếng và tận dụng các túi mandrel đã được gắn sẵn trên ống khai thác để lắp van gaslift mới. Kết quả tính toán độ sâu đặt van gaslift theo điều kiện vỉa hiện tại và kết quả của quá trình xây dựng mô hình mô phỏng của các giếng tương ứng với từng thời điểm khác nhau, từ đó rút ra đánh giá cho từng giếng.

2.1. Tầng Mioxen dưới

Từ những thông số ban đầu của giếng 4P ứng với các mức lưu lượng khí nén từ 0–2000 Mscf/ngày, ta có biểu đồ áp suất đáy giếng theo lưu lượng khai thác như sau (Hình 2). Trong Hình 2, các đường GL_0, GL_500, GL_1000, GL_1500, GL_2000 là đường VLP tương ứng với các mức lưu lượng khí nén 0, 500, 1000, 1500, 2000 (mscf/ngày).



Hình 2. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác khi thử vỉa - giếng 4P

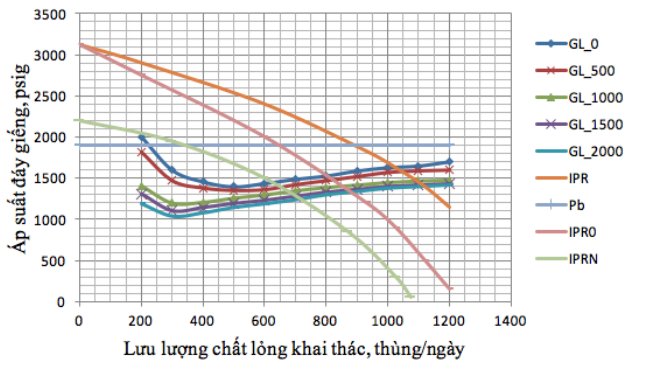


Hình 3. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng 4P

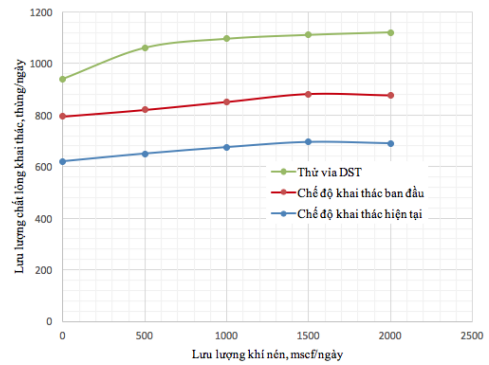
Hình 2 biểu diễn đường đặc tính dòng chất lưu từ vỉa khí thực hiện thử vỉa (IPR) và đường VLP của dòng chảy trong ống khai thác, dựa trên sự giao nhau giữa hai đường, ta có biểu đồ mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén ở các trường hợp khác nhau. Ở đây, ta xét 3 trường hợp các đường IPR của vỉa khác nhau: khi thử vỉa ban đầu, khi đưa giếng vào khai thác và ở chế độ khai thác hiện tại (Hình 3).

2.2. Tầng Oligocen dưới

Từ những thông số ban đầu của giếng 10P và cách xây dựng mô hình mô phỏng cho từng giếng, tương ứng với các mức lưu lượng khí nén từ 0 – 2000 Mscf/ngày, ta có biểu đồ áp suất đáy giếng theo lưu lượng khai thác như sau (Hình 4). Tương tự như trên (mục 2.1), từ Hình 5 ta có biểu đồ mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và chế độ khai thác hiện tại.



Hình 4. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng 10P

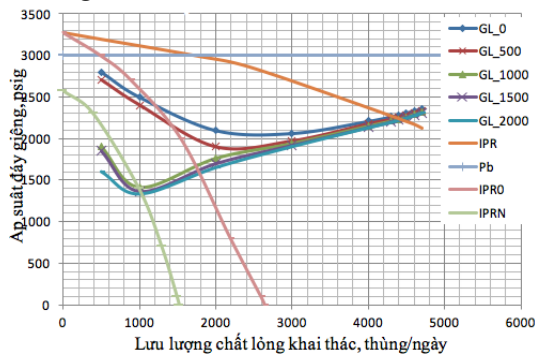


Hình 5. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng 10P

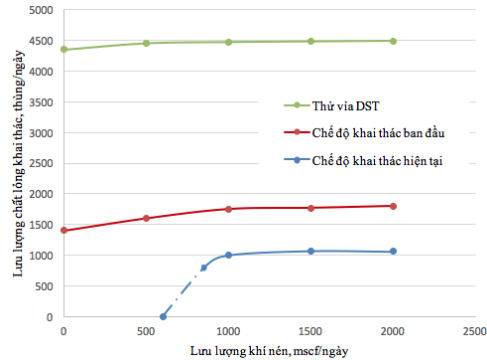
2.3. Tầng Móng

Tương tự như các phần trước, từ những thông số ban đầu của giếng TL-1/2/8P và cách xây dựng mô hình mô phỏng cho từng giếng, tương ứng với các mức lưu lượng khí nén từ 0 – 2000 Mscf/ngày, ta xây dựng được biểu đồ áp suất đáy giếng theo lưu lượng khai thác. Từ đó suy ra biểu đồ mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén trong 3 trường hợp: theo kết quả thử vỉa ban đầu, theo chế độ khai thác ban đầu và theo chế độ khai thác hiện tại. Dưới đây sẽ trình bày kết quả tính toán cho từng giếng (Hình 6-11).

* Giếng 1P

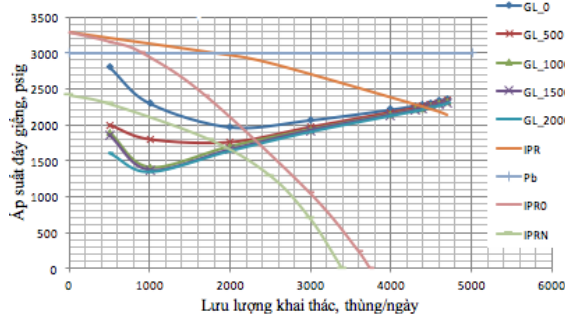


Hình 6. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng 1P

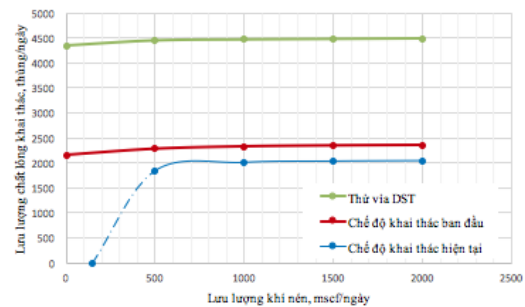


Hình 7. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng 1P

* Giếng 2P

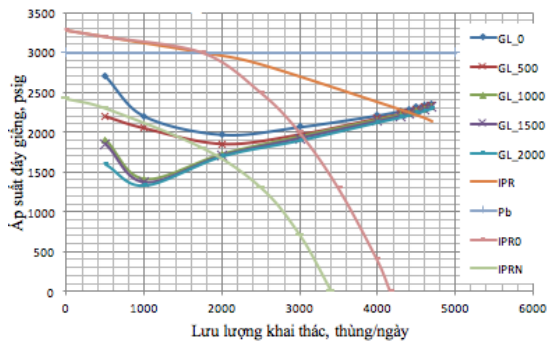


Hình 8. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng 2P

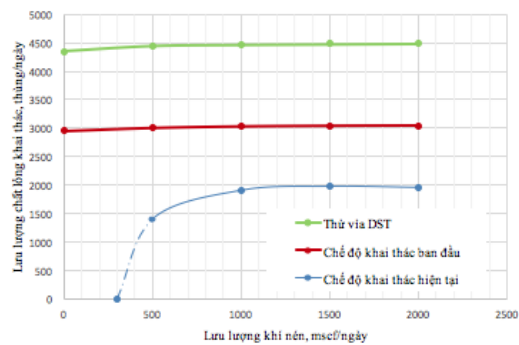


Hình 9. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng 2P

* Giếng 8P



Hình 10. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng 8P



Hình 11. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng 8P

Nhận xét chung: Qua xây dựng những mô hình trên, ta nhận thấy tầng Oligocen dưới năng lượng còn tương đối cao, vì thế giếng TL-10P vẫn còn khả năng khai thác tự phun, chưa nhất thiết phải khai thác bằng gaslift. Chính vì vậy, ta chỉ cần xét với 4 giếng còn lại (TL-1P/2P/4P/8P). Những giếng ở tầng Móng có độ ngập nước cao (WCT từ 70 đến 90%) đòi hỏi phải có phương pháp tối ưu khai thác giúp đạt hiệu quả cao nhất mà không quá làm tổn hại đến vỉa khí phải khai thác lên quá nhiều nước.

3. Tối ưu hóa khai thác gaslift về kinh tế

Trong nội dung nghiên cứu này, mô hình lợi nhuận kinh tế chính là hàm mục tiêu của quá trình tối ưu hóa khai thác gaslift liên tục. Điều đó có nghĩa là tất cả các mô hình được xây dựng và tính toán sao cho lợi nhuận về kinh tế là lớn nhất. Ở giai đoạn đầu khai thác, năng lượng vỉa cao, giếng có thể khai thác tự phun và độ ngập nước của giếng thấp, lượng dầu khai thác tỷ lệ thuận với lợi nhuận. Tuy nhiên, sau một giai đoạn khai thác dài, năng lượng vỉa suy giảm nghiêm trọng, giếng không còn khả năng tự phun. Thông thường, khi khả năng tự phục kém hiệu quả, người ta chuyển sang dùng phương pháp khai thác gaslift, điều này dẫn đến làm tăng chi phí. Mặt khác, độ ngập nước của giếng cao, đồng nghĩa với lượng dầu thu được trên một đơn vị chất lưu khai thác được sẽ giảm, kèm theo đó là chi phí tăng lên do sự tăng chi phí của việc tách và xử lý nước. Giá trị ròng hiện tại trong khoảng thời gian t như sau:

$$\{NPV\}_t = PV_{rev(t)} - PV_{cost(t)} \quad (1)$$

Trong đó: $PV_{rev(t)} = [\text{Lượng dầu khai thác} \times \text{Giá dầu}]_t$;

$$PV_{cost(t)} = [\text{Lượng khí} \times \text{Chi phí nén}]_t + [\text{Lượng nước khai thác} \times \text{Chi phí xử lý nước}]_t.$$

Trong khuôn khổ của nghiên cứu này, nhóm tác giả tính giá trị NPV cho khoảng thời gian 30 ngày.

$$\{NPV\}_{30} = PV_{rev(30)} - PV_{cost(30)} \quad (2)$$

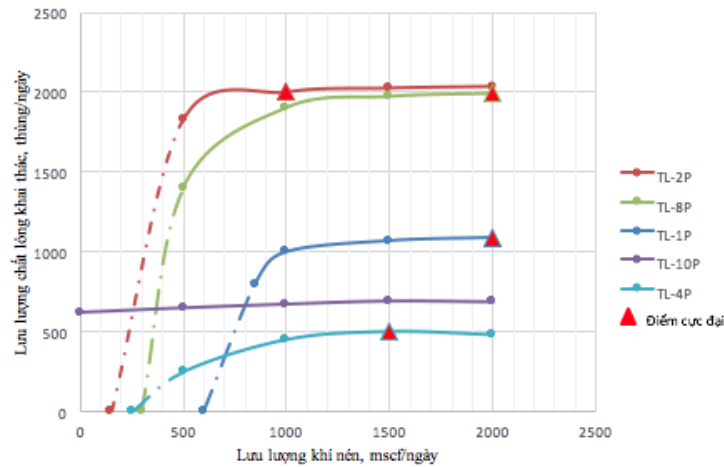
Trong đó: $PV_{rev(30)} = [\text{Lượng dầu khai thác trong 30 ngày} \times \text{Giá dầu}]_t$

$$PV_{cost(30)} = [\text{Lượng khí nén trong 30 ngày} \times \text{Chi phí nén}]_t + [\text{Lượng nước khai thác trong 30 ngày} \times \text{Chi phí xử lý nước}]_t.$$

Mô hình lợi nhuận kinh tế giúp ước lượng lợi nhuận trong một khoảng thời gian cho trước, bao gồm cả doanh thu và chi phí. Những mô hình này tính toán giá trị ròng hiện tại (NPV) bằng giá trị hiện tại của dòng doanh thu PV_{rev} trừ đi giá trị hiện tại của chi phí sản xuất PV_{cost} , trong đó doanh thu PV_{rev} phản ánh giá trị thương mại của dầu khí. PV_{cost} được tính như giá trị hiện tại của tổng lượng chi phí cần có để duy trì sự khai thác của giếng trong khoảng thời gian cho trước. Chi phí này bằng tổng chi phí sản xuất và thuế. Chi phí sản xuất này liên quan đến quá trình khai thác và bảo trì của giếng. Phần chi phí trả thuế được ước tính dựa trên giá trị hiện tại của dòng doanh thu và luật thuế hiện hành. Tuy nhiên, để đơn giản hóa trong tính toán, ta coi thuế là giá trị không đổi và chỉ xét tối ưu về lợi nhuận và chi phí sản xuất. Trên cơ sở đó nhóm tác giả xem xét các trường hợp tương ứng với các mức lưu lượng khí nén khác nhau cung cấp cho hệ thống.

3.1. Trường hợp chế độ khai thác cực đại (không bị giới hạn lưu lượng khí nén)

Trong trường hợp không bị giới hạn lưu lượng khí nén, ta chọn điểm có lưu lượng khai thác được là lớn nhất (điểm cực đại) cho mỗi giếng, tương ứng với các mức lưu lượng khí nén như Hình 12.



Hình 12. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng khi không giới hạn lưu lượng khí nén

Từ các điểm được chọn như trong biểu đồ, ta có bảng lưu lượng khai thác cực đại tương ứng với lưu lượng khí nén như sau (Bảng 1).

Bảng 1. Lưu lượng khí (Q_g) và lỏng (Q_l) ở chế độ khai thác cực đại (không giới hạn lưu lượng khí nén)

Giếng	Q_g (mscf/ngày)	Q_l (thùng/ngày)
TL-1P	2000	1090
TL-2P	1000	2350
TL-4P	1500	500
TL-8P	2000	1990

Dựa vào công thức tính độ ngậm nước WCT, ta có công thức tính lưu lượng nước khai thác Q_w và lưu lượng dầu Q_o theo lưu lượng chất lỏng khai thác Q_l như sau:

$$Q_w = Q_l \times WCT \quad (3)$$

$$Q_o = Q_l - Q_w \quad (4)$$

Từ công thức tính tỷ số khí dầu GOR, ta tính được lưu lượng khí khai thác được Q_{gp} như sau:

$$Q_{gp} = Q_o \times GOR \quad (5)$$

Ta có Q_g là lưu lượng khí nén cao áp sẽ được bơm ép vào giếng, bao gồm Q_{gp} là lưu lượng khí tách được từ dòng khai thác và đã có áp suất cao (không chịu phí nén) và Q_{com} là lưu lượng khí sẽ phải chịu chi phí nén. Giá trị của Q_{com} sẽ bằng hiệu của Q_g và Q_{gp} (Công thức 6):

$$Q_{com} = Q_g - Q_{gp} \quad (6)$$

Từ công thức từ (3) đến (6) và bảng 1, ta tính được Q_o , Q_w , Q_{gp} , Q_{com} của các giếng cho trường hợp chế độ khai thác cực đại (không giới hạn lưu lượng khí nén) như trong Bảng 2.

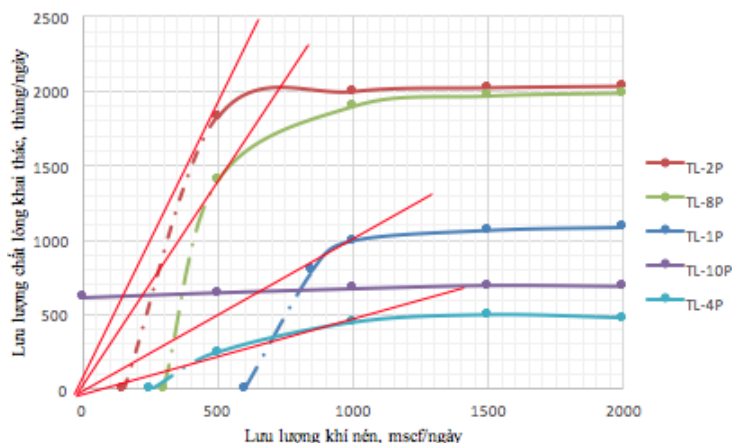
Bảng 2. Lượng dầu, khí và nước cho trường hợp không giới hạn lưu lượng khí nén

Giếng	Q_g (mscf/ngày)	Q_l (thùng/ngày)	Q_o (thùng/ngày)	Q_w (thùng/ngày)	Q_{gp} (mscf/ngày)	Q_{com} (mscf/ngày)	WCT (%)	GOR (mscf/thùng)
TL-1P	2000	1090	152,6	937,4	114,45	1885,55	86	0,75
TL-2P	1000	2350	705	1645	528,75	471,25	70	0,75
TL-4P	1500	500	350	150	73,50	1426,5	30	0,21
TL-8P	2000	1990	199	1791	149,25	1850,75	90	0,75
Tổng	6500	5930	1406,6	4523,4	865,95	5634,05		

3.2. Trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ nhất

Trong trường hợp này, các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác được vẽ đi qua gốc tọa độ, các

tiếp điểm này sẽ được chọn để tính toán NPV tương ứng với mức chi phí khí nén và lưu lượng khai thác (Hình 13).



Hình 13. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu thứ nhất

Từ các điểm được chọn trên Hình 13, ta có bảng Q_g và Q_l tương ứng (Bảng 3). Tương tự như các tính toán trong mục 3.1, ta xác định được giá trị Q_o , Q_w , Q_{gp} , Q_{com} của các giếng như trong bảng 4.

Bảng 3. Lưu lượng khí (Q_g) và lỏng (Q_l) ở chế độ khai thác tối ưu thứ nhất

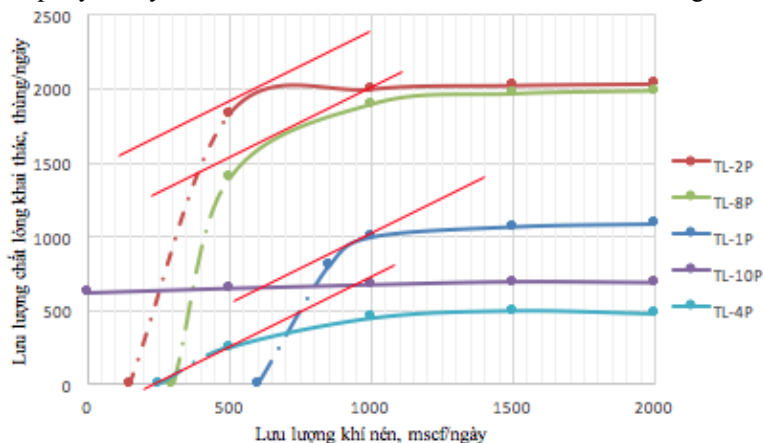
Giếng	Q_g (m³/ngày)	Q_l (thùng/ngày)
TL-1P	920	960
TL-2P	450	1650
TL-4P	550	280
TL-8P	500	1400

Bảng 4. Lượng dầu, khí và nước cho trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ nhất

Giếng	Q_g (m³/n gày)	Q_l (thùng/n gày)	Q_o (thùng/n gày)	Q_w (thùng/n gày)	Q_{gp} (m³/ngày)	Q_{com} (m³/ngày)	WCT (%)	GOR (m³/thùng)
TL-1P	920	960	134,4	825,6	100,8	819,2	86	0,75
TL-2P	450	1650	495	1155	371,25	78,75	70	0,75
TL-4P	550	280	196	84	41,16	508,84	30	0,21
TL-8P	500	1400	140	1260	105	395	90	0,75
Tổng	2420	4290	965,4	3324,6	618,21	1801,79		

3.3. Trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ hai

Trường hợp này, ta vẽ các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác của các giếng song song với nhau, các tiếp tuyến này được chọn dựa trên động thái khai thác của cụm giếng khai thác trong tầng móng. Các tiếp điểm của các tiếp tuyến này được chọn là điểm để tính toán NPV cho hệ thống như hình 14.



Hình 14. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu thứ hai

Từ các điểm được chọn trên Hình 14, ta có bảng Q_g và Q_l tương ứng (Bảng 4). Tương tự như các tính toán trong mục 3.1, ta xác định được giá trị Q_o , Q_w , Q_{gp} , Q_{com} của các giếng như trong bảng 5.

Bảng 4. Lưu lượng khí (Q_g) và lỏng (Q_l) ở chế độ khai thác tối ưu thứ hai

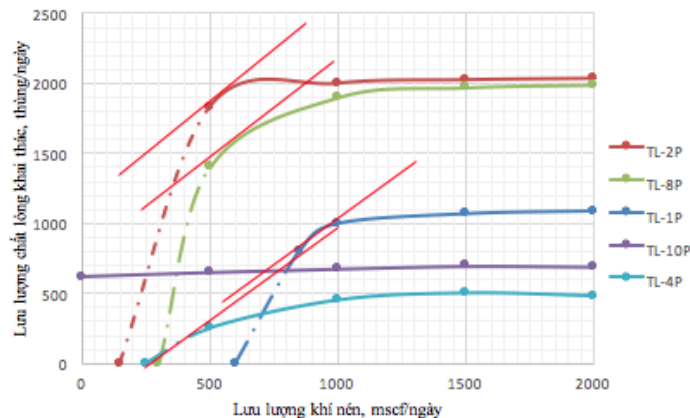
Giếng	Q_g (mscf/ngày)	Q_l (thùng/ngày)
TL-1P	930	950
TL-2P	600	1980
TL-4P	400	185
TL-8P	700	1700

Bảng 5. Lượng dầu, khí và nước cho trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ hai

Giếng	Q_g (mscf/n gày)	Q_l (thùng/n gày)	Q_o (thùng/n gày)	Q_w (thùng/n gày)	Q_{gp} (mscf/ngày)	Q_{com} (mscf/ngày)	WCT (%)	GOR (mscf/thùng)
TL-1P	930	950	133	817	99,75	830,25	86	0,75
TL-2P	600	1980	594	1386	445,5	154,5	70	0,75
TL-4P	400	185	129,5	55,5	27,195	372,805	30	0,21
TL-8P	700	1700	170	1530	127,5	572,5	90	0,75
Tổng	2630	4815	1026,5	3788,5	699,945	1930,055		

3.4. Trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ ba

Khác với trường hợp được trình bày trong mục 3.3, trường hợp này ta vẽ các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác của các giếng song song với nhau và được chọn dựa trên động thái khai thác của giếng TL-4P tầng Mioxen dưới. Các tiếp điểm của các tiếp tuyến này được chọn là điểm để tính toán NPV cho hệ thống (Hình 15).



Hình 15. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu thứ ba

Tương tự ta có bảng Q_g và Q_l tương ứng (Bảng 6) và giá trị Q_o , Q_w , Q_{gp} , Q_{com} của các giếng như trong bảng 7.

Bảng 6. Lưu lượng khí (Q_g) và lỏng (Q_l) ở chế độ khai thác tối ưu thứ ba

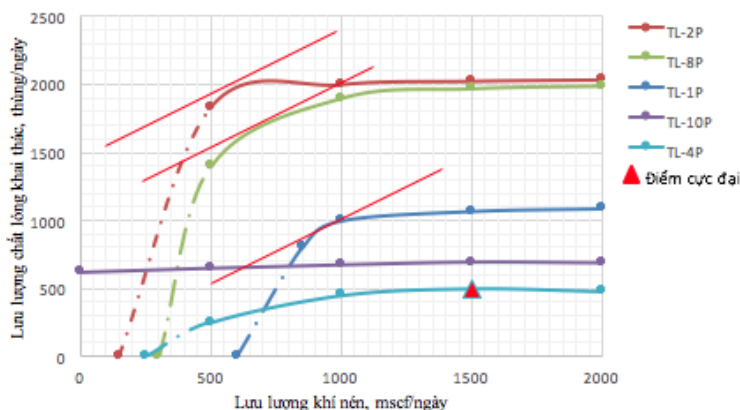
Giếng	Q_g (mscf/ngày)	Q_l (thùng/ngày)
TL-1P	910	920
TL-2P	500	1910
TL-4P	330	100
TL-8P	650	1610

Bảng 7. Lượng dầu, khí và nước cho trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ ba

Giếng	Q_g (mscf/ngày)	Q_l (thùng/n gày)	Q_o (thùng/n gày)	Q_w (thùng/n gày)	Q_{gp} (mscf/ngày)	Q_{com} (mscf/ngày)	WCT (%)	GOR (mscf/thùng)
TL-1P	910	920	128,8	791,2	96,6	813,4	86	0,75
TL-2P	500	1910	573	1337	429,75	70,25	70	0,75
TL-4P	330	100	70	30	14,7	315,3	30	0,21
TL-8P	650	1610	161	1449	120,75	529,25	90	0,75
Tổng	2390	4540	932,8	3607,2	661,8	1728,2		

3.5. Trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ tư

Trong trường hợp này, với các giếng tầng Móng (TL-1P/2P/8P) ta giữ nguyên chế độ khai thác đã được chọn ở trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ 3, chỉ điều chỉnh lưu lượng khí nén cấp cho giếng TL-4P ở tầng Mioxen nên để giếng làm việc ở chế độ khai thác cực đại (như trường hợp chế độ khai thác cực đại). Ta có biểu đồ lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén gaslift của từng giếng ở mỏ Thăng Long như hình 16.



Hình 16. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu thứ tư

Tương tự ta có bảng Q_g và Q_l tương ứng (Bảng 8) và giá trị Q_o , Q_w , Q_{gp} , Q_{com} của các giếng (Bảng 9).

Bảng 8. Lưu lượng khí (Q_g) và lỏng (Q_l) ở chế độ khai thác tối ưu thứ tư

Giếng	Q_g (m³/ngày)	Q_l (thùng/ngày)
TL-1P	930	950
TL-2P	600	1980
TL-4P	1500	500
TL-8P	700	1700

Bảng 9. Lượng dầu, khí và nước cho trường hợp chế độ khai thác tối ưu thứ tư

Giếng	Q_g (m³/n ngày)	Q_l (thùng/n ngày)	Q_o (thùng/n ngày)	Q_w (thùng/n ngày)	Q_{gp} (m³/ngày)	Q_{com} (m³/ngày)	WCT (%)	GOR (m³/thùng)
TL-1P	930	950	133	817	99,75	830,25	86	0,75
TL-2P	600	1980	594	1386	445,5	154,5	70	0,75
TL-4P	1500	500	350	150	73,5	1426,5	30	0,21
TL-8P	700	1700	170	1530	127,5	572,5	90	0,75
Tổng	3730	5130	1247	3883	746,25	2983,75		

4. Kết luận

Sau một thời gian khai thác, năng lượng vỉa suy giảm, đặc tính vỉa và chất lưu vỉa cũng thay đổi, hiệu quả khai thác bị ảnh hưởng lớn, đòi hỏi phải có phương pháp điều chỉnh chế độ công nghệ phù hợp với những thay đổi này. Giải pháp chính là sử dụng phương pháp xây dựng mô hình kết nối hệ thống của mỏ Thăng Long dựa trên các mô hình mô phỏng nhỏ hơn của các giếng khai thác. Thực trạng độ ngập nước cao của các giếng, đặc biệt với các giếng ở tầng Móng, dẫn đến hiệu quả khai thác bị giảm sút nghiêm trọng, kéo theo đó lợi nhuận từ việc bán dầu cũng bị ảnh hưởng lớn do chi phí tách và xử lý nước tăng cao. Phương án đề xuất dựa trên kết quả tính toán chế độ công nghệ để mang lại giá trị lợi nhuận cao nhất như trong bảng tổng hợp dưới đây.

Giếng	Q_g (m³/ngày)	Q_l (thùng/ngày)	Q_o (thùng/ngày)	Q_w (thùng/ngày)	Q_{gp} (m³/ngày)	Q_{com} (m³/ngày)
TL-1P	930	950	133	817	99,75	830,25
TL-2P	600	1980	594	1386	445,5	154,5
TL-4P	1500	500	350	150	73,5	1426,5
TL-8P	700	1700	170	1530	127,5	572,5
Tổng	3730	5130	1247	3883	746,25	2983,75

Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu được trình bày trong bài báo, nhóm nghiên cứu kiến nghị cho phép áp dụng các kết quả nghiên cứu này vào các giếng khai thác dầu bằng gaslift ở mỏ Thằng Long. Đối với các vùng mỏ khác trong thềm lục địa Việt Nam có điều kiện tương tự cũng có thể sử dụng phương pháp nghiên cứu này vào công tác thiết kế chế độ khai thác cho toàn hệ thống khai thác gaslift liên tục.

Tài liệu tham khảo

- Cao Ngọc Lâm, 2002. *Công nghệ khai thác dầu khí*. Trường Đại học Mỏ - Địa chất.
- Lê Xuân Lâm, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Hải An, Nguyễn Thế Vinh, Lê Huy Hoàng, 2017. *Công nghệ mỏ dầu khí*, Nhà xuất bản KHKT.
- Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lê Bá Tuấn, Nguyễn Văn Cảnh, 1999. *Công nghệ và kỹ thuật khai thác dầu khí*, NXB Giáo Dục.
- Boyun Gou, 2007. *Petroleum Production Engineering*. Elsevier Science & Technology Books.
- Robert N. Hatton and Ken Potter, 2011. Optimization of Gas-Injected Oil Wells, *Operations Research*, SAIC, Huntsville, AL, U.S.
- Mehrak Mahmudi, Mohammad Taghi Sadeghi, 2013. The Optimization of Continuous Gas Lift Process Using an Integrated Compositional Model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Queipo N. V., Zepa L. E., Goicochea J. V., Verde A. J., Pintos S. A., Zambrano A, 2003. A model for the integrated optimization of oil production systems, *Engineering with Computers*.

ABSTRACT

Solutions to gaslift optimization in producing reservoir with high water concentration at Thang Long oil field

Nguyen Hai An^{1,*}, Nguyen Van Thinh²

¹*PetroVietnam Exploration Production Corporation (PVEP), Vietnam*

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

Artificial gas lift is frequently used to boost the production rate of mature oil fields. The ultimate aim is to design and operate a gas lift system that can maximize the economic return of the well over a long period. The oil production in the Thang Long field, in secondary recovery period, is constrained by the gaslift application with utilizing associated gas. The high water-cut of production stream can increase the amount of gas for lifting a volume unit of crude. In addition, the production operation is costly because water/oil rate and gas/oil ratios can be high and production rates are low. The ultimate aim in the long-term application of the continuous gas lift process is the maximization of the economic return of the oil field. To this end, the optimization target must take into account the cost of lift gas injection (including re-compression costs), the sale price of oil and gas, various other production costs, the money discount rate and the rate of inflation, all of which may change over time. In this study, the net present value (NPV) of the field is maximized, adjusting decision parameters including the flow rate of the injected gas, separator pressure and, if warranted, the tubing diameter over the production life of the field. The results obtained using realistic economic data suggest that the best NPV is obtained by dividing the period operation into a suitable number of consecutive sub-periods with different operating parameters.

Keywords: Gaslift, Gaslift optimization, Modeling, Thang Long oil field

Striations at the base of the paleo-fan and channel in offshore Cameroon revealed by 3D seismic data

Anh Ngoc Le^{1,*}

¹ Trường Đại học Mở - Địa chất

ABSTRACT

The 3D seismic data, offshore Cameroon, reveals the evidence of a Pliocene fan and a channel with a series of striations at their base. The fan and channel are developed in early Pliocene, characterized by high amplitude reflections with bi-directional downlap on the base of the Pliocene sequence, interpreted to be deep-water sand-rich fan, channel. Pliocene channel flows from east to west in the High Gradient Slope (HGS), whereas, the fan is extending from NE to SW on the Low Gradient Slope (LGS). Individual striations have been imaged that are 20 - 50 m wide, c. 10 - 20 km long and 4 - 8 m deep, trending NE - SW and E-W, slightly divergent patterns toward downslope. Striations are observed at the base of fan and channel suggest for the beginning of a period of unstable slope creating NE-SW slides in LGS and erosion in HGS, followed by the deposition of large scale fan deposits on the LGS and series of parallel aggradational channels in the HGS. The striated unconformity at the base of the Pliocene sequence is possible the result of a major tectonic uplift event or significant climate changes.

Keywords: Striation; Pliocene fan; Channel; Cameroon

1. Introduction

Submarine landslides are common features of ocean margin and play important role in the evolution of the ocean margins (Gee et al., 2007), capable of transporting sediment across the whole width of the continental rise to the abyssal plain (Hampton et al., 1996). Some of the largest known submarine landslides involving hundreds to thousands of cubic kilometers of material have been documented on Atlantic margins, which extend for > 700 km, such as the Saharan Slide (Embley, 1976) and the Storegga Slide (Bugge et al., 1988). Recent advances in three dimensional seismic techniques are allowing new insights into slope processes, improving our understanding of submarine landslide structure, flow mechanics and triggering (Gee et al., 2006). The term 'landslide' is used as a general term to describe a slope failure with no implication of specific process or geological setting (Gee et al., 2007). Submarine slides are common in five environments: (1) fjords, (2) active river deltas, continental margins, (3) submarine canyon-fan systems, (4) open continental slope, and (5) oceanic volcanic islands (Hampton et al., 1996).

The study of landslide and debris flow revealed the presence of an extensive shear layer underlying more than 450 km of the deposit, upon which the flow appeared to have gained enhanced runout (Masson et al., 1993, Gee et al., 2001). The mechanism of generation for this basal layer was speculated to have been erosion and shearing of the substrate by the overriding flow, resulting in the basal striations (Gee et al., 2006).

This paper describes a newly discovered Pliocene submarine fan and channels on the deep water slope of Cameroon (West Africa), using 3D seismic data. Detailed analysis is presented of the paleo submarine fan and channel with insight into their striated bases and possible triggering process.

2. Geological background

Located in Kribi-Campo sub-basin on the present day deep-water continental margin slope, the study area covers an area of 1500 km², and contains a sedimentary section up to 6.5 km thick, ranging in age from Upper Cretaceous to present (Fig. 1). This study is focused on the shallow section, from Pliocene to Pleistocene. The area is divided into a High Gradient Slope (HGS) and Low Gradient Slope (LGS) based on slope gradient. The high gradient slope dips to the west (3.4° to 1.6°), associated with the Kribi High; the low gradient slope (2° to 0.7°) dips southwest. These two geomorphic areas are separated by a line

* Tác giả liên hệ

Email: lengocanh@humg.edu.vn

trending approximately NE – SW that varies slightly in location at different stratigraphic level but retains the same trend (Fig. 2).

The Kribi-Campo sub-basin is the northernmost of a series of salt basins on the West Africa margin. It is bounded to the east by Precambrian basement outcrops that occur close to the shoreline, the southern margin is limited by the Kribi Fracture Zone (KFZ) (Fig. 1), which separates the Kribi-Campo sub-basin from the Equatorial Guinea Rio-Muni basin. The northwest limit of the basin is bounded by another fracture zone, and a further c. 100 km to the northwest is the Cameroon Volcanic Line (CVL), a NE – SW trending feature that extends onshore. The basin extends south offshore, across a shallow shelf into the deep water area of Equatorial Guinea.

The basin was initially a rift branch of the proto-Atlantic, which includes the Rio-Muni, North Gabon (West Africa), and Sergipe-Angolas (Brazil) (De Matos, 1992, Davison, 1997). During the laterpassive margin phase, the basin experienced several additional regional tectonic events resulting in inversion and folding in the Santonian, and gravity sliding during Early/Mid/Late Tertiary time. These events are marked by major unconformities including the Albian-Aptian break up unconformity (115 Ma), middle Cretaceous (Santonian - ~ 85 Ma), late Cretaceous (K/T boundary - ~ 70 Ma) and mid-Oligocene (~ 30 Ma), mid-Miocene (~ 15 Ma) and late Tertiary event (~ 5.3 Ma) (Fig. I.5) (Turner, 1995, Lawrence et al., 2002, Brownfield and Charpentier, 2006)

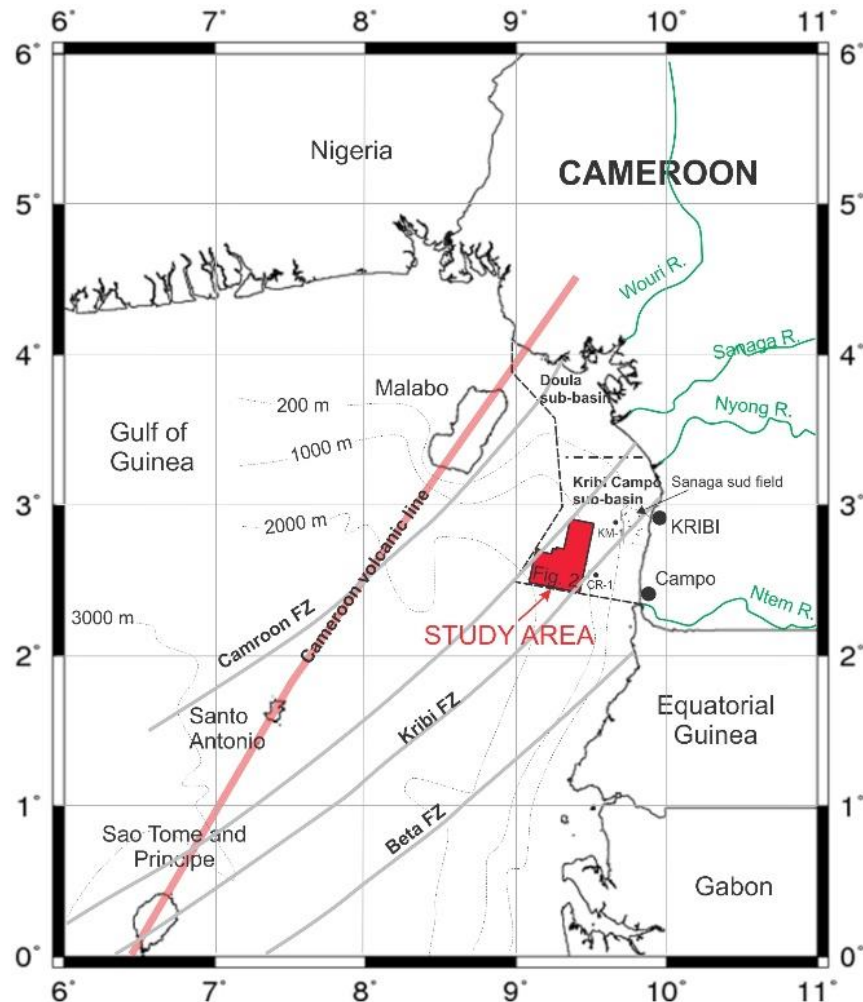


Figure 1. Bathymetry map of the continental slope on the Cameroon margin. It shows the location of the study area, the two wells that have been drilled within the basin (Pauken, 1992), and the location of the fracture zone system (Meyers et al., 1996). The coastline and river system is extracted from the National Geophysical Data Centre (NGDC) (<http://rimmer.ngdc.noaa.gov/mgg/coast/getcoast.html>).

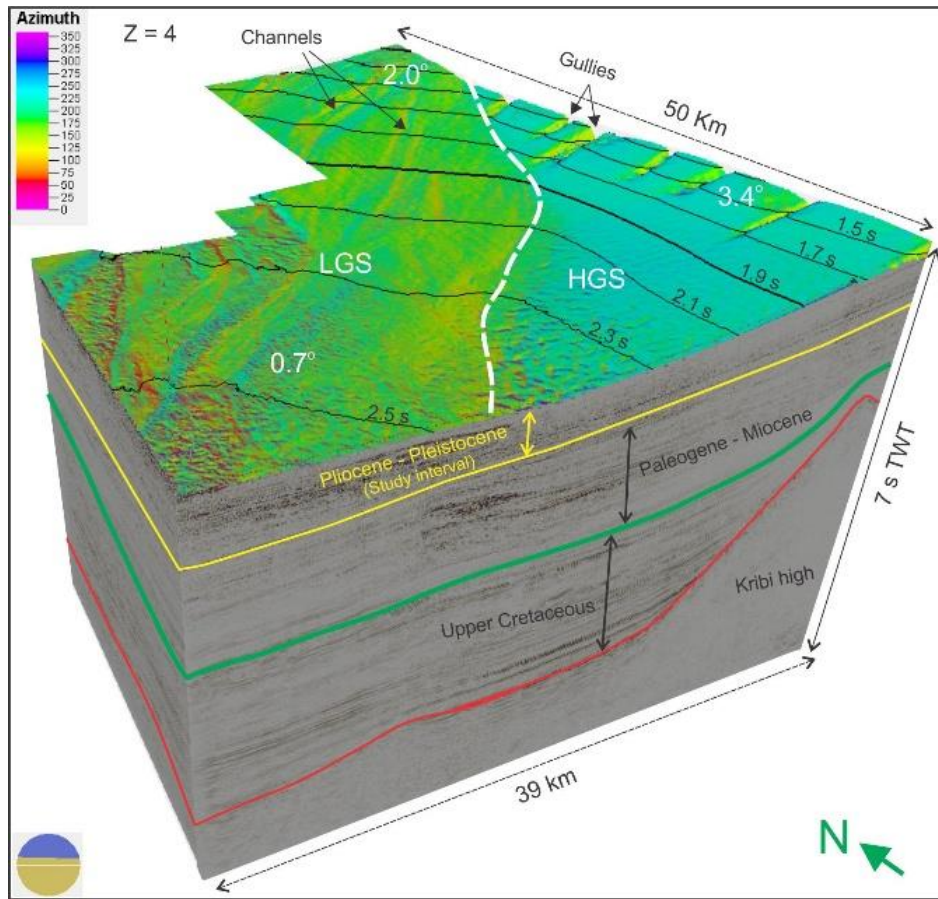


Figure 2. The figure showing a 3D view of the study area, which is located in a water depth ranging from 1.4 to 2.6 s TWT. The slope area is divided into two slopes, a High Gradient Slope (HGS) dipping southeast (3.4° down to 1.6°) and a Low Gradient Slope (LGS) dipping west (2° down to 0.7°). Seafloor is imaged by an azimuth attribute map, showing a number of gullies derived from the east northeast. The basin fill sequence is divided into three mega sequences; Upper Cretaceous, Paleogene-Miocene and Pliocene-Pleistocene (focus of this study).

3. Dataset and Methodology

The data used for this study comprises a high-resolution 3D seismic dataset, covering an area of 1500 km² (Fig. 1 & 2). It includes c. 1581 inlines and 2051 crosslines with a line spacing of 25 m, and a record time of 6.6 s TWT. The study interval ranges Pliocene to Pleistocene in age. Standard seismic processing was applied to the data provided by Sterling Energy Company (and no further processing has been attempted as part of this study). The seismic data is zero-phase, and displayed in this study such as red, yellow or orange corresponds to positive polarity and light blue to negative polarity.

Due to the lack of well data in the basin, depth conversion assumes a similar lithological composition to the Rio-Muni basin, and a Vp velocity of 1850 m/s has been used for the Tertiary sediments (Turner, 1995). That velocity and the dominant frequency of 45 Hz in the Tertiary give a vertical resolution ($\lambda/4$) of ~10 m. The interpretation of the seismic data has primarily used the Schlumberger™ Petrel software. Interpretation has been carried out using a manually picked fine interpretation grid; followed by auto-tracking where there is a good quality surface.

4. Results

Striations are observed on the basal surface of the Pliocene sequence, on both the HGS and LGS (Fig. 3). Individual striations can be imaged that are c. 50 m wide, c. 30 -50 km long and 5 – 30 ms TWT deep. Striations developed at the base of the NE-SW Pliocene fan (Fig. 3a) and E-W trending channel (Fig. 3c) (see more discriptions of the channel and fan in Le, 2016).

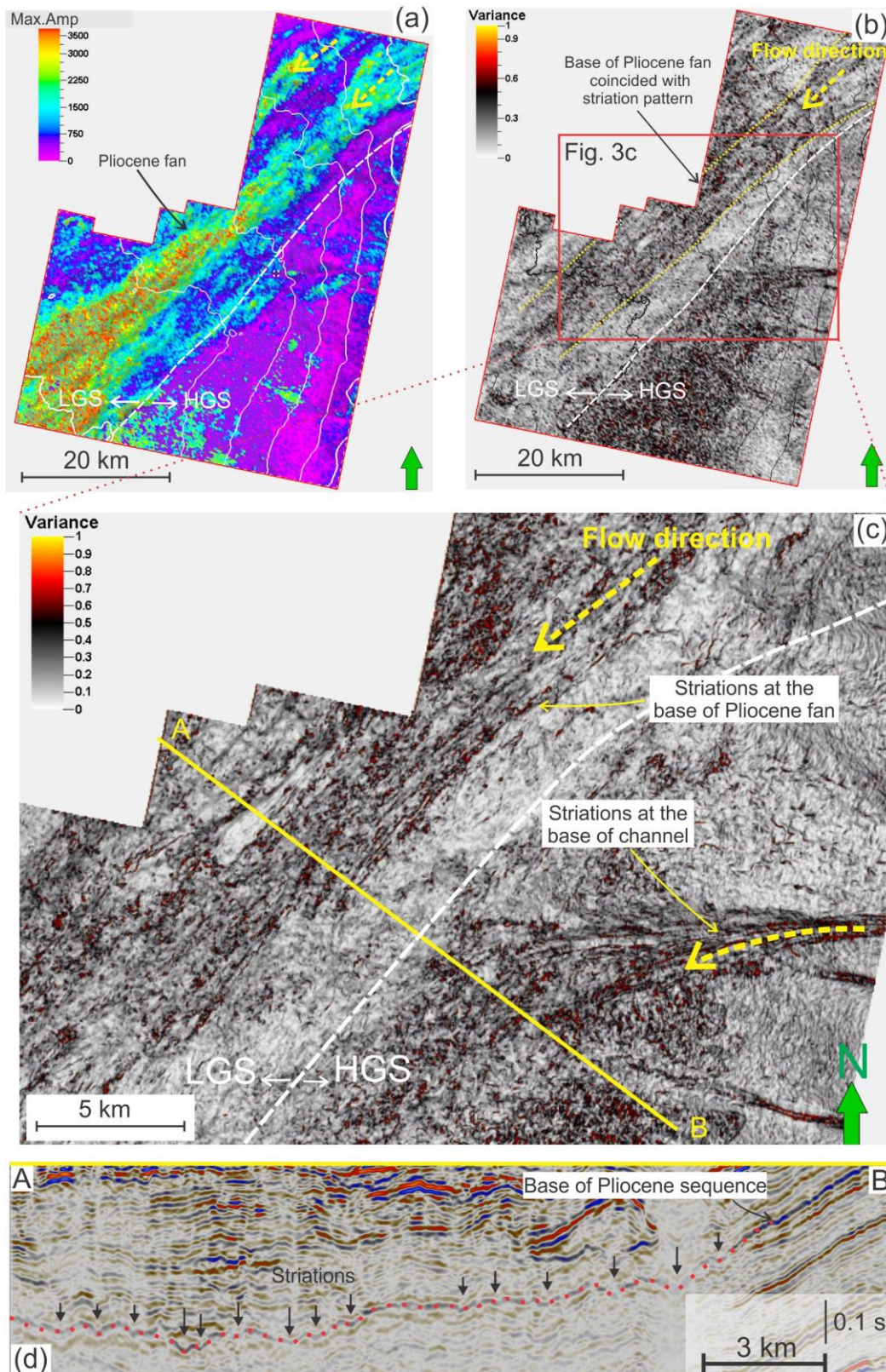


Figure 3. (a) Maximum amplitude map of 300ms above the Pliocene base showing deep water fan. (b) Variance map of base Pliocene showing the coincidence of fan and striation location. (c) Variance map of base of Pliocene sequence showing a series of striations at the base of a fan deriving from NE and a W-flowing channel. Striations are associated with the pattern of the Pliocene fan and at the base of E-W trending channel. (d) Striations are shown on seismic cross-section.

4.1. Striations at base of Pliocene fan in the LGS

High amplitude reflections observed in early Pliocene correspond to areas with increased thickness downslope. Its dimensions range from c. 2 – 15 km wide, 60 km long, and up to 250 ms TWT thick (Fig. 3a). Internally it is composed of low to high amplitude, continuous upward convex reflections, which bi-directional downlap onto the base of Pliocene sequence. Widen high amplitude pattern downslope and bi-directional downlap which characterized the feature suggests for the interpretation of submarine fan deposits. The variance map at the base of the Pliocene surface reveals a series of striations at the base of a fan deriving from NE. Individual striations can be imaged that are 20 - 50 m wide, c. 20 km long and 4 - 8 m deep, trending NE – SW, slightly divergent patterns toward downslope. In cross-section this reflector marks the base of a mixed low to high amplitude, bi-directional downlap reflection package (Fig. 3d). The origin of the striations is interpreted to be a catastrophic slope failure event, in which sliding was the main process.

4.2. Striation at the base of the Pliocene channel in the HGS

In the HGS, series of concave features are observed trending E-W (Fig. 3b). In cross-section, these concave features are characterized by an alternation of aggradational low to high amplitudes, onlapping onto the flanks. High amplitude reflections have linear patterns in map view and are interpreted E-W channels (Le et al., 2015). This is similar to the observation of Pilcher and Argent (2007) and Jobe et al. (2011) of data from a similar setting in Gabon and Equatorial Guinea. Among those channels, at the base of the largest channel, striations are observed. They have similar dimensions to the striations at the base of the Pliocene fan but shorter. Individual striations can be imaged that are 20 - 50 m wide, c. 10 km long and 4 - 8 m deep. There is no obvious divergence in the striation patterns.

5. Discussion

Striations base of Pliocene sequence are interpreted to be the result of a catastrophic slope failure event, in which sliding was the main process. They are all large scale, very straight trending northeast to southwest and east to west. This suggests a period of major failure, possibly associated with high energy and high sedimentation rate with sediment sourced from the NE and East.

Deposition of Pliocene sequence begins with a period of unstable slope deposits characterized by NE-SW slides in LGS and erosion in HGS, followed by the deposition of large scale fan deposits on the LGS and series of parallel aggradational channels in the HGS. The lithology is significantly different in both slopes; the LGS it is dominated by high amplitudes associated with channels and fan-lobes, interpreted to be a deep-water sand-rich fan system and in the HGS low amplitude reflections are associated with polygonal faults, interpreted to be a mud-rich system. The unconformity at the base of Pliocene sequence is striated and overlain by a large scale fan suggests a period of slope failure and high sediment which is possibly the result of a major tectonic uplift event or significant climate changes.

6. Conclusions

There are two sets of striations are observed in the study area, on the unconformity surface defined the base of the Pliocene sequence. Striations are coincided with the area of the Pliocene fan in LGS and large scaled-channel in HGS. They developed at the base of Pliocene fan and channel. Under the Pliocene fan, the striations have longer length (up to c.20 km) compared with the striations underneath the large scaled-channel (upto c.10 km). Individual striation can be imaged that are 20 - 50 m wide and 4 - 8 m deep. The occurrence of striated unconformity at the base of the Pliocene sequence and overlain by a large scale fan and channel suggests a period of slope failure and high sedimentation rate which is possibly the result of a major tectonic uplift event or significant climate changes. The area was supplied by two sediment sources, from NE and east.

References

- Brownfield, M. E. & Charpentier, R. R. 2006. Geology and Total Petroleum Systems of the West-Central Coastal Province (7203), West Africa. *U.S. Geological Survey Bulletin 2207-B*, 52p.
- Bugge, T., Belderson, R. & Kenyon, N. 1988. The storegga slide. *Phil. Trans. R. Soc. Lond. A*, 325, 357-388.
- Davison, I. A. N. 1997. Wide and narrow margins of the Brazilian South Atlantic. *Journal of Geological Society*, 154 (3), 471-476.
- De Matos, R. M. D. 1992. The northeast Brazilian rift system. *Tectonics*, 11 (4), 766-791.
- Embley, R. W. 1976. New evidence for occurrence of debris flow deposits in the deep sea. *Geology*, 4,

371-374.

Gee, M., Uy, H., Warren, J., Morley, C. & Lambiase, J. 2007. The Brunei slide: a giant submarine landslide on the North West Borneo Margin revealed by 3D seismic data. *Marine Geology*, 246, 9-23.

Gee, M. J., Masson, D. G., Watts, A. B. & Mitchell, N. C. 2001. Passage of debris flows and turbidity currents through a topographic constriction: seafloor erosion and deflection of flow pathways. *Sedimentology*, 48, 1389-1409.

Gee, M. J. R., Gawthorpe, R. L. & Friedmann, S. J. 2006. Triggering and evolution of a giant submarine landslide, offshore Angola, revealed by 3D seismic stratigraphy and geomorphology. *Journal of Sedimentary Research*, 76, 9-19.

Hampton, M. A., Lee, H. J. & Locat, J. 1996. Submarine landslides. *Reviews of geophysics*, 34, 33-59.

Jobe, Z. R., Lowe, D. R. & Uchytel, S. J. 2011. Two fundamentally different types of submarine canyons along the continental margin of equatorial guinea. *Marine and Petroleum Geology*, 28 (3), 843-860.

Lawrence, S. R., Munday, S. & Bray, R. 2002. Regional geology and geophysics of the eastern Gulf of Guinea (Niger Delta to Rio Muni). *The Leading Edge*, 21, 1112-1117.

Le, A. N., Huuse, M., Redfern, J., Gawthorpe, R. L. & Irving, D. 2015. Seismic characterization of a Bottom Simulating Reflection (BSR) and plumbing system of the Cameroon margin, offshore West Africa. *Marine and Petroleum Geology*.

Masson, D., Huggett, Q. & Brunnsden, D. 1993. The surface texture of the Saharan debris flow deposit and some speculations on submarine debris flow processes. *Sedimentology*, 40, 583-598.

Meyers, J. B., Rosendahl, B. R., Groschel-Beckerjames A, H. & Rona, J. P. A. 1996. Deep penetrating MCS imaging of the rift-to-drift transition, offshore Douala and North Gabon basins, West Africa. *Marine and Petroleum Geology*, 13 (7), 791-835.

Pauken, R. J. Sanaga sud field, offshore Cameroon, West Africa. In: Halbouty, M.J. (Ed.). Giant oil and gas field of the decade 1978-1988, Mobil exploration ventures Co Texas, 1992. AAPG Memoirs 54, p. 217-230.

Pilcher, R. & Argent, J. 2007. Mega-pockmarks and linear pockmark trains on the West African continental margin. *Marine Geology*, 244, 15-32.

Turner, J. P. 1995. Gravity-driven structures and rift basin evolution - Rio-Muni basin, offshore Equatorial West Africa. *AAPG Bull*, 79 (8), 1138-1158.

Using Integrated Production Modeling (IPM) for Gas Lift Optimization - A Case study for X field

Nguyen Van Do^{1*}, Le Vu Quan¹, Le Quoc Trung¹, Nguyen The Vinh²

¹Vietnam Petroleum Institute

² Hanoi University of Mining and Geology

ABSTRACT

Field X is located in the Cuu Long basin, offshore Vietnam. The produced fluids from these reservoirs vary considerably in PVT properties, but all are of relatively average GOR and light oil API. The facilities in X field consist of a leased FPSO and two (1 and 2) WHPs. The nearby A fields are connected to the X facilities via the 1 WHP. To date 16 oil producers have been drilled in the X Field. Gas lift is now applied to most of the wells, given that most wells now produce with relatively high water cuts. This paper will describe the following process which was adapted to build and solve the integrated model to obtain an economical optimization approach for X field based on Integrated Production Modeling (IPM) software.

The study have identified the actual point of lift gas injection for each well.

- The impact of back pressure created by the nearby A fields on X field production is not much. When gas rate (1-5 MMscfd) and liquid rate (1000-5000 stb/d) of A increasing will increase the pressure on 1 from 0.4 psia to 9.5 psia and on 2 from 0.76 psia to 10 psia, and oil rate reduction from 45 stb to 220 stb for X field.

- Study have performed production optimization scenarios at various times such as every 6 months over the next 3 years based on the forecasted well production profiles (oil rates, gas rate and water cuts).

1. X field model building phase:

- Characterize reservoirs PVT samples and match to equation of state EOS. Build well models and entire surface production and gas lift injection networks.

- Integrate fluid models, well models and surface production and gas lift injection network.

2. X field model solving phase:

- Link the production model and gas lift injection model.

- Optimize oil production for individual wells by evaluating production rate vs. lift gas injection rate, point of injection, and to recommend as required any well intervention work for gas lift valve change-outs.

- Study the impact of back pressure created by the nearby A fields on X field production.

- Perform production optimization for the X field with limited gas lift rate.

- Perform production optimization scenarios at various times (such as every 6 months) over the next 3 years based on the forecasted well production profiles (oil rates, gas rate and water cuts).

Keyword: Gaslift Optimization, Integrated Production, Cuu Long basin

1. Introduction

Continuous flow gas lift is one of the most common artificial lift methods employed throughout the world. Ideally, sufficient gas should be injected into each individual well so that it would yield maximum revenues. However, in most cases the total amount of gas available is insufficient to achieve this objective simultaneously for every well in the field. Thus, it is often necessary to allocate a restricted amount of gas to each well in some optimal way to achieve maximum oil production from the field.

Usually, the total injection gas volume available for the system is limited to a certain amount so that a proper allocation of injection gas is critical when designing a gas lift system.

The objective of gas allocation optimization as it relates to this study, is to maximize the total oil production rate from the gas lift system under the amount of gas volume available to support the system.

* Tác giả liên hệ

Email: quanlv@vpi.pvn.vn

This objective can be considered as a problem of maximizing a non-linear function which gives the total oil production rate from the system. The variables or unknowns for this function are the gas injection rates for each well and these are subjected to physical restrictions which are referred to as constraints. For example, the gas injection rate for each well must not be negative, and the sum of the gas injection rates should be less than or equal to the total gas volume available for the system.

In this study, IPM software is introduced into the problem of finding the optimum gas injection rates. An integrated production system model (IPSM) is a model which simulated a field from reservoir through the wells, pipelines and process facilities to sales or export. For deep water subsea systems this includes all the subsea infrastructure and topsides processing facilities. The components of the model should be sufficiently accurate to represent the behavior of the system at least in terms of pressure and rate.

2. Methodology

2.1. PVT characterization

The fluid PVT model is the first component of the integrated Nodal analysis model. In this case, bottom hole fluid sample of reservoirs from field X were collected from the lab. Later, the sample was modeled and characterized to evaluate the pressure drop regime the fluid experiences along the production system from the reservoir all the way to the production separator. The characterization process includes the following:

- Mass balance calculation: this basically is fluid sample quality check step where one barrel of fluid sample at reservoir condition is equated to one barrel of fluid sample at stock tank condition. On the basis that mass balance should be conserved; if the difference is higher than 5% then sample report is not accepted.
- Compositional analysis: calculating the molar percentage of the hydrocarbons and the non hydrocarbon components of the fluid sample and calculating the properties of pseudo component which are critical temperature T_c , critical pressure P_c and eccentric factor. Then reproducing the phase envelope and matching to saturation pressure and temperature.
- Entering PVT lab data to match it to equation of state EOS reproducing the phase envelope plot and match it to the saturation pressure and temperature from lab tested values. Matching the EOS with the lab measurement for oil density, B_o , GOR and viscosity. For PVT matching, parameters can be seen in the below figure.

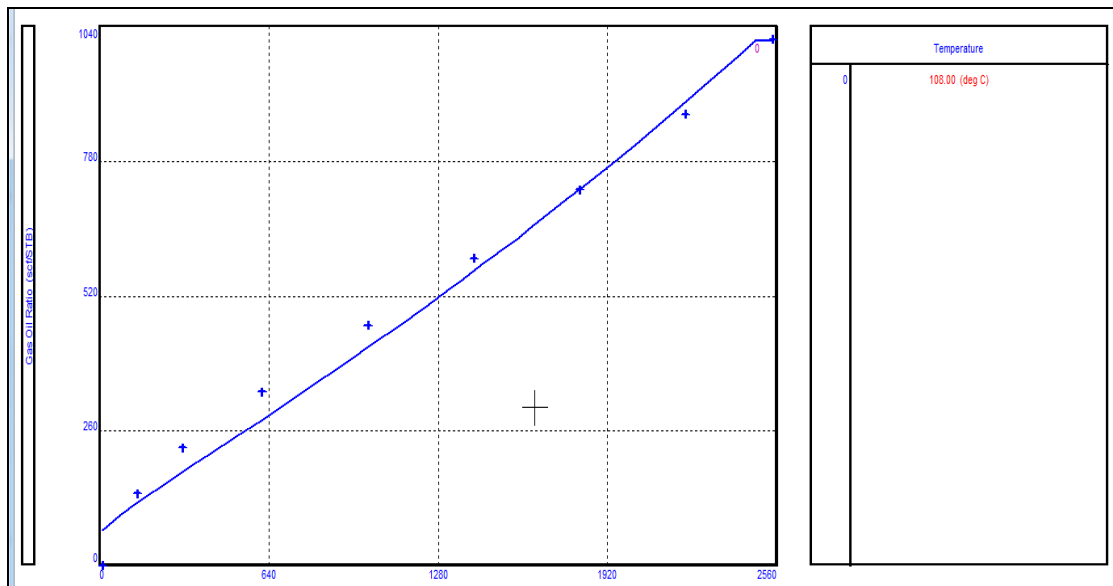


Figure 1. GOR matching

Done Cancel Main Export Report Reset All Help						
Bubble Point						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.86228	0.89537	0.94353	0.82242	0.86227	0.91423
Parameter 2	-481.572	-335.132	-161.159	-697.947	-481.639	-262.164
Std Deviation						
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
Solution GOR						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.45189	1.25229	1.09924	1.58261	1.76808	1.21707
Parameter 2	52.4376	83.1506	66.9259	87.1679	-129.072	116.119
Std Deviation	43.3394	56.2381	41.7394	55.3662	69.9671	72.9281
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
Oil FVF						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.05654	1.02558	1.03754	1.22511	1.01653	1.18849
Parameter 2	0.041773	0.044322	0.028183	-0.19514	0.05297	-0.16807
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	4.1619	3.97855	4.37654	3.26609	3.3174	2.45922
Std Deviation	0.061075	0.061175	0.053181	0.054713	0.065763	0.055792
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
Oil Viscosity						
	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton	
Parameter 1	1.90456	1.66928	1.75135	0.22389	5.58766	
Parameter 2	-0.091609	-0.13474	-0.18172	0.15941	-0.4035	
Std Deviation	0.19492	0.17911	0.20242	0.21644		
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	

Figure 2. PVT correlation parameters

Figure 2 shows the values of the match parameters (parameter 1= multiplier and parameter 2=shift) associated with each fluid property for all the correlations. The Standard Deviation is also displayed which represents the overall goodness of fit.

Select a appropriate correlation bearing in mind that the black oil correlations whose parameters are adjusted the least (parameter 1 close to 1.0 and parameter 2 close to 0.0) are the most suitable candidates as they represents possibly similar fluids to the one being modelled. The value of the standard deviation is also displayed. Generally, the lower the standard deviation, the better the fit. Looking at the statistic above, we will select the Lasater correlation for bubble point calculation, solution GOR and oil formation volume. For the viscosity, Begg et al correlation will be selected (figure 3).

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help						
<input type="checkbox"/> Use Tables		Export		PVT is MATCHED		
Input Parameters						
Solution GOR	1015	scf/STB				
Oil Gravity	39.74	API				
Gas Gravity	0.88	sp. gravity				
Water Salinity	24985	ppm				
Impurities						
Mole Percent H2S	0	percent				
Mole Percent CO2	0.049	percent				
Mole Percent N2	0.233	percent				
Correlations						
Pb, Rs, Bo	Lasater					
Oil Viscosity	Beggs et al					

Figure 3. Selected PVT correlation parameters

2.2. Production surface network

2.2.1. Model construction

Building the surface network by itself is a very straightforward process that requires surveying the surface flow lines and matching the modeled pressure upstream and downstream the line to the actual readings of the meters on ground. This ensures the model is reflecting reality and predicting future scenarios (figure 4).

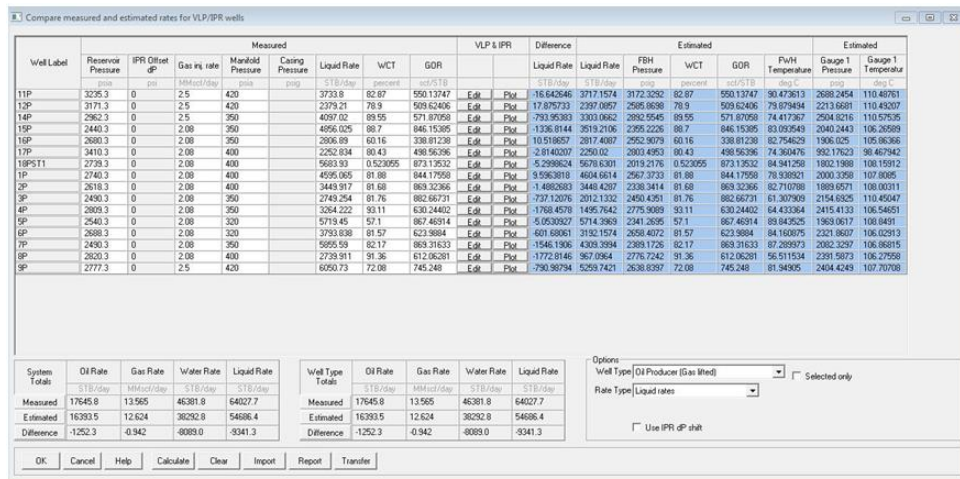


Figure 4. Model validation

2.2.2. Build and calibrate pipeline model

There are several correlation available for flow line modeling but each one has its own working conditions. Therefore, it is imperative to know which one is suitable for particular field pipelines. In this case, a study has been conducted to compare real pressure drop with those predicted by the correlation. This has been done for a group of wells with different flow rates. The study concluded that “Beggs and Brill” produces acceptable results with friction and gravity coefficients set at 1 (figure 5).

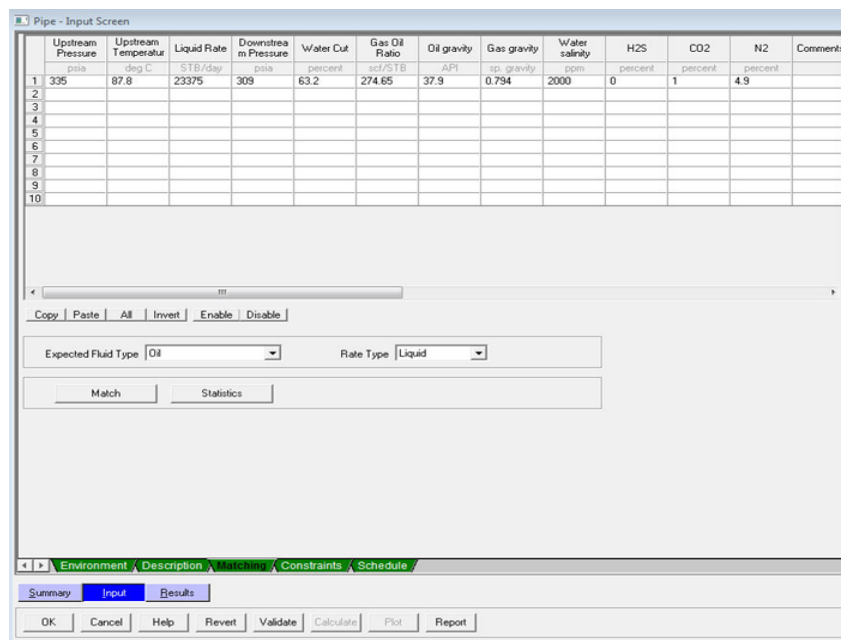


Figure 5. Matching pipeline

3. Results and Discussion

3.1. Well inflow/outflow performance model

Well model were built to monitor the inflow and outflow performance of the well in field X. This is done via obtaining lifting operating point of the well. Being above bubble point, PI entry equation was used to determine the inflow performance rate IPR of the well (Figure 6). The correlation of Petroleum

expert 2 was used to determine the vertical lift performance VLP (Figure 7). Modeling any gaslift well helps to explore the hidden potential of the well, hence lowering the lifting mandrel in the completion.

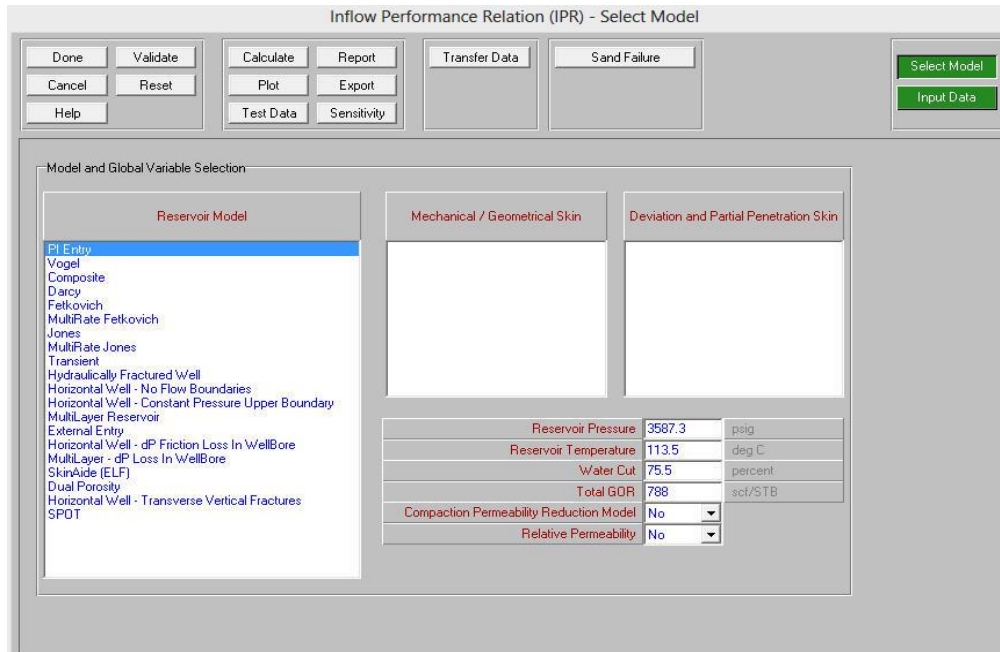


Figure 6. Inflow performance relation-select model

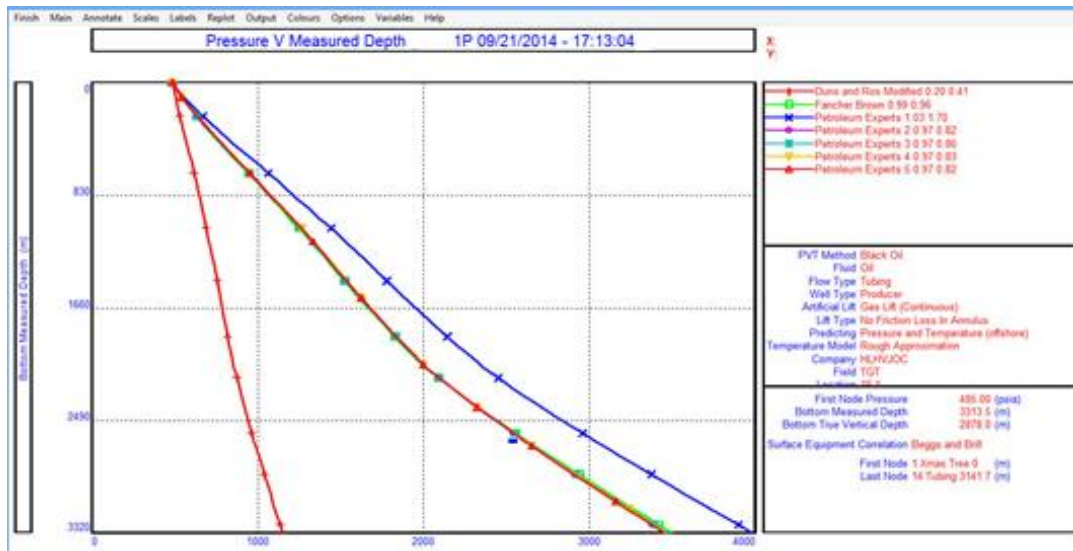


Figure 7. Pressure v Measured depth checking

3.2. Integrate surface network model with well models

Surface network model is using VLP/IPR table to reproduce well model rates. Thus generating right range of VLP is critical for accurate model prediction. Therefore, having accurate well models is considered to be the most important part to build network model.

Model validation step was conducted which is a process of making the model to reproduce actual rates and tubing head pressure. This help building confidence in the integrated model and making sure historical welltest data are matched with correlation.

The figure 8 below is showing the match between actual tubing head pressure and modeled tubing head pressure. The variance in reading between the red bar and the blue bar for each well is less than 1%, which is acceptable.

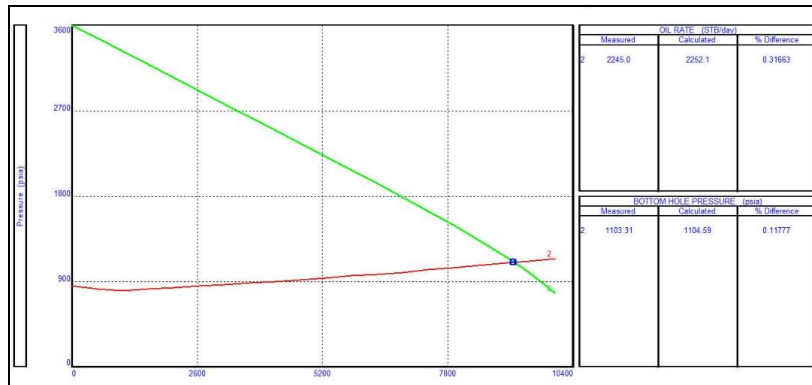


Figure 8. VLP and IPR match

3.2.1. Gas lift surface network

This stage of building gas lift network comes right after building the production network. The network was built randomly as it was mentioned earlier due to the rapid growth of wells number.

The separator is considered by Gap to be the end of the production chain and will be allocated a pressure at a later stage. It does not have to actually be a separator, rather a convenient delivery point where a known pressure exists (figure 9).

Create links between the following components:

- 1) Connect the Wells in 1 to 11 manifold joint
- 2) Connect the Wells in 2 to 1 manifold joint
- 3) Connect the 2 joint to joint 1, Joint 1 to FPSO
- 4) Connect joint FPSO to Separator

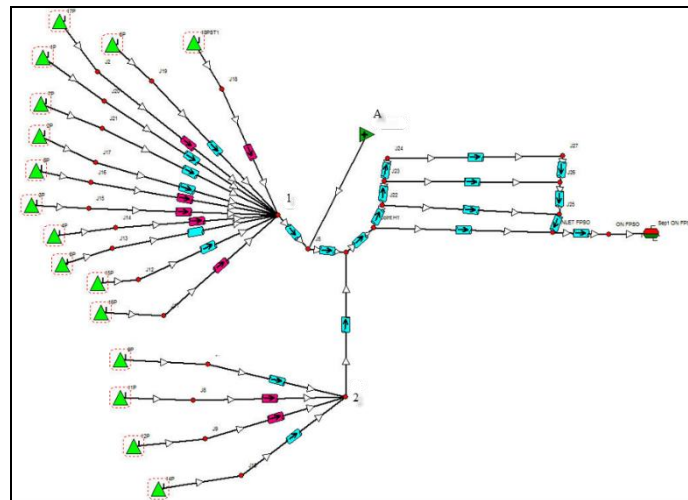


Figure 9. Network model

3.2.2. Linking the production network and the gas lift injection network

During the process of linking these two networks, the model allocates the sink in the gas lift network to the producer of the same name in the production network:

Availability of lifting gas in the gas lift network that is delivered from the FPSO.

Depth of gas lift injection mandrel in the well.

Surface setup and gas lift lines branching in the gas lift network.

The second objective is to enhance the fluid unloading process by injecting from the deepest point possible through optimizing the gas lift injection rate and pressure at wellhead node.

3.2.3. Matching network model

There are four matching cases including the following:

- Case 1 on May, 20 2014: with 14 production wells in X field, total oil (54,975 stb/d), total liquid (120,435 stb/d), total gas (38,5 MMscfd) on FPSO.
- Case 2 on June, 17 2014: with 15 production wells in X field, total oil (54,975 stb/d), total liquid (120,435 stb/d), total gas (38,5 MMscfd) on FPSO.
- Case 3 on July, 19 2014: with 16 production wells in X field, total oil (54,975 stb/d), total liquid (120,435 stb/d), total gas (38,5 MMscfd) on FPSO.

The matching results of four cases are presented in the following tables.

Table 1. Matching results of network model-Case 1 on May, 20 2014

Items	Calculated	Measured	Difference	Change %
Inlet Pressure of 4 pipelines, psia	309	302	7	2.3%
Inlet Temperature of 4 pipeline, 0C	85	85	0	0.0%
Outlet Pressure of 2-1, psia	325	322	3	0.9%
Outlet pressure of A-1, psia	335	329	6	1.8%
Pressure on 2, psia	351	349	2	0.6%
Temperature on 2, 0C	86	88	-1.6	-1.8%
Pressure at inlet of FPSO, psia	133	132	1	0.8%
Temperature at inlet of FPSO, 0C	76	78	-1.6	-2.1%
Total oil on FPSO, Stb/d	54,744	54,975	-231	-0.4%
Total water on FPSO, stb/d	63,648	65,460	-1812	-2.8%
Total Liquid on FPSO, stb/d	118,392	120,435	-2043	-1.7%
Total gas on FPSO, MMscf/d	40.2	38.5	1.69	4.4%

Table 2. Matching results of network model- Case 2 on June, 17 2014

Items	Calculated	Measured	Difference	Change %
Inlet Pressure of 4 pipelines, psia	308.5	302	6.5	2.2%
Inlet Temperature of 4 pipeline, 0C	83.5	85	-1.5	-1.8%
Outlet Pressure of 2-1, psia	325	314	11	3.5%
Outlet pressure of A-1, psia	335	319	16	5.0%
Pressure on 2, psia	350	346	4	1.2%
Temperature on 2, 0C	87.6	87.7	-0.1	-0.1%
Pressure at inlet of FPSO, psia	130	133	-3	-2.3%
Temperature at inlet of FPSO, 0C	75	77.8	-2.8	-3.6%
Total oil on FPSO, Stb/d	55823	55910	-87	-0.2%
Total water on FPSO, stb/d	63553	63098	455	0.7%
Total Liquid on FPSO, stb/d	119376	119008	368	0.3%
Total gas on FPSO, MMscf/d	41.129	40.77	0.359	0.9%

Table 3. Matching results of network model- Case 3 on July, 19 2014

Items	Calculated	Measured	Difference	Change %
Inlet Pressure of 4 pipelines, psia	292	294	-2	-0.7%
Inlet Temperature of 4 pipeline, 0C	84	84.8	-0.8	-0.9%
Outlet Pressure of 2-1, psia	309.4	309	0.4	0.1%
Outlet pressure of A-1, psia	316	316	0	0.0%
Pressure on 2, psia	334	335	-1	-0.3%
Temperature on 2, 0C	87.7	87.8	-0.1	-0.1%
Pressure at inlet of FPSO, psia	127.7	128	-0.3	-0.2%
Temperature at inlet of FPSO, 0C	77.1	77.5	-0.4	-0.5%
Total oil on FPSO, Stb/d	58063	58129	-66	-0.1%
Total water on FPSO, stb/d	64958	62256	2702	4.3%
Total Liquid on FPSO, stb/d	123021	120385	2636	2.2%
Total gas on FPSO, MMscf/d	42.89	43.11	-0.22	-0.5%

The above tables show that X network model have been matched very well.

3.3. Impact of back pressure by change of A production on X field

In order to consider the impact of back pressure by A production on X field, the case 3 on July, 19 2014 with 16 production wells in X field is selected. Due to liquid and gas that have more impact to pressure, so that cases are selected as the following tables:

Table 4. Cases of considering back pressure by A production

Cases	Comments	Oil (stb/d)	Water (stb/d)	Gas (MMscfd)
Base case	Production rate of A	16716	5316	10.59
Case 1	Gas +1 MMscfd	16716	5316	11.59
Case 2	Gas +2 MMscfd	16716	5316	12.59
Case 3	Gas +5 MMscfd	16716	5316	15.59
Case 4	Liquid + 1000 stb/d, WCT don't change	17475	5557	11.07
Case 5	Liquid + 2000 stb/d, WCT don't change	18233	5799	11.55
Case 6	Liquid + 5000 stb/d, WCT don't change	20510	6522	12.99

Table 5. The running results of back pressure on X field

Items	Base case	Case1		Case2		Case3		Case4		Case5		Case6	
	Calculated	Calculated	Difference	Calculated	Difference	Calculated	Difference	Calculated	Difference	Calculated	Difference	Calculated	Difference
Inlet pressure of 4 pipelines, psia	292	292	0	293.1	1.1	293.1	1.1	295	3	301	9	296	4
Inlet pressure of 4 pipelines, OC	84	84	0	83.9	-0.1	84	0	84	0	84	0	84	0
Outlet pressure of 2-1, psia	309.4	309	-0.5	311.1	1.7	311.1	1.7	313	3.6	319	9.6	315	5.6
Outlet pressure of A-1, psia	316	316.4	-0.4	317.7	1.7	317.3	1.3	319	3	325.5	9.5	321.4	5.4
Pressure on 2, psia	334	334.76	-0.76	336	2	336	2	338	4	344	10	340	6
Temperature	87.7	87.6	0.1	87.6	-0.1	87.6	-0.1	87.6	-0.1	87.4	-0.3	87.5	-0.2
Pressure on FPSO, psia	127.7	127.8	-0.1	128	0.3	128	0.3	128	0.3	129	1.3	128.7	1
Temperature on FPSO, OC	77.1	76.9	0.2	77	-0.1	77	-0.1	77	-0.1	77	-0.1	77	-0.1
Total oil on 1, stb/d	32443.3	32417.6	-25.7	32397	-46.3	32407	-36.3	32366	-77.3	32251	-192.3	32330	-113.3
Total water on 1, stb/d	44484	44424	-60	44375	-109	44400	-84	44304	-180	44038	-446	44224	-260
Total gas on 1, MMscf/d	25.65	25.63	-0.015	25.62	-0.03	25.627	-0.023	25.65	0	25.627	-0.023	25.57	-0.08
Total oil on 2, stb/d	8694.5	8671	-20	8661.2	-30.3	8663.8	-27.7	8646	-45.5	8663.8	-27.7	8630	-61.5
Total water on 2, stb/d	14738	14719.9	-18.7	14719.9	-18.7	14706	-32.6	14672	-66.6	14706	-32.6	14643	-95.6
Total gas on 2, MMscf/d	6.4	6.471	-0.007	6.4	0	6.46	-0.013	6.452	-0.026	6.465	-0.013	6.44	-0.038
Total oil on 1+2 (Xfield), stb/d	41134	41089.1	-45.7	41058.2	-76.6	41070.8	-64	41012	-122.8	40914.8	-220	40960	-174.8

The table 5 shows that when gas rate (1-5 MMscfd) and liquid rate (1000-5000 stb/d) of A increasing, the pressure will increase on 1 from 0.4 psia to 9.5 psia and on 2 from 0.76 psia to 10 psia, and oil rate reduction from 45 stb to 220 stb for X field.

3.4. Runing Optimization

The optimization was runned on August, 18 2014 with gaslift limitation of 16 MMscf/d. The results of optimization are presented on the following tables. From the below table, we can see that optimum condition have higher oil rate and less water rate or liquid rate with only 16 MMscf/d of gaslift

Table 6. The optimum results of X field on August, 18 2014 with gaslift limitation of 16 MMscf/d.

Rate	Oil (stb/d)	water (stb/d)	Liquid (stb/d)	Gas (MMscf/d)	Gaslift (MMscf/d)
Base case	54452	62891	117344	41.76	18.8
Optimum	54789	56520	111309	40.87	16

Table 7. The optimum allocation of 16 MMscf/d gaslift rate on all production wells of X field

Well	Well '1P'	Well '2P'	Well '3P'	Well '4P'	Well '5P'	Well '6P'	Well '7P'	Well '8P'	Well '9P'	Well '11P'	Well '12P'	Well '14P'	Well '15P'	Well '16P'	Well '17P'	Well '18P'
Gaslift rate (MMscf/d)	0.48	0.72	0.15	0.01	1.41	0.42	0.72	0.14	1.55	1.42	0.42	0.61	0.99	2.41	2.04	2.50

Conclusion

Well model and network model were successful built and calibrated with well test data from daily production report (DPR). The results of matching show that the matching results of network show that pressure differences between DPR and GAP ranges from 1% to 4.2%.

Oil production gain of 3% was achieved from rerouting the gaslift network in X field. The impact of back pressure created by the nearby A fields on X field production is not much.

Network modeling with integrated production modeling suite, Gap is a rather simple approach that yields results which are useful for the prediction and optimization of full field performance.

References

- E.A. Ageh. Using integrated production modeling (IPM) as an Optimization tool for field development planning and management. SPE 140625-MS. International conference and exhibition held in Tinapa-Calabar, Nigeria, 31 July – 7 August 2010, 1997.
X gaslift optimization, 2015.

Đánh giá độ lớn động đất cực đại khu vực Philippine bằng phương pháp cực trị tổng quát

Vũ Thị Hoãn^{1,*}, Ngô Thị Lư^{1,2}, Phan Thiên Hương³

¹Viện Vật lý địa cầu, Viện Hàn lâm khoa học công nghệ Việt Nam

²Học viện Khoa học công nghệ, Viện Hàn lâm khoa học công nghệ Việt Nam

³Trường Đại học Mở - Địa chất

TÓM TẮT

Khu vực biển Đông tiềm ẩn nguy cơ động đất cao. Để đánh giá nguy cơ này ngoài việc xem xét các nguồn động đất ngay tại Biển Đông, các nguồn tại những khu vực lân cận cũng cần phải xem xét. Philippine là khu vực liền kề với Biển Đông, đó chính là lý do đánh giá độ lớn động đất cực đại khu vực này đã được nhóm tác giả quan tâm. Danh mục động đất thống nhất đã được xác định sau khi 1) thiết lập các hàm tương quan giữa các loại magnitude và 2) tách tiền chấn, dư chấn theo phương pháp cửa sổ không gian thời gian. Kết quả xác định trong giai đoạn 1918 - 2017 có 21066 trận động đất có độ lớn $4.3 \leq M_w \leq 8.3$. Các trận động đất này sẽ được sử dụng để đánh giá độ lớn động đất cực đại. Áp dụng phương pháp hàm phân bố cực trị tổng quát (GEV) với tập số liệu nêu trên đã xác định được các tham số của hàm GEV đối với vùng Philippine như sau: $\zeta = -0.21 \pm 0.06$; $s = 0.39 \pm 0.07$; $m = 6.12 \pm 0.27$. Từ đó dự báo được nguy cơ động đất, M_{max} trong tương lai: Với thời gian dự báo $\tau = 50$ năm (tính từ 2018) thì $M_{max} = 8.53$; Với $\tau = 100$ năm thì $M_{max} = 8.66$; Khi thời gian dự báo tiến ra vô cùng thì $M_{max} = 8.7$. Khả năng dự báo theo các khoảng thời gian cho trước kể từ năm chọn trước là một ưu điểm nổi trội của phương pháp GEV so với các phương pháp dự báo M_{max} trước đó.

Từ khóa: Độ lớn động đất cực đại, khu vực Philippine, phân bố cực trị tổng quát.

1. Đặt vấn đề

Những trận động đất mạnh ngoài khơi là nguyên nhân trực tiếp và phổ biến nhất gây nên sóng thần. Sức tàn phá của sóng thần phụ thuộc vào độ cao của cột sóng đến bờ. Biên độ sóng này lại phụ thuộc vào nhiều yếu tố, một trong những yếu tố quan trọng là vị trí và độ lớn (magnitude - M) của trận động đất gây ra nó. Biển Việt Nam tham gia vào thành phần của Biển Đông. Để đánh giá nguy cơ động đất sóng thần ảnh hưởng đến bờ biển Việt Nam, ngoài việc xem xét các nguồn động đất ngay tại Biển Đông, các nguồn tại những khu vực lân cận cũng cần phải xem xét. Philippine là khu vực liền kề với Biển Đông, đó chính là lý do đánh giá độ lớn động đất cực đại khu vực này đã được nhóm tác giả quan tâm.

Có nhiều phương pháp xác định độ lớn cực đại của động đất đã được áp dụng bởi các tác giả khác nhau như: phương pháp tính M_{max} theo quy mô vùng phát sinh động đất (Wyss, 1979; Wells và Coppersmith, 1994; Stirling và nnk, 2002; Dowrich và Rhoades, 2003; Nguyễn Hồng Phương và Phạm Thế Truyền, 2007; Bùi Văn Duẩn và nnk, 2013, Phan Trọng Trịnh và nnk, 2011,...v.v), phương pháp ngoại suy địa chất (Phan Trọng Trịnh và nnk, 2011, 2012); phương pháp xác suất (Gumbel, 1958; Nguyen Hong Phuong, 2001, 2012; Nguyễn Hồng Phương và Phạm Thế Truyền, 2014; Ngô Thị Lư và nnk, 2014; Trần Thị Mỹ Thành, 2002; Đặng Thanh Hải, 2003; v.v). Trong các phương pháp này thì phương pháp xác suất luôn dành được sự quan tâm đặc biệt của các nhà khoa học.

Nguyễn Hồng Phương dùng phương pháp bình phương tối thiểu và hợp lý cực đại cho các khu vực nghiên cứu khác nhau (Nguyễn Hồng Phương, 1997, 1998, 2001, Nguyễn Hồng Phương và Phạm Thế Truyền, 2014),...v.v. Năm 1998, trên cơ sở áp dụng mô hình xác suất thống kê (phương pháp bình phương tối thiểu và hợp lý cực đại), phương pháp Cornell và thuật toán của Mc Guire, tác giả Nguyễn Hồng Phương đã tính toán độ nguy hiểm động đất khu vực ven biển và thềm lục địa lãnh thổ Đông Nam Việt Nam với kết quả dự báo $M_{max} = 6,6 \pm 0,6$ (Nguyễn Hồng Phương, 1998). Trong công trình này, trên cơ sở sử dụng danh mục gồm 64 trận động đất giai đoạn 1903 - 1993 tác giả đã phân chia khu vực Đông Nam Việt Nam thành ba vùng khác nhau theo hai kịch bản. Mặc dù có sự khác biệt về vị trí của các tiêu vùng ở hai kịch bản nhưng kết quả đánh giá độ lớn động đất cực đại của các tiêu vùng này là như

* Tác giả liên hệ

Email: hoanvt84@gmail.com

nhau. Kết quả không thay đổi như trên có thể là do tập số liệu sử dụng có số lượng khá khiêm tốn, cũng có thể do sự khác biệt không nhiều về vị trí không gian của các tiểu vùng giữa hai kịch bản.

Ngoài phương pháp bình phương tối thiểu và hợp lý cực đại, một phương pháp xác suất khác cũng được dùng phổ biến là phương pháp cực trị, trong đó hàm Gumbel I và III được nhiều tác giả áp dụng nhất. Có thể kể đến các nghiên cứu thuộc loại này như sau: tác giả Trần Thị Mỹ Thành dùng hàm Gumbel III (Trần Thị Mỹ Thành, 2002); Nguyễn Kim Lạp dùng hàm phân bố tiệm cận Gumbel I để tính độ nguy hiểm động đất cho khu vực Đông Nam (Nguyễn Kim Lạp, 1986); Đặng Thanh Hải dùng hàm Gumbel I cải tiến cho các vùng động đất ở miền Bắc Việt Nam (Đặng Thanh Hải, 2003).

Có thể thấy rằng, trong việc sử dụng hàm Gumbel để đánh giá Mmax thì việc chọn chu kỳ số liệu (mà dưới đây gọi là bước nhảy thời gian để tránh nhầm lẫn với giai đoạn nghiên cứu) là rất quan trọng vì nó sẽ ảnh hưởng đến kết quả tính toán. Các tác giả khác nhau chọn bước nhảy khác nhau. Nguyễn Kim Lạp và Nguyễn Duy Nuôi đã sử dụng hàm phân bố tiệm cận Gumbel I để tính độ nguy hiểm động đất cho khu vực Đông Nam Á với bước nhảy là 6 tháng cho giai đoạn 1904-1952 và 1 năm cho giai đoạn 1903-1965 (Nguyễn Kim Lạp và Nguyễn Duy Nuôi, 1986). Trong khi đó, tác giả Đặng Thanh Hải đã chọn bước nhảy là 2 năm cho giai đoạn 1900-2000 để đánh giá Mmax cho miền Bắc Việt Nam (Đặng Thanh Hải, 2003). Việc chọn bước nhảy thời gian của các tác giả này tuy rất khác nhau nhưng lại chưa có sự lý giải hợp lý cho mỗi cách chọn.

Gần đây, trong các công trình (Pisarenko và nnk, 2010; Vũ Thị Hoãn và nnk, 2014, 2016), việc chọn bước nhảy thời gian đã được nghiên cứu một cách chi tiết hơn. Một trong các điểm mới của các công trình này là việc đánh giá Mmax đã được tiến hành theo phương pháp kết hợp từ 3 hàm phân bố cực trị (phân bố Frechet, phân bố Gumbel, và phân bố Weibull) thành một hàm phân bố duy nhất - hàm phân bố cực trị tổng quát (Generalized Extreme Value distribution - GEV). Phương pháp GEV này được Pisarenko cùng các cộng sự phát triển và áp dụng để đánh giá độ lớn động đất cực đại cho nhiều danh mục động đất như danh mục động đất Harvard (Pisarenko và cộng sự, 2008, 2014), danh mục động đất Nhật Bản (Pisarenko et al, 2010), danh mục động đất Việt Nam (Pisarenko et al, 2012), DMĐĐ Đông Nam Á (Vũ Thị Hoãn và nnk, 2014), danh mục động đất miền bắc Việt Nam (Vu Thi Hoan et al, 2017).

Để tiếp nối hướng nghiên cứu trên đây và kiểm tra tính khả thi của phương pháp khi áp dụng cho các khu vực khác nhau, trong bài báo này nhóm tác giả sẽ áp dụng hàm phân bố cực trị tổng quát GEV để đánh giá độ lớn động đất cực đại Mmax cho khu vực Philippines.

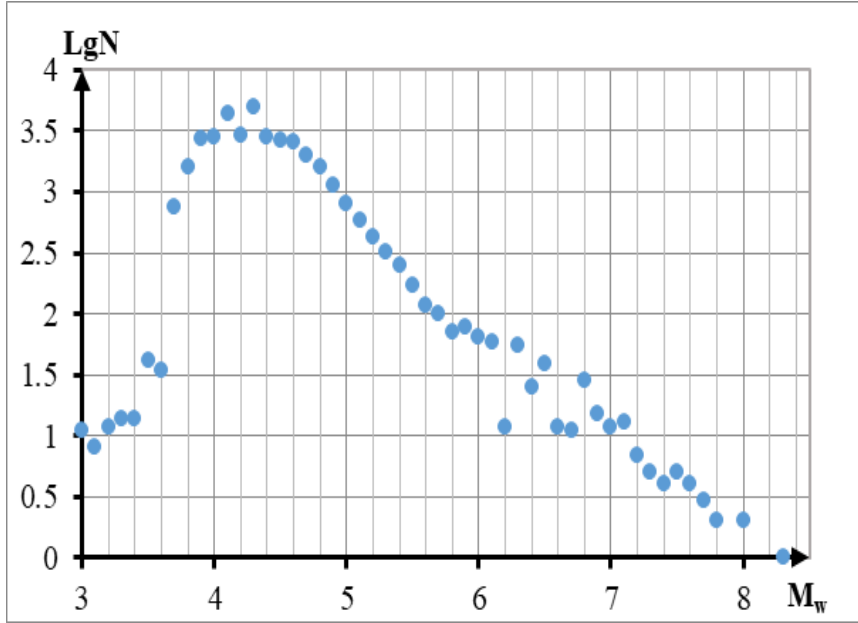
2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Khu vực nghiên cứu và số liệu sử dụng

Để đánh giá độ lớn động đất cực đại cho vùng Philippine, vùng nghiên cứu được giới hạn bởi các tọa độ sau: $\varphi = 6^{\circ}\text{N} - 22^{\circ}\text{N}$; $\lambda = 117^{\circ}\text{E} - 127^{\circ}\text{E}$.

Bảng 1: Phân bố số lượng động đất theo độ lớn động đất.

M _w	N	LgN	M _w	N	LgN	M _w	N	LgN	M _w	N	LgN
3	11	1.041	4.3	4941	3.694	5.7	101	2.004	7.2	7	0.845
3.1	8	0.903	4.4	2811	3.449	5.8	71	1.851	7.3	5	0.699
3.2	12	1.079	4.5	2681	3.428	5.9	79	1.898	7.4	4	0.602
3.3	14	1.146	4.6	2567	3.409	6	65	1.813	7.5	5	0.699
3.4	14	1.146	4.8	1595	3.203	6.1	59	1.771	7.6	4	0.602
3.5	41	1.613	4.9	1128	3.052	6.2	12	1.079	7.7	3	0.477
3.6	34	1.531	5	806	2.906	6.3	55	1.74	7.8	2	0.301
3.7	754	2.877	5.1	589	2.77	6.4	25	1.398			
3.8	1597	3.203	5.2	430	2.633	6.7	11	1.041	8	2	0.301
3.9	2743	3.438	5.3	320	2.505	6.8	29	1.462			
4	2795	3.446	5.4	253	2.403	6.9	15	1.176			
4.1	4382	3.642	5.5	174	2.241	7	12	1.079	8.3	1	0
4.2	2886	3.46	5.6	117	2.068	7.1	13	1.114			



Hình 1: Phân bố số lượng động đất (N) theo độ lớn động đất (M_w).

Danh mục động đất thống nhất đã được xác định sau khi 1) thiết lập các hàm tương quan giữa các loại magnitude và 2) tách tiền chấn, dư chấn theo phương pháp cửa sổ không gian thời gian. Kết quả xác định trong giai đoạn 1900 - 2017 có 36368 trận động đất với magnitude $3 \leq M_w \leq 8,3$ tại khu vực Philippine. Dựa vào bảng 1 và hình 1, ta thấy tần suất xảy ra động đất nhiều nhất tại giá trị $M_w = 4.3$. Đây chính là độ lớn động đất đại diện cho danh mục động đất Philippines. Trong danh mục động đất này, từ năm 1918 trở đi các ghi nhận về động đất với $M_w \geq 4.3$ mới tương đối liên tục. Do đó, chúng tôi chọn giai đoạn số liệu 1918-2017 để nghiên cứu độ lớn động đất cực đại theo phương pháp GEV. Trong giai đoạn này, có 21066 trận động đất đã xảy ra với độ lớn $4.3 \leq M_w \leq 8,3$.

2.2. Phương pháp cực trị tổng quát

Hàm phân bố cực trị tổng quát có dạng:

$$\begin{aligned}
 & \text{GEV}(x | \sigma, \mu, \zeta) \\
 & = \begin{cases} \exp(-[1 + (\zeta/\sigma) \cdot (x - \mu)] - 1/\zeta), & \zeta < 0; \sigma > 0; x \leq \mu - \sigma/\zeta, \zeta \neq 0 \\ \exp(-\exp[-\frac{x - \mu}{\sigma}]), & \zeta = 0 \end{cases} \quad (1)
 \end{aligned}$$

Trong đó, x là biến số (cụ thể trong nghiên cứu này x là các giá trị magnitude động đất), σ là tham số tỉ lệ, μ là tham số vị trí, ζ là tham số hình dạng.

Để xác định được hàm GEV ta cần xác định được 3 tham số ζ, σ, μ trong công thức (1). Các tham số ζ, σ, μ được xác định trong từng khoảng thời gian T , bằng cách giải hệ 3 phương trình 3 ẩn sau:

$$\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n x_k = \mu - \frac{\sigma}{\zeta} + \frac{\sigma}{\zeta} \Gamma(1 - \zeta) = M1 \quad (2)$$

$$\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (x_k - M1)^2 = (\frac{\sigma}{\zeta})^2 [\Gamma(1 - 2\zeta) - (\Gamma(1 - \zeta))^2] = M2 \quad (3)$$

$$\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (x_k - M1)^3 = (\sigma)^3 [-2(\Gamma(-\zeta))^3 - \frac{6}{\zeta} \Gamma(-\zeta)\Gamma(-2\zeta) - \frac{3}{\zeta^2} \Gamma(-3\zeta)] = M3 \quad (4)$$

Với $\Gamma(t)$ là hàm gamma: $\Gamma(t) = \int_0^{\infty} x^{t-1} e^{-x} dx$, n là số trận động đất trong từng khoảng thời gian T , k là chỉ số chạy, x_k là giá trị magnitude động đất.

Việc xác định khoảng thời gian T phù hợp với từng danh mục động đất là việc làm quan trọng, quyết định đến giá trị của 3 tham số ζ, σ, μ của hàm GEV. Để tìm T ta cần xác định mật độ phân bố Poisson (λ) của các giá trị magnitude động đất: $\lambda = \frac{N}{t}$, với N là số lượng động đất độc lập trong danh mục động đất nghiên cứu, t là khoảng thời gian nghiên cứu.

Bước nhảy T(ngày) phải thỏa mãn 3 điều kiện sau:

a/ Trong phân đoạn thời gian T bất kì luôn có sự kiện động đất.

b/ Giá trị $1/\lambda T \rightarrow 0$ (với λ là tần suất xảy ra động đất có magnitude $M \geq m$).

c/ Giá trị của tham số ζ đủ lớn và ổn định để xác định được hàm phân bố cực trị tổng quát.

Trong mỗi khoảng thời gian T này, giải hệ 3 phương trình (2-4) được 1 bộ giá trị của 3 tham số ζ, σ, μ . Với N khoảng thời gian T trong suốt chu kỳ số liệu nghiên cứu, ta được N bộ giá trị của 3 tham số ζ, σ, μ . Lấy trung bình lần lượt của 3 tham số này cho chúng ta giá trị của các tham số $\zeta(T), \sigma(T), \mu(T)$.

Gọi τ là khoảng thời gian dự báo (tính từ thời điểm có sự kiện động đất mạnh được chọn làm sự kiện tựa). Các tham số ζ, σ, μ được biểu diễn như là hàm của τ bằng các công thức (5-7). Giá trị của điểm phân vị trong khoảng thời gian này là $Q_q(\tau)$.

$$\zeta(\tau) = \zeta(T); \quad (5)$$

$$\sigma(\tau) = \sigma(T) \cdot (\tau/T)^\xi; \quad (6)$$

$$\mu(\tau) = \mu(T) + (\sigma(T)/\xi) \cdot [(\tau/T)^\xi - 1]; \quad (7)$$

$$Q_q(\tau) = h + (s/\xi) \cdot [a \cdot (\lambda\tau)^\xi - 1] \quad (8)$$

Trong đó:

$$a = [\log(1/q)]^{-\xi}, h = \mu + (\sigma/\xi) \cdot [(\lambda T)^\xi - 1]; s = \sigma \cdot (\lambda T)^{-\xi}. \text{ Khi } \tau \rightarrow \infty \text{ thì } M_{\max}^{\text{dự báo}} = \lim_{\tau \rightarrow \infty} Q_q(\tau) \quad (9)$$

Như vậy, sau khi tìm được khoảng thời gian T thích hợp, trong mỗi khoảng thời gian đó tìm được 1 bộ 3 tham số ζ, σ, μ . Từ đó sẽ xác định được hàm GEV, giá trị của điểm phân vị $Q_q(\tau)$, đồng thời đánh giá được giá trị M_{\max} .

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Kết quả

Bước 1: Tính mật độ phân bố Poisson (λ)

Thời gian từ 7/2/1918 (t_1) đến 9/12/2017 (t_n) được sử dụng với đơn vị ngày. Chia khoảng thời gian từ t_1 đến t_n thành N_T khoảng bằng nhau với độ lớn T. Tổng thời gian là $t = 36465$ ngày. Tổng số động đất là $n = 21066$ trận.

Mật độ phân bố Poisson λ được tính như sau:

$$\lambda = n/(t_n - t_1) = 21066/36465 = 0.578$$

Bước 2: Chọn bước nhảy (T)

Theo số liệu trong danh mục động đất khu vực nghiên cứu, để thỏa mãn điều kiện (a) ở trên thì giá trị của T bắt buộc phải lớn hơn hoặc bằng 379 ngày. Giá trị 379 ngày cũng đồng thời thỏa mãn các điều kiện còn lại đã nêu ở phần phương pháp. Với $T = 379$ ngày thì $N_T = 96$ khoảng.

Bước 3: Xác định các tham số ζ, σ, μ

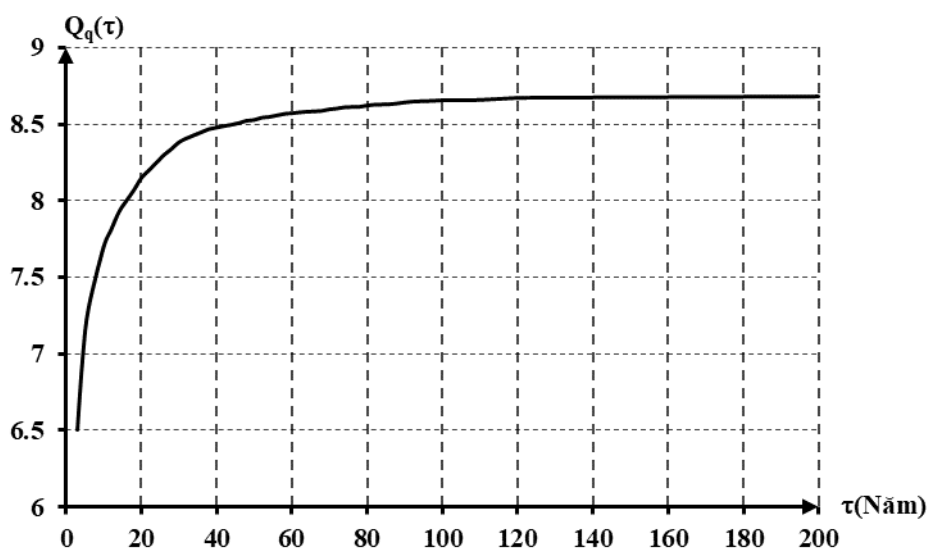
Trong mỗi khoảng thời gian T này, giải hệ 3 phương trình (2-4) được 1 bộ giá trị của 3 tham số ζ, σ, μ . Với 96 khoảng thời gian T trong suốt chu kỳ số liệu nghiên cứu, ta được 96 bộ giá trị của 3 tham số ζ, σ, μ . Lấy trung bình lần lượt của 3 tham số này cho chúng ta giá trị của các tham số như sau:

$$\zeta = -0.21 \pm 0.06; s = 0.39 \pm 0.07; m = 6.12 \pm 0.27.$$

Bước 4: Xác định M_{\max} dự báo

Trong danh mục động đất nghiên cứu, sự kiện động đất mạnh gần đây nhất là trận động đất ngày 11/8/2017 tại $\varphi = 14^\circ N; \lambda = 120,7^\circ E$ với $M_w = 6,0$. Trận động đất này sẽ được chọn là sự kiện tựa, và thời điểm tựa là ngày 11/8/2017.

Với xác suất dự báo 80 % , hàm $Q_q(\tau)$ có đồ thị như trên hình 2.



Hình 2: Đồ thị hàm $Q_q(\tau)$ với $q = 0,8$ theo số liệu từ DMDD vùng Philippine ($M_w \geq 4.3$) giai đoạn 1918 - 2017.

Từ hình 2, ta có: $M_{max}^{Predict} = \lim_{\tau \rightarrow \infty} Q_q(\tau)$

τ (năm)	20	40	60	80	100
Khoảng thời gian	2018-2038	2018-2058	2018-2078	2018-2098	2018-2118
M_{max} dự báo	8.2	8.47	8.57	8.62	8.66

3.2. Thảo luận: Phương pháp dùng hàm GEV dự báo M_{max} là một trong những phương pháp xác suất nên kết quả của nó có sự tương đồng với các kết quả dự báo bằng các phương pháp xác suất khác như phương pháp hợp lý cực đại mà tác giả Nguyễn Hồng Phương đã sử dụng và cho kết quả $M_{max} = 8.7$ với chu kỳ lặp lại 2658 năm cho vùng phía Bắc của đới hút chìm Manila thuộc Philippine (Nguyễn Hồng Phương, 2015). Trong khi đó, kết quả trong công trình này cao hơn một chút so với kết quả của các phương pháp địa chất kiến tạo đã được áp dụng bởi các tác giả khác như: Tác giả Phan Trọng Trịnh và các cộng sự cho kết quả $M_{max} = 8.6$ (theo mặt đứt gãy) hoặc $M_{max} = 8.3$ (theo chiều dài đứt gãy) (Phan Trọng Trịnh và nnk, 2011); tác giả Bùi Công Quế và các cộng sự đã đánh giá $M_{max} = 8.5$ (theo chiều dài đứt gãy) (Bùi Công Quế chủ biên, 2010). Sự khác biệt này có thể là do các phương pháp địa chất kiến tạo đã đánh giá M_{max} thông qua các biến trung gian như mặt đứt gãy, chiều dài đứt gãy dựa trên những giả định ban đầu cố định cho mọi vùng nguồn (mặt đứt gãy là hình chữ nhật có chiều dài gấp đôi chiều rộng), cũng có thể là do kết quả thực địa chưa xác định được chính xác các tham số này. Thêm vào đó, kết quả của phương pháp xác suất còn phụ thuộc vào xác suất kì vọng (xác suất này càng lớn thì kết quả dự báo M_{max} càng nhỏ). Do đó, khi đánh giá M_{max} cho một khu vực bất kì nên tham khảo và so sánh các kết quả của cả hai phương pháp xác suất và địa chất kiến tạo.

Mặc dù có sự tương đồng về các kết quả đánh giá M_{max} , nhưng các kết quả nhận được trong công trình này có độ chi tiết hơn về thời gian dự báo. Cụ thể, phương pháp GEV cho phép dự đoán M_{max} trong khoảng 100 năm tính từ mốc thời gian định trước, trong khi phương pháp hàm Gumbel thì cho khoảng thời gian dự báo lên đến hàng nghìn năm và không xác định được khoảng thời gian hàng nghìn năm đó được tính từ thời điểm nào.

4. Kết luận

Danh mục động đất khu vực Philippines giai đoạn 1900-2017 gồm 36368 trận động đất với magnitude $3 \leq M_w \leq 8$. Mức đại diện động đất của danh mục này là $M_w = 4.3$. Giai đoạn số liệu liên tục là từ năm 1918-2017. Trong danh mục nghiên cứu có 21066 trận động đất có độ lớn động đất từ giá trị mức đại diện trở lên. Áp dụng phương pháp GEV đánh giá độ lớn động đất cực đại cho khu vực này cho kết quả $M_{max}^{dự báo} = 8.66$ với xác suất 80 % trong khoảng thời gian 2018-2118. Kết quả này khá tương đồng với các kết quả nghiên cứu của các tác giả khác nhau. Điều này vừa khẳng định tính khách quan và độ tin cậy của các kết quả nhận được, vừa cho thấy khả năng áp dụng phương pháp GEV để đánh giá giá trị magnitude cực đại M_{max} của động đất cho một khu vực bất kỳ.

Tài liệu tham khảo

Tài liệu tiếng Việt

Bùi Văn Duẩn, Nguyễn Công Thăng, Nguyễn Văn Vương, Phạm Đình Nguyên, 2013, “Về độ lớn của động đất cực đại trên đới đứt gãy Mường La - Bắc Yên”, *Tạp chí Các khoa học về Trái đất*, 35(1), 53 - 59, 2013.

Đặng Thanh Hải (2003), *Nghiên cứu một số đặc điểm cấu trúc sâu vỏ Trái đất và phân vùng địa chấn kiến tạo miền Bắc Việt Nam*, Luận án Tiến sĩ Vật lý, Viện Vật lý Địa cầu, Hà Nội, 150 tr.

Vũ Thị Hoãn, Ngô Thị Lư, M.V. Rodkin, Trần Việt Phương (2014), “Áp dụng quy luật phân bố các giá trị cực trị để nghiên cứu tính địa chấn khu vực Đông Nam Á”, *Tạp chí Địa chất*, loạt A số 341-345, 3-8/2014, tr. 180-189.

Nguyễn Kim Lạp (1986), *Một số đặc điểm của chế độ địa chấn và trường ứng suất lãnh thổ Đông Nam Á*, //Các công trình nghiên cứu khoa học của viện Vật lý Địa cầu, viện KHVN, Hà Nội, 1986(2), Tập 5 (1985-1986), Tr.15-20.

Nguyễn Kim Lạp, Nguyễn Duy Nuôi (1986), *Độ nguy hiểm động đất trong khu vực Đông Nam Á*, Các công trình khoa học của Trung tâm nghiên cứu Vật lý địa cầu, tập V, Viện Khoa học Việt Nam, Hà Nội, tr 7 – 13.

Ngô Thị Lư, Trần Việt Phương, Nguyễn Quang, Vũ Thị Hoãn, Phùng Thị Thu Hằng (2014), “Áp dụng tổ hợp các phương pháp mô hình thống kê và vật lý kiến tạo để dự báo động đất lãnh thổ Việt Nam và lân cận” *Tc Địa chất*, Loạt A, Số 341-345, Hà Nội, 2014, Tr. 254-263.

Nguyễn Hồng Phương (1997), *Đánh giá động đất cực đại cho các vùng nguồn chấn động ở Việt Nam bằng tổ hợp các phương pháp xác suất*, Các công trình nghiên cứu địa chất và địa vật lý biển, tập III, Nxb Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, tr. 48-65.

Nguyễn Hồng Phương (1998), “Khảo sát mối liên quan giữa tính địa chấn và một vài yếu tố địa động lực tại vùng ven biển và thềm lục địa Đông Nam Việt Nam”, *Tạp chí Các khoa học về Trái đất*, 20(3) tr 167-182.

Nguyễn Hồng Phương (2004), “Bản đồ độ nguy hiểm động đất Việt Nam và Biển Đông”, *Tc Các khoa học về Trái đất*, T26(2) tr 97-111.

Nguyễn Hồng Phương, Phạm Thế Truyền (2007), “Xây dựng mô hình nguồn tuyến đánh giá độ nguy hiểm động đất ở Việt Nam”, *Tạp chí Các khoa học về Trái đất*, 20(3) tr 228-228.

Trần Thị Mỹ Thành (2002), *Đánh giá độ nguy hiểm địa chấn lãnh thổ Việt Nam và lân cận*, Luận án TS Toán-Lý, Thư viện QG, Hà Nội, 161 tr.

Phan Trọng Trịnh, Nguyễn Văn Hương, Ngô Văn Liêm, Trần Đình Tô, Vy Quốc Hải, Hoàng Quang Vinh, Bùi Văn Thơm, Nguyễn Quang Xuyên, Nguyễn Việt Thuận, Bùi Thị Thảo (2011), Kiến tạo hiện đại và các tai biến địa chất liên quan ở vùng biển Việt Nam và lân cận, *Tạp chí Các Khoa học về Trái đất*, T33, Vol 3ĐB, p443-456, Hà Nội.

Phan Trọng Trịnh (2012), Kiến tạo trẻ và địa động lực hiện đại vùng biển Việt Nam và kế cận, Nxb Khoa học Tự nhiên và Công nghệ, 332 tr.

Bùi Công Quế chủ biên (2010), *Nguy hiểm động đất và sóng thần ở vùng ven biển Việt Nam*, Nxb Khoa học tự nhiên và Công nghệ, 312 tr.

Tài liệu tiếng Anh

Dowrich DJ and Rhoades DA (2003), Relationships between earthquake magnitude and fault rupture dimensions - How reliable are they? *Bull Seism Soc Am*.

Gumbel E. J (1958), *Statistics of Extremes*, Columbia Un4. Press.

Vu Thi Hoan, Ngo Thi Lu, Nguyen Huu Tuyen, Mikhail Rodkin, Phung Thi Thu Hang, Tran Viet Phuong (2017), Prediction of maximum earthquake magnitude for Northern Vietnam region based on the GEV distribution, *Vietnam Journal of Earth Sciences*, 38(4), 339-344.

Nguyen Hong Phuong (2001), Probabilistic Seismic Hazard Assessment Along the Southeastern Coast

of Vietnam, *Natural Hazards* 24: 53–74.

Nguyen Hong Phuong, Bui Cong Que (2012), Investigation of earthquake tsunami sources, capable of affecting Vietnamese coast, *Nat Hazards*, 64:311~327.

Nguyen Hong Phuong, Pham The Truyen, 2014, Probabilistic Seismic Hazard Assessment for the South Central Vietnam, *Vietnam Journal of Earth Sciences* 36 (2014), 451 - 461.

Nguyen Hong Phuong (2015), Estimation of seismic hazard parameters for potential tsunamigenic sources in the south china sea region (http://www.jcomm.info/index.php?option=com_oev&task=viewDocumentRecord&docID=16484)

Pisarenko V.F, Sornette A, Sornette D and Rodkin M.V (2008), New approach to the Characterization of M_{\max} and of the Tail of the Distribution of Earthquake Magnitudes, *Pure and Applied Geophysics*, 165, pp 847-888.

Pisarenko V.F, Sornette D and Rodkin M.V (2010), Distribution of maximum Earthquake magnitudes in future time intervals: application to the seismicity of Japan (1923-2007), *EPS (Earth, Planets and Space)*, vol.62, pp 567-578.

Pisarenko V.F., Rodkin M.V., Ngo Thi Lu (2012), New general quantile approach to the seismic risk assessment application to the Vietnam region, //Tuyển tập báo cáo HNKH QT “Vật lý địa cầu - Hợp tác và phát triển bền vững, NXB KHTN và CN, Hà Nội 2012, Tr. 161-167.

Stirling M, Rhoades D and Beryman K (2002), Comparison of earthquake scaling relations derived from data of the instrumental and pre-instrumental eras, *Bull Seism Soc Am* 92(2); 812-30.

Wells D and Coppersmith K (1994), New empirical relationships among magnitude, rupture length, rupture width, rupture area and surface displacement, *Bull Seis Soc Am* 84: 974 - 1002.

Wyss M. (1979), Estimating maximum expectable magnitude of earthquake from fault dimension, *Geology*, vol 7, no 7, p.336-340.

ABSTRACT

Vu Thi Hoan¹, Ngo Thi Lu^{1,2}, Phan Thien Huong³

¹*Institute of Geophysics, Vietnam Academy of Science and Technology*

²*Graduate University of Science and Technology, Vietnam Academy of Science and Technology*

³*Hanoi University of Mining and Geology*

The East Sea area has high earthquake risk. This risk is not only caused by earthquakes in the East Sea area but also by sources in neighboring areas. The Philippine is an area adjacent to the East Sea area, that is why the maximum magnitude of the earthquake was considered by the group. The unified earthquake catalog was defined after 1) establishing correlations between many kinds of magnitude scales and 2) separation of the foreshocks and aftershocks according to the temporal window method. The results indicate that in the period 1918 - 2017 there are 21066 earthquakes with magnitude $4.3 \leq M_w \leq 8.3$. These earthquakes will be used to assess the the maximum magnitude of the earthquake. Applying the generalized extreme value (GEV) method to the above data set, the GEV function parameters for the Philippine region were determined as follows: $\zeta = -0.21 \pm 0.06$; $s = 0.39 \pm 0.07$; $m = 6.12 \pm 0.27$. From that forecast earthquake risk, M_{\max} in the future: With the forecast time $\tau = 50$ years (from 2018), $M_{\max} = 8.53$; For $\tau = 100$ years, $M_{\max} = 8.66$; When the forecast time is extremely long, $M_{\max} = 8.7$. Predictability of given time intervals from the selected year is a prominent feature of the GEV method compared to previous M_{\max} prediction methods.

Ảnh hưởng của góc lắp đặt răng tới tuổi thọ của lưỡi khoan hợp kim cứng

Nguyễn Tiên Hùng^{1,*}, Nguyễn Thế Vinh¹, Doãn Thị Trâm¹, Nguyễn Văn Thành¹

¹Trường Đại học Mỏ - Địa Chất

TÓM TẮT

Lưỡi khoan hợp kim cứng được sử dụng phổ biến và rộng rãi trong công tác khoan thăm dò trên thế giới nói chung và tại Việt Nam nói riêng. Các lưỡi khoan này thường được sử dụng để khoan qua các địa tầng chứa đất đá có tính chất mềm, dẻo và phá huỷ theo nguyên lý cắt vỡ. Chính vì vậy, răng của các lưỡi khoan này thường bị mòn nhanh làm giảm thời gian phá huỷ hiệu quả cũng như tuổi thọ của chúng và ảnh hưởng trực tiếp tới hiệu suất và chi phí khoan. Răng của các lưỡi khoan hợp kim cứng được lắp đặt với các góc có độ lớn khác nhau theo các sơ đồ khác nhau tùy thuộc vào tính chất cơ lý của đất đá. Bài toán nâng cao tuổi thọ và thời gian phá huỷ hiệu quả của lưỡi khoan hợp kim cứng luôn là cấp thiết đối với các nhà thiết kế và chế tạo mũi khoan. Các tác giả đã sử dụng nguyên lý D’Alembert nhằm xây dựng hệ lực tác động lên răng lưỡi khoan hợp kim cứng trong quá trình nó phá huỷ đất đá. Từ đó tiến hành phân tích các thành phần lực tác dụng lên răng, các yếu tố ảnh hưởng đến chúng nhằm xác định quy luật và đánh giá mức độ ảnh hưởng của các yếu tố này tới độ mòn của răng, cũng như độ bền của lưỡi khoan khi thay đổi các tính chất cơ lý của đất đá. Việc nghiên cứu ảnh hưởng của góc lắp đặt răng tới độ mòn của chúng cho phép đưa ra những giải pháp nâng cao tuổi thọ cũng như thời gian sử dụng hiệu quả của lưỡi khoan hợp kim cứng.

Từ khóa: lưỡi khoan hợp kim cứng; góc lắp đặt răng; góc âm; góc dương; độ mòn của răng.

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, lưỡi khoan hợp kim cứng được sử dụng rộng rãi và phổ biến trong công tác khoan thăm dò lấy mẫu, đặc biệt trong các địa tầng đất đá có độ cứng từ mềm đến cứng trung bình. Răng của lưỡi khoan loại này thường bị mòn nhanh do chúng phá huỷ đất đá chủ yếu dựa trên cơ chế cắt-vỡ. Để giảm cường độ mòn của các răng lưỡi khoan hợp kim cứng, các nhà thiết kế và chế tạo lưỡi khoan lắp đặt chúng với các giá trị góc tiếp xúc với đất đá (góc lắp đặt răng) khác nhau tùy thuộc vào tính chất cơ lý của đất đá. Thực tế cho thấy, đối với đất đá có tính chất mềm dẻo giá trị góc lắp đặt răng thường lớn và tiến tới 90° (vuông góc với mặt phẳng đất đá phá huỷ).

Vấn đề nghiên cứu về góc lắp đặt răng lưỡi khoan đã được nhiều tác giả trên thế giới nghiên cứu và đưa ra những kết luận khác nhau dựa trên các tiêu chí khác nhau (Nguyen The Vinh và Nguyen Tien Hung, 2017; Башкатов Д.Н., 2010; Нескоромных В.В., Борисов К.И., 2013; Сулакшин С.С., 1973). Trong nội dung bài báo này, các tác giả đưa ra một phương pháp nghiên cứu mới, nhằm xác định, đánh giá các yếu tố ảnh hưởng tới độ mòn của răng lưỡi khoan trong quá trình nó phá huỷ đất đá. Từ đó lựa chọn góc lắp đặt răng hợp lý nhằm nâng cao tuổi thọ và thời gian phá huỷ hiệu quả đối với lưỡi khoan hợp kim cứng.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu.

Các tác giả đã tiến hành phân tích sơ đồ lắp đặt răng theo kiểu “góc dương” dựa trên tiêu chí mức độ mòn của răng. Dựa trên nguyên lý D’Alembert chúng tôi xác định các yếu tố chính ảnh hưởng tới hiệu quả phá huỷ và mức độ mòn của răng trong quá trình khoan.

Các lực tác dụng lên răng hợp kim cứng trong quá trình nó phá huỷ đất đá được thể hiện trong hình 1.

Chiều toàn bộ các lực lên trục Oz và Ox ta thu được hệ phương trình sau:

$$\sum F_{kz} = -P_z + N_2 + F_1 \sin \alpha - N_1 \cos \alpha = 0 ; \quad (1)$$

$$\sum F_{kx} = -P_o + F_2 + F_1 \cos \alpha + N_1 \sin \alpha = 0 . \quad (2)$$

Sau khi biến đổi ta thu được:

$$-P_z + N_2 + N_1 f_p \sin \alpha - N_1 \cos \alpha = 0 \quad (3)$$

$$-P_o + N_2 f_p + N_1 f_p \cos \alpha + N_1 \sin \alpha = 0 \quad (4)$$

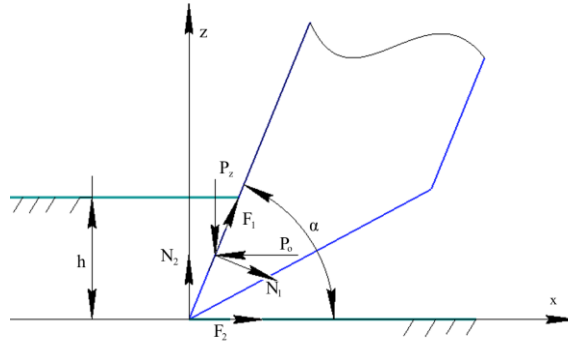
trong đó: P_z – tải trọng chiều trục tác động lên răng, N;

P_o – lực cắt, N;

* Tác giả liên hệ

Email: tienhung.dk@humg.edu.vn

- F_1 - lực ma sát tại mặt phẳng đầu răng, N;
- F_2 - lực ma sát tại mũi răng (tại điểm O);
- N_1 và N_2 - phản lực tương ứng với các hướng, N;
- f_p - hệ số ma sát giữa răng và đất đá;
- β - góc nhọn của răng, độ;
- α - góc lắp đặt răng, độ.



Hình 1. Hệ lực tác dụng lên răng hợp kim cứng trong quá trình phá hủy đất đá.

Sau khi rút gọn phương trình (3) và (4) ta thu được:

$$-P_z + N_2 + N_1(f_p \sin \alpha - \cos \alpha) = 0 \quad (5)$$

$$-P_o + N_2 f_p + N_1(f_p \cos \alpha + \sin \alpha) = 0 \quad (6)$$

Từ phương trình (5) ta nhận được như sau:

$$P_z = N_2 + N_1(f_p \sin \alpha - \cos \alpha) \quad (7)$$

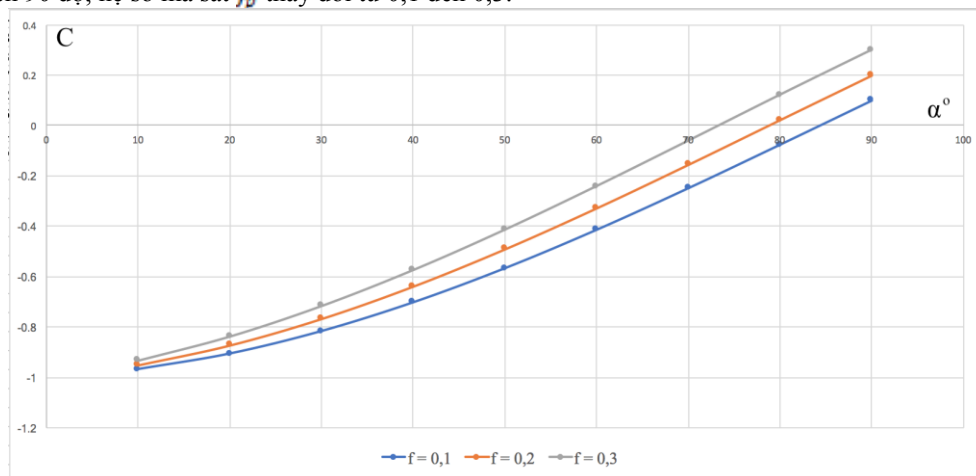
3. Kết quả và thảo luận

Giả sử rằng giá trị tải trọng chiều trục P_z tác động lên răng ít giao động và được xem là không đổi, thì từ phương trình (7) ta có thể rút ra những nhận xét như sau:

- khi lực P_z là cố định, thì 2 thành phần tại vế bên phải của phương trình (7) là N_2 và $N_1(f_p \sin \alpha - \cos \alpha)$ sẽ thay đổi về độ lớn tùy thuộc và biểu thức $C = (f_p \sin \alpha - \cos \alpha)$. Khi C tăng thì giá trị biểu thức $N_1(f_p \sin \alpha - \cos \alpha)$ sẽ tăng, đồng thời giá trị N_2 sẽ giảm và ngược lại;

• phản lực N_2 ảnh hưởng trực tiếp đến giá trị lực ma sát tại đầu răng (tại điểm O) do $F_2 = N_2 f_p$. Khi N_2 tăng độ ngấp răng lưỡi khoan trong đất đá sẽ tăng, tuy nhiên nó cũng làm tăng mức độ mài mòn tại đầu của răng và tăng moment quay mũi khoan.

Để nghiên cứu sự ảnh hưởng của góc lắp đặt răng α đến giá trị của biểu thức C ta xây dựng biểu đồ thể hiện sự phụ thuộc của biểu thức C vào giá trị góc lắp đặt răng lưỡi khoan α (hình 2), trong đó: α thay đổi từ 0 đến 90 độ; hệ số ma sát f_p thay đổi từ 0,1 đến 0,3.



Hình 2. Biểu đồ sự phụ thuộc của biểu thức C vào giá trị góc lắp đặt răng lưỡi khoan α .

Qua biểu đồ thể hiện sự phụ thuộc của biểu thức C vào giá trị góc lắp răng lưỡi khoan α , nhóm tác giả có một số nhận xét như sau:

- khi biểu thức C = 0, toàn bộ công của lực chiều trục P_z sinh ra sẽ tập trung vào việc tạo ra độ ngập răng lưỡi khoan làm tăng khối lượng đất đá phá hủy, nhưng đồng thời làm tăng moment quay mũi khoan và cường độ mòn của nó;
- nếu C tiến đến giá trị lớn nhất (max), khi đó phản lực N_1 sẽ tăng lên và N_2 sẽ giảm xuống. Phản lực N_1 ảnh hưởng đến lực ma sát tại mặt phẳng đầu răng;
- lực ma sát tại đầu răng F_2 là thành phần đáng lo ngại hơn rất nhiều so với lực ma sát tại mặt phẳng đầu răng lưỡi khoan F_1 . Nó làm tăng mức độ mòn tại đầu răng, làm giảm độ ngập răng và làm giảm thời gian phá hủy hiệu quả của lưỡi khoan. Vì vậy, để giảm mức độ mòn của lưỡi khoan hợp kim cứng góc lắp đặt răng lưỡi khoan phải tiến đến giá trị 90° , khi đó giá trị biểu thức C tiến đến max (hình 2);
- nếu C đạt giá trị âm, khi đó lực ma sát F_1 đổi chiều và hình chiếu của nó lên trục Oz làm tăng giá trị của phản lực N_2 , dẫn đến mức độ mòn của răng sẽ tăng lên trong khi độ ngập răng không đổi.

Cộng 2 phương trình (5) và (6) ta thu được:

$$P_o + P_z = N_2(1 + f_p) + N_1[(f_p + 1)\sin\alpha - (1 - f_p)\cos\alpha], \quad (8)$$

$$N_2(1 + f_p) = P_o + P_z - N_1[(f_p + 1)\sin\alpha - (1 - f_p)\cos\alpha] \quad (9)$$

hay

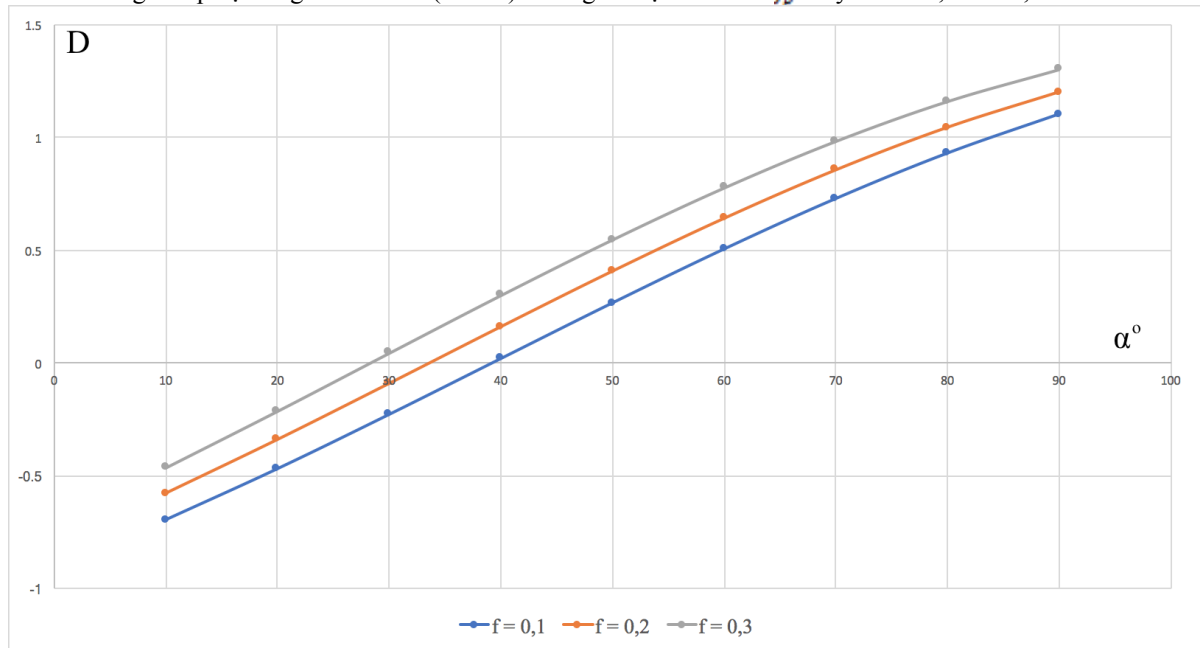
$$N_2(1 + f_p) = P_o + P_z - N_1[D] \quad (10)$$

trong đó: $D = (f_p + 1)\sin\alpha - (1 - f_p)\cos\alpha$

Từ phương trình (10) ta có, nếu biểu thức D tiến đến max thì phản lực N_2 tiến đến min. Để xác định các cực trị của hàm D(α) ta tiến hành đạo hàm cấp một hàm này:

$$\frac{dD}{d\alpha} = (f_p + 1)\cos\alpha + (1 - f_p)\sin\alpha = 0.$$

Nhận thấy rằng, hàm D không tồn tại cực trị. Ta tiến hành xây dựng đồ thị sự phụ thuộc của giá trị biểu thức D vào góc lắp đặt răng lưỡi khoan (hình 3). Trong đó hệ số ma sát f_p thay đổi từ 0,1 đến 0,3.



Hình 3. Biểu đồ sự phụ thuộc của biểu thức D vào giá trị góc lắp đặt răng lưỡi khoan α .

Sau khi phân tích đồ thị 3 ta nhận thấy, giá trị của hàm số D tiến đến max khi $\alpha = 90^\circ$. Điều này một lần nữa khẳng định kết luận bên trên “khi α tiến đến 90° thì lực ma sát tại đầu răng lưỡi khoan F_2 tiến đến min”.

4. Kết luận

Với việc sử dụng nguyên lý D’alambert nhóm tác giả đã xác định các yếu tố chính ảnh hưởng tới hiệu quả phá hủy và mức độ mòn của răng trong quá trình khoan và đưa ra một số kết luận như sau:

- Để giảm mức độ mòn của răng lưỡi khoan hợp kim cứng khi khoan trong đất đá mềm và cứng trung bình, chúng ta cần sử dụng góc lắp đặt răng $\alpha = 90^\circ$. Kết luận này phù hợp với thực tế khi mà các nhà sản

xuất lưỡi khoan hợp kim cứng thường sử dụng góc lắp đặt $\alpha = 90^\circ$ và tương đồng với kết quả nghiên cứu (Башкатов Д.Н., 2010) của tác giả Башкатов Д.Н. khi dựa trên tiêu chí “công riêng phá huỷ đất đá”;

- Khi $\alpha = 73^\circ \div 85^\circ$ (giá trị biểu thức $C = 0$), toàn bộ công do lực chiều trục F_z sinh ra sẽ tập trung vào việc tạo ra độ ngấp răng lưỡi khoan làm tăng hiệu quả phá huỷ tức thời, nhưng đồng thời làm tăng moment quay mũi khoan và cường độ mòn của nó;

- Khi $\alpha < 73^\circ$ (giá trị biểu thức $C < 0$), lực ma sát tại đầu của răng F_2 tăng lên và tiến đến giá trị cực đại trong khi độ ngấp răng lưỡi khoan không thay đổi.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Nguyen The Vinh, Nguyen Tien Hung, 2017. Determining the back rake angle of PDC cutters for drilling through heterogeneous rock at miocene and oligocene formations, Nam Rong - Doi Moi reservoir. *Tạp chí KHKT Mỏ - Địa chất*, Hà Nội, T: 123-127.

Башкатов Д.Н., 2010. Обоснование угла установки резов в долотах лопастного типа. *Инженер-нефтяник*, №3. с. 9-23.

Нескоромных В.В., Борисов К.И., 2013. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы долотом с резами PDC. *Известия Томского политехнического университета*, №1, с. 191-195.

Сулакшин С.С., 1973. Технология бурения геолого-разведочных скважин. *Недра*, Москва, - 313 с.

ABSTRACT

Effects of tooth installation angle on the life of hard-alloy drill bits

Nguyen Tien Hung¹, Nguyen The Vinh¹, Doan Thi Tram¹, Nguyen Van Thanh¹

Hanoi University of Mining and Geology

Hard-alloy drill bits are widely used in exploration drilling in the world in general and in Vietnam in particular. They are often used for drilling through the soft formations and breaking the rock by the cutting principle. Therefore, their teeth are often worn rapidly. This reduces their life as well as directly affects the effective and the cost of drilling. The teeth of the hard-alloy drill bits are installed at different angles according to individual plans which depending on the physical properties of the rock. Enhancing the life and effective destroying time of the hard-alloy drill bit are always a concern for designers and manufacturers. The authors used the D'Alembert's principle to construct the force system that applying on teeth of the hard-alloy drill bit in the drilling process. Base on this, the force components and the factors influencing on them were analyzed to determine the rule and evaluate the influence degree of these factors on the tooth bit wear as well as the strength of the bit when changing the mechanical properties of rock. Studying the Effects of teeth installation angle to their wear allows proposing solutions to improve the life as well as the effective drilling time of the hard alloy bits.

Keyword: hard-alloy drill bit, tooth installation angle, negative angle, positive angle, tooth wear

Study the applicability of avo in coal exploration

Phan Thien Huong^{1,*}, Tran Van Huu¹, Lai Ngoc Dung², Nguyen Van Hanh²

Hanoi University of mining and geology

Union of Geophysics, Department of Geology and Minerals of Vietnam

Abstract: Coal plays an important role in rapid growth of Vietnam's economy, however, the identification of deep coal seams has not yet achieved the required reliability. This leads to assessment of coal potential not consistently, the figures are very fluctuating. The potential coal in the Red River Trough of Vietnam cause big discussion, its potential is predicted from 100 to 210 Gt. Seismic method has been known long time to be the effective tools to find coal at great depths. However, there are some limitations such as difficulty, not accuracy to determine the thin coalbeds. AVO is one of the advanced technologies for identifying lithology and predicting reservoir in oil and gas exploration. So does AVO can effectively apply to coal exploration? Based on the physical nature of the rocks surrounding the coal seams in the Red River Trough, the team studied the AVO method for model of two layers. Initial results have determined the applicability of this attribute in coal search in the Red River Trough.

Introduction



Figure 1: Location of Red River deposit (Ritschel and Schiffer, 2007; Bui and Drebenstedt, 2004)

In 2006 Vinacomin announced that it had discovered a significant coal seam in the Song Hong (Red River) Delta in northern Vietnam estimated to contain up to 100 Gt. The Red River Delta is spread across the provinces of Thai Binh, Nam Dinh, and Hung Yen, just south of Quang Ninh (see Figure 1) covering an area of 3500 km² (MTM, 2008). The projected reserves could be as high as 210 Gt, although only 1.6 Gt may be available at depths of less than 1000m leaving a phenomenal amount of reserves that may lie at extreme depths that may be extracted using unconventional means and could provide potential for future (yet experimental) methods such as underground coal gasification. The exploitation of Red River

* Tác giả liên hệ

Email: phanthienhuong@humg.edu.vn

resources could lead to a change away from anthracite demand towards lower ranks coals, although at this stage this remains speculative. The subbituminous coals have a respectable calorific value of 6000–6200 kcal/kg, are low in sulphur, and suitable for thermal power generation and metallurgy (Paul Baruya, 2010). Given these qualities, they are comparable to some Indonesian coals, and so perhaps some of the better quality Red River coals could be developed for both domestic use and export. The importance of the Red River coals at great depths leads to a requirement for a method to predict their reserve more accurately. Seismic method is a useful tool that is capable to predict coal seams at a depth of up to few kilometres, however, the conventional interpretation is based on mapping of reflection horizons that cannot distinguish coal from other similar lithologies that expose the risk of miscalculation of the coal spreads and reserves.

In this paper, the authors propose to apply amplitude variations with offset (AVO) technique that can help to discriminate coals from other lithologies with similar reflection behaviours such as gas sands or high velocities layers. First the physical causes for AVO behaviour is presented followed by a discussion of the quantitative methodologies for calculating attributes that describe the AVO behaviour of pre-stack seismic data. After that, interpretation methods of these attributes are proposed to differentiate between coals and other lithology types.

Methodology

Amplitude variation with offset comes from ‘energy partitioning’ at seismic reflectors. When seismic waves hit a boundary, part of the energy is reflected while part is transmitted. If the angle of incidence is not zero, P wave energy is partitioned further into reflected and transmitted P and S components. The amplitudes of the reflected and transmitted energy depend on the contrast in physical properties across the boundary physical properties compressional wave velocity (V_p), shear wave velocity (V_s) and density (ρ). The important thing to note is that reflection amplitudes also depend on the angle-of-incidence of the original ray (Figure 2).

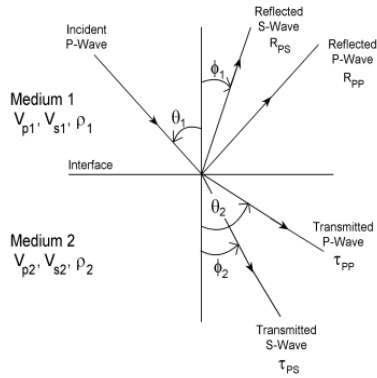


Figure 2: Incident p wave produces four resulting waves, consisting of two reflected waves and two transmitted waves

Therefore, the changes of reflection amplitudes with angle-of-incidence can be used to predict the change of physical properties of the rocks across the boundary. How amplitudes change with angle-of-incidence for elastic materials is described by the ‘Zoeppritz equations’, which describes the relationship between reflection coefficients and transmission coefficients as the function of the incident angle and the elastic properties of the medium such as density, poisson’s ratio, compression and shear velocities of seismic waves. The formula is expressed as the following matrix (equation 1):

$$\begin{bmatrix} -\cos\theta_1 & \sin\delta_1 & -\cos\theta_2 & \sin\delta_2 \\ \sin\theta_1 & \cos\delta_1 & -\sin\theta_2 & \cos\delta_2 \\ \cos 2\delta_1 & \frac{-V_{s1}\sin 2\delta_1}{V_{p1}} & \frac{-\rho_2 V_{p2} \cos 2\delta_2}{\rho_1 V_{p1}} & \frac{-\rho_2 V_{s2} \sin 2\delta_2}{\rho_1 V_{p1}} \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{p1} \cos 2\delta_1}{V_{s1}} & \frac{\rho_2 V_{p1} V_{s2}^2 \sin 2\theta_2}{\rho_1 V_{p2} V_{s1}^2} & \frac{\rho_2 V_{p1} V_{s2} \cos 2\delta_2}{\rho_1 V_{s1}^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{RP} \\ A_{RS} \\ A_{TP} \\ A_{TS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\cos\theta_1 \\ -\sin\theta_1 \\ \cos 2\delta_1 \\ \sin 2\theta_1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

where

V_{p1} = P-wave velocity in medium 1, V_{p2} = P-wave velocity in medium 2; V_{s1} = S-wave velocity in medium 1; V_{s2} = S-wave velocity in medium 2; ρ_1 density in medium 1; ρ_2 density in medium 2; θ_1 = incident P wave angle, θ_2 = transmitted P-wave angle, δ_1 = reflected S-wave angle, δ_2 = transmitted S-wave angle; A_{RP} , A_{RS} amplitude of P and S waves in medium 1; A_{TP} , A_{TS} amplitude of P

and S waves in medium 2.

Because of the complexity and non-linearity of the Zoeppritz equation, several approximate equations have been proposed (Zang and Brown, 2001). Assuming that the change in elasticity at the boundary is small, Aki and Richards (1980) approximated the amplitude of the reflected wave P: $R(\theta)$ as follows:

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\sin^2 \theta}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - \frac{4V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (2)$$

Where

$$\Delta V_p = (V_{p2} - V_{p1})$$

$$V_p = \frac{(V_{p2} + V_{p1})}{2}$$

$$\Delta V_s = (V_{s2} - V_{s1})$$

$$V_s = \frac{(V_{s2} + V_{s1})}{2}$$

$$\Delta \rho = (\rho_2 - \rho_1)$$

$$\rho = \frac{(\rho_2 + \rho_1)}{2}$$

$$\theta = \frac{(\theta_2 + \theta_1)}{2}$$

In this case only the velocity of the P wave, S waves and densities to calculate the amplitude of the P wave is $R(\theta)$.

By simplifying the Zoeppritz equations, Shuey (1985) presented another form of Aki and Richards approximation:

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (3)$$

Where R_0 is the normal-incidence P wave reflection coefficient, A_0 is given by:

$$A_0 = B_0 - 2(1 + B_0) \frac{1 - 2\sigma}{1 - \sigma}$$

$$B_0 = \frac{\frac{\Delta V_p}{V_p}}{\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho}}$$

$$\Delta \sigma = \sigma_2 - \sigma_1$$

$$\sigma = (\sigma_2 + \sigma_1)/2$$

The quantity A_0 specifies the variation of $R(\theta)$ in the approximation range $0 < \theta < 30^\circ$ for the case of no contrast in Poisson's ratio. The first term gives the amplitude at normal incidence, the second term characterizes $R(\theta)$ at intermediate angles, and the third term describes the approach to the critical angle. These simplifications of the Zoeppritz equations make analysis of amplitudes with angle much easier.

AVO Modeling results

The question is that how AVO analysis can be employed for coal prediction? To investigate the AVO responses of coal bearing strata, a modeling of reflection from a boundary of coal bearing was built using the rock elastic properties shown in table 1. These parameters of sand and shale extracted from a study by Peng (2005), the parameters of coal were calculated average from the values of LaiManhGiau report (2015). Four models of two layers were studied, coalbed on top with shale and sand layers below and vice versa.

Table 1: Elastic velocities, densities and Poisson's ratio of coal and surrounding rock

Rock	Compression velocity (m.s ⁻¹)	Shear velocity (m.s ⁻¹)	Density (g.cm ⁻³)	Poisson's ratio
shale	3170	1585	2.360	0.333
sand	3601	2172	2.562	0.214
coal	1968	1592	1.23	0.447

The AVO behaviour of these models are shown in Figure 3 and Figure 4, which demonstrate the variation of reflectivities with incident angles. From figures 3 and 4, some characteristics are observed as follow. With model where coal on the top, in the beginning, the absolute value reflective coefficient

between two layers decreases. Around angle 25 degree the amplitudes change polarity, from this point the absolute value of reflective coefficient increases. From this figure we can see the gradient of coal sand model curve is bigger than gradient of coal shale model.

With model where coal on the bottom, in the beginning, the absolute value reflective coefficient between two layers decreases. Around angle 20 degree the amplitudes change polar, from this point the absolute value of reflective coefficient increases. From this figure we can see the gradient of sand coal model curve is bigger than gradient of shale coal model.

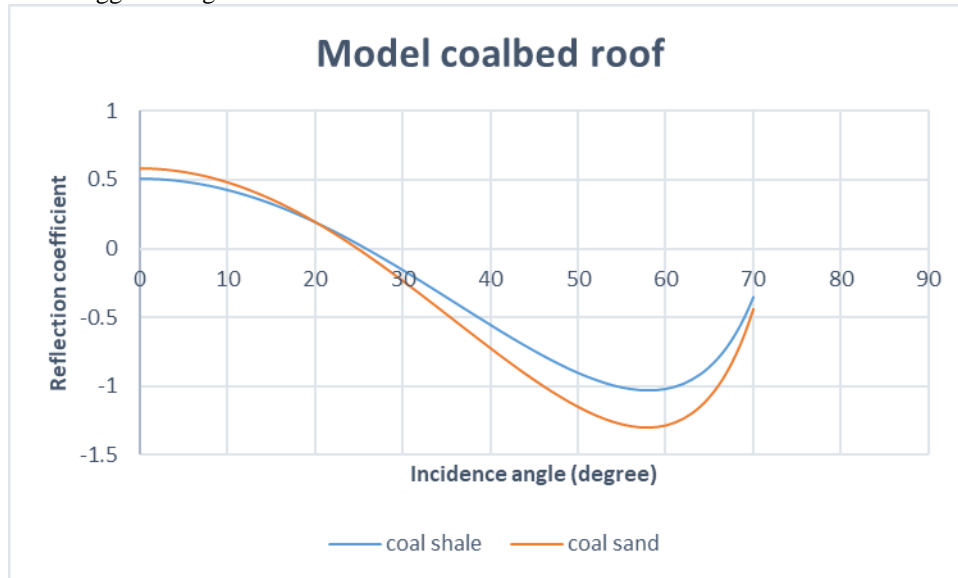


Figure 3. The P-P-wave reflection coefficients versus incidence angles of coalbed top interfaces

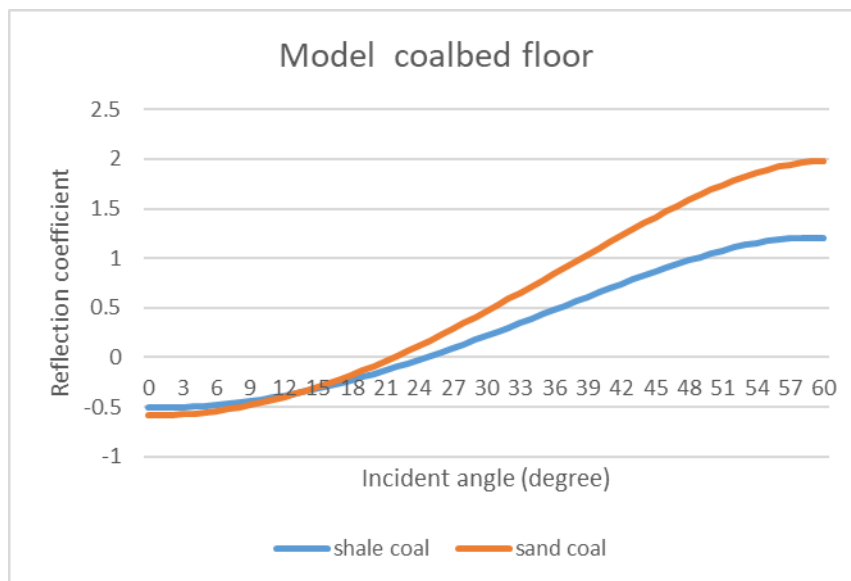


Figure 4. The P-wave reflection coefficients versus incidence angles of coalbed bottom interfaces

From the results we can recognise that the amplitude variation with offset in the strata containing coal is quite significant because of the big different acoustic impedance between coal bearing strata having elastic velocity and density much lower than corresponding values of shale or sand. However, these cases are very simplified with the coal thickness being ignored. The tuning of coalbed thickness shall be taken into account in the analysis.

Conclusion and discussion

AVO model for geological strata of two layers between coal and sand or shale were created. The AVO curves show that the reflective coefficient of the coalbed top interface decreases when the incidence angles increase from 0 to around 25 degrees. The amplitudes change the polarity when the incident angle is around 25, and then increases with the incidence angles increasing until the angle reaches 60 degree. The absolute amplitude of the coalbed bottom interface slightly decreases with incident angle of less than 20 degrees. With higher angles the amplitude changes the polarity and strongly increases.

In general, the AVO curves show significant variation and can be analysed to predict the coal presence of coal in the strata. Recent seismic survey carried out in Song Hong delta for coal exploration provides a good real case study to investigate the capability of AVO to identify coal bearing layers among the seismic horizons and correctly define the depth to them since coalbed is intermingled with sand and shale.

Reference:

Bui X N, Drebenstedt C (2004) Use of hydraulic backhoe excavator in Vietnam open pit coal mines. In: *Mine planning and equipment selection, Proceedings of the 13th International Symposium on Mine Planning and Equipment Selection*. Wroclaw, Poland, 1-3 September 2004. London, Taylor & Francis Group, pp 197-203 (2004)

Lai Manh Giau, 2015. Geophysical results from investigation and assessment of coal resources in the Red River Basin. Geology and resources in Vietnam, *Natural science and technology publisher*, Hanoi (in Vietnamese).

Paul Baruya, 2010, Prospects for coal and clean coal technologies in Vietnam. Available at: <https://www.usea.org/publication/prospects-coal-and-clean-coal-technologies-vietnam-ccc164>

Peng S. and Gao Y., 2005, Study on the AVO forward modelling of coal bearing strata, *Chinese Science Bulletin*, Vol. 50, pp. 151-158.

Ritschel W, Schiffer H (2007) *World market for hard coal 2007 edition*. Available at: <http://www.rwe.com/web/cms/en/235584/rwe-powerag/media-center/hard-coal/>. RWE Power, 102 pp (Oct 2007)

Zang H., Brown J.R., 2001, A review of AVO analysis, CREWES Research report, Vol. 13, pp. 357-380

Nghiên cứu giải pháp bơm ép nước hợp lý cho đối tượng mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc nhằm cải thiện hệ số thu hồi dầu

Đình Đức Huy^{1,*}, Lê Quang Duyên², Lê Thế Hà³, Phạm Chí Đức¹, Trần Xuân Quý¹,
Dương Đức Hiếu⁴, Phạm Văn Tú¹, Trần Đăng Tú¹, Lưu Đình Tùng¹, Vương Việt Nga¹

¹Viện Dầu Khí Việt Nam ²Đại học Mỏ - Địa chất

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, ⁴Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro

TÓM TẮT

Hầu hết các mỏ dầu khí lớn ở Việt Nam chủ yếu tập trung tại khu vực bể Cửu Long với các mỏ khai thác chính như Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Hồng Ngọc đều đã bước sang giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác với nguồn năng lượng vỉa đang dần cạn kiệt. Phần lớn các mỏ đang ở cuối giai đoạn khai thác sơ cấp và chuyển sang khai thác thứ cấp như mỏ Bạch Hổ là mỏ điển hình. Với khó khăn và hạn chế về hoạt động khai thác ngoài biên, đồng thời trong bối cảnh giá dầu thế giới còn thấp và nhiều biến động, việc áp dụng các giải pháp thu hồi dầu tam cấp tiềm ẩn rủi ro cao. Chính vì vậy, giải pháp bơm ép nước được xem như một phương pháp hiệu quả và mang lại hiệu quả kinh tế cao. Trong phạm vi nghiên cứu của bài báo này, các tác giả từ đánh giá đặc điểm vỉa chứa, hiện trạng khai thác và nghiên cứu đưa ra giải pháp bơm ép nước hợp lý nhất cho đối tượng Mioxen hạ, mỏ Hồng Ngọc bằng cách sử dụng phương pháp mô phỏng số học nhằm cải thiện hệ số thu hồi dầu. Kết quả nghiên cứu đã chỉ ra rằng chúng ta có thể tối ưu hóa giải pháp bơm ép, và với 07 giếng bơm ép nước từ nếu áp dụng từ thời điểm 2019 sẽ giúp tăng thêm hơn 10,7 triệu thùng dầu tích lũy từ đối tượng khai thác.

Key words: Hệ số thu hồi dầu, IOR, EOR, bơm ép nước, mô phỏng số

Giới thiệu

Trong những năm gần đây, sản lượng khai thác dầu khí tại Việt Nam đang có xu hướng suy giảm, trong khi số lượng các mỏ mới phát hiện không nhiều và đa phần là các mỏ nhỏ, cận biên. Dự báo khai thác cho các mỏ dầu hiện nay cho thấy sản lượng đã đi vào giai đoạn suy giảm nhanh, đến sau năm 2024 chỉ còn 10 triệu tấn/năm đến năm 2035 là dưới 2 triệu tấn/năm. Do đó, việc áp dụng các biện pháp gia tăng sản lượng (IOR) và các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) trên các mỏ đang khai thác là vấn đề cấp bách hiện nay không chỉ ở Việt Nam mà còn trên cả thế giới.

Bơm ép nước là giải pháp thông dụng trong khai thác thứ cấp nhằm cải thiện hệ số thu hồi dầu. Giải pháp đã được ứng dụng rộng rãi trên thế giới từ thời điểm những năm 1950. Các vỉa chứa khép kín không có nước rìa trong giai đoạn khai thác sơ cấp ở chế độ năng lượng tự nhiên như năng lượng đàn hồi và năng lượng khí hòa tan nội tại thì có hệ số thu hồi dầu khá thấp. Trong những trường hợp như vậy chuyển sang chế độ khai thác thứ cấp như bơm ép nước ở đáy để duy trì áp suất vỉa có tác dụng gia tăng thu hồi dầu. Đã có nhiều các công trình nghiên cứu các giải pháp nâng cao sản lượng với kỹ thuật cao và cho thấy tiềm năng cải thiện hệ số thu hồi dầu, tuy nhiên, bơm ép nước được xem là giải pháp kỹ thuật dễ áp dụng, khả năng thành công cao và mang lại hiệu quả kinh tế.

1. Đặc tính tầng chứa, hiện trạng khai thác và đặc trưng năng lượng vỉa của tầng Mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc.

1.1. Về cấu trúc vỉa chứa và tính chất đá chứa:

Hồng Ngọc được xác định là mỏ trữ lượng cao nhất so với các mỏ còn lại thuộc Lô 01&02, đối tượng khai thác chủ yếu là cát kết trong tầng Mioxen. Đánh giá trữ lượng dầu khí ban đầu các đối tượng cho thấy dầu chiếm đa số tại đối tượng Mioxen. Mioxen bao gồm các tập vỉa chứa Mi-08/09/10/20/30, được giới hạn bởi đỉnh của tập B1.2 (IEMU-II) và đỉnh của tập B1.1 (IEMU-I) có độ dày 3-20m. Hai tập Mi-09/10 là các vỉa chứa chính trong khi Mi-08/20/30 được coi là các vỉa chứa phụ. Đặc tính vỉa chứa của đối tượng Mioxen được thể hiện trong Bảng 1. Giá trị độ rỗng và độ thấm của đối tượng cát kết Mioxen là tương đối tốt 15 – 26 (%), 200 – 400 (mD) và có độ đồng nhất cao so với các đối tượng còn lại của mỏ. Với độ bão hòa dầu ban đầu từ 35 – 53%, tỉ suất khí - dầu hiện tại đạt ~600 (phít khối chuẩn/thùng).

* Tác giả liên hệ

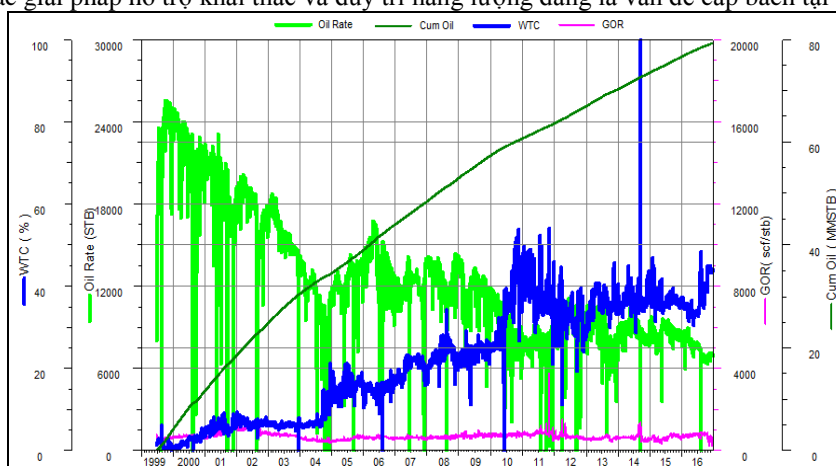
Email: huydd@vpi.pvn.vn

Bảng 1 Đặc tính vỉa chứa và chỉ số khai thác của đối tượng Mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc

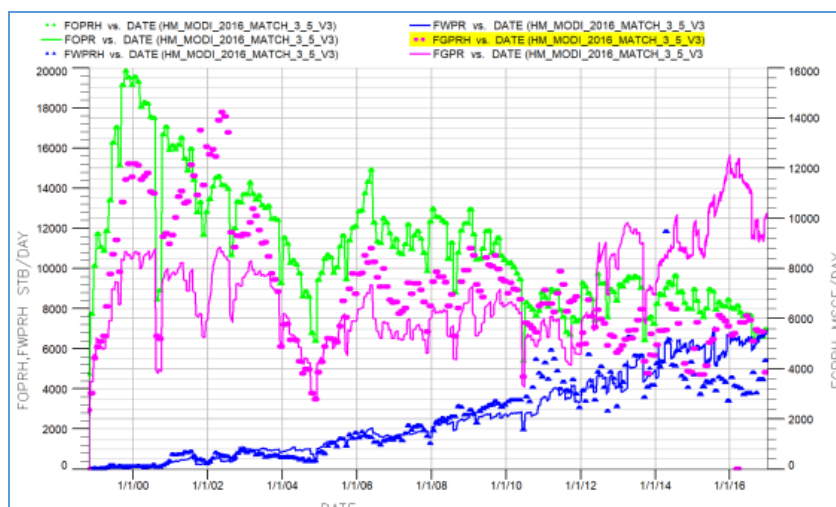
Đối tượng	Mioxen	Cát kết
NTG	(m)	2-9
Ø	(%)	15-26
K	(mD)	200-400
Soi	(%)	35-53
Rsi	(phít khối chuẩn/thùng)	547
Boi	(rb/stb)	1,307
Pb	(psia)	2240
Pi	(psia)	2480@1771mTVDss
iWOC	mTVDss	1771 (MI-09/10)

1.2 Hiện trạng khai thác

Mioxen là đối tượng khai thác chủ đạo của mỏ Hồng Ngọc, sản lượng khai thác từ đối tượng này chiếm đến 85% sản lượng khai thác của mỏ và trên 45% sản lượng khai thác của toàn lô 01&02. Hoạt động hỗ trợ khai thác với hệ thống đường ống dẫn khí phục vụ gaslift nội mỏ làm việc ổn định giúp cho sản lượng khai thác vẫn duy trì ở mức ~7000 (thùng/ngày), giá trị GOR ~850 (phít khối chuẩn/thùng), độ ngập nước ~40(%). Có tất cả 24 giếng đang hoạt động khai thác tại 02 giàn RBDP-A và RBDP-B trên tổng số 33 giếng. Cơ chế năng lượng hiện tại vẫn là cơ chế giãn nở và áp lực nước đáy. Như vậy, mỏ Hồng Ngọc vẫn đang ở giai đoạn khai thác sơ cấp, sau một thời gian khai thác đã suy giảm đáng kể nên việc tìm ra các giải pháp hỗ trợ khai thác và duy trì năng lượng đang là vấn đề cấp bách tại mỏ.



Hình 1 Động thái khai thác của đối tượng Mioxen mỏ Hồng Ngọc tính tới thời điểm 1/2017



Hình 2 Kết quả khớp lịch sử toàn mô hình của đối tượng nghiên cứu

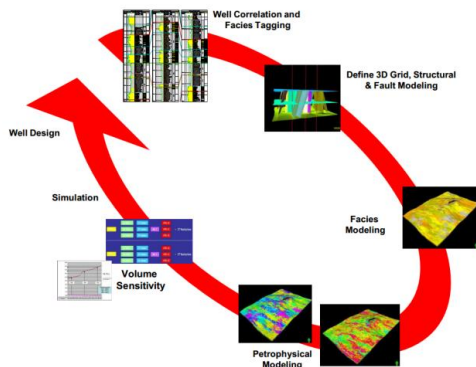
2. Nghiên cứu và xây dựng mô hình mô phỏng cho đối tượng Mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc

2.1. Mô hình thủy địa chất đối tượng Mioxen hạ, mỏ Hồng Ngọc

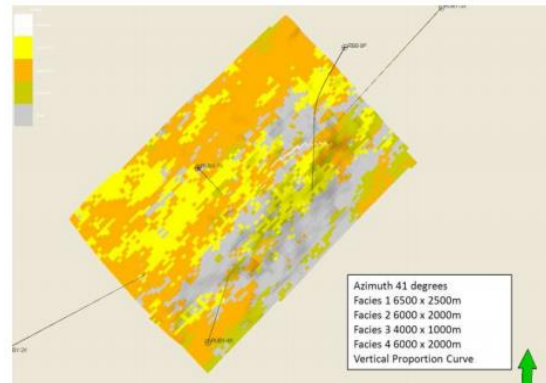
Việc xây dựng mô hình địa chất cho các đối tượng khai thác chính tầng Mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc là bước căn bản đầu tiên được thực hiện cho công tác thiết kế và tối ưu các phương án bơm ép nước. Việc mô phỏng các thuộc tính địa chấn giúp xác định các ranh giới dầu nước cùng với đó là định lượng sự biến thiên của các tính chất đất đá và các ảnh hưởng của nó đến độ bão hòa chất lưu, dòng chảy. Đối tượng chính được chọn để xây dựng mô hình mô phỏng là các tầng cát kết Mi-09 và Mi-10, đây là những đối tượng chứa chính của vỉa với phần lớn các giếng khai thác hoạt động. Các bước cơ bản trong công tác xây dựng mô hình địa chất nhằm mô phỏng tính chất vỉa chứa bao gồm xác định tướng đá, liên kết giếng khoan theo diện, xây dựng mô hình cấu trúc, mô hình hệ thống đứt gãy, xây dựng mô hình thuộc tính, xác định trữ lượng, các kết quả của mô hình địa chất được chuyển sang làm đầu vào cho mô hình khai thác.

Việc xác định đặc tính cho tầng chứa được dựa trên kết quả phân tích thạch học cùng với bản đồ môi trường trầm tích khu vực mỏ. Từ các phân tích này đã xác định được 4 tướng đá và trong số đó đã xác định được 2 tướng đá có ảnh hưởng chính đến khả năng chứa dầu.

Trữ lượng dầu khí theo mô hình địa chất 3D được phân tích độ nhạy cho 45 trường hợp để xác định khoảng biến đổi trữ lượng dầu khí tương ứng với các giá trị xác suất P90, P50 và P10. Trữ lượng theo phương án cơ sở nằm trong khoảng $\pm 5\%$ so với trữ lượng được phê duyệt.



Hình 3. Quy trình xây dựng mô hình 3D



Hình 4. Phân bố tướng đá trong mô hình

2.2. Mô hình khai thác đối tượng Mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc

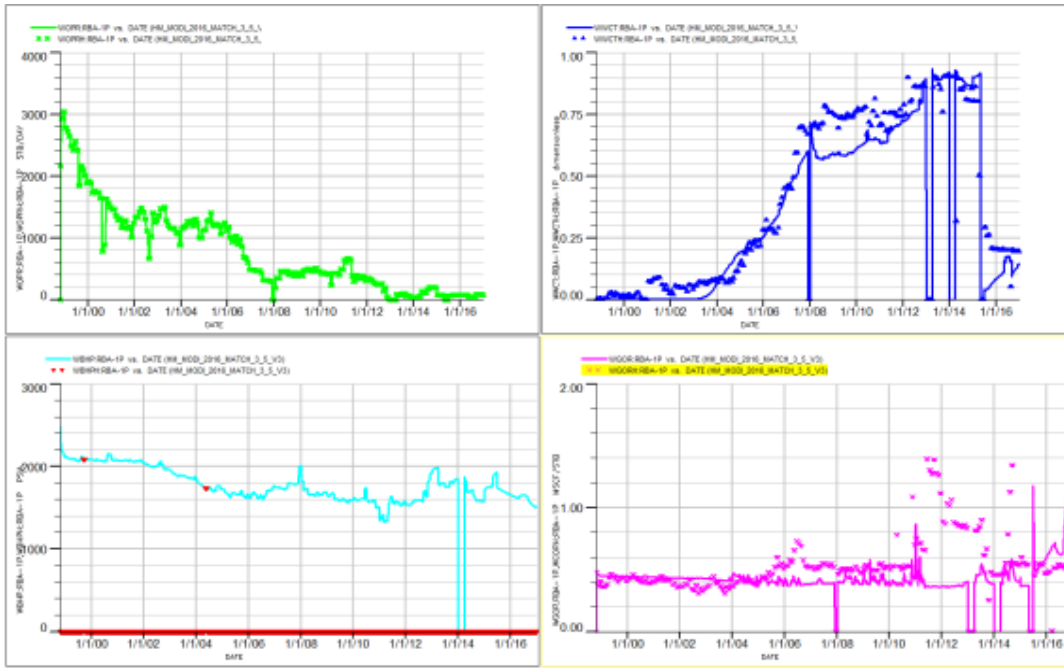
Mô hình mô phỏng thủy động lực học khai thác (MHKT) được xây dựng từ bản đồ cấu trúc, thuộc tính, phân bố độ rỗng, thấm và độ bão hòa nước ban đầu được lấy từ mô hình địa chất 3D kết hợp với các thông số về hệ chất lưu trong vỉa, tính chất đá chứa và các số liệu khai thác. Mô hình được giữ nguyên kích thước ô lưới (330x500x2 ft) từ mô hình địa chất với tổng số 233.618 ô lưới và 171.049 ô lưới hoạt động. Các điều kiện ban đầu của mô hình được xây dựng và xác lập từ số liệu thử vỉa đáng tin cậy. Số liệu phân tích thành phần chất lưu được sử dụng từ chất lưu giếng HN-3X, đường cong thấm pha tương đối được lấy từ giếng HN-6P thực nghiệm trên 06 mẫu lõi từ đối tượng. Hàm J-Leveret thiết lập mối quan hệ giữa áp suất mao dẫn và độ bão hòa nước được xây dựng. Các điều kiện xác lập chế độ nước vận động cho tập Mi-10, ranh giới dầu nước ban đầu, lượng dầu tại chỗ ban đầu... của mô hình thủy động lực học được xác lập.

2.3. Khớp lịch sử khai thác

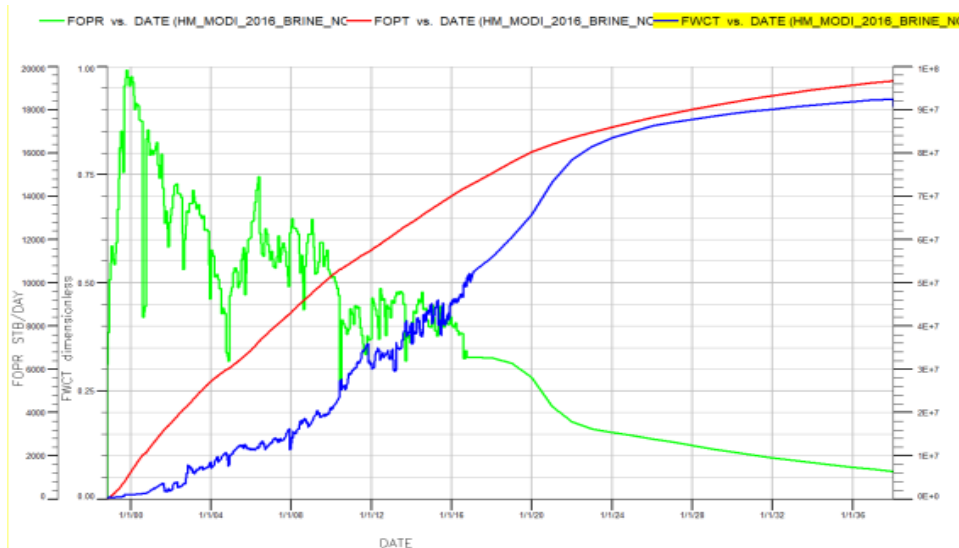
Trong quá trình khớp lịch sử khai thác, lưu lượng dầu của các giếng khai thác được sử dụng như là thông số đầu tiên và quan trọng trong việc kiểm soát chất lượng mô hình. Các yếu tố khác như: áp suất vỉa, tỉ lệ nước (water cut), tỷ số khí- dầu (GOR)... cũng được sử dụng để đánh giá và là cơ sở để hiệu chỉnh các thông số của mô hình. Để đạt được kết quả khớp lịch sử tốt cần thiết phải tiến hành một số hiệu chỉnh về thông số vỉa, sự ảnh hưởng của nguồn cung cấp năng lượng, đặc tính lưu thông giữa các khu vực trong quá trình khai thác, bao gồm:

- Phân bố độ thấm khu vực,
- Độ dẫn thủy và mức độ liên thông thủy lực,
- Hệ số nhiễm bẩn giếng khai thác...

Kết quả khớp lịch sử khai thác mô hình và trên các giếng riêng biệt cho thấy mức độ phù hợp giữa lịch sử và mô hình mô phỏng cho thấy mô hình đủ độ tin cậy để sử dụng cho mục đích dự báo và thực hiện các giải pháp nhằm tối ưu khai thác.



Hình 5 Kết quả khớp lịch sử khai thác giếng đại diện HN-1P



Hình 6 Kết quả dự báo khai thác phương án cơ sở cho đối tượng nghiên cứu Mioxen Hạ mỏ Hồng Ngọc

2.4. Dự báo khai thác cho đối tượng

2.4.1. Phương án cơ sở.

Sau khi kết thúc quá trình khớp lịch sử, dự báo khai thác cho đối tượng được tiến hành. Nhiều phương án phát triển được đặt ra nhằm mục đích nâng cao thu hồi dầu và từ đó đề xuất phương án phát triển tối ưu cho toàn mỏ. Thời điểm bắt đầu chạy dự báo từ 01/01/2017 đến năm 31/12/2036, điều kiện không chế giếng khi chạy dự báo: áp suất đáy 50 - 70 bar, WCT 97%, lưu lượng tối thiểu 20 thùng/ng.đ.

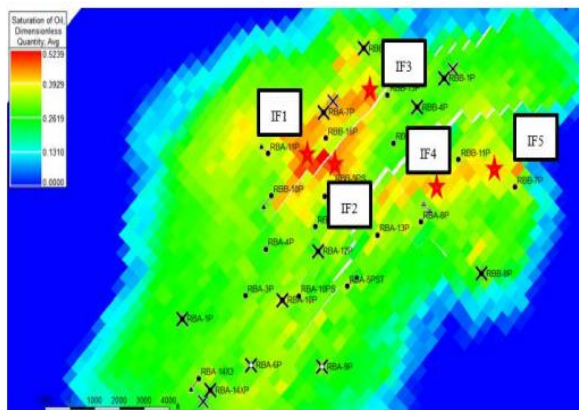
- Lưu lượng dầu tối thiểu: 1.200 BOPD
- Độ ngập nước tối đa: 97%
- Sản lượng dầu trên 1 giếng tối thiểu: 20 BOPD
- Áp suất đáy giếng chạy tối thiểu: 400 psi
- Áp suất vỉa tối đa: 3.200 psi

Với các giếng hiện tại và không có các hoạt động tiếp theo, việc thu hồi dầu cuối cùng từ vỉa chứa Mioxen-09 & 10 là 97,05 MMstb vào ngày 01 tháng 1 năm 2037 (Hình 6). Phương án này xem như

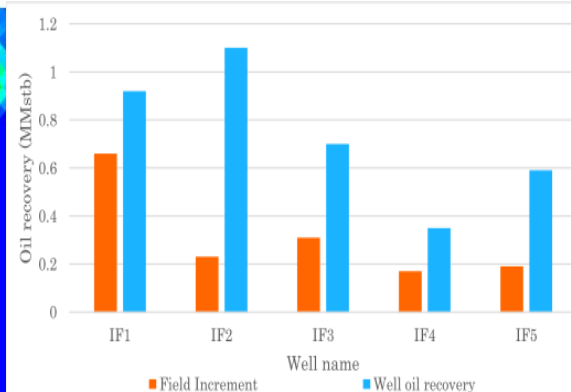
phương án cơ sở để so sánh với các kế hoạch phát triển khác.

2.4.2. Nghiên cứu giải pháp đan dày giếng khoan nhằm gia tăng sản lượng.

Dựa trên phân bố độ bão hòa dầu trung bình tại thời điểm 01 tháng 1 năm 2037 của phương án cơ sở, 05 vị trí tiềm năng cho khoan đan dày giếng được xác định (Hình 7), cụ thể là IF1, IF2, IF3, IF4 và IF5. Tất cả các giếng được mở vỉa trong cả 02 đối tượng Mioxen-09 và 10. Hình 8 thể hiện kết quả mô phỏng, cho thấy lượng dầu tích lũy trên mỗi vị trí giếng và tổng tổng sản lượng dầu gia tăng của toàn đối tượng. Tại vị trí IF1 đạt sản lượng thu hồi dầu tăng cao nhất (0,6 MMstb). Tuy nhiên, sự gia tăng tương đối nhỏ, do đó, với tình trạng vỉa chứa hiện tại thì khoan đan dày giếng chưa được xem như giải pháp tối ưu.



Hình 7. Bản đồ bão hòa dầu trung bình của đối tượng nghiên cứu tại thời điểm 01/2017



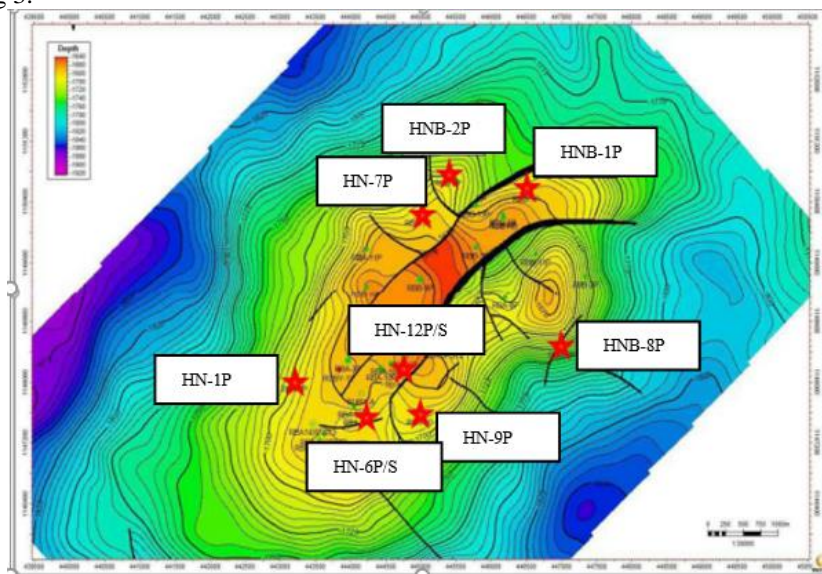
Hình 8. Sản lượng dầu gia tăng theo vị trí đan dày giếng khoan

3. Xây dựng kế hoạch và tối ưu giải pháp bơm ép nước

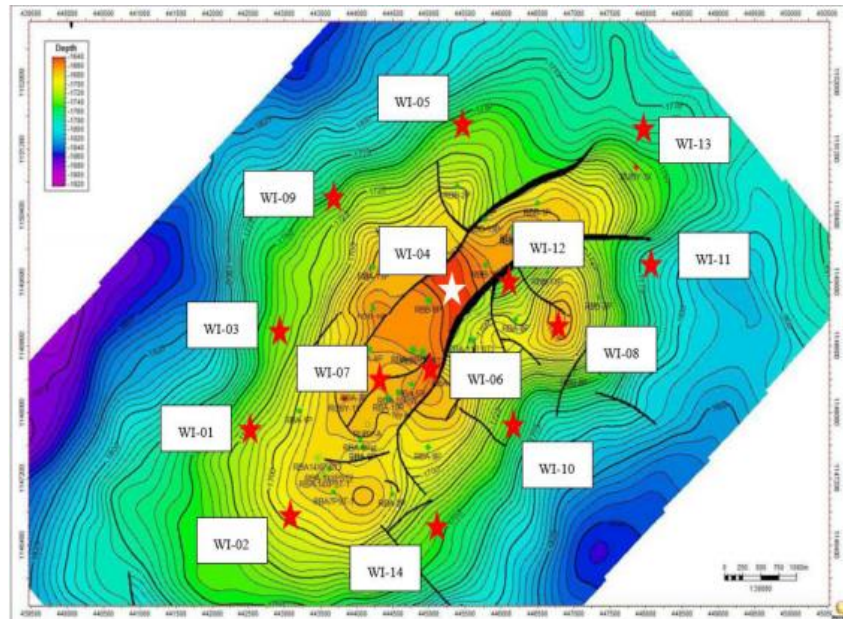
Kế hoạch duy trì năng lượng vỉa bằng giải pháp bơm ép nước được xây dựng cho Mioxen-09 & 10 Hồng Ngọc nhằm cải thiện hiệu quả quét dầu. Do động thái ngập nước hiện tại của mỏ, các giếng bơm ép được thiết kế ở phần rìa của đối tượng nhằm đẩy dầu tới giếng khai thác. Bên cạnh đó, một số giếng bơm ép được thiết kế ở khu vực trung tâm nhằm duy trì năng lượng vỉa do các giếng bơm ép ở phần rìa của đối tượng không ảnh hưởng tới. Các giếng bơm ép bao gồm chuyển đổi các giếng đóng đã đóng do ngập nước hoặc hiệu suất khai thác thấp cũng như khoan các giếng bơm ép nước mới. Tất cả các giếng bơm ép được mở vỉa ở cả Mioxen-09 & 10. Thời điểm bắt đầu bơm ép từ tháng 1 năm 2019.

3.1. Chuyển đổi các giếng hiện có sang bơm ép:

Tất cả các giếng dừng khai thác tại thời điểm hiện tại (HN-6P / S, HN-7P, HN-9P, HNB-1P và HNB-2P) và giếng dầu với lưu lượng khai thác thấp có độ ngập nước cao (HN-1P, HN-12P/S và HNB-8P) được lựa chọn để chuyển đổi thành giếng bơm ép (Hình 9). Sản lượng dầu gia tăng sau khi chuyển đổi được thể hiện trong Bảng 3.



Hình 9 Bản đồ vị trí giếng khoan chuyển đổi từ khai thác kém hiệu quả sang bơm ép



Hình 10 Vị trí các giếng bơm ép mới

Bảng 2. Lượng dầu tích lũy gia tăng đối với trường hợp giếng chuyển đổi và giếng bơm ép mới

STT	Giếng	Lưu lượng bơm ép (thùng/ngày)	Sản lượng dầu gia tăng (triệu thùng)
1	HN-1P	3,500	0.85
2	HN-6P/S	3,500	0.45
3	HN-7P	3,500	-
4	HN-9P	3,500	0.5
5	HN-12P/S	2,000	1.7
6	HNB-1P	3,500	Không hiệu quả
7	HNB-2P	3,500	-
8	HNB-8P	3,500	0.6
9	WI-01	3,500	0.9
10	WI-02	3,500	0.91
11	WI-03	3,500	1.1
12	WI-04	3,500	1.2
13	WI-05	3,500	0.5
14	WI-06	2,000	3.3
15	WI-07	2,000	2.1
16	WI-08	3,500	0.6
17	WI-09	3,500	1.3
18	WI-10	3,500	1.2
19	WI-11	3,500	1.1
20	WI-12	3,500	2.3
21	WI-13	3,500	0.3
22	WI-14	3,500	0.8

3.2. Lựa chọn vị trí giếng bơm ép mới

Các phương án đánh giá độ nhạy vị trí giếng bơm ép mới được thực hiện cho mỗi giếng bơm ép mới, kết quả cho thấy một số vị trí tiềm năng đã được xác định như trong Hình 10 và kết quả thu hồi dầu gia tăng được thể hiện trong Bảng 3.

3.3 Tối ưu số lượng giếng bơm ép

Dựa trên kết quả tối ưu vị trí giếng bơm ép mới và giếng chuyển đổi sang bơm ép đã trình bày từ phần trước, lượng dầu thu hồi tăng dần từ mỗi giếng bơm ép được lựa chọn riêng lẻ được sắp xếp theo khu vực (Bảng 5). Các kịch bản sản lượng được xây dựng với các kế hoạch đưa giếng bơm ép khác nhau như sau:

Bảng 3 Lượng dầu tích lũy gia tăng trong trường hợp tối ưu vị trí giếng khoan theo khu vực

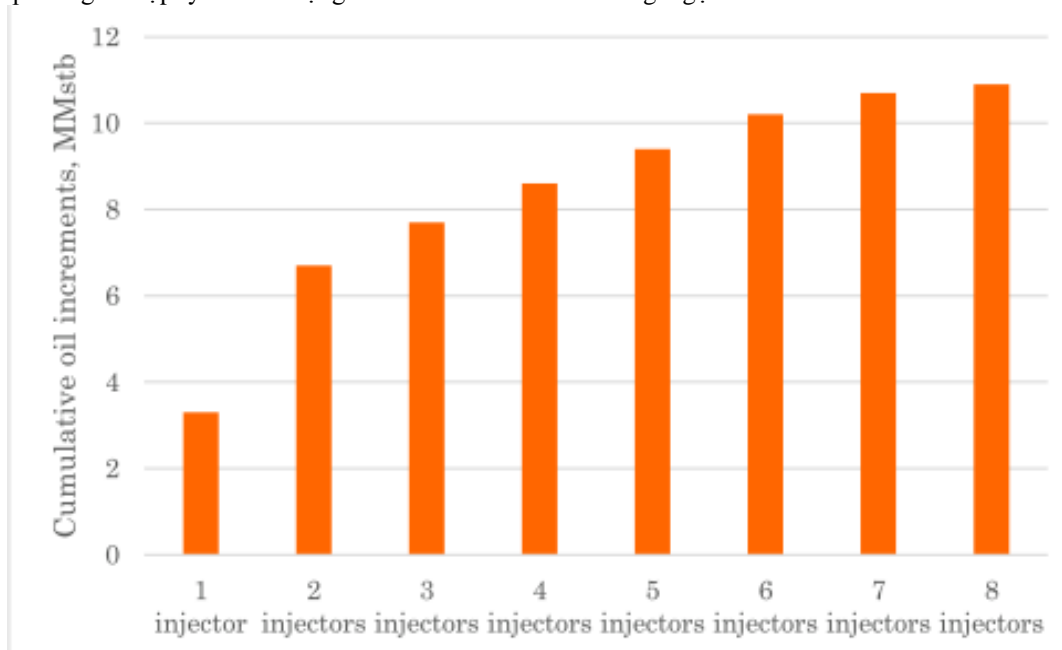
Khu vực	Giếng	Tổng sản lượng dầu gia tăng (triệu thùng)
Khu vực Tây của mỏ	WI-02	0.91
	WI-01	0.9
	HN-01	0.85
	HN-6P/S	0.45
Khu vực Bắc của mỏ	WI-09	1.3
	WI-03	1.1
	WI-05	0.5
	HNA-7P	-
	HNB-2P	-
Khu vực trung tâm của mỏ	WI-06	3.3
	WI-07	2.1
	HNA-12P/S	1.7
	WI-04	1.2
	HNB-1P	-
Khu vực Đông – Nam của mỏ	WI-12	3.2
	WI-10	1.2
	WI-11	1.1
	WI-14	0.8
	WI-08	0.65
	HNB-8P	0.6
	HN-9P	0.5

Bảng 4 Sản lượng gia tăng trên toàn mỏ được sắp xếp theo số lượng giếng

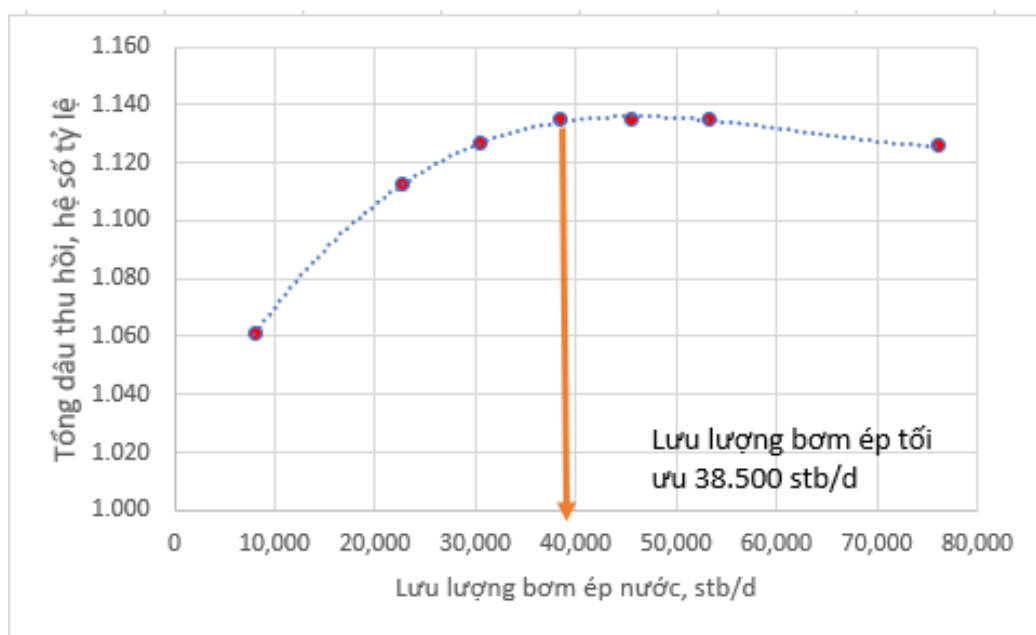
STT	1 giếng	2 giếng	3 giếng	4 giếng	5 giếng	6 giếng	7 giếng	8 giếng
1	WI-06	WI-06	WI-06	WI-06	WI-06	WI-06	WI-06	WI-06
2		WI-12	WI-12	WI-12	WI-12	WI-12	WI-12	WI-12
3			WI-09	WI-09	WI-09	WI-09	WI-09	WI-09
4				WI-10	WI-10	WI-10	WI-10	WI-10
5					WI-02	WI-02	WI-02	WI-02
6						WI-11	WI-11	WI-11
7							HN-1P	HN-1P
8								WI-03

Sản lượng dầu gia tăng cho 8 trường hợp so với phương án cơ sở được thể hiện trong hình 11. Sự khác biệt của lượng dầu thu hồi giữa trường hợp 07 giếng bơm ép và trường hợp 08 giếng bơm ép là tương đối

nhỏ (khoảng 0,2 MMstb). Sự khác biệt giữa sáu giếng bơm ép và trường hợp bảy giếng bơm ép khoảng 0,5 MMstb. Tuy nhiên, HN-1P là giếng chuyển đổi. Do đó, có thể kết luận rằng kịch bản bảy giếng bơm ép là phương án hợp lý nhất sử dụng để tối ưu khai thác mỏ Hồng Ngọc.



Hình 11. Kết quả đánh giá độ nhạy số lượng giếng bơm ép



Hình 12. Kết quả tối ưu lựa chọn lưu lượng bơm ép tối ưu cho giếng

3.4. Lựa chọn đối tượng bơm ép

Nghiên cứu bơm ép từng vùng riêng biệt được tiến hành cho từng vỉa chứa riêng lẻ với cùng tỷ lệ bơm ép. Kết quả được thể hiện trong Bảng 6. Tất cả các giếng cho thấy hiệu quả thu hồi dầu cao nhất với kịch bản bơm ép kết hợp.

3.5. Lựa chọn thời điểm bơm ép.

Nhằm xác định thời điểm bơm ép, các tác giả xây dựng và xem xét giữa 02 kịch bản. Phương án 1 bắt đầu từ năm 2019 trong khi phương án 2 bắt đầu từ năm 2020. Kết quả được thể hiện trong Bảng 6 chỉ ra rằng khi triển khai bơm ép sớm hơn sẽ đạt được hiệu quả thu hồi tốt hơn, rút ngắn thời gian thu hồi và giảm chi phí vận hành khai thác.

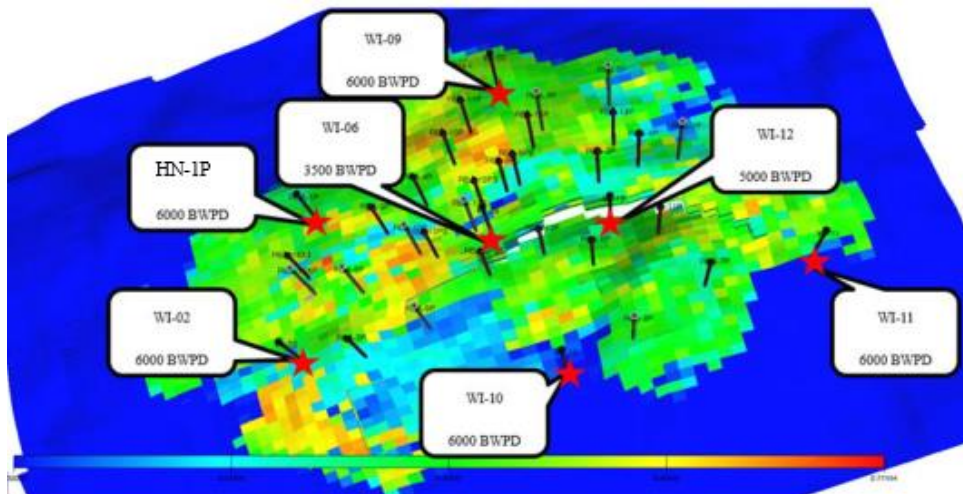
Bảng 5. Nghiên cứu đánh giá độ nhạy thời điểm bơm ép và lựa chọn lưu lượng bơm ép tối ưu

Nghiên cứu lựa chọn tầng chứa bơm ép tối ưu					
Vùng	Tầng	Mi-9/10	Mi-9	Mi-10	
		Lưu lượng bơm ép (thùng/ngày)	3500	3500	3500
Bắc	WI-02	0.91	0.73	0.89	
	HN-1P	0.85	0.8	0.79	
Tây Bắc	WI-09	1.3	1.1	0.8	
Trung tâm	WI-06	3.3	3.2	1.6	
Đông Nam	WI-10	1.2	1	0.8	
	WI-11	1.1	1	0.9	
	WI-12	3.2	2.6	2	
Nghiên cứu lựa chọn thời điểm bơm ép tối ưu					
	Thời điểm bắt đầu bơm ép	Lưu lượng bơm ép	Số giếng bơm ép	Tổng sản lượng thu hồi	
	(năm)	(thùng/ngày)	giếng	Hệ số tỷ lệ	
PA cơ sở	-	-	0	1	
PA 1	2019	26,500	7	1,093	
PA 2	2020	26,500	7	0,996	
Nghiên cứu lựa chọn lưu lượng bơm ép tối ưu					
PA cơ sở	-	-	0	1	
PA 1	2019	8,000	7	1,061	
PA 2	2019	22,800	7	1,112	
PA 3	2019	30,400	7	1,127	
PA 4	2019	38,500	7	1,135	
PA 5	2019	45,600	7	1,135	
PA 6	2019	53,200	7	1,135	
PA 7	2019	76,000	7	1,126	

3.6. Xác định lưu lượng bơm ép

Các trường hợp đánh giá độ nhạy lưu lượng bơm ép trên mô hình được thực hiện dựa trên bảy vị trí giếng bơm ép đã được lựa chọn bảy tốc độ bơm khác nhau: 8.000, 22.800, 30.400, 38.500, 45.600, 53.200 và 76.000 (thùng/ngày). Các kết quả được thể hiện trong Bảng 6 và Hình 12. Dựa trên sự gia tăng sản lượng dầu, chúng tôi thấy rằng lưu lượng bơm ép tối ưu là 38.500 (thùng/ngày) là lưu lượng cho tổng thu hồi cao nhất.

Kết quả nghiên cứu và tối ưu hóa, kế hoạch phát triển cho Mioxen-09 & 10 Hồng Ngọc được xây dựng và tóm tắt như (Hình 13):



Hình 13 Kết quả giải pháp bơm ép nước cho đối tượng Mioxen Hồng Ngọc.

3. Kết luận

- Đối với đối tượng Mioxen hạ mỏ Hồng Ngọc hiện nay năng lượng vỉa suy giảm mạnh sau một thời gian khai thác các giải pháp khoan đan dày giếng không mang lại hiệu quả thu hồi dầu cao.
- Giải pháp bơm ép nước đem lại hiệu quả và lựa chọn số lượng các giếng bơm ép nước có tác động tới có hiệu quả khai thác và đối với đối tượng Mioxen hạ thì sử dụng bảy giếng bơm ép (sáu giếng mới và một giếng chuyển đổi) là phù hợp và đạt hiệu quả cao nhất.
- Đối với hai đối tượng Mioxen-09 & 10 nên bơm ép cho cả 02 đối tượng.
- Thời điểm bơm ép nên thực hiện bơm ép nước càng sớm thì hiệu quả thu hồi dầu càng cao.
- Đối với phương án bơm ép này thì lưu lượng bơm ép tối ưu nên là 38.500 (thùng/ngày).
- Tất cả các giếng cho thấy hiệu quả thu hồi dầu cao nhất với kịch bản bơm ép kết hợp

Tài liệu tham khảo

- Agudelo và nnk, 2016, Casabe: Water Injection Optimization and Surveillance in a Mature Field, SPE-180774.
- Chan và nnk, 2011, Breaking Oil Recovery Limit in Malaysian Thin Oil Rim Reservoirs: Water Injection Optimization, IPTC-14157.
- Fady Ruben và nnk, 2011, Integrated Field Optimization Strategy Applied to an Offshore Water Injection Project, SPE-129767
- Huang và nnk, 2006, Water Injection Optimization Using Historical Production and Seismic Data, SPE-102499
- Mezzomo, C.C và nnk, 2003, Methodology for Water Injection Strategies Planning Optimization Using Reservoir Simulation 2011.
- Mitchell và nnk, 1982, Water Injection Methods, SPE10028.
- Willhite, G.P. 1986. Waterflooding, third printing. SPE Textbook Series 3.

ABSTRACT

Research on the applicability and optimization of water flooding for lower mioxen formation of Hongngoc field to improved oil recovery

Đinh Đức Huy¹, Lê Quang Duyên², Lê Thế Hà³, Phạm Chí Đức¹, Trần Xuân Quý¹,
Đương Đức Hiếu⁴, Phạm Văn Tú¹, Trần Đăng Tú¹, Lưu Đình Tùng¹, Vương Việt Nga¹

¹*Viện Dầu Khí Việt Nam* ²*Đại học Mỏ Địa chất*

³*Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*, ⁴*Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro*

Most of the oil fields in Vietnam are in the depletion stage with low-pressure support. All of the biggest oil fields are located in Cuu Long Basin including White Tiger, Black Lion, Dawn, Dragon, White Rhino, HongNgoc... Some of them are produced with secondary recovery by applying water injection like White Tiger, Dragon... Water injection is the most commonly used method to improve oil recovery after primary depletion.

Hong Ngoc field is located near the eastern edge of Cuu Long Basin in approximately 100 feet of water. The field produces from the Lower Miocene with the main producing formation in two sands. Ruby field has been in production for almost 18 years by nature depletion. This paper focuses on design and optimization the water injection plan for Lower Miocene reservoirs of Ruby field to improve oil recovery base on numerical simulation method. The results from simulation present 10.7MMstb additional oil recovery with 07 injectors from 2019.

Keywords: RF, IOR, EOR, injection, simulation

Nghiên cứu, đánh giá khả năng áp dụng giải pháp ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học cho tầng trầm tích bề Cừ Long

Hoàng Linh^{1,*}, Phạm Trường Giang¹, Hoàng Long¹, Lê Thế Hùng¹, Đinh Đức Huy¹, Trần Xuân Quý¹, Phạm Chí Đức¹, Phạm Văn Tú¹, Vương Việt Nga¹, Lưu Đình Tùng¹, Trần Đăng Tú¹, Lê Quang Duyên²

¹ Viện Dầu khí Việt Nam

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất

Email: Linh@vpi.pvn.vn

TÓM TẮT

Trong giai đoạn khai thác hiện nay, hầu hết các mỏ dầu tại Việt Nam đều đã áp dụng các biện pháp khai thác thứ cấp, trong đó phổ biến nhất là áp dụng bơm ép nước vào vỉa. Tuy nhiên, phương pháp này cũng là nguyên nhân chính gây nên hiện tượng ngập nước cao trong giếng khai thác. Với đặc trưng địa chất của nhiều đối tượng trầm tích cát kết là tầng chứa bao gồm nhiều vỉa mỏng xen kẽ với độ dày trung bình thấp, hiện tượng ngập nước bao gồm cả quá trình di chuyển của nước tại chỗ lẫn do ảnh hưởng của nước bơm ép càng diễn ra phức tạp, khó theo dõi và kiểm soát, ảnh hưởng đến khả năng khai thác của giếng. Các giải pháp ngăn cách nước khai thác cơ học qua thực tế đã chứng tỏ không phải là giải pháp tối ưu với các đối tượng phức tạp, do đó việc nghiên cứu, xây dựng giải pháp sử dụng các loại hóa phẩm phù hợp với điều kiện vỉa chứa và hệ thống công nghệ, thiết bị khai thác, mang lại hiệu quả ngăn cách nước tối ưu là một nhiệm vụ cấp thiết.

Bài báo trình bày các giải pháp ngăn cách nước đã được nghiên cứu hoặc áp dụng tại Việt Nam, đánh giá hiệu quả của từng giải pháp và rút ra bài học kinh nghiệm qua đó đánh giá tiềm năng áp dụng nhóm giải pháp hóa học cho các đối tượng trầm tích cát kết tại bể Cừ Long. Kết quả nghiên cứu sẽ là tiền đề thúc đẩy việc chế tạo, thử nghiệm hệ hóa phẩm ngăn cách nước.

Từ khóa: ngập nước, giải pháp ngăn cách nước, vỉa xen kẽ

1. Đặt vấn đề

Trên thế giới hiện nay có nhiều phương pháp làm giảm độ ngập nước tại các giếng khai thác, có thể phân thành hai nhóm chính: nhóm các giải pháp cơ học (như đồ cầu xi măng, sử dụng công nghệ hoàn thiện giếng thông minh...) và nhóm giải pháp hóa học (polymer, gel, hệ polymer/gel). Tại Việt Nam tính đến thời điểm hiện tại, một số nhà thầu như Vietsoyptero, PVEP POC đã áp dụng các giải pháp ngăn cách nước cơ học trong đó chủ yếu là phương pháp đồ cầu xi măng và gần đây là áp dụng công nghệ hoàn thiện SSD (Sliding Side Doors). Tuy nhiên đánh giá dựa trên cơ chế hoạt động cho thấy, các giải pháp cơ học chỉ thực sự mang lại hiệu quả cao đối với các vỉa chứa đồng nhất có chiều dày lớn và quá trình ngập nước diễn ra theo trình tự từ dưới lên trên. Với đa số các mỏ còn lại do những phức tạp về địa chất và đặc điểm địa tầng, việc áp dụng các giải pháp cơ học thường đi đôi với việc phải loại bỏ cả những tập cát đang cho dòng dầu cao nằm xen kẽ giữa các tập đã ngập nước.

Nhóm giải pháp hóa học để ngăn cách nước cũng được nghiên cứu và áp dụng khá phổ biến trên thế giới như sử dụng hệ polymer/gel. Cơ chế của phương pháp này là sử dụng các hệ hóa phẩm bơm ép xuống vỉa gây bít nhét một phần các lỗ rỗng, giảm độ thấm cục bộ làm thay đổi hướng dòng chảy của nước bơm ép đến những vùng có độ thấm thấp, qua đó làm giảm độ ngập nước của tầng sản phẩm nhằm duy trì sản lượng. Tại Việt Nam cũng đã có một số nghiên cứu và áp dụng thử nghiệm phương pháp này có thể kể đến nghiên cứu áp dụng hệ nhũ tương nhựa đường của Viện Dầu khí Việt Nam, nghiên cứu áp dụng thử nghiệm hệ Polymer-Surfactant của Halliburton cho mỏ Tê Giác Trắng, ứng dụng thử nghiệm hệ gel nhôm ngăn cách nước đối với mỏ Bạch Hổ. Tuy nhiên các nghiên cứu và thử nghiệm này hoặc chưa mang lại hiệu quả thực tế, hoặc chưa được áp dụng thử nghiệm để có đánh giá đầy đủ.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Tổng hợp các kết quả nghiên cứu, áp dụng ngăn cách nước đã thực hiện tại bể Cừ Long

2.1.1. Các giải pháp cơ học

* Tác giả liên hệ

Email: Linh@vpi.pvn.vn

Nhóm giải pháp cơ học có thể phân thành 2 phương pháp chính bao gồm:

Đồ cầu xi măng: Nếu mức độ ngập nước của các giếng khai thác quá lớn giữa các tầng khai thác riêng biệt của một giếng cụ thể thông thường dùng phương pháp đồ cầu xi măng. Xi măng thường được sử dụng để kiểm soát nước cơ học, bơm ép xi măng là phương pháp kiểm soát nước phổ biến nhất. mục đích bơm trám xi măng là bịt một tầng chứa đã khai thác hết, cách ly một lớp của các vùng lân cận nhằm hạn chế tỷ lệ nước hoặc khí đồng hành trong khai thác dầu, bịt nước vỉa thâm nhập. Ưu điểm của giải pháp này là dễ thực hiện về mặt kỹ thuật, an toàn trong việc cách ly vĩnh viễn các tầng ngập nước không còn tiềm năng khai thác dầu khí. Tuy nhiên biện pháp đồ cầu xi măng sẽ gặp hạn chế lớn khi thực tế các tầng ngập nước nằm giữa khoảng mở vỉa, trong khi các vỉa bên dưới lại vẫn có thể khai thác tốt mà thực tế đã gặp phải tại bể Cửu Long, đặc biệt với các mỏ có đặc trưng vỉa mỏng xen kẽ như Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng.

Biện pháp đồ cầu xi măng đã được thực hiện tại nhiều mỏ đang khai thác trong đối tượng trầm tích lục nguyên của bể Cửu Long như Bạch Hồ, Rồng, Ruby, tuy nhiên do chi phí của biện pháp này khá lớn nên đa số các giếng đều thực hiện đồng thời nhiều biện pháp sửa chữa giếng khác như bơm vỉa lại, xử lý vùng cận đáy giếng hoặc chuyên tầng khai thác (đóng toàn bộ tầng sản phẩm bên dưới và mở vỉa ở tầng sản phẩm phía trên), do đó hầu hết sẽ không đánh giá được hiệu quả của bản thân giải pháp ngăn cách nước. Trong phạm vi của bài báo, nhóm tác giả tập trung phân tích và đánh giá hiệu quả của các giếng khai thác chỉ áp dụng biện pháp ngăn cách nước trong cùng một tầng sản phẩm với giải pháp đồ cầu xi măng. Tính đến thời điểm hiện tại, đã có 6 giếng chỉ thực hiện biện pháp này nhằm mục đích ngăn cách tầng chứa nước, bao gồm các giếng 42, 46, 50 của mỏ Bạch Hồ, giếng 608 của mỏ Rồng và giếng RB-2P, RB-8P của mỏ Ruby. Các kết quả thực tế được thể hiện trên bảng 1.

Bảng 1. Thống kê giếng khoan tiến hành đồ cầu xi-măng

Mỏ	Đối tượng khai thác	Năm sửa chữa	Tên Giếng	Tình trạng giếng khoan		
				Q trước t,m3/d	Q sau t,m3/d	Lượng gia tăng t,m3/d
Bạch Hồ	Miocene hạ	2011	50	209,0	461,0	252,0
		2012	46	20	35,0	15,0
		2012	42	2,2	0,0	-2,2
Mỏ Rồng	Oligocene hạ	2012	608	71,0	227,0	156,0
Ruby	Miocene hạ	2013	RB_2P	97,1	120,7	23,6
		2013	RB_8P	32,1	55,7	23,6

Nhìn chung các kết quả đạt được cho thấy các giếng đã áp dụng biện pháp đồ cầu xi măng cho hiệu quả về việc giảm thiểu mức độ ngập nước và tăng sản lượng khai thác dầu. Các kết quả tổng kết và đánh giá chi tiết hiệu quả của các giếng đã thực hiện sẽ được trình bày trong phần sau của báo cáo.

Sử dụng các công nghệ và thiết bị lòng giếng cho mục đích ngăn cách các tầng ngập nước: Đối với phương pháp này, các công nghệ và thiết bị hiện đại sẽ được sử dụng để cách ly tạm thời hoặc vĩnh viễn các khoảng mở vỉa ngập nước trong lòng giếng. Các hãng cung cấp dịch vụ trên thế giới luôn cải tiến công nghệ, vật liệu chế tạo thiết bị và cho ra các biện pháp với tên gọi thương mại khác nhau tuy nhiên cơ chế chung là sử dụng 2 hoặc nhiều các packer lắp đặt trong lòng giếng để ngăn cách hoàn toàn khoảng mở vỉa cho dòng nước. So với đồ cầu xi măng, việc sử dụng các công nghệ và thiết bị hoàn thiện giếng là biện pháp cơ học tiên tiến hơn và có nhiều ưu điểm hơn, trong đó có thể kể đến ưu điểm lớn nhất là phương pháp này cho phép ngăn cách các tầng ngập nước nằm giữa khoảng mở vỉa. Ngoài ra với một số công nghệ hiện nay các thiết bị ngăn cách (straddle packer) có thể thu hồi được (retrievable), mang đến khả năng mở lại các vỉa đã đóng trong tương lai.

Tại Việt Nam, biện pháp kỹ thuật này đã được áp dụng tại một số giếng của mỏ Tê Giác Trắng, là mỏ có vỉa mỏng xen kẽ với số lượng tập vỉa lớn và động thái ngập nước rất phức tạp, không khả thi cho việc đồ cầu xi măng thông thường. Các kết quả thực tế áp dụng được thể hiện trên bảng 2 dưới đây.

Bảng 2. Thống kê giếng khoan sử dụng các thiết bị ngăn cách nước

Mỏ	Đối tượng khai thác	Năm sửa chữa	Tên Giếng	Tình trạng giếng khoan				
				WCT trước %	WTC sau %	Q trước stb/d	Q sau stb/d	Lượng gia tăng stb
Tê Giác Trắng	Miocene	2014	TGT-H1-2P	80	68	1650	2000	350
		2015	TGT-H1-7P	90	72	1100	2000	900
	Oligocene	2014	TGT-H1-1P	80	90	1800	1100	-700

Kết quả cho thấy 2 trong số 3 giếng khoan áp dụng biện pháp này đã mang lại hiệu quả với việc giảm mức độ ngập nước và tăng sản lượng khai thác dầu (các giếng TGT-H1-2P và TGT-H1-7P). Tuy nhiên giếng TGT-H1-1P không thành công do việc ngăn cách các vỉa trong đó bao gồm cả các tập vỉa còn tiềm năng cho dầu đã gây ảnh hưởng đến sản lượng khai thác của giếng.

2.1.2. Các giải pháp hóa học

Về cơ chế, phương pháp ngăn cách nước bằng hóa học có hai loại chính cần phân biệt. Loại đầu tiên là sử dụng hóa phẩm ngăn cách hoàn toàn khối dòng chảy trong khu vực trong khoảng được bơm ép. Loại thứ hai ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học là thay đổi tính thấm tương đối (RPM). RPM là những hóa phẩm trong đó làm giảm tính thấm của nước nhiều hơn so với các hydrocarbon trong giếng khai thác. Thông thường RPM là polyme hình thành và hấp phụ trên bề mặt đất đá vỉa cho phép dòng chảy của dầu, nhưng thất dòng chảy của nước. Ưu điểm của việc sử dụng hóa phẩm là chúng lan tỏa, xâm nhập sâu hơn trong vỉa, do đó được sử dụng tại vùng cận đáy giếng khai thác hóa phẩm ngăn cách hoàn toàn và RPM sử dụng hiện nay là các hóa phẩm ưa nước. Chúng phân tán hoàn toàn trong dung dịch nước. Tùy thuộc vào vị trí và mục đích khác nhau có thể sử dụng theo hai cách khác nhau. Các vị trí nhằm mục đích cô lập vùng cần xử lý và phần còn lại có thể sử dụng phương pháp ngăn cách nước hoàn toàn. Ngược lại giảm độ ngập nước vùng cận đáy giếng có thể sử dụng phương pháp thay đổi độ thấm tương đối của giếng khai thác.

Tại bể Cửu Long, cả hai biện pháp ngăn cách nước nói trên đều đã được ứng dụng thử nghiệm, trong đó:

- Tại mỏ Bạch Hổ, hệ gel vô cơ với cơ chế bít nhét hoàn toàn để cách ly các khoảng ngập nước đã được áp dụng cho các giếng BH-98 và BH-12;
- Tại mỏ Tê Giác Trắng, hệ hóa phẩm Polymer với cơ chế tạo lớp màng trên bề mặt đất đá vỉa để thay đổi độ thấm tương đối của các pha (giảm độ thấm pha nước, tăng độ thấm tương đối của dầu) đã được ứng dụng cho giếng TGT-H1-4P.

Tính đến thời điểm hiện tại, các biện pháp ngăn cách nước bằng hóa học đã thực hiện tại bể Cửu Long đều không thành công mà nguyên nhân chủ yếu do điều kiện nhiệt độ áp suất của vỉa cũng như những phức tạp trong cấu trúc địa chất và hoàn thiện giếng. Các phân tích chi tiết về kết quả áp dụng các giải pháp này sẽ được trình bày trong phần sau của báo cáo.

2.2. Đánh giá tiềm năng áp dụng hệ hóa phẩm ngăn cách nước cho đối tượng trầm tích bể Cửu Long

2.2.1. Phân loại các đối tượng địa chất phù hợp với từng nhóm giải pháp ngăn cách nước tại bể Cửu Long

Thực tế đã áp dụng các giải pháp ngăn cách nước tại bể Cửu Long cho thấy, các biện pháp ngăn cách nước cơ học cho tỷ lệ thành công tương đối cao khi áp dụng tại các mỏ có động thái ngập nước đồng đều giữa các giếng và các tập vỉa (như Bạch Hổ, Ruby). Chỉ khi áp dụng tại các mỏ có đặc trưng vỉa mỏng xen kẽ và tình trạng ngập nước khó kiểm soát như mỏ Tê Giác Trắng, giải pháp này mới thể hiện một số điểm yếu như ngăn cách không có lựa chọn hay việc cách ly toàn bộ tầng sản phẩm vẫn còn khả năng cho dầu có thể ảnh hưởng tiêu cực đến hiệu quả khai thác của giếng.

Do các nguyên nhân trên, việc lựa chọn đối tượng địa chất phù hợp cho từng nhóm giải pháp ngăn cách nước (cơ học và hóa học) tại bể Cửu Long sẽ được thực hiện với các nguyên tắc và tiêu chí như sau:

- Về điều kiện địa chất và động thái khai thác:
 - Các mỏ đang khai thác có mức độ ngập nước hiện tại cao, tốc độ ngập nước nhanh tuy nhiên trữ lượng còn lại còn nhiều tiềm năng;
 - Các mỏ đang khai thác nhiều tập vỉa đồng thời, tồn tại các vỉa chứa có độ ngập nước cao tuy nhiên vẫn đóng góp sản lượng dầu;
 - Các mỏ có đặc trưng vỉa mỏng xen kẽ, động thái ngập nước phức tạp khó kiểm soát;
 - Đối với giếng đang khai thác tại từng mỏ, các giếng sẽ được coi là đối tượng nghiên cứu áp dụng biện pháp ngăn cách nước khi hàm lượng nước khai thác cao hơn 50%.

- Về thứ tự ưu tiên các giải pháp
 - Các mỏ có cấu trúc địa chất và động thái ngập nước không phức tạp, mức độ ngập nước đồng đều và tuân tự theo các vỉa: ưu tiên lựa chọn nhóm giải pháp cơ học. Trong trường hợp các kết quả khảo sát giếng và mặt cắt dòng cho thấy động thái ngập nước phức tạp hoặc các giếng gặp khó khăn về hoàn thiện giếng hay thiết bị lòng giếng, dẫn đến không khả thi để áp dụng các giải pháp cơ học, sẽ xem xét là đối tượng áp dụng các giải pháp hóa học;
 - Đối với các mỏ có cấu trúc địa chất phức tạp, đặc biệt là tính chất vỉa mỏng xen kẽ, ngập nước diễn ra không đồng đều, việc áp dụng các giải pháp cơ học thông thường có thể không mang lại hiệu quả, giải pháp xử lý ngăn cách nước bằng hóa phẩm sẽ được ưu tiên.

Dựa trên kết quả tổng hợp số lượng các giếng ngập nước đang khai thác tại đối tượng trầm tích bể Cửu Long, có thể thấy hiện nay tỷ lệ các giếng có hàm lượng nước khai thác cao hơn 50% khá lớn, đặc biệt tại các mỏ như Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Sư Tử Đen, Rạng Đông gần như toàn bộ số lượng giếng khai thác đều đã ngập nước. Do đó việc đánh giá và lựa chọn giải pháp ngăn cách nước phù hợp là một yêu cầu cấp bách.

Bảng 3. Trạng thái khai thác đối tượng Miocene các mỏ bể Cửu Long

Thứ Tự	Tên mỏ	Quỹ giếng khai thác		Số giếng ngập nước > 50%	Tỷ lệ giếng ngập nước trên 50%, %
		Khai thác	Bơm ép		
1	Tê Giác Trắng	24	1	21	88
2	Bạch Hồ	77	14	45	58
3	Rồng	28	10	10	36
4	Rạng Đông	29	9	15	52
5	Sư tử Đen SW	14	3	14	100
6	Ruby	27	0	9	33
7	Pearl	5	0	0	0
8	Topaz	4	0	2	50
9	Hải Sư Trắng	4	0	4	100
10	Thỏ Trắng	4	1	2	50

Bảng 4. Trạng thái khai thác đối tượng Oligocene các mỏ bể Cửu Long

Thứ Tự	Tên mỏ	Quỹ giếng khai thác		Số giếng ngập nước > 50%	Tỷ lệ giếng ngập nước trên 50%, %
		Khai thác	Bơm ép		
1	Tê Giác Trắng	24	1	21	88
2	Bạch Hồ	35	4	11	31
3	Rồng	1	0	0	0
4	Rạng Đông	1	0	1	100
5	Sư tử Đen SW	4	0	4	100
6	Sư tử Vàng NE	1	0	0	0
7	Ruby	1	0	0	0
8	Hải Sư Trắng	4	0	4	100
9	Thỏ Trắng	21	5	6	28

Trên cơ sở các nguyên tắc và tiêu chí lựa chọn đối tượng áp dụng phù hợp cho từng nhóm giải pháp ngăn cách nước đã đặt ra, nhóm tác giả đề xuất áp dụng các giải pháp cho từng đối tượng như sau:

a, Tầng chứa Miocene:

Đây là tầng khai thác chính trong các đối tượng trầm tích cát kết của bể Cửu Long. Tính đến thời điểm hiện tại, nhiều mỏ đã khai thác trong thời gian dài, vỉa chứa gần cạn kiệt. Động thái khai thác và ngập nước cho thấy 2 xu thế tương đối rõ ràng:

- Các mỏ có cấu trúc địa chất không quá phức tạp: được thể hiện bởi số lượng tập vỉa ít, chiều dày vỉa lớn, động thái ngập nước đồng đều và tuân tự theo các tập vỉa. Có thể kể đến các mỏ như Bạch Hồ, Rạng Đông, Ruby, Sư Tử Đen;

- Các mỏ có đặc trưng vỉa mỏng xen kẹp, động thái ngập nước phức tạp, công tác hoàn thiện giếng gây khó khăn cho việc áp dụng các giải pháp cơ học: bao gồm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng. Đối với nhóm mỏ này, việc sử dụng biện pháp truyền thống như đặt cầu xi măng gần như không khả thi, do đó các biện pháp khác cần được tính đến, giải pháp ngăn cách nước bằng hóa học được nhóm tác giả ưu tiên đề xuất do các ưu điểm của giải pháp này so với biện pháp cơ học thông thường.

b, Tầng chứa Oligocene:

Đối với tầng chứa Oligocene, nhiệt độ vỉa chứa cao hơn khá nhiều so với Miocene, thay đổi trong khoảng từ 110 – 140 °C. Trong ứng dụng các biện pháp hóa học nói chung cũng như hóa học cho ngăn cách nước, nhiệt độ vỉa là yếu tố đầu tiên và quan trọng nhất ảnh hưởng đến khả năng và hiệu quả áp dụng. Thực tế các ứng dụng hóa học đã thực hiện tại bể Cửu Long đều không thành công mà nguyên nhân chính là do nhiệt độ vỉa cao hơn so với ngưỡng nhiệt độ tối ưu của hệ hóa phẩm. Trên cơ sở đánh giá công nghệ hóa học hiện nay, nhóm tác giả nhận định việc áp dụng nhóm giải pháp hóa học cho đối tượng Oligocene của các mỏ tại bể Cửu Long còn nhiều rủi ro do nhiệt độ vỉa cao, do đó với đối tượng này các biện pháp ngăn cách nước cơ học là biện pháp khả thi nhất hiện nay.

2.2.1. Đánh giá khả năng áp dụng các phương pháp hóa học ngăn cách nước cho các đối tượng phù hợp

Các đối tượng trầm tích ưu tiên lựa chọn giải pháp hóa học cho mục đích ngăn cách nước là các tầng chứa có đặc trưng vỉa mỏng xen kẹp với động thái ngập nước phức tạp, khó kiểm soát và khó khả thi trong việc áp dụng giải pháp ngăn cách nước cơ học thông thường. Các đối tượng tiềm năng có thể xem xét ứng dụng nhóm giải pháp hóa học bao gồm tầng chứa Miocen của các mỏ: Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng và các mỏ sẽ khai thác sau này có điều kiện tương tự (như mỏ Cá Tầm).

Tuy nhiên, thực tế việc có thể áp dụng các giải pháp hóa học tại các đối tượng này còn phụ thuộc vào tính chất đá chứa, chất lưu cũng như các điều kiện hiện tại của vỉa như áp suất, nhiệt độ vỉa, mức độ ngập nước trong vỉa.

Sơ bộ trên cơ sở đánh giá các kết quả nghiên cứu ứng dụng đã thực hiện trên thế giới, việc áp dụng các giải pháp hóa học có định hướng ngăn cách nước cho đối tượng trầm tích tại bể Cửu Long cần tính đến các yếu tố sau:

- Nhiệt độ vỉa: là yếu tố tiên quyết khi đánh giá khả năng áp dụng các biện pháp hóa học. Đối với các hệ hóa phẩm có định hướng ngăn cách nước, công nghệ hóa học hiện nay đã có thể chế tạo các hệ hóa phẩm chịu được nhiệt độ đến 110°C, tuy nhiên nhiệt độ vỉa càng thấp sẽ càng thuận lợi cho việc bơm ép các hệ hóa phẩm;

- Hàm lượng khoáng hóa trong nước vỉa: mặc dù hiện nay đã có nhiều loại phụ gia khác nhau để để hạn chế tương tác giữa các ion khoáng hóa trong nước vỉa với hệ hóa phẩm sử dụng, tuy nhiên thực tế các mỏ có hàm lượng khoáng hóa trong nước vỉa càng thấp sẽ càng có khả năng mang lại hiệu quả cao hơn;

- Tính chất thấm chứa: các mỏ có tính chất thấm chứa tốt, độ rỗng cao sẽ thuận lợi hơn trong việc bơm ép các hợp chất cao phân tử nói chung cũng như các hệ hóa phẩm phục vụ ngăn cách nước nói riêng;

- Hàm lượng sét trong đá chứa: là yếu tố quyết định mức độ tương tác và hấp phụ các chất hóa học trong đá chứa, gây ảnh hưởng đến độ bền và hoạt tính của hệ hóa phẩm. Cũng như hàm lượng khoáng hóa trong nước vỉa, mặc dù hiện nay có nhiều loại phụ gia khác nhau để ức chế khả năng hấp phụ của hóa phẩm vào đá chứa, tuy nhiên các mỏ có đá chứa hàm lượng sét thấp sẽ thuận lợi hơn trong việc ứng dụng các giải pháp hóa học.

Các kết quả tổng hợp tính chất đá chứa, chất lưu cũng như hiện trạng khai thác cho đối tượng Miocen của các mỏ tại bể Cửu Long cho thấy về điều kiện hiện tại, các mỏ đều có thể xem xét áp dụng các biện pháp hóa học định hướng ngăn cách nước. Nhiệt độ vỉa chứa thay đổi trong khoảng 78 – 110 °C, tính chất thấm chứa từ trung bình đến tốt. hàm lượng sét không cao (4 – 20%) và hàm lượng khoáng hóa trong nước vỉa thay đổi từ 24000 – 33000 ppm.

Trên cơ sở đánh giá tổng hợp tất cả các yếu tố, các mỏ nên được xem xét áp dụng nhóm giải pháp hóa học cho mục đích ngăn cách nước bao gồm: Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng và các mỏ có điều kiện tương tự sẽ khai thác trong tương lai (như mỏ Cá Tầm).

Với các mỏ nói trên, nhóm tác giả cũng đã tiến hành đánh giá, lựa chọn các giếng cụ thể có thể xem xét áp dụng giải pháp ngăn cách nước hóa học. Việc lựa chọn được lựa chọn trên cơ sở phân tích tất cả các tài liệu giếng khoan, động thái khai thác, kết quả khảo sát PLT và lựa chọn trên nguyên tắc sau:

- Các giếng có mức độ ngập nước cao hơn 50%;
- Các giếng có tầng ngập nước nằm giữa hoặc trên của khoảng mở vỉa;
- Các giếng có mức độ ngập nước cao tuy nhiên các vỉa ngập nước vẫn còn khả năng khai thác dầu, do đó việc cách ly toàn bộ tầng ngập nước có thể ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu.

Kết quả lựa chọn các giếng là đối tượng áp dụng biện pháp ngăn cách nước hóa học cho các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng được thể hiện trên các bảng dưới đây.

Bảng 5. Lựa chọn giếng để tiến hành ngăn cách nước đối tượng Miocene mỏ Hải Sư Trắng và Thỏ Trắng

Mỏ	Giếng tiến hành WSO
Tê Giác Trắng	18PST1, H1-15P, H1-8P, H1-7P, H1-5P, H1-4P, H1-3P, H1-2P, H4-9P
Hải Sư Trắng	HST-2P, HST-3P, HST-4P
Thỏ Trắng	ThT-20P, ThT-12H, ThT-5X, ThT-6X.R1

Kết quả lựa chọn cho thấy tiềm năng áp dụng các biện pháp ngăn cách nước bằng hóa học cho các mỏ trên là khá lớn với 12/22 giếng của mỏ Tê Giác Trắng, 3/5 giếng của mỏ Hải Sư Trắng và 4/5 giếng của mỏ Thỏ Trắng.

3. Kết quả và thảo luận

Các vỉa chứa cát kết tại bể Cửu Long có tính chất đá chứa từ trung bình đến tốt. Một số mỏ có đặc trưng vỉa mỏng xen kẽ như Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng. Hầu hết các mỏ đều có hỗ trợ của tầng nước đáy/rìa, trong đó mạnh nhất là mỏ Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng.

Số lượng tập vỉa nhiều, tính chất vỉa tốt và hoàn thiện giếng 1 cột ống khai thác đồng thời nhiều tập vỉa nên khó kiểm soát và tối ưu khai thác giữa các tầng để gây ngập nước, đặc biệt với các mỏ có đặc trưng vỉa xen kẽ. Tốc độ suy giảm sản lượng dầu, độ ngập nước cao ở mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng dù mới đưa vào khai thác.

Các biện pháp ngăn cách nước cơ học đã được thực hiện tại một số mỏ: Bạch Hồ, Rồng, Ruby, Tê Giác Trắng. Về cơ bản các biện pháp cơ học có tỷ lệ thành công cao khi áp dụng cho các đối tượng địa chất không quá phức tạp, mức độ ngập nước đồng đều. Đối với các mỏ có đặc trưng vỉa xen kẽ và động

thái ngập nước phức tạp như Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng, các biện pháp cơ học hoặc không khả thi hoặc còn tiềm ẩn rủi ro về hiệu quả thực tế.

Phương pháp ngăn cách nước hóa học đã được áp dụng thử nghiệm cho một số giếng khai thác tại tầng Miocene mỏ Bạch Hồ và Tê Giác Trắng, tuy nhiên đều không thành công, nguyên nhân chủ yếu do: vỉa mỏng với mức độ bất đồng nhất cao; nhiệt độ vỉa cao; chưa có các nghiên cứu, đánh giá chi tiết về đặc trưng vỉa chứa, điều kiện khai thác, cơ chế và mức độ phù hợp của hệ hóa phẩm cho các mỏ tại Việt Nam trước khi áp dụng thử nghiệm.

4. Kết luận

Trên cơ sở đánh giá đặc điểm địa chất, hiện trạng khai thác và hiệu quả các giải pháp ngăn cách nước đã thực hiện, đề xuất các đối tượng ưu tiên phù hợp với giải pháp ngăn cách nước bằng hóa học bao gồm tầng chứa Miocen của các mỏ: Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng và các mỏ có điều kiện tương tự sẽ khai thác trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

- VSP, 1/1/2014. Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu, khí và condensate mỏ Rồng.
JVPC, 2012. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông.
CLJOC, 2016. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Đen.
CLJOC, 2016. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Vàng.
PCVL, 2013. Báo cáo cập nhật kế hoạch phát triển mỏ Ruby.
PCVL, 2007. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Pearl.
PCVL, 2014. Báo cáo trữ lượng mỏ Pearl.
PCVL, 2007. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Topaz.
PCVL, 2014. Báo cáo trữ lượng mỏ Topaz.
VSP, 1/1/2014. Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan Mỏ Thỏ Trắng.
VSP, 2013. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Thỏ Trắng.
HLJOC, 2016. Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ Tê Giác Trắng.

ABSTRACT

Research and assess on applicability of water-shut off treatments by chemical solutions for clastic formation of Cuu Long Basin

Hoang Linh¹, Pham Truong Giang¹, Hoang Long¹, Lê The Hung¹, Đinh Đức Huy¹, Tran Xuan Quy¹,
Pham Chi Đức¹, Pham Van Tu¹, Vuong Viet Nga¹, Luu Đình Tung¹, Tran Dang Tu¹
Le Quang Duyen²

¹ Vietnam Petroleum Institute

² Ha Noi University of Mining and Geology

In the current production period, almost VietNam's oil field apply secondary recovery method, typical method is water injection to maintain reservoir pressure, improve efficient sweep, enhanced oil recovery. However, this method is also the main reason of early water breakthrough in producers. With the geological characteristic of many sandstone sediments in Viet Nam is the reservoir layer consisting of many thin stack sand with an average thickness of only a few meters to several tens meters, water breakthrough phenomenon from in-situ water movement and the effect of water injection is complicated, difficult to monitor and control, affecting the productivity of the well. In fact, the solution of mechanical water-shutoff treatment has proved not to be an optimal solution for complex formations, so the research on design using chemicals in accordance with reservoir conditions, technology system and production facility, providing optimum water-shutoff efficient is an urgent task.

The paper presents the first phase including the synthesis and evaluation of effectiveness of water-shutoff treatment used to studied or applied in VietNam, drawing lessons learned, thereby estimating the potential applying chemical solutions for clastic formation in Cuu Long Basin.

Applying Welllife slurry for cementing HPHT wells at Y field, Nam Con Son basin

Truong Hoai Nam^{1*}, Luong Thi Hong Son², Kumaran Palanivel²

¹ Vietnam Oil and Gas Group

² Halliburton Vietnam

ABSTRACT

In upcoming years, there are some new development projects executed in this area for gas production therefore the fact that an application, solution for HPHT cementing which successfully proven by the wells drilled in same basin at the same temperature and pressure in this field is a great experience and will highly contribute to the success of upcoming projects operating in this area.

Research suitable applications used to successfully cement conventional and HPHT wells such as types of cements, components of cement and effect of temperature to cement's density, mechanical properties as well as how to modify the set-cement sheath's mechanical properties with the goal of making it less brittle, more resilient and more elastic than conventional cement primarily by lowering the Young's Modulus (YM) and raising the Poisson Ratio (PR).

Contribute to methodology to consider applying WellLife slurry for HPHT fields and wells specifically applying this method to upcoming HPHT wells at Nam Con Son Basin in Vietnam. The proven result of applying WellLife slurry brought a great confidence of pumping cement in HPHT wells in Nam Con Basin which helps to enhance the life of the wells and reduces failure/ incident as well as non production time caused by cement in this basin.

Key words: HPHT wells; cementing; WellLife

1. Introduction

Research about cement and some other components, analyse challenges, solutions of cementing HPHT wells. From that to find a different and successful method of cementing for HPHT wells applied best in Y field of Nam Con Basin which is WellLife slurry with its design and how it's applied to Y field and what is its result. [1]

Referencing the above research, further experimental test result was done by our colleague in Halliburton lab in Pune (India) to pursue as part of this thesis a bit deeper on how WellLife can contribute to the elastic property of cement by modifying Poisson's Ratio and Young's Modulus which is tested and applied to HPHT wells at Y field of Nam Con Son Basin. [2]

Research in more detail Poisson's Ratio and Young's Modulus modification. Find out what is Young's Modulus and Poisson's Ratio and how to modify it to fit with well condition by using WellLife additive. Find out what is WellLife additive and WellLife process or design model.

Because many parameters affect the YM and PR of cement, analyze general trend of modification of PR and YM with WellLife then come up with WellLife design.

Applying WellLife Slurry for cementing HPHT wells at Y field, study the process from well information, well schematic with all strings to Pore Pressure and Fracture Gradient windows to see the challenges and come up with solution applied for cement design for the last section, also the highest temperature and pressure section of the well. Come up with components for blending. Get assistance from WellLife software and lab test to evaluate how WellLife slurry modify YM & PR & trend of modifying YM & PR with elastomer and recommended %bwoc.

Evaluate cement quality of the above slurry applied for the well by reviewing result of Cementing Bond Log and VDL and analyzing it.

2. HPHT WellLife Cement System Design Process

The WellLife concept is a synergistic approach to cementing a well based on the mechanical properties of the cement sheath and how the cement interacts with the surrounding environment. The

* Tác giả liên hệ

Email: namth@pvn.vn

WellLife approach integrates a Finite Element Analysis model to determine if a cement with given mechanical properties will survive the stress and strain state associated with the operations of the well. Using WellLife software system as an interface used to quantitatively evaluate the cement sheath integrity for a given location in a well when the anticipated operations are applied. This includes operation such as drilling, pressure testing, completion, production, stimulation and abandonment. This results in a time dependent analysis of whether cement sheath survives. Parallel with WellLife® software, iCem® software will also be used to design the cement job using actual data.

2.1. Poisson Ration and Young's Modulus modification

What is Young's Modulus and Poisson's Ratio and how to modify it?

Young's Modulus is also called modulus of elasticity or stiffness and is a measure of how much strain occurs due to a given stress. Because strain is dimensionless, Young's Modulus has the units of stress or pressure.

$$\text{Young's Modulus} = \text{stress/strain}$$

Young's Modulus, Poisson's Ratio, and bulk modulus of hardened cement under controlled different relative humidity were measured by ultrasonic method as well as direct tensile loading test. It was experimentally confirmed that Young's Modulus, Poisson's Ratio, and bulk modulus of hardened cement paste decreased as decrease in equilibrium relative humidity especially in the range above 40%RH. And in the range below 40%RH, experimental results of direct tensile loading test showed the decrease in Young's Modulus and Poisson's Ratio while the experimental results of ultrasonic test showed slight increase of Young's Modulus and almost constant behavior of Poisson's Ratio. For the decrease of Young's Modulus and Poisson's Ratio can be explained by the reduction of load-bearing water in the hardened cement paste due to drying, and slight increase under 40%RH by ultrasonic test can be explained by the increase of Si-O network of C-S-H due to drying.

WellLife® additive is an elastomeric material designed to help improve the elasticity of the set cement sheath. It modifies the mechanical properties of the set cement, primarily by lowering the Young's Modulus and raising the Poisson's Ratio.

WellLife additives are generally used in conjunction with the WellLife® service.

The WellLife® service is a process for improving the safety and the economics of oil and gas wells by applying these technologies.

The WellLife® model is the result of a joint collaboration between Halliburton, Shell, and TNO (Building and Construction Research, The Netherlands). The model has been validated through experimental studies and field tests. The WellLife® model is backed by development and testing of cement slurries to meet the properties required for long-term zonal isolation. Testing of cement specimens in a tri-axial cell under confining pressure is a part of the WellLife service. Material properties, such as Young's Modulus, Poisson's Ratio, friction angle, and cohesion of the cement sheath, are obtained from this test. Placement of the engineered cement slurry is designed using OptiCem™ and WellCat™ engineering software programs. The material properties of different cement formulations are compiled in a database and are an integral part of the program. [4]

How WellLife slurries modify Young's Modulus and Poisson's Ratio?

Because many parameters affect the Young's Modulus and Poisson's Ration of cement samples, some of the parameters include water ratio, solid ratio, time of cure, temperature of cure, pressure, density, and modulus of other materials in the sample. A general trend is given in Figure 1 & 2.

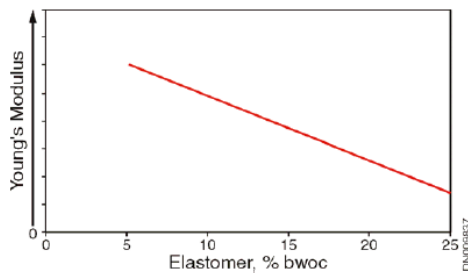


Figure 1. General trend for modification of Young's Modulus with elastomers

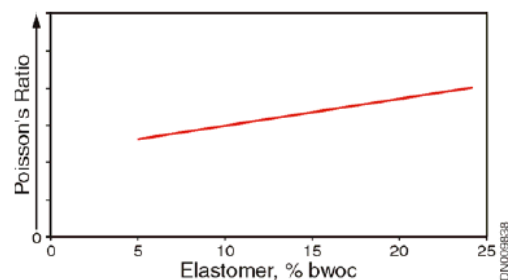


Figure 2. General trend for modification of Poisson's Ratio with elastomers

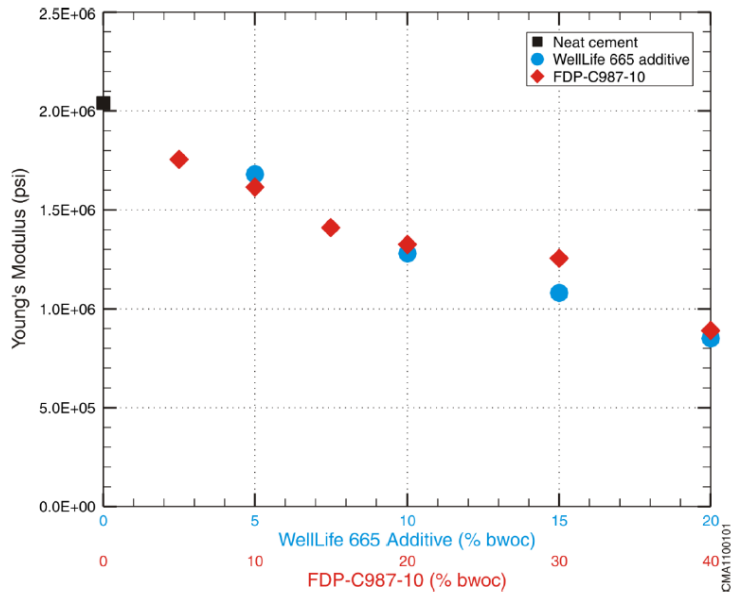


Figure 3. General trend for modification of Young's Modulus with elastomers

As you can see figure 3, the higher concentration of 987, the lower the YM. Typical oil well cements can have a Young's Modulus of 2,000,000 psi. WellLife® service slurries containing 16 to 24% elastomer bwoc can have a Young's Modulus close to 1,300,000 psi, and slurries containing 40% bwoc elastomers can have a Young's Modulus close to 600,000 psi.

Table 1. Comparison of Compressive Strength, Young's Modulus and Poisson's Ratio between WellLife 665 Additive and FDP-987-10 Material

Sample	%bwoc	Compressive Strength, psi	Young's Modulus	Poisson's Ratio
WellLife 665 additive	7.5	5,342	1.76E+06	0.185
WellLife 665 additive ^b	15	2,270	1.76E+06	0.191
FDP-C987-10 material	15	4,338	1.46E+06	0.185
FDP-C987-10 material	30	2,839	1.18E+06	0.186

^a16.4 lbm/gal Class H cement base slurry with 0.2% Econolite™ additive

^bMore water added to make a 15.6 lbm/gal because of mixing issues at 16.4 lbm/gal

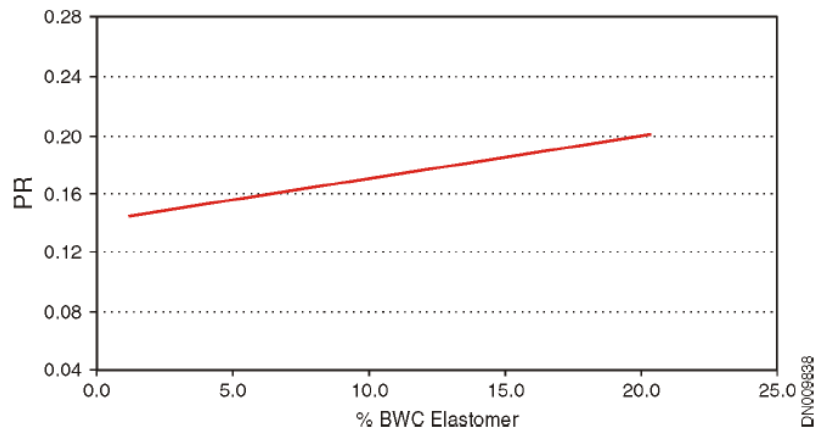


Figure 4. General trend for modification of Poisson's Ratio with elastomers

As with Young's Modulus, a direct correlation with respect to the amount of FDP-C987-10 material is difficult to establish. Some of the parameters include water ratio, solid ratio, time of cure, temperature of cure, pressure, density, and modulus of other materials in the sample. A general trend is given in Figure 4.

Typical oil well cements can have a Poisson's Ratio of 0.1. WellLife service slurries containing 16 to 24% elastomer bwoc can have a Poisson's Ratio close to 0.14, and slurries containing 40% bwoc elastomers can have a Poisson's Ratio close to 0.20.

The bottom line is we want the higher amount of WellLife 987 in our slurries because it offers better mechanical properties (YM, Poisson's Ratio, etc.). However, it tends to be limited by the ability of being able to mix cement in the field and economics (how much the overall slurry costs). Therefore, the general rule of thumb is 30% bwoc. In practice, we might aim for something in between, say 15% bwoc. Test it and see how it mixes in the lab. If the slurry is thin and easily mixable, we can go to 20% bwoc and repeat the process. [5]

2.1. WellLife Slurry Design

The WellLife® concept is a synergistic approach to cementing a well based on the mechanical properties of the cement sheath and how the cement interacts with the surrounding environment. The WellLife approach integrates a Finite Element Analysis (FEA) model to determine if a cement with given mechanical properties will survive the stress and strain state associated with the operations of the well. The software was originally developed by Halliburton in collaboration with Shell and was the subject of an industry paper presented in 1999.1 The software consists primarily of a general user interface (gui) which runs off the 'DIANA' software package.2 The simplest manner in which to describe the WellLife® software is that it is an interface used to quantitatively evaluate the cement sheath integrity for a given location in a well when the anticipated operations are applied. This includes operations such as drilling, pressure testing, completion, production, stimulation and abandonment. This results in a time dependent analysis of whether cement sheath survives.

WellLife are additives used to modify the set-cement sheath's mechanical properties with the goal of making it less brittle, more resilient and more elastic than conventional cement primarily by lowering the Young's Modulus and raising the Poisson's Ratio. Increasing the elasticity and resilience of the set cement sheath with the use of an additive in the WellLife additives helps eliminate or at least minimize damage caused by stresses induced during well activities. Depends of well formation and well temperature, different WellLife products and quantity are used to meet the slurry requirement based on the lab test.

3. Applying WellLife slurry for cementing HPHT wells at Y field

Well information and requirement of designing cement for 5 ½" casing in HPHT well of Y field.

Drilling and cementing for wells in this Y field have always been very challenging because of deep and high temperature, high pressure offshore wells along with very tight window between pore pressure and fracture gradient window and multiple reservoirs target. The wells average more than 4500mMD and 4000mTVD. Figure 5 shows one actual well schematic contains 8 strings with 11 ¾" expandable liner contingency had been used in Y field. The general well structure including 30" conductor casing, 22" surface casing, 18" intermediate liner, 16" contingency intermediate liner, 13 5/8" intermediate casing, 11 ¾" contingency expandable liner, 10" production liner, 10" x 10 ¾" production tieback, 7 5/8" contingency liner and 5 ½" production liner. [3]

One of the main challenges leading to the requirement of multiple strings of casing, liner and tieback to reach to target reservoirs is very narrow operational Pore Pressure – Fracture Gradient window. Figure 6 shows very narrow window PP-FG 0.8ppg for a well in Y field. The operator had to apply Manage Pressure Drilling (MPD) to help maintain Constant Bottom Hole Pressure in order to drill a long open hole ~ 906 meters in the narrow window with minimum near-balanced static mud weight possible applying surface back pressure using MPD choke manifold and 3rd assigned rig pump.

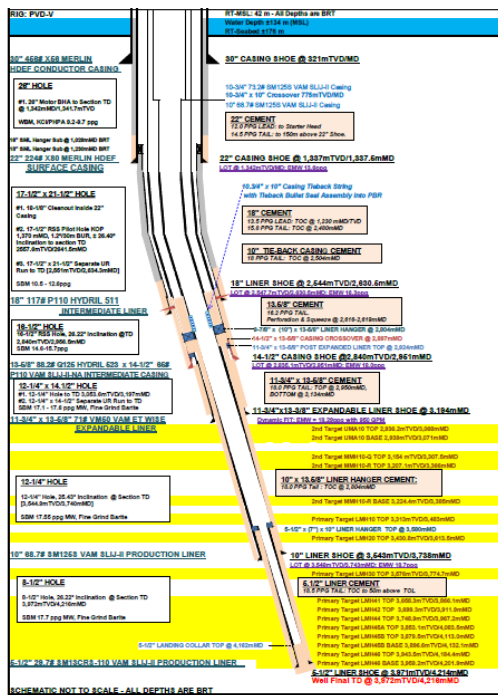


Figure 5: Well schematic contains 8 strings to reach to multiple reservoirs

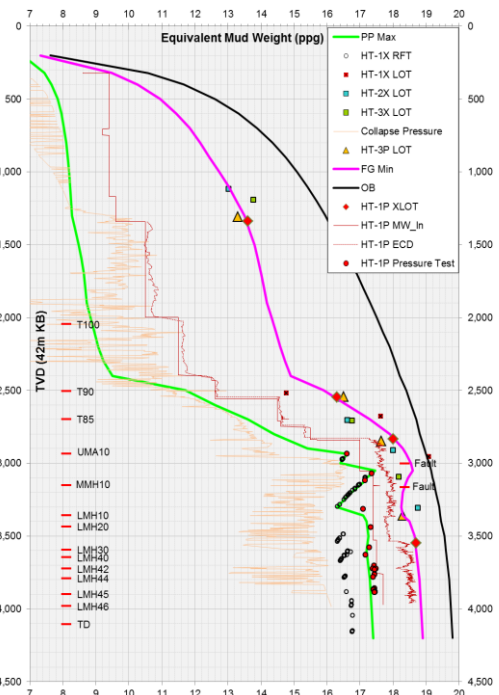


Figure 6: Pore Pressure - Fracture Gradient contains very narrow window 0.8ppg.

Solutions applied in cement design for 5-1/2 casing of well in Y field [2],[3]

The key element to design and execution of cementing the casing strings successfully in Y field, one of the most challenging HPHT environments in Nam Con Son Basin is special single blend for various HPHT elastic cement densities.

One of the challenges was to design a single dry blend that could be done in onshore bulk plant which would be suitable for a 16.5ppg to 18.5ppg slurry. Not only this would simplify operations, but it would also reduce the risk, the overall cost to the operator by eliminating the need for excess chemicals (backup) and boat trip to refill for next cement job.

The design of complex slurries requires a careful combination of chosen additives that will positively interact with each other at the full temperature range the slurry is exposed to. The slurry must be mixable at surface, while being stable downhole, having the correct properties while it is a liquid, and having the correct properties once it sets up hard.

As more particles of different shapes and sizes are added to slurry this design becomes more difficult to manage. Due to the need for long-term isolation, the cement matrix requires WellLife® additives to modify the set-cement sheath's mechanical properties with the goal of making it less brittle, more resilient, and more elastic than conventional cement so it can withstand stresses created by well operational pressures and temperature differentials.

The special WellLife® blend contains high concentration of particles approximately 15 times larger than that of cement to enhance flexibility, fiber 100 times longer than cement diameter to enhance tensile strength, silicate particles 10 times larger than cement to avoid strength retrogression at high temperature, and finally platelet or spherical particles to increase the density of the slurry. This mixture of different particles shapes and sizes is what affects the slurry mixability at surface, rheology and Equivalent Circulating Density (ECD) downhole, and the amount of water needed to successfully hydrate the slurry downhole while maintaining surface mix ability for a desired density.

In the effort to create a single blend suitable for a 16.5ppg to 18.5ppg slurry the water ratio is the critical variable that is adjusted to maintain the density while hold the weighting agent, elasticity and tensile strength variables constant while being able to achieve mix ability at surface which achieves requirements downhole.

The special elastic blend including:

Class G cement

Silica floor: prevents strength retrogression at high temperature

Special weighting agents: helps increase slurry density, improve bulk transfer and be more stable downhole with lower Ends.

High temperature expansion additive: helps reduce the risk of micro-annulus

Heavyweight Elastomeric cement additive: helps increase cement sheath's ability to resist cumulative stress and cyclic loading by lowering the Young's Modulus and raising Poisson's Ratio.

Tensile strength enhancer: helps increase the tensile strength of the set cement without significantly decreasing the compressive strength.

Figure 7 and 8 show the different between Conventional cement and elastic cement.



Figure 7. Conventional cement sheath with catastrophic failure

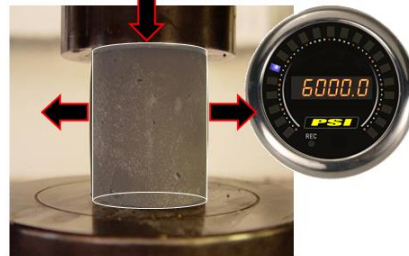


Figure 8. Elastic cement resiliently withstands load

WellLife® Stress Analysis: models the integrity of cement sheath and the risk of its failure as it is subjected to different well operations through life of the well. This model helps determine if cement can withstand multiple stresses from pressure test, temperature cycling, fracturing, production and modes of cement failure: radial cracking, deformation or debonding through life of the well. The results from WellLife® Stress Analysis help to tune the slurry design by lowering Young's Modulus, increasing Tensile strength, Figure 3.17 shows the different cement bonded remaining capacity with actual operational load conditions: pressure test casing, temperature cycling and production in 15years for a HPHT well between conventional cement (average remaining capacity is ~35%) and advanced elastic cement (average remaining capacity is ~70%).

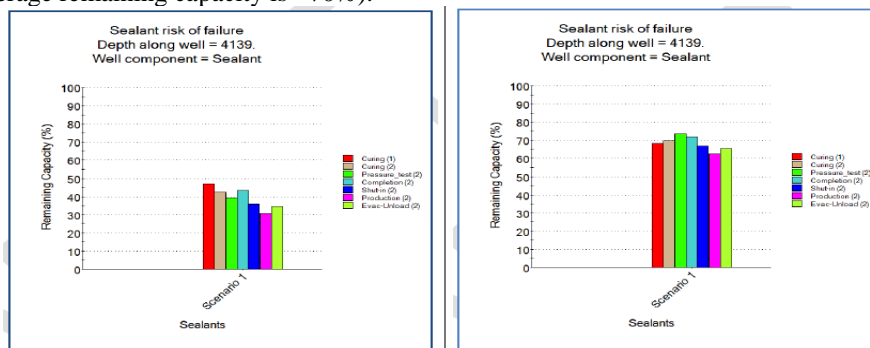


Figure 9. Remaining capacity between conventional and WellLife cement

Evaluation result of WellLife cement quality for HPHT of well in Y field

Cement quality includes different factors in which cement slurry play the most important role to provide mechanical support for the casing and an isolation seal between the casing and the formation and stable for the production time without leaking. After finishing cementing the casing, cement bond evaluation accurately evaluates the integrity of the cement sheath surrounding the casing to determine the quality of hydraulic zone isolation and can be deployed in both memory and conventional acquisition modes to provide reliable bond logs in a variety of casing sizes, which shows:

Displacement quality to show filled-up level of cement slurry in the annulus

Connection of cement slurry and casing and wellbore

We mainly evaluate the cementing quality of production casing and the casing at high temperature high pressure section of a well and we normally run Cement Bond Log (CBL) and Variable Density Log (VDL). The CBL and VDL result clearly show in each 100m of the well along vertical depth cement quality and connection with the casing how many meters has good cement, how many meter only has partial cement and how many meter without cement. The quality can be calculated as percentage.

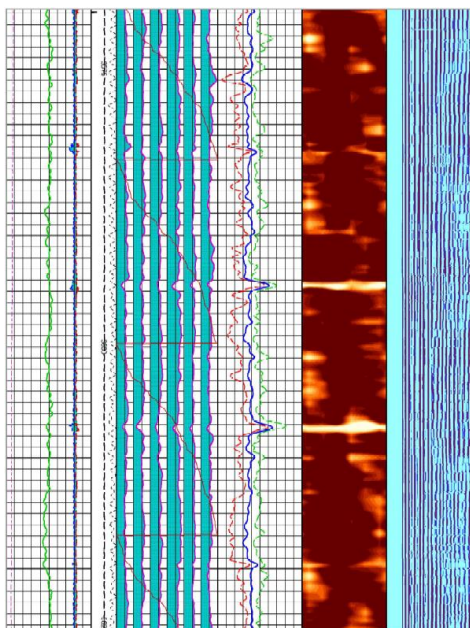


Figure 10. Examples of TT and Amplitude data

The amplitude should be checked for consistency against the reference amplitude for the pipe size, and against the VDL and Ultra-Sonic log responses if available. The amplitude example shown on the right in Figure 10 reads just over 50mV at the top and might be interpreted as free pipe, and calibrated accordingly, as this is 7" liner with free pipe amplitude of 62mV. However, in this case that would be wrong as this is not free pipe. There was a tail of 15ppg and lead of 8.5ppg, with the transition apparent in the amplitude about 1200. In the 8.5ppg lead the amplitude of 30-40mV is well bonded. Above 400 there is 9-5/8" casing behind the liner giving lower amplitude still.

If the amplitude was truly reading free pipe then the VDL would show strong casing arrivals, "tram lines", with no formation arrivals. If formation arrivals are obvious and the amplitude reads free pipe then the tool has been „over-calibrated“ and is pessimistic, i.e. it has been calibrated to read free pipe in pipe that is not free.

The maximum amplitude should also be checked throughout the entire log as it should never read greater than free pipe. If the amplitude reads greater than free pipe the tool has been over-calibrated.

Where the amplitude is low the casing arrivals show be very weak or absent and formation arrivals should be much stronger. However, depending on the rock the formation arrivals may be very weak or absent as well as this depends on the acoustic properties of the formation. Comparison with an open hole full waveform sonic log can identify which zones have weak formation arrivals due to the rock properties so that this is not misinterpreted as poor cement bond.

Conclusions

From the acknowledge challenges of cementing HPHT wells, research the components of WellLife cement from that proposing of applying WellLife slurry to the HPHT well at Y field and follow up with evaluation by cementing bond log.

In the Y field heavyweight WellLife® cement designs are common for all primary cementing jobs throughout the production casing, liner (special blend with fixed % of each component bwoc). The designs are adjusted by only a few liquid chemicals and water to fit to a specific wellbore condition. This experimental work highlights the use of an advanced single WellLife® cement blend that can be tuned specifically from 16.5ppg to 18.5ppg in HPHT slurry for both casing sizes and engineered development solutions for long-term zone isolation, which have proven over the past 8 years.

The single appropriate WellLife cement blend not only simplifies operations and logistics, but it also reduces the risk, the overall cost to the operator by eliminating the need for excess chemicals (backup) and boat trip to refill for next cement job.

The above Figure 10 shows CBL & VDL of 5 1/2" section of one of the well in Y field after cemented with WellLife Slurry. Some area without cement can be visual catch from the log.

In the good bond area, the amplitude line is low from VDL line shown that cement filled in the annulus has hardened. The result from this log's show that the quality of cement connection in production liner section is fairly good (90-100%). However, to evaluate cement of production liner in long production period including evaluation of mechanical connection of cement in long time, we have to redo the CBL and VDL in order to have solution in case finding of any problem.

References

Arash Shadravan, Mahmud Aman HPHT 101, 2012. "What Petroleumm Engineers and Geoscientists Should Know HPHT Wells Environment", Energy Science and Technology, Vol.4, No.2, 2012, pp.36-54.

Trần Hồng Nam, Lê Trần Minh Trí, Nguyễn Kiên Cường, Trịnh Ngọc Bảo, Mike Nguyễn, 2010. Thiết kế giếng phát triển mỏ áp suất cao và nhiệt độ cao - Những điều cần lưu ý, Tuyển tập báo cáo Hội nghị KH&CN quốc tế - Dầu khí Việt Nam 2010 Tăng tốc phát triển, Quyển I, NXB Khoa học & Kỹ thuật, trang 620-633

Công ty Biển Đông POC, 2016. "HT 5-1/2 Liner Cementing Program",

Manilal Vasavan "Elastic Modulus of Concrete" published on January 22, 2017

G Mohamad, et all., "Poison Behaviour of Bedding Mortar Under Multiaxial Stress State"

Nghiên cứu ứng dụng công nghệ bơm ép khí nước luân phiên nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng chứa cát kết Mioxen hạ mỏ Sư Tử Đen Tây Nam, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam

Trịnh Việt Thắng^{1**}, Lê Thế Hùng^{2*}, Đinh Đức Huy^{2*}

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, ²Viện Dầu khí Việt Nam

TÓM TẮT

Trong những năm gần đây, sản lượng khai thác dầu khí tại Việt Nam đang có xu hướng suy giảm, dự báo khai thác các mỏ dầu hiện nay cho thấy sản lượng đã đi vào giai đoạn suy giảm nhanh, đến sau năm 2024 chỉ còn 10 triệu tấn/năm đến năm 2035 là dưới 2 triệu tấn/năm. Do đó, việc áp dụng các biện pháp gia tăng sản lượng (IOR) và các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) trên các mỏ đang khai thác là vấn đề cấp bách hiện nay không chỉ ở Việt Nam mà còn trên cả thế giới. Trong các phương pháp đã áp dụng tại Việt Nam, phương pháp bơm ép khí nước luân phiên đã thử nghiệm (pilot) thành công tại mỏ Rạng Đông và hứa hẹn sẽ áp dụng rộng rãi trên toàn mỏ. Trên cơ sở đánh giá điều kiện vỉa và hiện trạng khai thác các đối tượng tại mỏ Sư Tử Đen, bể Cửu Long, tác giả nhận thấy các điều kiện tương đồng từ đối tượng nghiên cứu với mỏ Rạng Đông. Trong phạm vi công việc, tác giả đã đi sâu nghiên cứu các cơ sở lý thuyết của phương pháp như xác định khả năng tương tác giữa tác nhân bơm ép (khí – nước) với dầu vỉa; hiệu quả gia tăng hệ số đẩy và quét nhằm đẩy dầu ra khỏi kênh rỗng tới giếng khai thác. Thông qua các thực nghiệm và sử dụng phương pháp mô phỏng số nhằm chính xác hóa thông số đầu vào cho mô hình mô phỏng đối tượng mỏ. Kết quả phân tích thực nghiệm trên mô hình vật lý vỉa và mô hình mô phỏng số học đã khẳng định hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của phương pháp bơm ép khí nước luân phiên (Water Alternating Gas - WAG) cao hơn so với bơm ép nước thông thường lần lượt là 18% và 5%.

Từ khóa: hệ số thu hồi, khí nước luân phiên, mô hình mô phỏng

1. Đặt vấn đề

Đối tượng Mioxen hạ mỏ Sư Tử Đen Tây Nam được khai thác thương mại bắt đầu từ năm 2004. Tính đến nay sản lượng khai thác dầu cộng dồn đã đạt 82,5 triệu thùng tương ứng với hệ số thu hồi 33% (STD/STV FDP, 2016). Kết quả phân tích động thái khai thác và các đánh giá địa chất ban đầu cho thấy cơ chế năng lượng chính của mỏ là nước tự nhiên xâm nhập được hỗ trợ bởi bơm ép nước. Hiện tại, nhà điều hành chung Cửu Long JOC đang tiến hành bơm ép nước cho đối tượng Mioxen hạ Sư Tử Đen Tây Nam với 3 giếng bơm ép lần lượt được đưa vào trong các năm 2011 và 2012. Một trong số đó đã đóng do không còn hiệu quả trong việc đẩy dầu tới giếng khai thác. Với mạng lưới giếng khoan như hiện và hệ thống thiết bị hiện có tại giàn thì việc khoan thêm giếng mới hay trở thêm nhánh không khả quan. Như vậy, vấn đề cấp bách hiện nay là cần đẩy mạnh áp dụng các phương pháp nhằm duy trì sản lượng khai thác và gia tăng hệ số thu hồi dầu. Một số phương pháp đã được CLJOC đầu tư nghiên cứu áp dụng mang lại kết quả khả quan, tuy nhiên hiệu quả chỉ có tác dụng trong ngắn hạn. Do vậy, nhằm duy trì và gia tăng sản lượng khai thác, cần nghiên cứu và đưa ra giải pháp áp dụng trong dài hạn.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Cơ sở lý thuyết của phương pháp bơm ép khí nước luân phiên nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu

Bơm ép khí là sử dụng khí (HC, CO₂, N₂ ...) như một dung môi để bơm ép vào vỉa nhằm mục đích trộn lẫn hoặc gần trộn lẫn với chất lưu vỉa. Nếu hai chất lưu đó trộn lẫn với nhau theo bất cứ tỷ phần nào thành một pha duy nhất được gọi là trộn lẫn hoàn toàn. Điểm áp suất mà tại hoặc trên điểm đó 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 khỏi kênh rỗng phụ thuộc nhiều vào chính áp suất bơm ép và áp suất trộn lẫn tối thiểu. Tại điểm áp suất bơm ép bằng với MMP thì áp suất để bơm ép nhỏ nhất và hiệu suất thu hồi dầu cao nhất, chính vì vậy điểm áp suất làm việc tại MMP là tối ưu. Để đảm bảo được hiệu quả làm việc và tối ưu hóa chương trình bơm ép thì việc tiên quyết cần làm là xác định được MMP, do đó, thường các dự án sử dụng khí như

* Tác giả liên hệ

Email: thangtv@pvn.vn

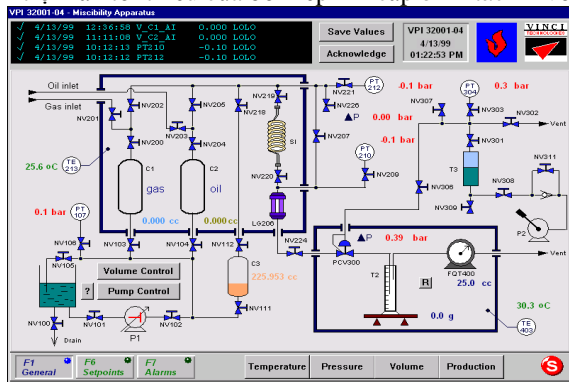
tác nhân bơm ép thì các chương trình thực nghiệm trong phòng thí nghiệm đặc biệt quan tâm tới giá trị này.

Cơ chế trộn lẫn giữa khí và dầu chủ yếu theo hai cơ chế chính là trộn lẫn tiếp xúc một lần và trộn lẫn tiếp xúc nhiều lần. Trong cơ chế trộn lẫn tiếp xúc một lần, khí được bơm ép sẽ tiếp xúc với dầu tại điều kiện vỉa và trộn lẫn hoàn toàn ngay trong lần tiếp xúc đầu tiên. Đây là cơ chế tối ưu về mặt lý thuyết, nhưng thực tế rất khó xảy ra. Trong cơ chế trộn lẫn tiếp xúc nhiều lần, khí được bơm ép vào vỉa không trộn lẫn ngay với dầu trong vỉa ở lần tiếp xúc đầu tiên mà tùy thuộc vào sự thay đổi, nhiệt độ, áp suất và thành phần khí bơm ép, thành phần dầu qua nhiều bề mặt tiếp xúc giữa các pha bên trong vỉa và khí bơm ép sẽ hoà trộn hoàn toàn với dầu vỉa qua nhiều cấp tiếp xúc.

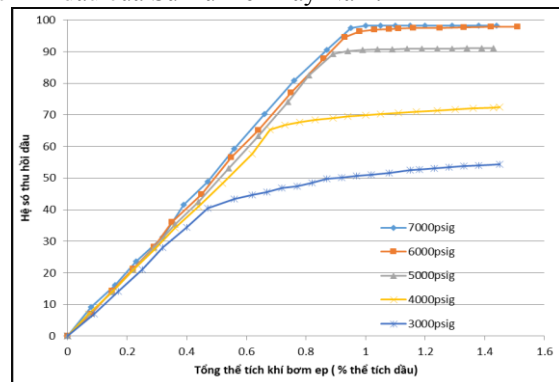
2.2. Đánh giá hiệu quả bơm ép khí nước luân phiên trong phòng thí nghiệm

2.2.1. Thí nghiệm tìm áp suất trộn lẫn tối thiểu

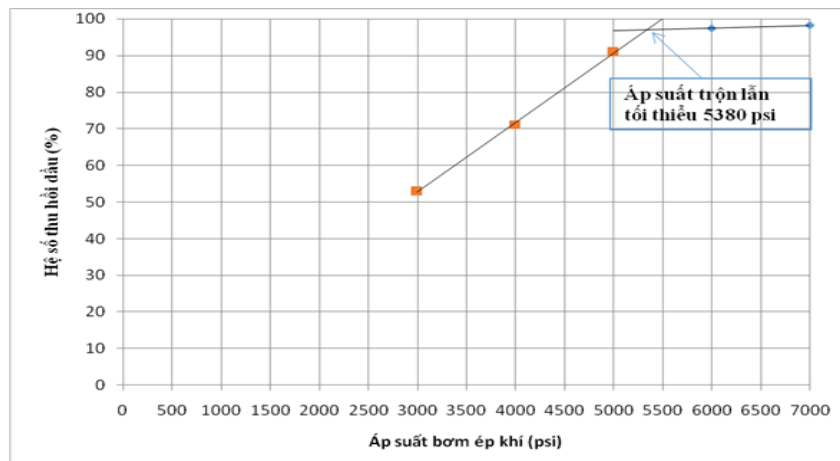
Thử nghiệm tìm giá trị áp suất trộn lẫn nhỏ nhất của khí được tiến hành trên thiết bị MISSIBILITY tại Viện Dầu Khí Việt Nam. Sơ đồ cấu tạo và thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu được mô tả trên Hình 1. Từ kết quả thí nghiệm, khi áp suất bơm ép tăng dần thì điểm vọt khí xảy ra chậm hơn và lượng dầu thu được ở đầu ra nhiều hơn, tương ứng với hệ số thu hồi dầu cao hơn. Dễ dàng nhận thấy, các cấp áp suất bơm ép 6.000 psi và 7.000 psi có sự chênh lệch về hệ số thu hồi dầu so với các cấp áp suất bơm ép 3.000 psi, 4.000 psi hay 5.000 psi. Theo lý thuyết về xác định áp suất trộn lẫn có sự khác biệt giữa hai vùng áp suất, tại đây có thể tạo ra vùng trộn lẫn hoàn toàn và vùng không trộn lẫn của khí vào dầu. Giao điểm của hai vùng áp suất chính là áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP). Tại giá trị MMP xác định, hệ số thu hồi dầu cao hơn rất nhiều so với giá trị áp suất vùng không trộn lẫn và khi tăng áp suất bơm ép lên hơn nữa thì hệ số thu hồi dầu tăng không đáng kể. Như vậy, có thể kết luận điểm MMP là giá trị áp suất bơm ép tối ưu. Với áp suất bơm ép cao hơn áp suất này khí bơm ép sẽ trộn lẫn hoàn toàn với dầu. Điều này có thể giải thích là tại các cấp áp suất thấp khí vẫn chưa trộn lẫn với dầu, hiệu quả đẩy dầu thay đổi chủ yếu là do sự thay đổi sức căng bề mặt giữa pha khí và pha dầu. Sức căng bề mặt chuyển dần từ cao đến thấp và sẽ bằng 0 khi khí đạt điều kiện trộn lẫn với dầu. Từ kết quả này cho thấy áp suất trong khoảng 5.380 psi là áp suất trộn lẫn tối thiểu của bơm ép khí cấp bình tách 1 với chính dầu của Sư Tử Đen Tây Nam.



Hình 1. Sơ đồ cấu tạo thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu

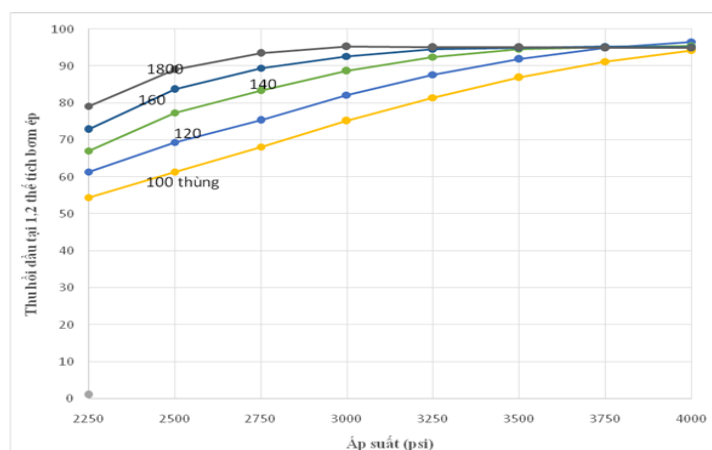


Hình 2. Biểu đồ kết quả thí nghiệm



Hình 3. Kết quả xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu

Tuy nhiên, giá trị áp suất MMP tìm được cao hơn giá trị áp suất vỉa hiện tại của vỉa chứa, nhằm tăng tính ứng dụng của nghiên cứu, tác giả đề xuất các giải pháp nhằm giảm giá trị MMP của khí và dầu vỉa. Nhận thấy, việc sử dụng nguồn Condensate từ các mỏ lân cận (Sư Tử Trắng) sẽ mang lại hiệu quả cho việc triển khai thử nghiệm, tác giả đã tiến hành nghiên cứu hiệu quả trộn lẫn của Condensate vào khí bơm ép với dầu vỉa. Tăng dần lượng Condensate trên một thể tích khí nhất định theo tỷ lệ xác định lần lượt là 10.000, 8.300, 7.100, 6.250, 5.500 (bộ khối khí/thùng), tương ứng với 100, 120, 140, 160, 180 thùng Condensate trong 1 triệu bộ khối khí (MMscf). Áp suất trộn lẫn giảm xuống tương ứng với tỷ lệ lượng Condensate tăng thêm. Với 180 thùng Condensate thì giá trị MMP của hỗn hợp giảm xuống bằng áp suất ban đầu của vỉa (2.500 psi), như vậy, hiệu quả đẩy dầu của hỗn hợp khí sẽ cao nhất. Trên thực tế, để tăng hiệu quả bơm ép và tiết kiệm chi phí, các nút khí ban đầu thường được làm giàu bằng LPG hoặc Condensate sau đó các nút sau sẽ bơm các khí đồng hành với hàm lượng lỏng trong khí thấp hơn.



Hình 4. Hiệu quả gia tăng thu hồi dầu theo thể tích condensate làm giàu trong khí

2.2.2. Thử nghiệm bơm ép khí nước luân phiên theo các giai đoạn trên mô hình vật lý vỉa

Mẫu lõi sử dụng trong chương trình mô phỏng vật lý vỉa được lựa chọn từ tầng chứa Miocene mỏ Sư Tử Đen, có tính chất đại diện cho đối tượng nghiên cứu.

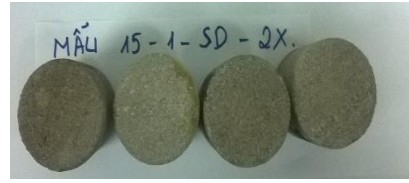
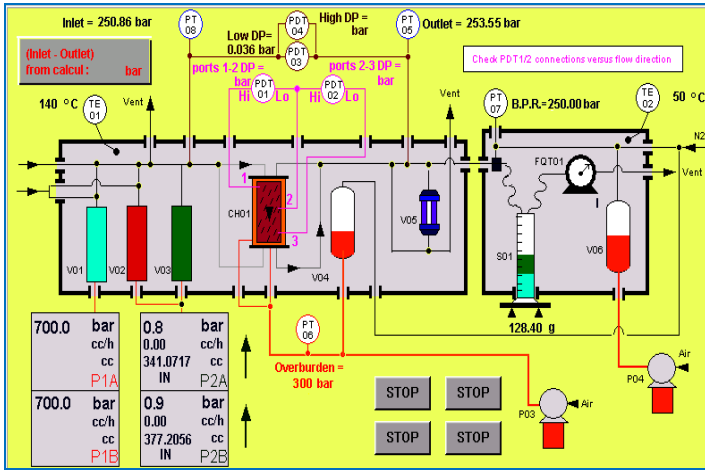
Bảng 1. Thống kê tính chất mẫu lõi

ID	Chiều sâu (m)	Độ rỗng, (%)	Độ thấm khí (Kair, md)	Tỷ trọng đất đá (GD, g/ml)
39S	1894,97	27,7	2558	2,62
40S	1895,15	27,5	1676	2,61
41S	1895,57	30,4	5537	2,63
42S	1895,62	30,0	5249	2,62

Mẫu chất lưu được lấy từ giếng khai thác tại điều kiện bình tách. Dựa trên các thông số đo ghi trong quá trình lấy mẫu tại hiện trường mỏ, 01 mẫu dầu được tái tạo về điều kiện vỉa ban đầu. Khí sử dụng trong thực nghiệm được lấy từ cấp bình tách thứ nhất, nước bơm ép được tái tạo giống với thành phần nước bơm ép tại mỏ. Các thông số sử dụng cho thử nghiệm trên mô hình vật lý được thể hiện trong bảng 2.

Bảng 2. Thống kê tính chất dầu vỉa áp dụng cho thử nghiệm trên mô hình vật lý vỉa

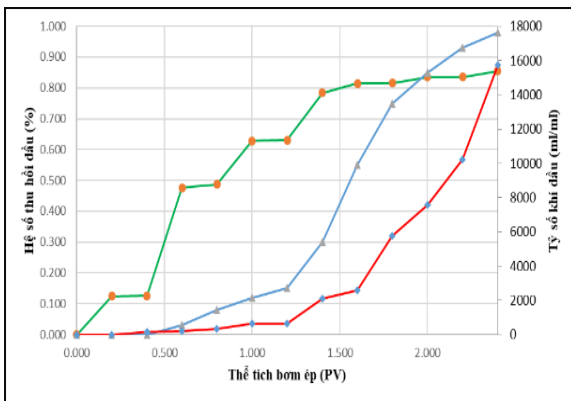
Áp suất trong mẫu (psi)	1.500
Áp suất nén hông (psi)	5.500
Nhiệt độ (0C)	84
Chiều dài mẫu lõi	22,15 (cm)
Kích cỡ một nút khí	0,2 IHCPV (Thể tích dầu ban đầu).
Tỷ lệ bơm ép WAG	1:1 (1 thể tích khí bơm: 1 thể tích nước).
Tổng lượng khí bơm ép	1,2 IHCPV.
Tổng số nút khí	6
Tổng số nút nước	6
Tốc độ bơm ép	14 ml/giờ.



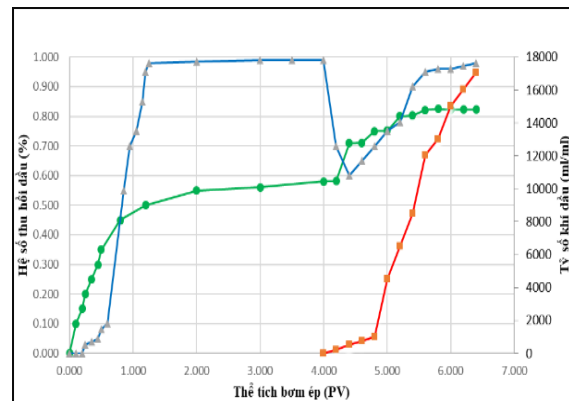
Hình 5. Mẫu lõi thử nghiệm và sơ đồ thiết bị nghiên cứu thử nghiệm khí nước luân phiên

Để đánh giá hiệu quả của phương pháp bơm ép WAG, 02 quy trình bơm ép thí nghiệm được xây dựng và thực hiện trên thiết bị đo thấm pha của Vincie Technology thuộc Viện Dầu Khí Việt Nam. Quy trình thứ nhất sẽ thực hiện bơm ép WAG trước khi bơm ép nước và quy trình thứ hai sẽ thực hiện sau khi bơm ép nước thông thường. Hai quy trình sẽ áp dụng các thông số kỹ thuật giống nhau và có các bước chuẩn bị thí nghiệm như nhau. Trường hợp bơm ép WAG trước khi bơm ép nước thông thường, kết quả cho thấy sau mỗi nút khí, hiệu quả đẩy của nước tăng lên rõ rệt. Lượng dầu thu hồi tại các nút khí thứ nhất và thứ hai chiếm tỷ phần lớn so với các nút sau, cùng lúc với lượng khí thu được ở đầu ra tăng lên rất nhanh, chứng tỏ điểm vọt khí xảy ra. Tại điểm này, khí bơm ép đã dịch chuyển vào trong đá và di chuyển tới đầu ra của mẫu hợp phần. Như vậy, ngoài việc tác dụng một phần với dầu trong các kênh rỗng khí đã di chuyển tới đầu ra của mẫu hợp phần cuốn theo dầu và nước do tính linh động của mình. Nước thu hồi trong dòng sản phẩm ở 2 nút nước đầu là rất nhỏ, do chức năng chính của nước lúc này là quét dầu, do tính ưa nước của đá và khả năng tác dụng của khí giúp dầu di chuyển tới đầu ra của mẫu và giữ nước di chuyển chậm lại. Tỷ phần của nước tại đầu ra tăng lên nhanh chóng trong các nút tiếp theo và gần như đạt 100% khi thể tích nước quét đạt 2 lần thể tích dầu ban đầu.

Với thí nghiệm bơm ép WAG sau bơm ép nước về cơ bản cũng làm tương tự như bơm ép WAG trước bơm ép nước. Điều khác cơ bản là trước khi bơm ép khí nước luân phiên thì bơm ép nước được tiến hành cho đến khi bơm ép nước đạt 4 thể tích không gian rỗng của mẫu đá.



Hình 6. Động thái bơm ép WAG trước bơm ép nước



Hình 7. Động thái bơm ép WAG sau bơm ép nước

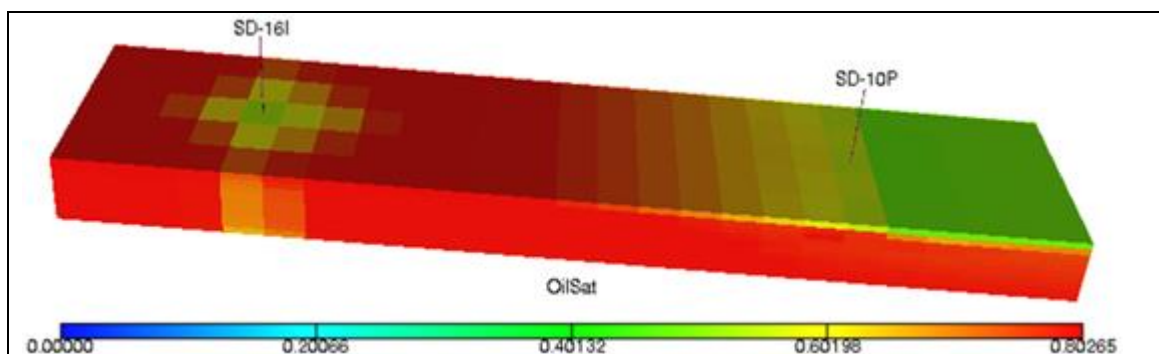
Hiệu quả của bơm ép nước cho hệ số thu hồi dầu khoảng 55% trên mẫu lõi. Khi bơm ép nước đạt đến 4 lần thể tích dầu ban đầu thì bơm ép WAG được thực hiện. Kết quả cho thấy bơm ép WAG giúp gia tăng thêm 25% lượng dầu. Điểm vọt khí cũng xảy ra sớm hơn khi bơm ép khí, do thể tích dầu còn lại tương đối ít và khí sẽ dịch chuyển nhanh tới đầu ra của mẫu. Trong khi đó, tỷ phần nước trong dầu ra của dòng sản phẩm có xu hướng giảm khi bắt đầu bơm ép trong 2 nút nước đầu tiên và sau đó tăng lên đến 98% trong 2 nút nước cuối cùng. Kết quả thu được từ các thí nghiệm cho thấy rằng hiệu suất thu hồi dầu bằng

phương pháp bơm ép WAG trước bơm ép nước có thể đạt tới 80 - 83,2% trong khi đó bơm ép nước chỉ đạt là 55%. Bơm ép WAG tại thời điểm sau bơm ép nước có thể tận thu thêm được 18 - 25 %.

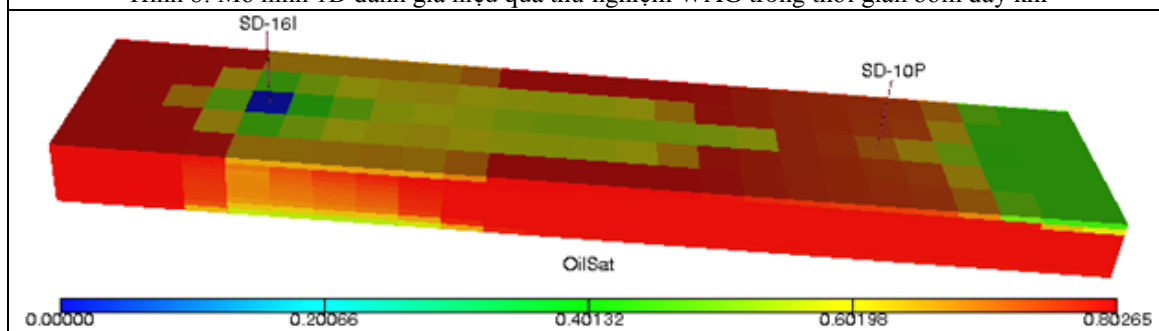
2.3. Đánh giá hiệu quả bơm ép khí nước luân phiên trên mô hình mô phỏng khai thác

2.3.1. Mô phỏng thực nghiệm trên mô hình 1D

Để đánh giá và mô phỏng quá trình bơm ép WAG trong phòng thí nghiệm, một mô hình khối có tính chất đồng nhất được xây dựng với các thông số đá chứa và chất lưu tương ứng trong phòng thí nghiệm. Mô hình mô phỏng WAG được thiết lập với 01 giếng khai thác và 01 giếng bơm ép. Thời điểm bắt đầu mô phỏng khai thác theo cơ chế giảm áp tự nhiên từ 1/11/2004. Mô hình ban đầu có trữ lượng tại chỗ 15.8 MMstb. Sau 08 tháng khai thác giếng SD-10P khai thác được 773.000 thùng, độ ngập nước 0% và GOR là 675 scf/stb. Tại thời điểm 1/7/2005, giếng bơm ép SD-16I bắt đầu đi vào hoạt động với lưu lượng 5500 thùng/ngày. Sau 03 tháng tổng thể tích nước bơm ép là 487.000 thùng. Trong chu trình ban đầu, khí được bơm ép với lưu lượng 10 MMscf/d ngay sau khi bơm ép nước. Kết thúc chu trình bơm ép khí-nước ban đầu, độ bão hòa khí bắt đầu tăng dần tại khu vực gần giếng bơm ép và dầu được đẩy dần về khu vực giếng khai thác. Sau 02 chu trình bơm ép WAG khí xuất hiện phía trên nóc của vỉa và tiến dần đến giếng khai thác, trong khi đó nước cũng tiến dần đến giếng khai thác ở phần đáy của vỉa sản phẩm. Kết thúc 09 chu trình bơm ép khí nước, khí hoàn toàn di chuyển ở phần trên của mô hình đối ngược với nước di chuyển phần dưới của mô hình. Kết quả này đã phản ánh được cơ chế của phương pháp WAG và ảnh hưởng của sự phân đối tỷ trọng tới thử nghiệm. Hệ số thu hồi gia tăng nhờ áp dụng bơm ép WAG so với cơ chế khai thác thứ cấp xấp xỉ 15%.



Hình 8: Mô hình 1D đánh giá hiệu quả thử nghiệm WAG trong thời gian bơm đẩy khí

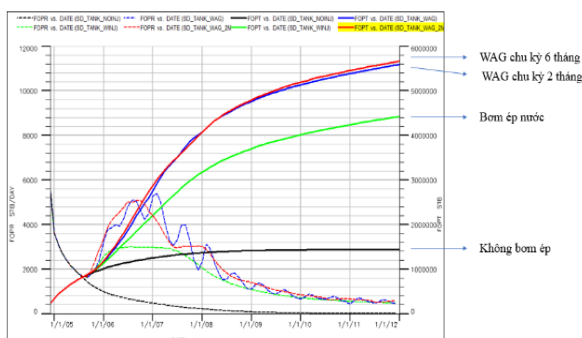


Hình 9: Mô hình 1D đánh giá hiệu quả thử nghiệm WAG trong thời gian bơm đẩy bằng nước

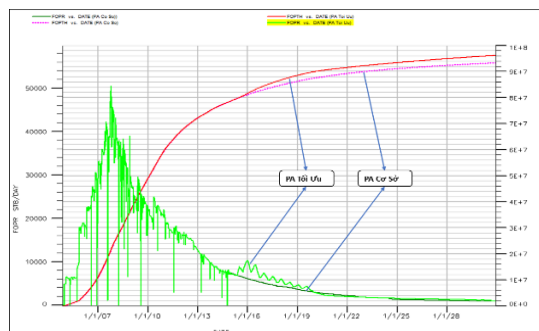
2.3.2. Mô phỏng và đánh giá phương pháp bơm ép nước khí luân phiên trên mô hình toàn mỏ

Trên cơ sở mô hình mô phỏng đối tượng đã được khớp lịch sử, tác giả đã thực hiện mô phỏng lại quá trình bơm ép WAG trên khu vực mỏ. Các thông số thu thập tại mỏ cho thấy, hiện tại áp suất vỉa đạt xấp xỉ 2000 psi. Hiện tại, mỏ có hai giếng thực hiện bơm ép nước SD-16IST và SD-27I với lưu lượng tổng 15.000 thùng/ngày. Qua các đánh giá và lựa chọn ban đầu, tác giả lựa chọn khu vực giếng 16-IST là khu vực thử nghiệm do có các điều kiện phù hợp và khả năng gia tăng thu hồi dầu cao hơn. Theo các nghiên cứu đã thực hiện ở trên, khi áp suất bơm ép dưới điểm áp suất MMP thì chỉ xảy ra cơ chế khí - dầu tiếp xúc từng phần, do đó sẽ ảnh hưởng tới hiệu quả bơm ép WAG. Lựa chọn các thông số đầu vào phù hợp với dữ liệu thực nghiệm, với thời gian bơm ép mỗi nút khí - nước là 3 tháng. Số lượng các nút sẽ được thực hiện cho đến năm 2019. Theo dự báo kết quả chạy mô phỏng từ nay đến 2025, các phương án bơm

ép WAG cho mô hình tầng Mioxen đã chứng tỏ được hiệu quả thu hồi dầu cao hơn so với bơm ép nước, hệ số thu hồi dầu gia tăng trên 5%.



Hình 10: Kết quả mô hình mô phỏng các phương án bơm ép trên mô hình ID



Hình 11 : Kết quả dự báo trên mô hình toàn mô

3. Kết quả và thảo luận

Việc áp dụng biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng mioxen mỏ Sư Tử Đen đang được đặt ra hết sức cấp bách. Trong khi đó, các kết quả đánh giá và phân tích động thái khai thác cho rằng lượng dầu tồn dư sau quá trình khai thác thứ cấp của thân dầu còn nhiều.

Kết quả thực nghiệm đã khẳng định hiệu quả gia tăng thu hồi dầu của phương pháp bơm ép WAG. Tác nhân khí tương tác với dầu, thay đổi tính chất của dầu trong vỉa, giúp gia tăng hiệu suất đẩy và cải thiện hệ số quét dầu, đồng thời duy trì năng lượng của vỉa, giúp nước dễ dàng quét dầu đến giếng khai thác.

Để giảm ảnh hưởng của hiện tượng phân đối tỷ trọng và tăng cường hiệu suất quét của khí, khí và nước sẽ lần lượt được bơm ép từ trên xuống đối với vỉa dốc. Đối với các vỉa nằm ngang và dày, tốc độ bơm ép sẽ làm giảm ảnh hưởng đáng kể hiện tượng phân đối tỷ trọng, do đó làm tăng hiệu quả thu hồi dầu.

Các kết quả thu được từ chương trình thực nghiệm là cơ sở xây dựng hệ thống dữ liệu đầu vào cho mô hình số mô phỏng đối tượng khai thác trên phần mềm chuyên dụng, qua đó tăng tính khả thi giải pháp và độ tin tưởng của kết quả mô phỏng. Đây là nguồn tài liệu tin tưởng để thiết kế chương trình thử nghiệm thực tế mỏ và lựa chọn các giải pháp hỗ trợ phù hợp nhằm tăng hiệu quả ứng dụng.

4. Kết luận

Tầng cát kết Mioxen, mỏ Sư Tử Đen Tây Nam đang được khai thác ở giai đoạn cuối suy giảm sản lượng và mức độ ngập nước nhanh. Việc nghiên cứu và áp dụng biện pháp tam cấp WAG nhằm khai thác tận thu lượng dầu dư dưới vỉa là rất cấp bách. Kết quả thực nghiệm và mô hình mô phỏng đã chỉ ra tính khả thi để tiến tới nghiên cứu áp dụng trên thực tế mỏ. Theo tính toán của các chuyên gia, việc áp dụng thành công giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với các mỏ dầu lớn (khai thác ở giai đoạn cuối) tương đương phát hiện ra một mỏ dầu nhỏ, có điều kiện kinh tế cận biên. Tuy nhiên, điều kiện thuận lợi nhất của giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu này là tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có và nguồn khí bơm ép từ các mỏ lân cận.

Thực tế mỏ Rồng Đông đã hoàn thành các giai đoạn thử nghiệm và có thể áp dụng cho toàn mỏ, việc điều chỉnh hoặc hoán cải hệ thống công nghệ để đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật cao của giải pháp này đang được Người Điều hành xem xét và tính toán một cách kỹ lưỡng nhằm mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất cho dự án.

Tài liệu tham khảo

Báo cáo trữ lượng các mỏ dầu khí “mỏ Bạch Hồ, mỏ Đại Hùng, mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, mỏ Lan Tây-Lan Đỏ, mỏ Hải Thạch-Mộc Tinh, mỏ Cá Ngừ Vàng, mỏ Ruby, ...” Tổng hợp của Ban TKTD, Petrovietnam.

Hồ sơ đăng ký xét công nhận Giải thưởng Hồ Chí Minh cho cụm công trình (2009) “Tìm kiếm, Phát hiện và Khai thác có hiệu quả các mỏ dầu trong đá móng trước đệ tam trên thềm lục địa Việt Nam”. Tập

đoàn DKVN.

Nguyễn Mạnh Hùng và nhóm tác giả (2006), “Nghiên cứu khả năng áp dụng bơm ép nước khí luân phiên đối với các mỏ dầu tại Việt Nam”, Viện Dầu khí Việt Nam.

Kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Đen/Sư Tử Vàng 2016 (FDP 2016).

Jackson, D. D.; Andrews, G. L.; Claridge, E. L. *Optimum WAG ratio vs. rock wettability in CO₂ flooding*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada, 1985, Society of Petroleum Engineers.

John, D. R.; Reid, B. G. *A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process*. In SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 2000, Society of Petroleum Engineers.

Kowalewski, E.; Holt, T.; Torsaeter, O. *Wettability alterations due to an oil soluble additive*. Journal of Petroleum Science and Engineering.

Jenkins, M. K.(1984) “An analytical model for water/ gas miscible displacements” Paper SPE 12632 presented at SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery. Tulsa. April 15-18. pp. 37- 48.

J.J. Tabek , F.D. Martin và R.S. Serigh (SPE) “EOR Screening Criteria Revisited, Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”, New Mexico Petroleum Recovery Research Centre.

J.J. Tabek , F.D. Martin và R.S. Serigh (SPE) “EOR Screening Criteria Revisited, Part 2: Applications and Impact of Prices”, New Mexico Petroleum Recovery Research Centre.

ABSTRACT

Research on application of water-alternating-gas (WAG) process to enhance oil recovery at Miocene formation of Su Tu Den SouthWest

Trinh Viet Thang¹, Le The Hung ², Dinh Duc Huy ²
¹VietNam Oil and Gas group; ² Viet Nam Petroleum Institute

In recent years, Viet Nam’s oil production rate is tending to decline, the current production prediction of oil field shows that production rate has been in a decline period, after 2024 being only 10 million tons per year and to 2035 less than 2 million tons per year. Therefore, the application of improved oil recovery (IOR) and enhanced oil recovery (EOR) is not only urgen task in Viet Nam but also all over the world. In the method applied in VieNam, gas-alternating-water injection method has successfully piloted at Rang Dong field and promises to be widely applied throughout the field. Based on reservoir condition assessment and production performance analysis at objects in Su Tu Den, Cuu Long Basin, the authors found similar conditions from research object with Rang Dong field. In the scope of work, the authors studied theoretical basic of the method such as determining the interaction between injection agent (gas-water) and oil reservoir, sweep and displacement efficiency coefficient. In this research, experiments data was validated by numerical solution to built input data for reservoir simulation model. The results of core flooding test and simulation model confirmed the efficiency of increasing oil recovery by WAG method, in particular, higher than that of conventional water injection about 18% and 5 %, respectively.

Keywords: enhanced oil recovery, water-alternating-gas, simulation model

Applications of managed pressure drilling technology in drilling hthp wells in Vietnam: Bien Dong 1 project

Nguyen Van Thinh^{1,*}, Nguyen Thi Hai Yen

Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology (HUMG)

ABSTRACT

In 2010, Bien Dong POC commenced its 5 years campaign to drill various HPHT (high temperature high pressure) offshore wells within tough strata signified by a formation pressure gradient of 790÷895 psi/1000ft (this represents an equivalent mud weight of 15.2lb/gal - 17.2lb/gal) and bottom hole temperatures ranging from 155°C to 180°C. Accompanying very narrow kick/loss margins inside 0.5 lb/gal, severe kick/loss phenomenon probable to occur while drilling through reservoir sections. These extreme conditions impose a major challenge to drilling crews in regards to conventional drilling technology. Being taken for granted as a potential remedy for such drilling hazards, Managed Pressure Drilling (MPD) serves as a trustworthy approach for accurately detecting early kicks or Constant Bottom Hole Pressure (CBHP) and Equivalent Circulating Density (ECD) management if required. This article is devoted to analyze MPD variations as well as equipment needed to conduct MPD operations corresponding to particular fields. The work as well briefly presents applications of this method applied to Bien Dong POC wells in their first stage, Bien Dong 1 project.

Keywords: Managed Pressure Drilling (MPD), Bien Dong POC, Early kicks

1. Introduction

1.1. HTHP wells

Due to the fact that natural oil & gas reservoirs are soon coming to an end in the near future, it raises to the demand of searching for new resources and drilling deeper and deeper wells into the earth crust, where geophysicists believe in the appearance oil bearing rocks. Interests in these wells have remained and becoming higher and higher and the number of HPHT wells have been growing for years. A well which is considered high-temperature when its temperature gets higher than 140°C and a high-pressure well starts at around 10,000 pounds per square inch (psi) (Gunnar DeBrujin et al., 2008).

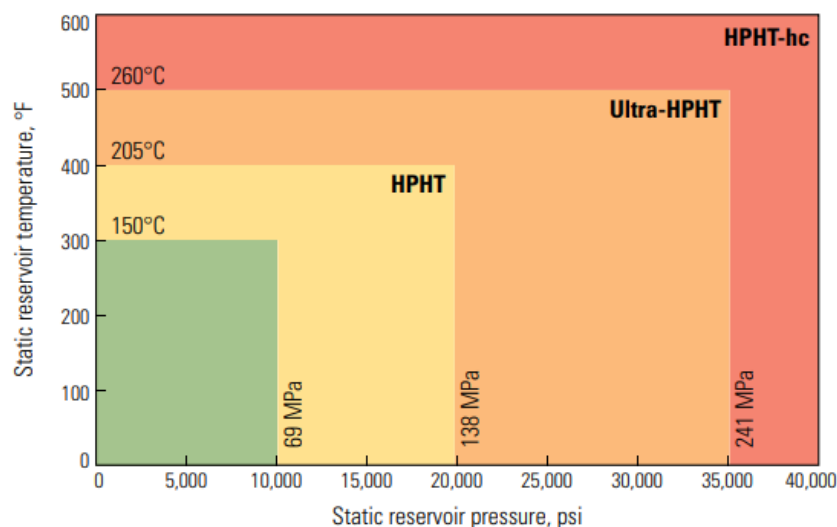


Figure 1. Schlumberger HTHP classification system basing on pressure and temperature boundaries that reflect stability limits of common components used by the company.

* Tác giả liên hệ

Email: nguyenvanhtinh@humg.edu.vn

Formation pressure prediction, fracture pressure determination, casing setting depth, drilling fluid's rheological properties, hydraulics, bit selection and cementing program should be all highlighted more carefully when drilling into HPHT environment. To drill these wells, drillers have to face several difficulties as listed below:

- Higher Pressures, higher Temperatures
- Fluid Rheology and PVT behaviour affects operating conditions
- Well control Challenges (PVT behaviour of gasses)
- Accurate prediction of temperatures and pressures
- Depletion in HPHT reservoirs is rapid with corresponding depletion in fracture gradients
- Hole stability affected by temperature changes
- Fluid stability and Barite sagging issues
- Mud density varies with temperature

1.2. Managed Pressure Drilling (MPD)

Nowadays, at least half of all HTHP offshore prospects are economically undrillable with conventional drilling methods using conventional drilling equipment. In order to exploit HTHP wells, conventional drilling characterized by an open to the atmosphere system with the property of maintaining bottom hole pressure in form of:

$$\mathbf{BHP = MW + ECD}$$

(Bottom hole pressure = Mud weight + Equivalent Circulating Density)

faces several difficulties or even impossible in more extreme environments. Utilizing conventional drilling, a very few range of adjustments is available. Thus, some reservoirs could not be conventionally drilled, i.e., low pressure and depleted reservoirs, fractured carbonate reservoirs where normal mud circulation is impossible or reservoirs with a narrow margin between fracture pressure and pore pressure - kicks/losses cycles, etc...Whereas, MPD methodology, a relatively young technology (introduced the very first time to the industry at the IADC/SPE Amsterdam Drilling Conference in 2004), signified by a close system which the bottom hole pressure is adjusted as below:

$$\mathbf{BHP = MW + ECD + Backpressure}$$

(Bottom hole pressure = Mud weight + Equivalent Circulating Density + Backpressure)

shows its probabilities to adapt to more hazardous drilling conditions. In MPD drilling, the effective bottom hole pressure (BHP) can be changed significantly and quickly with fewer interruptions when the drill bit advances ahead. With MPD, the wellbore pressure is maintained slightly above or at balance with the formation pressure at all times, and any inflow that may occur from any of the formation drilled is carefully controlled and circulated out using surface equipment. On the other hand, MPD assists to safely handle any influx from a producing formation and assures balance for the well before continue drilling. The International Association of Drilling Contractors (IADC) defines it "*an adaptive drilling process dedicated to operational drilling in complex conditions*". This method enables drilling of various conventionally impossible wells globally such as Mexico's Veracruz basin, North Sea, Yemen, etc...(Keelan Adamson and George Birch, 1998). MPD appears best suited to soft rock, onshore, high-cost drilling areas and marginal prospects but also proves to have excellent applications to offshore and eventually into deepwater operations. The primary objectives of MPD are to mitigate drilling hazards and increase operational drilling efficiencies by diminishing non-productive time (NPT). The global managed pressure drilling services market was valued at USD 3.70 billion in 2015 (Julmar shaun and Toralde, 2015). The increasing success rate of managed drilling services over other conventional techniques is also anticipated to boost the deep offshore market penetration (Kenneth P. Malloy, 2007).

1.3. The fundamental benefits of MPD on HTHP wells

Narrow margin between pore and fracture pressures in HPHT fields would require Constant Bottom Hole Pressure (CBHP) control to avoid unnecessary kick/loss incidents throughout dynamic and static conditions. MPD manages to compensate this pressure loss by trapping surface pressure in the well, thus ascertain the downhole pressure environment limits and control the annular hydraulic pressure profile accordingly. Also, a closed loop MPD system in a narrow pore pressure fracture gradient (PPFG) in HPHT fields enable to identify wellbore breathing or ballooning. Normally, frequency of well control incidents is higher in HPHT wells and the MPD system enables easier control of kicks with the MPD manifold. This manifold as well detects early kicks and allow them to be circulated at full pump rates with pipe vertical and rotational movement, therefore reduces risks associated. Besides, using the MPD system, operators are able to drill hole sections to the target depth and eliminate additional casing string. This advantage helps to save time and reduce the complexity of drilling operation process and simplifies

the wellbore profile. If it compulsory to make connections, MPD system maintains the constant equivalence between bottom hole pressure (BHP) and equivalent circulating density (ECD) during this operation (Dave Elliott et al., 2011).

1.4. Managed Pressure Drilling (MPD) Variants

The terminology of MPD covers a wide range of variations and applications. Of which, the most commonly utilized among them are mud cap drilling (MCD), dual gradient drilling (DGD), constant bottom hole pressure (CBHP), and return flow control drilling (RFCD) (Svein Syltoy, 2008).

- The CBHP technique is extensively applied for drilling wells with higher uncertainties on the narrow mud weight window and pressure limits with kicks/losses. This technology is widely used in regions such as North America or Mexico where the drilling environments are forecasted to be tough for drillers. CBHP technique provides site safety by monitoring the annular pressure while detecting kicks and fluid losses early and drilling. Bottom hole pressure or annular pressure is mainly determined by two factors: the hydrostatic pressure of the drilling mud and the friction pressure generated when the pumps are operating. Reportedly, the CBHP technology dominated the market accounting for over 40% and is estimated to grow at a CAGR of 4.1% from 2016 to 2024 (marketsandmarkets.com, 2016).

- Pressurized mud cap drilling (PMCD) is known as a method in which the drilling proceeds with no returns to surface and an annulus fluid column, supported by surface pressure that is made possible with the use of a rotating control device. On the other hand, rather than an attempt to cure these losses, PMCD handles with and penetrates through the loss zones [8]. It involves both an annular and a sacrificial fluid system. A sacrificial fluid along with cuttings is accepted by the lost circulation zone. These methods are useful for occasions of high lost circulation that preclude the use of conventional wellbore construction techniques.

- PMCD is expected to witness significant growth rate and is extensively used all over the world to drill through vugular and fractured carbonate formations where circulation losses can be simultaneously severe and sudden. PMCD provides drilling to continue in greater target depth despite losses.

2. Prospects and Drilling challenges: Bien Bong POC HTHP wells

In Vietnam, Jobs to date with MPD methodology involve all types of MPD variant which are applying worldwide. MPD deployed on platform, tender, and jack-up rigs and on moored floating rigs since 2005. Vietnamese clients who take advantages of MPD include Cuu Long JOC, Hoan-Vu JOC, Premier Oil, Hoan-Vu JOC, Plains Energy, Petronas Vietnam, Hoang Long JOC, Salamander Energy, Bien Dong POC, ENI, PVEP, Santos, Idemitsu and Thang Long JOC. Of which, Bien Dong POC has been managing the project Bien Dong 1.



Figure 2. MPD key equipment in use at Bien Dong POC

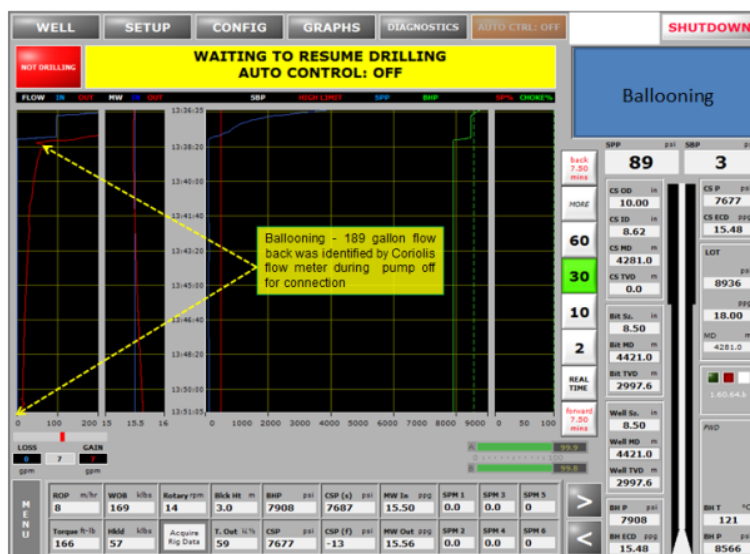


Figure 4. BALLOONING trend display by the Coriolis flow meter, during a pump off connection – MPD System does not alarm as INFLUX detection

3. Results

3.1. MPD projects worldwide

a) MPD Addresses Uncertainties and Risks Associated with Sub-salt Formations

Challenge:

- Reenter a plugged, cemented, and abandoned well in the deepwater pre-salt area of Brazil. The vertical well was situated in 6,562 ft (2,000 m) of water.
- Reach the targeted production zone at 16,781 ft (5,115 m), and mitigate fluid losses and a narrow drilling window.

Solution:

- Previous drilling encountered a severe fluid loss zone that consumed 600 bbl/hr (95 m³/hr). The cost of the fluid losses led to plugging and abandonment.
- MPD used until total losses experienced. The team switched to PMCD, which enabled the operator to maintain the drilling phase, manage the bottomhole pressure, and avoid massive mud losses. Target depth was reached and completion deployed.
- MPD revived a previously abandoned, multimillion-dollar investment. The well produces 20,000 B/D (3,180 m³), which earns the operator US \$2 million per day.

b) MPD Helps Operator Maintain Well Control and Minimize Formation Damage

Objective:

- To safely drill two (2) subsea development wells using a statically and underbalanced drilling fluid with a constant bottom hole application and maintain well control integrity. Solution:
- Weatherford provided engineering, personnel and all the equipment for an automated managed pressure drilling (MPD) system.

Value to Client:

- Automated MPD system was successfully used to drill with fluid densities of 12.7 ppg to a target depth of 1,869 m (6,132 feet).
- MPD System was able to detect kicks and losses early thereby mitigating fluid losses and formation influx scenarios.
- Narrow drilling mud weight window was managed properly by utilizing the constant bottomhole pressure capabilities of the automated MPD system, especially during drillstring connections.
- Reduce the overall level of non-productive time involved, specifically by cutting back on the time spent to weigh mud up by adjusting equivalent circulating density (ECD) and backpressure instead (Michael Runtuwene et al., 2009).
- Provided valuable data that enabled the operator to have precise knowledge on geo-pressure uncertainties.

c) HPHT Exploration Well Reaches Target Depth Using Automated MPD System

Objective:

- Safely drill an onshore exploration well with high-pressure/high-temperature (HP/HT) and narrow mud weight window (NMWW) characteristics and toxic gas content of as much as 1000 ppm H₂S and 1.5% CO₂ to the deepest depth possible in a safe and efficient manner. Solution:

-Weatherford provided engineering, personnel and all the equipment for an automated managed pressure drilling (MPD) system.

Value to Client:

- Automated MPD system was successfully used to drill with fluid densities of 2.47 SG to a target depth of more than 3,700 m (12,000 ft).

- MPD System was able to detect kicks and losses early thereby mitigating fluid losses and formation influx scenarios.

- Narrow drilling mud weight window was managed properly by utilizing the constant bottomhole pressure capabilities of the automated MPD system, especially during drillstring connections.

- Reduce the overall level of non-productive time involved, specifically by cutting back on the time spent to weigh mud up by adjusting equivalent circulating density (ECD) and backpressure instead.

- Increased the level of safety of the operation by closing the well in, keeping hazardous gases away from the personnel working on the rig floor.

3.2. Vietnam MPD Records

Challenges were encountered on the Bien Dong wells with RCD rubber element life duration, due to drill string alignment issues and high temperature on the return flow risen up to 85 °C, when the mud cooler was not on operation. Alignment was not immediately identified as a contributory cause of the early element failures, due to the fact that the same could only be measured in sufficient time when the top drive was not connected, and when the drillstring was off bottom, normally at the casing shoe. It was later identified when measurements were made with the top drive installed and with the drillstring at or near bit depth. With alignment being a very critical factor in the life span of RCD rubber elements, close monitoring of the same needs to be done as well as adjustments, during the hole section. Steps when possible should be made to correct any misalignment observed. The Hydrogenated Nitrile (HNBR) rubber elements, which rigorous testing had indicated were the best choice for high temperatures and oil based mud, in the field, this proved not to be the case, and so they were exchanged for natural rubber for a trial well. The natural rubber elements gave considerably better performance, compared to the HNBR, with the same drilling mud, longer element operating times, and were then recorded on most runs. Based on lessons learnt from the use of HNBR for initial runs, natural rubber elements will be used on Hai Thach drilling campaign, since the drill ability and durability is proven to much better. This will apply to similar HPHT projects using oil based mud at high temperature in the future.

4. Conclusions

Managed Pressure Drilling technology (MPD) implementation, for drilling operations in Vietnam, successfully addresses high-pressure/high-temperature (HPHT) related drilling issues, using MPD monitoring and control methods, to mitigate drilling hazards, and allow wells to be drilled to total depth. The application proposes a wide range of drilling challenges, with generally positive success in reducing drilling time, non-productive time NPT and subsequently well construction costs. MPD supposes to be a proven technology to safely and effectively address drilling trouble zones, for its applications from ECD management perspective, early kick detection and constant Bottom Hole Pressure drilling. The deep-water HPHT well referenced in this article is a clarified example from MPD planning and application standpoint. The success of the applications is driven with a thorough integration of the pre-planning and engineering of the project, and understanding the needs of the well, is put through to complete the well as planned. As a remedy for potential drilling hazards at Bien Dong 1 project, Managed Pressure Drilling techniques and technology were selected, and implemented successfully. This technology gives the option for accurate early kick detection and if required constant bottom hole pressure (CBHP) drilling coupled with ECD management at the sites of interest. Results and success gained from the project empowers Vietnamese drilling teams to carry out more jobs taking advantage of MPD technology.

References

- Julmar shaun, s. Toralde, 2015. Managed Pressure Drilling for HTHP and Deepwater Operations.
- Norman, J, 2011. Coriolis sensors open lines toreal-time data. Drilling contractor.
- Dave Elliott, Julio Montilva, Paul Francis, 2011. Managed pressure drilling erases the lines, Schlumberger.

- Kenneth P. Malloy, 2007. Managed pressure drilling, World oil.
- Svein Syltoy, 2008. Multi-technical MPD concept, comprehensive planning extend HPHT targets on Kvitebjørn.
- Keelan Adamson, George Birch, 1998. High-pressure, high-temperature well construction.
- Gunnar DeBruijn., Craig Skeates., Robert Green Ways, 2008. High-pressure, hig-temperature technologies, Journal of Petroleum Technology.
- Michael Runtuwene., Sanny Suprihono., and Dany Rizka, 2009. Pressurized Mud Cap Drilling Drastically Reduces Non-Productive Time in Soka Field, South Sumatera.
- Marketsandmarkets.com, 2016. Managed pressure drilling services report. marketsandmarkets.com (<https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/managed-pressure-drilling-services-market-142692594.html>) .

Công nghệ khoan định hướng bằng ống chống tại Việt Nam-tiềm năng và khả năng ứng dụng

Nguyễn Văn Thịnh^{1,*}, Nguyễn Thị Hải Yên¹, Nguyễn Tiến Hùng¹, Nguyễn Trọng Tài²
Trường Đại học Mỏ - Địa chất
²Rosneft Vietnam B.V

TÓM TẮT

Hiện nay, công nghệ khoan bằng ống chống được sử dụng rộng rãi trên thế giới. Tuy nhiên, đối với ngành công nghiệp khoan dầu khí tại Việt Nam phương pháp này còn khá mới và cần được phát triển. Ở giai đoạn đầu phát triển, khoan bằng ống chống chủ yếu áp dụng cho các giếng khoan thẳng đứng với các ống chống có kích thước lớn. Trong những năm gần đây, phương pháp khoan bằng ống chống có những bước tiến vượt bậc nhất là trong công nghệ khoan định hướng khi sử dụng kết hợp động cơ đẩy trực vít “steerable positive displacement motors” (MM) và hệ thống lái chính xiên “rotary steerable systems” (RSS). Hệ thống RSS mang lại nhiều ưu điểm trong việc cải tiến công nghệ khoan định hướng bằng ống chống (CwD). Ứng dụng công nghệ RSS vào CwD là giải pháp phù hợp cho vấn đề ổn định thân giếng khoan định hướng. Với mục đích áp dụng công nghệ khoan định hướng bằng ống chống đối với các giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí tại khu vực Bồn trũng Malay – Thổ Chu, nhóm tác giả tiến hành phân tích tổ hợp thiết bị và nguyên lý hoạt động của chúng trong công nghệ khoan định hướng bằng ống chống.

Từ khóa: Khoan định hướng, Bộ dụng cụ đẩy (BHA), Bồn trũng Malay – Thổ Chu

1. Giới thiệu chung

Khoan định hướng bằng ống chống (CwD) là công nghệ khoan mới, có khả năng thực hiện các nhiệm vụ khoan đặc biệt, giúp giảm giá thành khoan và thời gian thi công giếng. Phương pháp này được sử dụng phổ biến trong các hoạt động khoan ngoài khơi và được ứng dụng chủ yếu cho mục đích thương mại. Ở giai đoạn đầu phát triển, công nghệ CwD sử dụng một chوòng khoan đặc biệt nối trực tiếp vào ống chống, sau khi khoan xong tiến hành trám xi măng luôn mà không phải thực hiện công tác kéo thả như phương pháp truyền thống. Sau này, người ta phát triển một dạng khác của nó bằng cách sử dụng bộ khoan cụ đẩy (BHA) nối với đoạn cuối cùng của cột ống chống, ống chống này sẽ được giữ lại tại đáy giếng làm ống chống, còn bộ khoan cụ sẽ được kéo lên sau khi khoan đến chiều sâu thiết kế (Tommy M. Warren et al., 2000). Như vậy, chúng ta hoàn toàn có thể kéo thả để thay thế và tái sử dụng bộ dụng cụ đẩy (BHA) mà không cần phải kéo cột ống chống. Phương pháp CwD thể hiện được các ưu điểm trong xây dựng giếng khoan do khả năng: giảm thời gian khoan và chống ống; bỏ qua công tác mở rộng thành giếng trước khi chống ống; tăng cường kiểm soát giếng và có thể khoan qua các tầng đất dung dịch mạnh; tránh được những phức tạp trong quá trình kéo bộ khoan cụ và chống ống sau khi khoan giếng khoan; có thể khoan qua các địa tầng có áp suất vỉa khác nhau với cùng một cấp ống chống; giảm số lượng cấp ống chống cần thiết phải sử dụng trong giếng khoan; có thể khoan qua các địa tầng có mức độ phức tạp cao mà phương pháp truyền thống không thể thực hiện được; giảm hiện tượng mất tuần hoàn dung dịch vào các tầng sản phẩm, từ đó tránh được các tổn thất lên thành hệ và tăng hiệu suất khai thác (Tessari and Garret Madell, 1999; Гельфгат, Агишев, 2016). Các ưu điểm này có thể đạt được khi khoan các giếng định hướng, mặc dù việc ứng dụng công nghệ CwD trong giai đoạn đầu phát triển chỉ nhằm vào các giếng khoan thẳng đứng. Việc mở rộng hoạt động thương mại của công nghệ CwD để ứng dụng trong khoan định hướng là mốc phát triển quan trọng mang tính đột phá của công nghệ này. Thực tế cho thấy, công nghệ CwD sử dụng kết hợp với hệ thống lái chính xiên (RSS) và động cơ đẩy cho kết quả tốt. Tính đến thời điểm hiện tại, công nghệ khoan CwD đã được sử dụng để khoan khoảng 1175 giếng khoan trên đất liền và ngoài khơi, đạt tổng cộng trên 1.5 triệu mét khoan, qua nhiều địa tầng đất đá với các đặc tính khác nhau (Warren et al., 2005).

2. Phương pháp khoan bằng ống chống định hướng

Để khoan các giếng khoan định hướng bằng công nghệ CwD, việc sử dụng bộ dụng cụ đẩy có thể thu hồi và kéo thả được trong giếng khoan là cần thiết. Các thiết bị dẫn hướng và định hướng trong quá trình khoan sẽ góp phần làm tăng hiệu quả khoan vỉa, giảm thời gian, giá thành cũng như đơn giản hóa cấu trúc giếng. Trong quá trình kéo bộ khoan cụ lên trên bề mặt, người ta có thể cho cột ống chống chuyên

* Tác giả liên hệ

Email : nguyenvanhtinh@humg.edu.vn

động tịnh tiến hoặc quay để tránh kẹt nút. Công nghệ CwD có thể khoan với ống chống có kích thước từ 13 3/8" đến 7" và góc nghiêng của giếng lên tới 80°. Tuy nhiên, để tránh rủi ro trong quá trình thi công, cần kiểm toán các thiết bị theo đúng tiêu chuẩn quy định đối với chương trình khoan. Các thông tin phản hồi của bộ dụng cụ đáy (BHA) khi khoan với ống chống có sự khác biệt rõ ràng với phản hồi của bộ dụng cụ đáy khi sử dụng cần khoan thông thường.



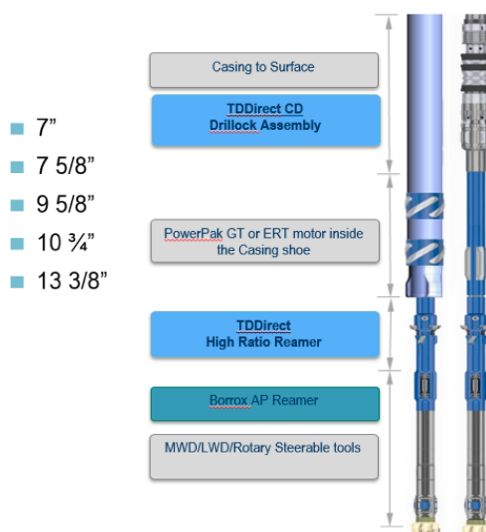
Hình 1. Các giếng khoan được khoan thành công bằng ống chống trên thế giới

3. Khoan chống ống tới độ sâu thực

Có hai phương pháp khoan bằng ống chống:

- Phương pháp “Direct XCD”: sử dụng cụm “Casing Drive System” (CDS) hoặc thiết bị chống ống (CR) để truyền động quay cho chòong khoan thông qua ống chống. Trong trường hợp này, chòong khoan được lắp trực tiếp vào chân đế ống chống. Các thiết bị có liên quan được lắp dọc cột ống chống nhằm giảm rung động và định tâm cho nó trong quá trình trám xi măng sau khi khoan đến độ sâu dự kiến. Hệ thống Direct XCD có thể khoan với nhiều kích thước ống chống khác nhau. Direct XCD là phương pháp khoan bằng ống chống điển hình khi thực hiện một công đoạn khoan chỉ với một lần chạy ống duy nhất. Tuy nhiên, công nghệ này không cho phép sử dụng các thiết bị lái chính và thường dùng để khoan các đoạn thẳng đứng;

- Phương pháp CwD định hướng: cũng sử dụng hệ thống dẫn động ống chống (Casing Drive system) và các thiết bị phụ trợ giống phương pháp Direct XCD nhưng thay vì chòong tại đoạn cuối của cột ống chống người ta lắp đặt bộ khoan cụ đáy (cơ bản giống với bộ dụng cụ đáy trong phương pháp khoan truyền thống bằng cần). Hệ thống này cho phép kéo thả bộ dụng cụ đáy qua ống chống tại mọi vị trí trong quá trình khoan. Ống chống thường quay ở tốc thấp (< 60 ÷ 80 v/phút) (Гельфгат, Агишев, 2016) để không vượt quá giới hạn rung lắc, va đập, vì vậy để tăng tốc độ quay người ta sử dụng một động cơ đáy trong BHA. Trong những năm gần đây, bộ dụng cụ đáy dùng trong công nghệ này liên tục được cải tiến trong thiết kế và đặc tính làm việc để phù hợp với hệ thống RSS tiên tiến nhất. Các hệ thống đo trong khi khoan (MWD) và karota lỗ khoan (LWD) phù hợp với công nghệ CwD hiện đã có sẵn trên thị trường. Thông thường, bộ khoan cụ đáy (BHA) có dạng như mô tả trong hình bên dưới (hình 2).



Hình 2. Bộ dụng cụ đáy dùng cho phương pháp khoan CwD

4. Yêu cầu về thiết bị

Thiết bị cần thiết sử dụng cho công tác khoan CwD được mô tả dưới đây (hình 3) với chú thích cụ thể cho từng chi tiết của bộ dụng cụ.



Hình 3. Thiết bị khoan CwD

4.1. Thiết bị sử dụng trong lỗ khoan (Downhole tools)

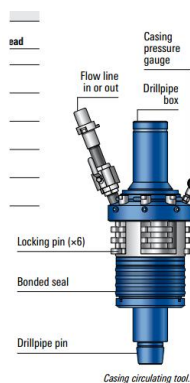
Bộ khóa cần khoan (DLA): được sử dụng để ghép nối và cố định bộ khoan cụ đáy vào đoạn cuối của ống chống. Nhờ đó, momen xoắn và tải trọng cần thiết để phá hủy đất đá được truyền cho chòong trong suốt quá trình khoan giếng.

Thiết bị mở rộng thành lỗ khoan (underreamer): đây là thiết bị giúp mở rộng thành giếng khoan với hệ số mở rộng thành cao. Tại mọi vị trí của giếng khoan, bộ dụng cụ đáy BHA có thể kéo thả dễ dàng qua ống chống. Khi kéo bộ khoan cụ đáy, một thiết bị tuần hoàn ống chống được sử dụng để đảm bảo áp suất đáy giếng không giảm.

4.2. Dụng cụ thả thiết bị (running tools)

Thiết bị kéo thả (MRPT) có tác dụng nâng thả bộ khoan cụ đáy trong quá trình xây dựng giếng. Thiết bị tháo rời thủy lực an toàn (HRST) được đưa vào giếng khoan trong trường hợp không thể kéo bộ dụng cụ đáy lên khỏi bề mặt. Do đó, bắt buộc phải xác định được đường kính trong (ID) của cột cần khoan sẽ sử dụng. Cần tiến hành đạo bộ khoan cụ trước khi kéo. Nếu tiến hành kéo bộ khoan cụ trước khi khoan đến độ sâu thiết kế (TD), thì bàn rotor lúc này sẽ giữ cột ống chống ở trạng thái treo (không chạm đáy). Các thiết bị “API bowl”, ống trượt, “C-plate” được sử dụng để đưa bộ thiết bị MRPT vào giếng khoan.

Thiết bị tháo thủy lực “pump down release tool” (PDRT) được sử dụng để tháo bộ khóa cần khoan (DLA) từ nhíp đầu ống chống. Trường hợp khi khoan với hệ thống lái chính xiên (RSS), ống chống được đưa xuống trước, sau đó người ta thả bộ khoan cụ đáy trượt theo nó xuống sau. Rất có thể sẽ phải tiến hành tháo DLA thông qua bơm PDRT để đảm bảo bộ BHA được giải phóng trước khi đưa chúng ra khỏi giếng. PDRT được lắp ở đầu ống chống và được tháo ra sau khi giải phóng DLA để phục vụ quá trình kéo thả. Khi DLA đã được tháo, bộ dụng cụ kéo thả ống chống (CRT) được gắn vào phần đỉnh của DLA.



Hình 4. Thiết bị tuần hoàn ống chống

Thiết bị kéo thả cơ học (MPT) có tác dụng thu hồi bộ khoan cụ đáy BHA sau khi thiết bị PDRT giải phóng bộ DLA. MPT được thiết kế để ghép nối với phần đầu của BHA và được đẩy xuống nhờ trọng lượng bản thân và theo dòng chảy do PDRT tạo ra.

Thiết bị lắp đặt thủy lực (HST) được sử dụng để phóng và lắp đặt bộ khóa cần DLA trong nhippen ống chống (CPN). Quy trình lắp đặt HST được điều khiển qua áp lực bom. Khi DLA đã được định vị bên trong CPN, người điều khiển xác định DLA đã đến đúng vị trí, khi đó một viên bi sẽ được thả xuống bên trong cột cần khoan và nằm trong thiết bị lắp đặt thủy lực. Lúc này, áp suất được tăng lên kích hoạt thiết bị HST giúp lắp đặt DLA trong nhippen ống chống. Khi lắp đặt xong DLA, piston bên trong HST vẫn tiếp tục hành trình của nó cho đến khi giải phóng áp suất vào khoảng không vành xuyên giữa cột cần khoan và ống chống.

Thiết bị tuần hoàn ống chống (CCT) giúp kiểm soát giếng khoan trong quá trình thu hồi bộ dụng cụ đáy (hình 4). Thiết bị này có nhiệm vụ bịt kín không gian vành xuyên giữa cần khoan và ống chống, cho phép dung dịch tuần hoàn qua nó trong quá trình kéo thả BHA.

4.3. Thiết bị phụ trợ

Trong phương pháp CwD một nhippen “plug landing nipple” (PLN) được lắp đặt sẵn trên cột ống chống để nút trám trên và nút trám dưới tì lên trong quá trình trám xi măng (hình 5). Sau khi đạt đến độ sâu thiết kế, bộ dụng cụ đáy được đưa lên trên bề mặt và quá trình trám xi măng bắt đầu. Nút trám trên có vai trò quét sạch vữa xi măng tại mặt trong của ống chống khi nó đi qua và cách ly vữa xi măng với dung dịch ép. Một van ngược được sử dụng với nhiệm vụ ngăn cản dung dịch vữa xi măng chảy ngược vào trong ống chống.

Nhippen ống chống (CPN) được lắp đặt sẵn bên dưới của cột ống chống với mục đích cố định DLA vào ống chống. CPN cho phép lắp đặt và thu hồi DLA, giúp đội khoan có thể thay đổi các bộ phận của BHA khi cần thiết. Khi cố định DLA vào CPN, hệ thống cho phép truyền momen xoắn và lực dọc trực tới bộ dụng cụ đáy. Khi đạt đến độ sâu khoan cần thiết, bộ DLA có thể được tháo rời khỏi CPN để đưa bộ dụng cụ khoan đáy lên trên bề mặt qua ống chống.



Hình 5. Nút bơm trám xi măng

Định tâm ống chống (hình 6) đảm bảo sự đồng trục giữa ống chống và giếng khoan trong quá trình trám xi măng đối với giếng khoan thẳng đứng cũng như giếng khoan định hướng. Các thiết bị định tâm được lắp đặt trên cột ống chống còn với mục đích tạo ra khe hở giữa ống chống và thành giếng tại mọi điểm trên bề mặt của nó (cột ống chống không tiếp xúc với thành giếng khoan). Các thiết kế định tâm tạo hiệu ứng “plastering effect” giúp tăng độ ổn định của thành giếng khoan làm tăng chất lượng của vành đá xi măng trong quá trình trám.



Hình 6. Định tâm ống chống

5. Ưu và nhược điểm của phương pháp khoan bằng ống chống

Dựa trên các số liệu khoan bằng ống chống trên thế giới, ưu điểm của phương pháp này có thể kể đến như sau: tốc độ cơ học khoan cao; có khả năng đối phó với hiện tượng mất dung dịch khoan; giảm tổn thất dung dịch khoan; cho phép khoan khi không có hoặc chỉ có tuần hoàn cục bộ; tăng cường độ ổn định của lỗ khoan; đảm bảo ống chống được đặt đúng độ sâu mong muốn; giảm thiểu số lượng cột ống chống trung gian, ống chống lũng; tiết kiệm thời gian (các quá trình được thực hiện với tốc độ nhanh hơn); cải thiện vấn đề kiểm soát giếng khi kéo thả; cải thiện an toàn cho người lao động....

Với phương pháp khoan bằng ống chống, quá trình khoan được đơn giản hóa, điều này giúp tăng tính an toàn cho các hoạt động khoan nhờ giảm nhân lực cần thiết trên sàn khoan và giảm số lượng cần khoan so với phương pháp khoan thông thường. Ngoài ra, do giảm được nguy cơ xảy ra phức tạp sự cố liên quan đến mất ổn định thành giếng nên giảm được thời gian phi sản xuất trong quá trình khoan. Thêm vào đó, khoan bằng ống chống có khả năng cách ly rất hiệu quả giếng khoan với thành hệ trong khi khoan. Khi đạt đến độ sâu cần thiết, bộ dụng cụ đáy được đưa ra khỏi giếng khoan và phần lỗ khoan vừa khoan xong có thể sẵn sàng để trám xi măng.

Bên cạnh những ưu điểm vượt trội, không thể không kể đến những khó khăn có thể gặp phải khi sử dụng công nghệ khoan bằng ống chống như: khe hở giữa thành giếng và ống chống nhỏ, điều này có thể dẫn đến kẹt, dung dịch tuần hoàn tại khoảng không vành xuyên khó khăn hơn, đặc biệt khi khoan trong địa tầng chứa sét trương nở; khả năng làm sạch đáy giếng thấp; chất lượng vành đá xi măng có độ bền không cao do khoảng không vành xuyên giữa ống chống và thành hệ nhỏ; do phải đảm bảo kéo thả bộ khoan cụ qua ống chống một cách dễ dàng trong quá trình khoan, nên bán kính cong cho phép của giếng không được quá lớn [8],...

6. Ứng dụng phương pháp khoan bằng ống chống tại Việt Nam

Phương pháp khoan bằng ống chống CwD hiện nay chưa được phát triển mạnh tại Việt Nam. Tính đến thời điểm hiện tại, không có nhiều giếng thương mại được khoan với công nghệ này, ngoại trừ một số giếng của Total và Mitra (Schlumberger, 2014). Giếng khoan mới nhất được khoan bằng công nghệ CwD tại Bồn trũng Malay-Thổ Chu với đường kính ống chống 13 5/8", độ sâu 925 m, đây là các giếng khoan thăm dò thăm lượng dầu khí.

Có nhiều lí do khiến công nghệ CwD chưa được áp dụng rộng rãi tại Việt Nam. Một trong nguyên nhân có thể được kể đến là do cấu trúc của các giếng thăm dò và khai thác tại Việt Nam thường bắt đầu với các ống dẫn hướng 30" hoặc 20" nên khả năng gặp rủi ro trong khi khoan lớn hơn so với các phương pháp khoan thông thường. Với sự biến động về sản lượng và giá dầu thô trên thế giới từ cuối năm 2014, giá dầu giảm xuống dẫn đến việc cắt giảm các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trên toàn thế giới cũng như tại Việt Nam. Tuy nhiên, dự báo về lượng dầu tiêu thụ mới nhất của IEA (International Energy Agency) cho thấy nhu cầu về dầu thô vẫn sẽ tiếp tục tăng lên trong vòng 5 năm tới. Do đó, kế hoạch phát triển các mỏ dầu và khí tại bể Malay-Thổ Chu là cần thiết. Hơn nữa, phương pháp khoan CwD sẽ là một phương án rất khả thi để giảm thiểu chi phí khi thực hiện các giếng thăm dò và khai thác. Công nghệ CwD đã được phát triển bởi nhiều công ty trên thế giới nhưng chỉ có 2 công ty tiên hành cung cấp dịch vụ CwD tại Việt Nam đó là Schlumberger (Tesco) và Weatherford.

7. Áp dụng phương pháp khoan bằng ống chống cho các dự án tại bể Malay-Thổ Chu

Nhu cầu đối với việc sử dụng khí cho vùng Đồng bằng sông Mekong được dự đoán sẽ tăng mạnh trong các thập kỷ tới. Do đó, các hoạt động thăm dò và phát triển cho các dự án khí tại khu vực Malay-Thổ Chu là cần thiết để đảm bảo cung cấp đủ năng lượng cho toàn vùng trong tương lai. Qua các dữ liệu thu thập được từ các giếng khoan tại block 46/7 và 52, điều kiện khoan tại Bồn trũng Malay-Thổ Chu có thể được tóm tắt ngắn gọn như sau: mực nước từ 32-50m; tiềm năng hydrocarbon nằm tại địa tầng Miocen giữa và Oligocene; chiều sâu giếng nằm trong khoảng từ 2500 m đến 3750 m; cấu trúc giếng đơn giản, ống dẫn hướng thường có kích thước 13 3/8" hoặc 9 5/8". Dựa trên các thông tin trên, phương pháp khoan sử dụng ống chống là giải pháp khả thi để khoan các giếng dầu khí bởi các ưu điểm sau sau:

- Giảm thời gian phi sản xuất do giảm thời gian kéo thả và giảm nguy cơ xảy ra phức tạp sự cố;
- Có thể khoan qua các địa tầng kém ổn định, các địa tầng yếu mà không cần thêm cấp đường kính ống chống;
- Giảm giá thành trên 1 mét khoan do giảm được số lượng cấp ống chống và thời gian thi công chúng.

8. Kết luận

Khoan bằng ống chống hiện nay chưa phải là phương pháp được áp dụng rộng rãi cho tất cả các giếng

khoan với các điều kiện địa chất khác nhau. Việc lựa chọn phương pháp khoan phù hợp thường dựa trên nhiều yếu tố. Phương pháp CwD thường được áp dụng cho giếng khoan ở các khu vực có nguy cơ mất tuần hoàn dung dịch cao mà các phương pháp khoan thông thường khó hoặc thậm chí không thể thực hiện được. Khi khoan bằng công nghệ khoan này, các dữ liệu về giếng khoan cần phải được xem xét cẩn trọng, đặc biệt là về độ bền nén của thành hệ, để lựa chọn và sử dụng hợp lý, hiệu quả các dụng cụ cần thiết trong quá trình khoan và hoàn thiện giếng. Các đầu ống chống phải được xem xét lựa chọn dựa trên mục đích tăng độ bền xoắn trong khi khoan. Xét về yếu tố giá thành khoan, phương pháp khoan CwD thường không được khuyến khích sử dụng cho các giếng khoan qua các địa tầng ổn định, điều kiện khoan đơn giản. Phương pháp này sẽ phù hợp hơn khi khoan các giếng có cấp đường kính ống chống bề mặt lớn. Với điều kiện thực tế tại khu vực Bồn trũng Malay – Thổ Chu, phương pháp khoan định hướng bằng ống chống là giải pháp hợp lý. Tuy nhiên, căn cứ vào các yêu cầu kỹ thuật đối với những dự án cụ thể ở khu vực này, chúng ta cần phải chuẩn bị kế hoạch chi tiết, bao gồm cả thiết kế và vận hành khoan, nhằm tối ưu các vấn đề về giá thành và giảm các rủi ro có thể gặp phải trong quá trình khoan.

Tài liệu tham khảo

Warren., Tesco., and B. Lesso, 2005. Casing Drilling Directional Wells. *Offshore Technology Conference-OTC 17453*.

Tommy M. Warren., Per Angman., Bruce Houtchens, 2000. Casing Drilling Systems Design Considerations. *SPE 5917*

Tessari. R.M and Garret Madell, 1999. Casing Drilling - A Revolutionary Approach to Reducing Well Costs. *SPE 52789*, pp 1-9

Schlumberger, 2014. TDDirect Casing Drilling Operations Reference Manual (ORM).

Гельфгат М.Я., Агишев А.Р, 2016. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических схем. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.

ABSTRACT

Directional casing while drilling technology in vietnam- potential and application

Nguyen Van Thinh^{1,*}, Nguyen Thi Hai Yen¹, Nguyen Tien Hung¹, Nguyen Trong Tai²

¹ Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology (HUMG)

² Rosneft Vietnam B.V

Drilling while casing, a technology famous for its ability to deliver superior wellbore, to save time and money, has been utilized worldwide since the last decade. In its early stage, casing while drilling was applied mainly for vertical wells with casings of large diameter. Nowadays, this method enables a vast range of casing's diameters thanks to the combination of steerable positive displacement motors (MM) and rotary steerable systems (RSS's). In which, the RSS system is believed to provide another avenue for improving directional casing while drilling (CwD) performance. And the combination of rotary steerable systems and CwD is a natural solution to directional wellbore stability problems. It capitalizes on the pinpoint control of RSS's while rotating the casing to heal wellbore wall problems. However, casing while drilling is relatively new to the oil and gas industry of Vietnam. Thus, it raises to the demand of developing the technique widely in offshore drilling at the coastal of the country. With the pursuit of applying for exploration and production wells in Malay-Tho Chu basin, this work presents an overview of the combination of rotary steerable systems (RSS's) and CwD and discusses the procedures developed to optimize the drilling operations in that area.

Keywords: Directional Drilling, Casing while drilling (CwD), Malay-Tho Chu Basin

Nghiên cứu hệ thống kéo căng đầu giếng (CTS) trên giàn khoan tự nâng

Nguyễn Văn Thịnh^{1,*}, Nguyễn Đông Anh², Nguyễn Văn Thìn², Hoàng Anh Dũng¹

¹Trường Đại học Mở - Địa chất

²Công ty Cổ phần chế tạo giàn khoan Dầu khí Việt Nam (PV Shipyard)

TÓM TẮT

Hoạt động khai thác dầu khí ngoài biển của Việt Nam đang có xu hướng tiến ra xa bờ hơn, với độ sâu mực nước biển ngày càng tăng. Các giàn khoan phải hoạt động tại những vùng nước sâu hơn và cần có tính linh động hơn trong việc khoan nhiều giếng khác nhau tại một khu vực. Điều đó đồng nghĩa với điều kiện và môi trường làm việc ngày càng trở nên khắc nghiệt. Đối với giàn khoan tự nâng, hệ thống kéo căng đầu giếng CTS (Conductor Tensioning System) là tổ hợp thiết bị quan trọng, được thiết kế để tạo ra lực căng thẳng đứng tác dụng vào cột ống chống nối từ đầu giếng tới sàn khoan, cũng như tạo ra được sự ổn định cho tâm của cột ống chống. Khi hệ thống CTS hoạt động, lực kéo sẽ giúp cho cột ống chống được ổn định, chống lại được các dao động do sóng, gió... tác dụng vào. Để đảm bảo an toàn cho quá trình khoan tại các vùng nước sâu, hệ thống này cần phải hiện đại hơn để đáp ứng được những yêu cầu cần thiết nêu trên. Bài báo trình bày các nghiên cứu chi tiết về hệ thống CTS trên cơ sở phân tích chức năng và các yếu tố ảnh hưởng chính đến hoạt động của hệ thống này. Kết quả nghiên cứu là cơ sở để đưa ra những định hướng thiết kế các thiết bị của hệ thống CTS tại Việt Nam, đáp ứng được yêu cầu ngày càng nội địa hóa hệ thống thiết bị trên giàn khoan, đồng thời vẫn đảm bảo những tiêu chuẩn quốc tế và vận hành ổn định, phù hợp với môi trường biển Việt Nam.

Từ khóa: Hệ thống kéo căng đầu giếng, Giàn khoan tự nâng, Thiết bị khoan nước sâu

1. Tổng quan về hệ thống kéo căng đầu giếng (conductor tensioning system)

Do điều kiện môi trường làm việc ngày càng trở nên khắc nghiệt hơn, các giàn khoan phải hoạt động tại những vùng nước sâu hơn, và phải có tính linh động hơn trong việc khoan nhiều giếng khác nhau tại một khu vực nào đó, cho nên hệ thống kéo căng đầu giếng (Conductor Tensioning System) cũng yêu cầu hiện đại hơn để đáp ứng được những yêu cầu cần thiết trên. Hệ thống kéo căng đầu giếng được thiết kế để tạo ra lực căng thẳng đứng tác dụng vào cột ống chống nối từ đầu giếng tới sàn khoan, cũng như tạo ra được sự ổn định cho tâm cột ống chống này. Khi mà hệ thống kéo căng đầu giếng hoạt động lực kéo này sẽ giúp cho cột ống chống được ổn định, chống lại được các dao động do sóng, gió tác dụng vào. Hệ thống kéo căng đầu giếng trang bị trên giàn khoan sẽ được chia thành 2 loại mẫu:

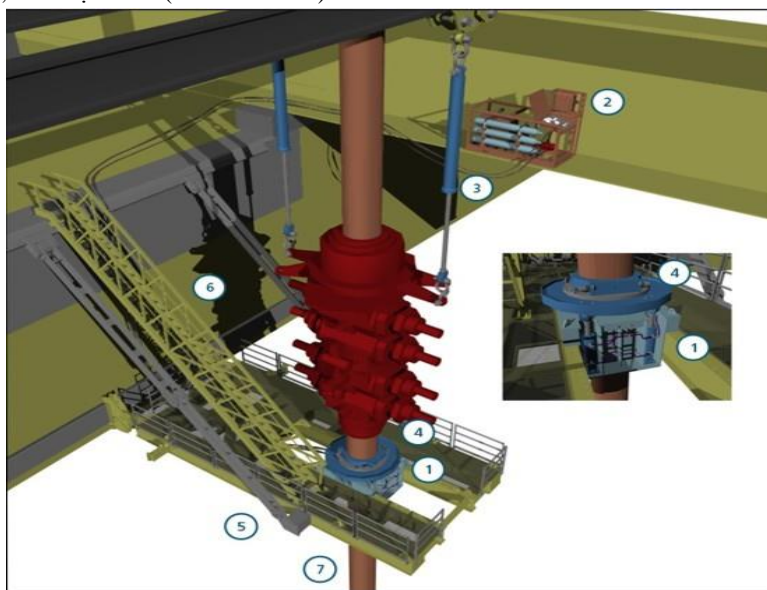
Mẫu cố định không có hệ thống trượt: đây là mẫu đơn giản được gắn cố định vào dầm công xôn, được gập lên và gập xuống khi nghỉ và làm việc. Mẫu này sẽ bị hạn chế khi sàn khoan dịch chuyển sang bên trái hoặc phải thì hệ thống kéo căng đầu giếng sẽ bị hạn chế. Đây là mẫu đã được trang bị cho giàn Tam Đảo 03 (Hình 1). Để khắc phục vấn đề này giàn Tam Đảo 3 đã thiết kế thêm 2 vị trí để cho hệ thống kéo căng đầu giếng có thể làm việc, nhưng vấn đề này lại tốn khá nhiều thời gian, vì khi muốn chuyển qua vị trí mới phải tạm dừng toàn bộ hệ thống, sử dụng cầu của giàn để cầu sàn kéo căng đầu giếng sang vị trí mới. Trên Hình 1 mô tả hệ thống kéo căng đầu giếng giàn Tam Đảo 03 với các chi tiết chính bao gồm: Cụm kéo căng đầu giếng chính (1); Cụm điều khiển thủy lực (2); Cụm kéo căng phụ trợ (3); Kẹp ống chống (4); Piston điều chỉnh sàn kéo căng đầu giếng (5); Cầu thang (6); Cột ống chống (7).

Mẫu có hệ thống trượt: là mẫu được trang bị cho giàn Tam Đảo 05, với mẫu này hệ thống trượt sẽ giúp tăng tính linh động của cả hệ thống kéo căng đầu giếng, có nghĩa là khi sàn khoan trượt qua bên trái hoặc phải thì hệ thống trượt giúp cụm kéo căng đầu giếng chính trượt tương ứng theo, cho nên giàn sẽ trở nên linh động, khoan được nhiều giếng tại một vị trí hơn. Hệ thống kéo căng đầu giếng trang bị cho giàn Tam Đảo 05 bao gồm các cụm thiết bị sau: Cụm kéo căng đầu giếng chính (Primary Conductor Tensioning Unit); Cụm kéo căng đầu giếng phụ trợ (Secondary Tensioning Unit); Các tấm tiêu chuẩn và hệ thống trượt các tấm tiêu chuẩn (Sliding Panel System); Bộ công cụ nâng và sàn kéo căng đầu giếng (Lifting tool

* Tác giả liên hệ

Email: nguyenvanhtinh@humg.edu.vn

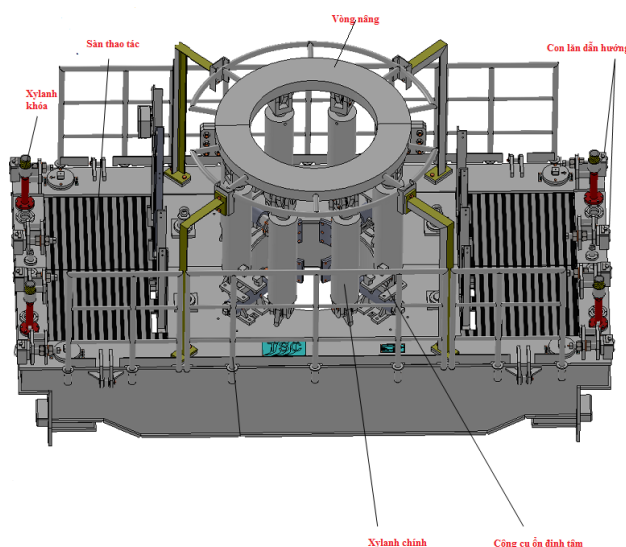
Assembly & Conductor Tensioning Platform); Cụm cấp thủy lực và bình tích áp (Hydraulic Power Unit & Accumulator); Các trạm van (Valve Station).



Hình 1. Mô hình hệ thống kéo căng đầu giềng giàn Tam Đảo 3

Cụm kéo căng đầu giềng chính (Hình 2) hoạt động nhờ vào 4 cặp xy lanh chính, khi thủy lực cấp vào những cặp xy lanh này, những cặp xy lanh sẽ nâng vòng nâng tỷ vào các mẫu trên cột ống chống, cho nên sẽ tạo ra lực căng thẳng đứng tác dụng vào cột ống chống nối từ đầu giềng lên sàn khoan. Tùy vào điều kiện cụ thể mà sẽ điều khiển 2 cặp xy lanh cùng hoạt động hoặc là 4 cặp xy lanh cùng hoạt động. Với áp suất làm việc 207 bar, lực căng tạo ra tương ứng với 2 cặp xy lanh là 136 tấn, với 4 cặp xy lanh là 272 tấn.

Xylanh khóa tại bốn góc của cụm kéo căng đầu giềng có chức năng khóa và giữ cụm kéo căng đầu giềng cố định trên sàn. Tấm kết cấu được chế tạo từ thép tấm và một phần là sàn để giảm khối lượng cho cả cụm kéo căng đầu giềng. Phần thép chịu lực sẽ bố trí các xy lanh, công cụ ổn định tâm (lateral support). Các công cụ ổn định tâm được thiết kế để ôm vào cột ống chống, những công cụ này được bố trí xen kẽ với các cặp xy lanh chính. Những công cụ này được điều chỉnh bởi nhân viên thao tác trên sàn kéo căng đầu giềng. Tại phía trước và sau của cụm kéo căng đầu giềng chính được trang bị thêm 8 con lăn dẫn hướng cho cụm kéo căng đầu giềng dịch chuyển. Con lăn này tiếp xúc với mặt bên của đường ray trên sàn (CTP) tạo ra đường dẫn để cho cụm kéo căng đầu giềng dịch chuyển. Với cấu tạo kiểu con lăn sẽ làm ngăn ngừa việc bị kẹt xảy ra trong quá trình dịch chuyển cụm kéo căng đầu giềng.



Hình 2. Mô hình cụm kéo căng đầu giềng chính

Cụm kéo căng đầu giếng phụ trợ cấu tạo khá đơn giản (Hình 3), bao gồm 2 xylanh thủy lực treo trực tiếp vào kết cấu ngay dưới sàn khoan, được bố trí tại mỗi bên của tấm giếng. Thực chất của cụm kéo căng đầu giếng phụ trợ là tạo ra lực kéo để cân bằng lại tải trọng của cụm thiết bị đối áp (BOP Stack) mà được lắp bên trên cột ống chống. Hệ thống kéo căng đầu giếng được trang bị tổng cộng 22 tấm tiêu chuẩn được bố trí liền kề nhau từ bên trái đến bên phải của sàn kéo căng đầu giếng, hai tấm liền kết trực tiếp với cụm kéo căng đầu giếng chính, hai tấm dự phòng liền kề với hai tấm trực tiếp, và mười tám tấm tiêu chuẩn. Cấu tạo các tấm tiêu chuẩn này là giống nhau, ngoại trừ hai tấm tiêu chuẩn trực tiếp liền kết với cụm kéo căng đầu giếng được gọi là tấm trực tiếp tạo ra sự dịch chuyển của hệ thống kéo căng đầu giếng. Cụm kéo căng đầu giếng chính dịch chuyển được từ trái qua phải của sàn kéo căng đầu giếng là nhờ vào hệ thống trượt các tấm tiêu chuẩn, các tấm này trượt sẽ đẩy cụm kéo căng đầu giếng dịch chuyển tương ứng theo. Toàn bộ hệ thống đều hoạt động bằng thủy lực, dựa vào sự kết hợp hoàn chỉnh của các xylanh đẩy và xylanh khóa.

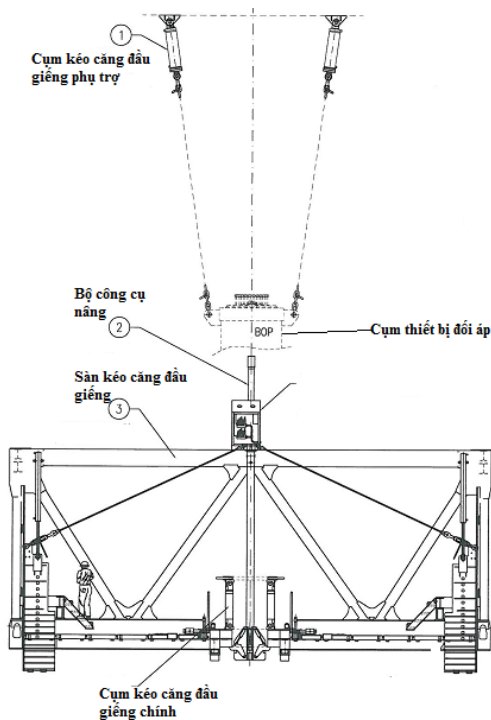
Hệ thống trượt các tấm tiêu chuẩn chia thành ba bước chính.

- Kích hoạt các xylanh nâng, hạ của cụm giá đỡ các tấm tiêu chuẩn tại hai bên trái hoặc phải của sàn kéo căng đầu giếng. Sau khi kích hoạt các xylanh nâng hạ này, tiến hành kích hoạt các xylanh khóa cụm giá đỡ. Khi đó xylanh khóa sẽ được khóa vào các lỗ đã khoét trên khung giá đỡ và tạo ra một khe hở đảm bảo cho tấm tiêu chuẩn gần ngay cạnh khe trượt vào trong khi hệ thống trượt làm việc.

- Kích hoạt các xylanh khóa cụm kéo căng đầu giếng tại bốn góc của cụm kéo căng đầu giếng, đảm bảo rằng các xylanh này phải ở trạng thái mở khóa. Kích hoạt các xylanh khóa trên hai tấm tiêu chuẩn trực tiếp liền kết với hai bên của cụm kéo căng đầu giếng. Các xylanh khóa của mỗi tấm tiêu chuẩn này phải ở trạng thái ngược nhau. Nghĩa là nếu muốn dịch chuyển qua bên phải thì sẽ mở khóa cho các xylanh khóa của tấm tiêu chuẩn bên phải và khóa các xylanh khóa của tấm tiêu chuẩn bên trái. Tiếp theo kích hoạt các xylanh đẩy trên tấm tiêu chuẩn bên trái hệ thống sẽ trượt đi một khoảng đúng bằng hành trình của xylanh đẩy.

- Kích hoạt các xylanh khóa trên cụm kéo căng đầu giếng chính, để khóa cụm kéo căng đầu giếng chính xuống sàn, mở khóa cho các xylanh khóa trên tấm tiêu chuẩn bên trái, kích hoạt các xylanh đẩy bên trái để cho các tấm tiêu chuẩn bên trái trượt tương ứng theo.

Thực hiện lặp lại các bước 1, 2, 3 để đảm bảo cho cụm kéo căng đầu giếng dịch chuyển đến vị trí mong muốn.



Hình 3. Mô hình bố trí cụm kéo căng đầu giếng phụ trợ

Sàn kéo căng đầu giếng (Conductor Tensioning Platform) thuộc hệ thống kéo căng đầu giếng (Conductor Tensioning System). Sàn được bố trí ở cao độ 1070 mm (ACBL) so với đường cơ sở của dầm công xôn, được cố định với dầm công xôn bằng các hệ thống pin chốt khi sàn ở trạng thái làm việc cũng như trạng thái nghỉ. Sàn kéo căng đầu giếng được thiết kế với chức năng chính là để đỡ cụm kéo căng đầu giếng hoạt động và dịch chuyển, cũng như tạo ra không gian để cho việc thao tác và bảo trì các thiết bị được đặt trên sàn. Sàn phải được thiết kế đảm bảo chịu được tải lớn nhất tác dụng theo phương thẳng đứng khi cụm kéo căng đầu giếng hoạt động là 272 tấn, cũng như tải tác dụng theo phương ngang sinh ra khi các công cụ ổn định tâm hoạt động. Tường bao xung quanh sàn với mục đích bảo vệ khỏi sóng, gió tại môi trường làm việc, điều này làm tăng tính an toàn cho nhân viên làm việc xung quanh sàn. Ngoài ra sàn kéo căng đầu giếng còn được thiết kế để đỡ cho các tấm tiêu chuẩn, cũng như các thiết bị phụ trợ phục vụ cho toàn hệ thống kéo căng đầu giếng. Ví dụ như là cầu thang, các xylanh treo thẳng đứng, các đường ống thủy lực đến các xylanh...

Khi ở trạng thái làm việc sàn kéo căng đầu giếng sẽ được hạ thấp xuống bên dưới dầm công xôn, sau đó cũng được chốt bằng hệ thống pin chốt và chốt vào các lỗ pin bên trên (upper hole pin). Từ trạng thái nghỉ sang trạng thái hoạt động sàn được nâng bằng một công cụ nâng chuyên biệt hoạt động bằng khí nén. Công cụ này sẽ khóa với kết cấu của cụm kéo căng đầu giếng và được kết nối với cần khoan treo vào đầu quay di động (Top drive). Quá trình nâng lên và hạ xuống của sàn nhờ vào tời khoan. Các trạng thái hoạt động của sàn kéo căng đầu giếng được miêu tả như sau: Sàn kéo căng đầu giếng được thiết kế với hai trạng thái làm việc và nghỉ. Khi sàn kéo căng đầu giếng ở trạng thái nghỉ sẽ được bố trí ở cao độ 1070 mm (ABCL) so với đường gốc của dầm công xôn. Được cố định bằng hệ thống pin chốt và chốt vào các lỗ pin bên dưới (lower hole pin). Các pin chốt này được liên kết với dầm kết cấu công xôn, có khả năng chịu tải đến 272 tấn.

Ngoài ra, do hệ hoạt động chính là bằng thủy lực (ngoại trừ bộ công cụ nâng) nên hệ thống kéo căng đầu giếng sẽ bao gồm các thiết bị phụ trợ như:

- Nguồn cấp thủy lực: sử dụng các bơm piston để bơm thủy lực từ một bể chứa chính đến các thiết bị sử dụng, các bơm này làm việc nhờ động cơ điện. Cụm cấp thủy lực được thiết kế các hệ thống van và đường ống cung cấp dầu, đường ống tuần hoàn của dầu, đường dầu đi qua quạt làm mát, hệ thống được tích hợp các bảng điều khiển rất thuận lợi và tiện dụng. Cụm cấp thủy lực được trang bị các đồng hồ đo áp suất thủy lực, các thiết bị lọc tại đường cấp và đường tuần hoàn của dầu thủy lực. Các thiết bị lọc này sẽ có cảnh báo đèn khi dầu thủy lực không đủ sạch để đảm bảo cho hệ thống làm việc. Áp suất thủy lực tối đa tạo ra bởi các bơm piston là 207 bar.

- Trạm van (Valve Station): các trạm van (valve station) với mục đích như là trạm trung chuyển dầu thủy lực đến các xylanh tiêu thụ. Hệ thống gồm nhiều các xylanh được bố trí tại những vị trí khác và di chuyển được, cho nên việc thiết kế các trạm van sẽ rất tiện lợi. Nhờ đó, sẽ giảm thiểu được tính phức tạp của các hệ thống ống dẫn dầu thủy lực đến từng thiết bị nhỏ và làm cho việc điều khiển sẽ thuận tiện hơn. Các trạm van được tích hợp các van điện từ (Solenoid valve) điều khiển bằng tín hiệu điện và kết nối tới bảng điều khiển đặt ngay cạnh sàn kéo căng đầu giếng.

- Bình tích áp (Accumulator Assembly): Hệ thống kéo căng đầu giếng hoạt động bằng thủy lực, bình tích áp được sử dụng với mục đích cân bằng lại sự biến thiên áp suất thủy lực trong hệ khi cụm kéo căng đầu giếng chính và phụ làm việc, cho nên áp suất của hệ thống luôn ổn định dưới những điều kiện môi trường khác nhau. Bình tích áp sử dụng khí ni tơ ban đầu được nén đến áp suất 47 bar, sau đó sẽ dùng dầu thủy lực nạp vào để nén đến áp suất làm việc của hệ thống là 180 bar.

2. Giải pháp bố trí thiết bị

2.1. Hệ thống kéo căng đầu giếng (CTS)

Đối với hệ thống kéo căng đầu giếng, việc bố trí các cụm thiết bị của hệ thống trước tiên phải dựa trên bản vẽ cơ sở. Phải đảm bảo được các yêu cầu về vận hành, bảo trì của từng cụm thiết bị cũng như yêu cầu về nâng cấp cải tiến hệ thống trong tương lai và việc kết nối các hệ thống được dễ dàng, đơn giản nhất có thể. Dựa vào những yêu cầu đó việc bố trí cho từng cụm thiết bị được xác định như sau:

Bố trí cụm kéo căng đầu giếng chính: như đã biết cụm kéo căng đầu giếng chính hoạt động để tạo ra lực căng thẳng đứng tác động vào cột ống chống nối từ đầu giếng lên sàn khoan (tâm giếng trên sàn khoan) và sự ổn định tâm cho cột ống chống này. Cụm kéo căng đầu giếng được lắp đặt trên sàn kéo căng

đầu giếng, cho nên việc bố trí cụm kéo căng đầu giếng chính là quy về việc bố trí sàn kéo căng đầu giếng (CTP). Để đảm bảo tính cân bằng của hệ thống sàn kéo căng đầu giếng được bố trí sao cho tâm phải nằm trên đường tâm của dầm công xôn.

Sàn kéo căng đầu giếng được bố trí ở cao độ 1070 mm so với đường cơ sở của dầm công xôn, tâm sàn nằm trên đường tâm của dầm công xôn và khoảng cách từ tâm đến bên trái và phải của dầm công xôn là 9122 mm.

2.2. Trạm van, bình tích áp và các bảng điều khiển

Để thuận tiện cho việc kết nối đường ống thủy lực từ cụm cấp thủy lực đến các xy lanh trên sàn kéo căng đầu giếng. Trạm van và bình tích áp cũng được bố trí ở cao độ 1070 mm so với đường cơ sở của dầm công xôn, trạm van và bình tích áp được bố trí gần nhau. Từ những điều kiện vận hành và bảo trì của từng thiết bị và khoảng không cho phép của dầm công xôn, trạm van và bình tích áp được bố trí tại bên trái và cách vách dầm công xôn 270 mm, bình tích áp và trạm van cách nhau 290 mm.

Đối với bảng điều khiển của cụm kéo căng ống đầu giếng chính và bảng điều khiển hệ thống trượt các tấm tiêu chuẩn, những thiết bị này phải được bố trí tại vị trí để đảm bảo quan sát được toàn hệ thống một cách tốt nhất. Do vậy bảng điều khiển cho cụm kéo căng đầu giếng sẽ được bố trí tại bên phải của dầm công xôn, ở cao độ 1070 mm so với đường cơ sở của dầm công xôn. Từ cao độ này khi hệ thống vận hành sẽ quan sát được toàn bộ cụm kéo căng đầu giếng chính. Tương tự đối với bảng điều khiển cho hệ thống trượt các tấm tiêu chuẩn sẽ được bố trí tại cao độ 1070 mm so với đường cơ sở của dầm công xôn nhưng sẽ gần với đường tâm của sàn kéo căng đầu giếng để quan sát được hệ thống trượt được tốt nhất. Những thiết bị này cũng không yêu cầu nhiều về bảo trì và nâng cấp trong tương lai, nên sẽ được bố trí gần với các vách của dầm công xôn.

2.3. Cụm kéo căng đầu giếng phụ trợ và cụm cấp thủy lực

Cụm kéo căng đầu giếng phụ trợ được bố trí ngay phía dưới sàn khoan và được treo vào kết cấu của dầm công xôn, được bố trí tại hai bên trái và phải cách tâm giếng 1022 mm. Điều này đảm bảo cho cột ống chống sẽ trùng với tâm giếng, đảm bảo được yêu cầu ổn định tâm của hệ thống. Cụm cấp thủy lực được bố trí tại sàn 1070 mm so với đường cơ sở của dầm công xôn, để đảm bảo yêu cầu vận hành và bảo trì dễ dàng cụm cấp thủy lực được bố trí các dầm công xôn ít nhất là 990 mm và tại bên trái của dầm công xôn.

3. Kết luận

Hệ thống kéo căng đầu giếng đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định tâm của cột ống chống, giúp cho hoạt động khoan được tiến hành ổn định và an toàn. Đối với các giàn khoan tự nâng, việc thiết kế hệ thống CTS cần phải tính đến ảnh hưởng của môi trường và điều kiện làm việc như độ sâu mực nước của khu vực khoan, tải trọng và các dao động gây ra do sóng và dòng chảy của môi trường...

Việc nghiên cứu chi tiết về nguyên lý làm việc, công năng và tác dụng của từng thiết bị trong hệ thống kéo căng đầu giếng, cũng như việc bố trí từng thiết bị trong hệ thống đáp ứng được yêu cầu vận hành, bảo trì và nâng cấp trong tương lai là rất cần thiết. Đặc biệt, trong giai đoạn hiện nay, khi chủ trương nội địa hóa của ngành chế tạo các thiết bị cho giàn khoan của nước ta còn đang trong giai đoạn đầu của sự phát triển. Những nghiên cứu cơ bản về hệ thống CTS sẽ là cơ sở đưa ra những định hướng thiết kế các thiết bị của hệ thống kéo căng đầu giếng tại Việt Nam nhằm giảm chi phí, và đáp ứng được yêu cầu ngày càng nội địa hóa các hệ thống thiết bị trên giàn khoan mà vẫn đáp ứng được những tiêu chuẩn quốc tế và vận hành ổn định với môi trường biển Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

- Mark. A and H. Kenneth, 2003. Jackup Conductor Tension System. SPE/IADC 79825.
- Công ty F&G(Mỹ)- Bản vẽ thiết kế cơ sở (basic design) giàn khoan tự nâng 120m nước
- Công ty TSC (Anh) - Hướng dẫn vận hành hệ thống kéo căng đầu giếng (User manual for CTU & Sliding Panel System)
- Công ty PH Engineering (Singapore) – Sổ Tay vận hành, bảo trì hệ thống kéo căng đầu giếng.
- F&G Construction Specifications JU-2000E (Thông số kỹ thuật mẫu giàn JU-2000E của hãng F&G Mỹ)
- Bản chào thầu hệ thống kéo căng đầu giếng giàn Tam Đảo 5 của công ty PH Engineering

ABSTRACT

Study on conductor tensioning system of jack-up rig

Nguyen Van Thinh¹, Nguyen Dong Anh², Nguyen Van Thin², Hoang Anh Dung¹

¹*Hanoi University of Mining and Geology*

²*Petrovietnam Marine Shipyard JSC (PV Shipyard), Vietnam*

Offshore oil and gas exploration activities in Vietnam are moving towards to go further away from the shore with the increase of water depth. The drilling rigs have to operate in deeper water area and require greater flexibility in drilling multiple wells in one area. That means the working conditions and environment-are getting more extreme. For the jack-up rig, the Conductor Tensioning System (CTS) is an important equipment combination system designed to create vertical tension on the casing from the wellhead to the drill floor, as well as stabilize the center of the pipe. When the CTS system is in operation, the traction make the casing stable and against waves, winds and so forth. To ensure the safety of drilling in deep water area, this system needs to be more developed to meet the mentioned requirements above. This article presents detailed studies of the CTS system based on the analysis of the its functions and factors that influence the its operation. The results of this study are the basis for the designing directions of CTS equipments in Vietnam, meeting the requirements which increasingly localize the equipment system on drilling rigs, while ensuring the International standards and stable operation, being suitable to the marine environment of Vietnam.

Keywords: Conductor Tensioning System, Juc-kup Rig, Deepwater Drilling Equipment

Tổng quan về giải ngược tổ hợp tài liệu địa vật lý

Kiều Duy Thông^{1,*}

¹ Trường Đại học Mở - Địa chất

TÓM TẮT

Trong thực tế hình ảnh của các đối tượng khảo sát thường không được thể hiện trực tiếp từ số liệu đo địa vật lý, mà chúng được xây dựng thông qua quá trình xử lý và minh giải tài liệu. Bước thiết yếu để biến số liệu địa vật lý thành các hình ảnh này là quá trình giải ngược. Vấn đề nan giải nhất của giải ngược tài liệu địa vật lý là sự đa nghiệm, nghĩa là sẽ có vô số mô hình vật lý có thể hợp với số liệu đo được trong một khoảng nhiễu nhất định. Giải ngược tổ hợp tài liệu của các phương pháp địa vật lý đã và đang được sử dụng như một phương thức rất hiệu quả để làm giảm tính đa trị. Cơ sở của việc sử dụng tổ hợp các tài liệu này là mỗi phương pháp địa vật lý nhạy với các đối tượng địa chất khác nhau, nên việc sử dụng thông tin hỗ trợ từ các phương pháp địa vật lý sẽ hạn chế được sự đa nghiệm của mô hình giải ngược. Hai vấn đề cốt lõi của giải ngược tổ hợp các phương pháp địa vật lý là: (1) cách thức thực hiện giải ngược tổ hợp tài liệu địa vật lý và (2) thiết lập mối tương quan giữa các mô hình của các phương pháp thành viên. Trong bài này chúng tôi trình bày tổng quan về các phương pháp giải ngược của tổ hợp tài liệu địa vật lý. Trên cơ sở đó đề xuất một số phương pháp có khả năng áp dụng để giải quyết một số nhiệm vụ ở Việt Nam.

Từ khóa: giải ngược^c, địa vật lý, tổ hợp

1. Giới thiệu

Giải ngược tài liệu địa vật lý (ĐVL) là một công cụ quan trọng bậc nhất trong xử lý và phân tích tài liệu ĐVL. Tài liệu ĐVL đo đạc thực địa trên mặt đất thường không phản ánh trực tiếp mô hình địa chất dưới mặt đất, mà cần có một quá trình chuyển từ số liệu đo đạc thành mô hình phân bố tính chất vật lý trong không gian dưới mặt đất, quá trình này gọi là quá trình giải ngược tài liệu ĐVL, gọi tắt là giải ngược. Vấn đề quan trọng nhất trong giải ngược là làm sao hạn chế được tính đa nghiệm của bài toán, điều này gây ra bởi các yếu tố như nhiễu, số lượng tham số cần phải xác định nhiều hơn tham số đã biết trong các phương trình giải ngược, hạn chế của mô hình toán học, dù công cụ tính toán có mạnh đến đâu thì cũng rất khó để mô tả được thực tế địa chất (Fernández-Martínez et al. 2013). Có nghĩa là sẽ có vô số mô hình phân bố tính chất vật lý dưới mặt đất có thể giải thích kết quả đo trên mặt đất trong một khoảng nhiễu nhất định. Do vậy, quá trình giải ngược địa vật lý cần có thêm thông tin để hạn chế tính đa trị, hay làm hẹp miền nghiệm của bài toán.

Trên thế giới giải ngược tài liệu ĐVL đã phát triển từ những năm 1960 của thế kỷ 20, nhờ sự phát triển của máy tính điện tử và lý thuyết giải ngược tài liệu ĐVL (Treitel and Lines 2001). Một trong những dấu mốc quan trọng nhất là các công trình của Levenberg (1944); Marquardt (1963); Backus and Gilbert (1967); Tikhonov and Arsenin (1977). Các công trình này trình bày cơ sở toán học để giải bài toán ‘không đúng đắn’ (‘ill-posed’) và giải ngược tài liệu ĐVL áp dụng phương pháp số, là những vấn đề nền móng của giải ngược ĐVL. Tiếp đến, là vấn đề giảm tính đa nghiệm của bài toán giải ngược. Vấn đề này dẫn đến sự phát triển của các kỹ thuật giới hạn nghiệm (constraint) của quá trình giải ngược. Kỹ thuật được sử dụng phổ biến nhất trong ĐVL là dựa vào cấu trúc mô hình cực tiểu (minimum-structure hoặc Occam’s), kỹ thuật này lựa chọn nghiệm của quá trình giải ngược có cấu trúc đơn giản nhất, ví dụ như số lớp trong giải ngược tài liệu 1D là nhỏ nhất hoặc độ trơn của mô hình (smoothness), hay độ gập ghềnh (roughness), mô hình được chọn có sự thay đổi tính chất vật lý giữa các điểm gần nhau là nhỏ nhất (Constable, Parker and Constable 1987). Kỹ thuật này thể hiện sự hiệu quả, và tính ổn định trong quá trình giải ngược nên sẽ vẫn được sử dụng rộng rãi trong tương lai (Farquharson and Lelièvre 2017).

Tuy nhiên, kỹ thuật này có nhược điểm cơ bản là nó có thể tạo ra mô hình khác xa với điều kiện thực tế địa chất. Mô hình giải ngược theo tiêu chuẩn độ trơn làm cho sự thay đổi tính chất vật lý giữa các điểm

* Tác giả liên hệ

Email: kieuduythong@hmg.edu.vn

gần nhau là nhỏ nhất (smoothness), nhưng điều này trong nhiều trường hợp thực tế địa chất là không hợp lý. Trong thực tế địa chất, sự thay đổi môi trường một cách từ từ có thể tìm thấy trong môi trường đá trầm tích, ví dụ mật độ đất đá, vận tốc sóng địa chấn, điện trở suất từ trên xuống dưới trong đá trầm tích tầng từ từ. Nhưng các ranh giới giữa đá trầm tích và đá magma có thể có sự thay đổi đột ngột các giá trị mật độ, vận tốc sóng địa chấn và điện trở suất. Do vậy, vấn đề xây dựng các mô hình giải ngược có sự thay đổi đột ngột về tính chất vật lý đang được quan tâm nghiên cứu, dựa vào tiêu chuẩn (norm) của tính khoảng cách hoặc sai số (Sun and Li 2014), hoặc đưa thêm tiêu chuẩn hạn chế nghiệm (Sun and Li 2015).

Một phương pháp khác hữu hiệu đang được sử dụng rộng rãi trên thế giới hiện nay là sử dụng tổ hợp tài liệu các phương pháp ĐVL để giải ngược (Vozoff and Jupp 1975; Lines, Schultz and Treitel 1988; Paasche and Tronicke 2007; Gallardo and Meju 2011; Moorkamp et al. 2011; Sun and Li 2015; Heincke et al. 2017; Moorkamp 2017). Do công nghệ đo ghi ĐVL phát triển nhanh chóng làm cho quá trình đo thực địa nhanh, giá thành hạ và đo đồng thời được nhiều phương pháp trên cùng khu vực khảo sát. Cộng với năng lực tính toán của máy tính ngày càng mạnh. Nên việc xử lý tổ hợp tài liệu các phương pháp ĐVL ngày càng phát triển. Cơ sở để thực hiện việc tổ hợp tài liệu của các phương pháp ĐVL khác nhau vào trong một quá trình giải ngược là sử dụng các thông tin hỗ trợ từ các phương pháp thành viên để hạn chế tính đa trị của bài toán giải ngược.

Trên thế giới đã có nhiều những nghiên cứu về giải ngược tổ hợp địa vật lý và ứng dụng trong các lĩnh vực khác nhau đã được công bố (Oldenburg and Pratt 2007; Paasche and Tronicke 2007; Virieux and Operto 2009; Gallardo and Meju 2011; Moorkamp et al. 2011; Stefano et al. 2011; Gallardo et al. 2012; Sun and Li 2015; Paolo, Giancarlo and Fabio 2016; Farquharson and Lelièvre 2017; Heincke et al. 2017; Moorkamp 2017). Trong thực tế nghiên cứu ở Việt Nam, vấn đề giải ngược tài liệu ĐVL vẫn chưa được quan tâm đúng mức. Hình 1 thể hiện một ví dụ cho vấn đề này. Do vậy, vấn đề giải ngược tài liệu ĐVL tiến hành ở Việt Nam, cần phải được thúc đẩy hơn nữa. Trong bài báo này tác giả sẽ trình bày tổng quan về giải ngược tổ hợp tài liệu ĐVL, với mong muốn cung cấp thông tin chung về giải ngược tài liệu tổ hợp ĐVL trên thế giới. Từ đó thảo luận một số vấn đề về khả năng áp dụng giải ngược tổ hợp các phương pháp ĐVL giải quyết một số vấn đề ở Việt Nam.



Hình 1. Kết quả tìm kiếm với từ khóa “inversion” trong trang mạng <https://pubs.geoscienceworld.org/> (thời gian truy cập 18 giờ, ngày 27, tháng 9, năm 2018). Mỗi biểu tượng vị trí đánh dấu một kết quả nghiên cứu được tiến hành tại vị trí đó, nếu có nhiều điểm gần nhau, không thể hiện được bằng biểu tượng, thì được đánh dấu bằng chữ số trong dấu tròn. (a) Thể hiện các kết quả nghiên cứu tiến hành tại các khu vực từ Châu Mỹ sang Châu Á, các khu vực có nhiều nghiên cứu chủ yếu chứa nhiều tài nguyên khoáng sản, hoặc nơi có hoạt động kiến tạo mạnh. (b) Kết quả nghiên cứu trên các khu vực Việt Nam và vùng phụ cận. Không có một kết quả nào thực hiện trong lãnh thổ đất liền của Việt Nam, chỉ có một vài các nghiên cứu trên vùng biển đã được công bố trên các tài liệu liên quan đến giải ngược trong cơ sở dữ liệu của trang mạng này.

2. Giải ngược tài liệu địa vật lý

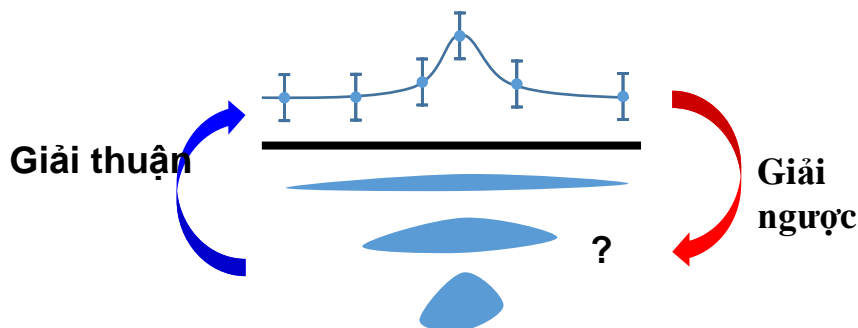
2.1. Giới thiệu cơ bản về giải ngược tài liệu địa vật lý

Giải ngược tài liệu ĐVL là quá trình xác định sự phân bố tính chất vật lý trong không gian dưới mặt đất từ tài liệu đo được. Thông thường hiện nay giải ngược thường được thực hiện bởi quá trình giải lặp, cực tiểu hóa hàm sau:

$$\Phi = \Phi_d + \beta \Phi_m, \quad (1)$$

trong đó σ_d là độ khớp (misfit) hay sai số (error) giữa tài liệu đo được và tài liệu lý thuyết tính toán từ mô hình, σ_m đánh giá tham số mô hình, có thể là độ trơn (smoothness) như trong nghiên cứu của Constable, Parker, and Constable (1987), hoặc bao gồm thêm các kỹ thuật hạn chế nghiệm khác như trong các công trình của Tarantola and Valette (1982); Sun and Li (2014); Menke (2015); Sun and Li (2015). β (Lagarian regularization parameter) là tham số cân bằng giữa sai số giữa số liệu và tham số cấu trúc mô hình (Tikhonov and Arsenin 1977).

Hình 2 thể hiện quá trình giải ngược, trong quá trình này từ tham số mô hình tính toán được số liệu tính toán lý thuyết (giải thuận), đây là bài toán đơn nghiệm, mỗi mô hình sẽ cho một tập số liệu cụ thể. Sau đó, so sánh với số liệu thực địa sẽ xác định được sai số. Thông tin này cùng với thông tin tiên nghiệm về mô hình được đưa vào quá trình cập nhật mô hình. Quá trình cập nhật này sẽ dừng lại khi sai số giữa tài liệu mô hình và số liệu thực địa nhỏ hơn một số xác định trước hoặc số lần vượt quá số lần lặp qui định (điều này để tránh việc chương trình sẽ chạy mãi mãi khi quá trình giải ngược rơi vào tình trạng phân kỳ). Lưu ý là quá trình giải ngược sẽ có thể cho nhiều mô hình kết quả khác nhau với cùng một khoảng sai số. Vấn đề này đặt ra cho các nghiên cứu về giải ngược tài liệu ĐVL là làm sao để xác định được mô hình giải ngược với độ tin cậy. Giải ngược tổ hợp tài liệu ĐVL là một giải pháp cho vấn đề này sẽ được trình bày trong phần tiếp theo.



Hình 2. Sơ đồ mô tả quá trình giải thuận (forward) là quá trình tính toán trường ĐVL khi biết mô hình phân bố tham số vật lý dưới mặt đất, đây là quá trình đơn nghiệm. Ngược lại quá trình biến đổi số liệu ĐVL đo được thành mô hình phân bố các tham số vật lý dưới mặt đất là quá trình đa nghiệm, sẽ có vô số mô hình có thể giải thích số liệu đo được với một mức nhiễu nhất định. Hạn chế nghiệm để xác mô hình hợp lý là vấn đề nan giải nhất của quá trình giải ngược của ĐVL từ trước tới nay.

2.2. Giải ngược tổ hợp tài liệu địa vật lý

Giải ngược tổ hợp ĐVL là một bài toán phức tạp trong vấn đề tối ưu hóa. Kết quả của giải ngược tổ hợp tài liệu ĐVL là nhằm xây dựng mô hình ĐVL gần với thực tế địa chất hơn là quá trình giải ngược tài liệu từ các phương pháp ĐVL riêng lẻ. Trên cơ sở thực tế là mỗi phương pháp ĐVL nhạy với các đối tượng địa chất khác nhau nên các thông tin bổ trợ từ các phương pháp thành viên sẽ giúp hạn chế tính đa nghiệm. Vấn đề quan trọng nhất của quá trình này là làm sao xác định được mối liên kết giữa các mô hình giải ngược của các phương pháp khác nhau. Có hai cách liên kết cơ bản là sử dụng cấu trúc và sử dụng vật lý thạch học. Vấn đề tiếp đến là cách thức giải ngược tổ hợp, có hai cách thức cơ bản là giải ngược đồng thời và giải ngược từ phần tổ hợp các phương pháp ĐVL (Lines, Schultz and Treitel 1988).

Thiết lập mối liên kết giữa các mô hình của quá trình giải ngược tổ hợp tài liệu

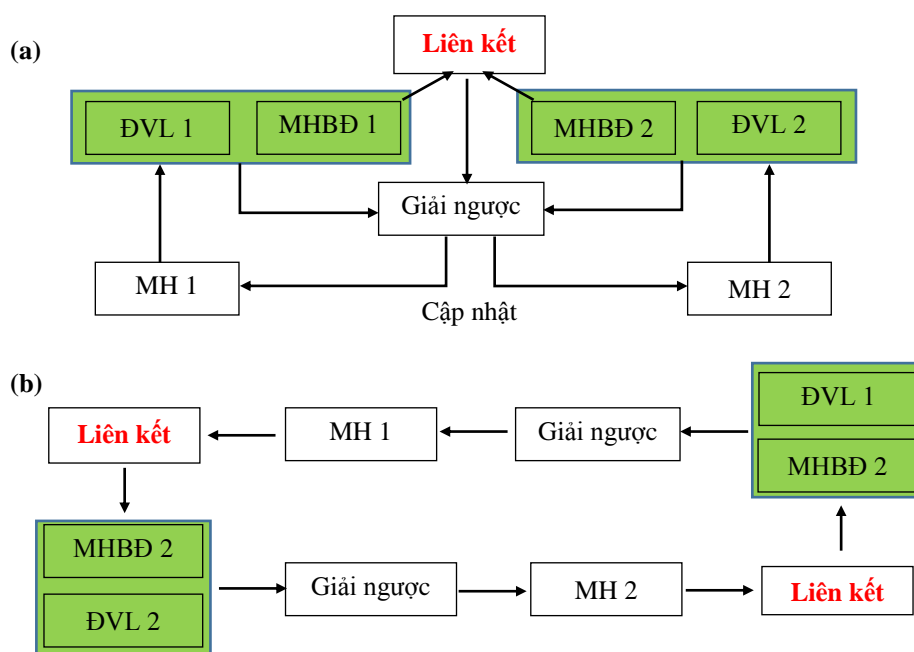
Quá trình giải ngược tổ hợp các phương pháp ĐVL dựa vào mối liên kết giữa các mô hình giải ngược. Thứ nhất là liên kết cấu trúc (structural links), trên cơ sở là sự thay đổi tại các danh giới dưới mặt đất xảy ra đồng thời với các tham số vật lý khác nhau. Ví dụ ranh giới giữa môi trường đá trầm tích và đá magma thường gây ra sự thay đổi về điện trở suất và trở kháng âm học, do vậy đây sẽ là ranh giới chung của mô hình của hai phương pháp thăm dò điện trở suất và địa chấn phản xạ. Tuy nhiên điều này không phải lúc nào cũng xảy ra trong thực tế địa chất, nghĩa là ranh giới của mô hình điện trở suất không phải là ranh giới của mô hình trở kháng âm học. Để khắc phục điều này một trong những kỹ thuật được sử dụng rộng rãi hiện nay là gradien chéo (cross-gradient) được đề xuất bởi Gallardo and Meju (2003). Kỹ thuật này được trình bày tổng quan trong công trình của Gallardo and Meju (2011).

Thứ hai là liên kết vật lý thạch học (petrophysical links). Các tham số của các mô hình giải ngược được xác định dựa vào những qui luật nhất định, đó có thể là các phương pháp dựa vào cùng tham số môi trường ví dụ như các phương pháp thăm dò điện cùng chung tham số điện trở suất (Vozoff and Jupp 1975), hoặc đó là hàm phân tích hồi qui của các tham số môi trường khác nhau (Heincke et al. 2017), hoặc các qui luật thống kê (Paasche and Tronicke 2007; Sun and Li 2015).

Cả hai liên kết cấu trúc và vật lý thạch học này đều có nhưng ưu nhược điểm khác nhau (Moorkamp et al. 2011; Farquharson and Lelièvre 2017; Heincke et al. 2017). Nên việc kết hợp được cả hai liên kết này trong cùng một quá trình có thể sẽ làm cho quá trình giải ngược tốt hơn (Lelièvre, Oldenburg and Williams 2009; Kieu, Kopic and Pethick 2016).

Giải ngược đồng thời tài liệu địa vật lý (joint inversion)

Giải ngược tổ hợp số liệu của các phương pháp ĐVL khác nhau được tiến hành trong cùng một quá trình (Hình 3a), các mô hình của các phương pháp thành viên có mối liên kết theo cấu trúc (Gallardo and Meju 2003) hoặc vật lý thạch học (Heincke et al. 2017). Quá trình này xây dựng được các mô hình thỏa mãn các điều kiện về sai số giữa số liệu thực địa và số liệu mô hình, các điều kiện về mô hình, ví dụ, như độ trơn, và các điều kiện ràng buộc giữa các tham số của mô hình. Nếu các điều kiện liên kết giữa các mô hình được xác định chính xác thì quá trình giải ngược này sẽ cho các mô hình kết quả tốt hơn là giải ngược riêng biệt từng phương pháp (Vozoff and Jupp 1975; Lines, Schultz and Treitel 1988; Gallardo and Meju 2011; Heincke et al. 2017). Ưu điểm của phương pháp giải ngược này là có thể đồng thời cập nhật các tham số của mô hình của các phương pháp thành viên, nên nó có khả năng tận dụng tối đa các thông tin tương hỗ của các phương pháp thành viên trong quá trình giải ngược.



Hình 3. Sơ đồ biểu diễn hai quá trình giải ngược tổ hợp tài liệu ĐVL, (a) giải ngược đồng thời (joint inversion), trong đó tài liệu của các phương pháp thành viên được đưa vào trong cùng một quá trình và (b) giải ngược lần lượt (co-operative inversion), các phương pháp được giải ngược lần lượt kế tiếp nhau. Cả hai cách giải ngược đều cần biết mối liên kết (link) giữa các mô hình giải ngược. Các từ viết tắt: ĐVL – Địa vật lý; MHBĐ – Mô hình ban đầu; MH - Mô hình.

Tuy nhiên, vấn đề khó khăn nhất của giải ngược đồng thời số liệu của tổ hợp các phương pháp ĐVL là làm sao cân bằng được các loại số liệu khác nhau trong cùng một quá trình (Lines, Schultz and Treitel

1988). Vì các số liệu của các phương pháp khác nhau có độ phân giải và thứ nguyên khác nhau. Vấn đề nữa là khi gộp các mảng số liệu của các phương pháp thành viên vào cùng một quá trình tạo ra một bài toán với kích thước các mảng dữ liệu lớn, dẫn đến khó khăn cho công việc tính toán.

Giải ngược lần lượt tài liệu địa vật lý (co-operative inversion)

Một cách thức nữa để thực hiện quá trình giải ngược tổ hợp các số liệu ĐVL là giải ngược các phương pháp nối tiếp nhau, kết quả của quá trình giải ngược của phương pháp trước được đưa vào đầu vào cho quá trình giải ngược của phương pháp sau (Hình 3b). Trong quá trình này, các số liệu của các phương pháp thành viên được giải ngược độc lập nên có thể hạn chế nhược điểm của quá trình giải ngược đồng thời tổ hợp số liệu, nêu ở phần trên. Tuy nhiên, nó có nhược điểm là không thể tận dụng tối đa thông tin tương hỗ của các phương pháp thành viên trong quá trình giải ngược. Ví dụ, trong quá trình giải ngược tổ hợp của hai phương pháp điện trở và phương pháp địa chấn, thì ngoài việc chọn phương pháp nào chạy giải ngược trước là một vấn đề, vấn đề khác nữa là đóng góp của phương pháp điện (phương pháp có độ phân giải thấp) cho mô hình cuối cùng sẽ bị hạn chế.

2.3. Xử lý tổng hợp kết quả giải ngược (intergration of models)

Kết quả cuối cùng của quá trình giải ngược là xây dựng mô hình địa chất – ĐVL, câu hỏi đặt ra là làm sao để kết hợp các mô hình của các phương pháp ĐVL trong xây dựng mô hình địa chất. Mô hình kết hợp được xây dựng bằng kỹ thuật ảnh địa phổ (geospectral image) như trong công trình của (Gallardo et al. 2012), hoặc phân tích tương quan thống kê (Bedrosian 2007). Theo chúng tôi, một trong những phương pháp được sử dụng hiệu quả nhất hiện nay là sử dụng các kỹ thuật phân tích ảnh, trong đó phổ biến nhất là sử dụng các kỹ thuật phân nhóm mờ (Paasche and Tronicke 2007; Sun and Li 2015; Kieu, Kopic and Le 2017).

3. Ứng dụng giải ngược giải quyết một số nhiệm vụ ở Việt Nam

Nghiên cứu cấu trúc lớn

Các phương pháp ĐVL là công cụ không thể thiếu trong các nghiên cứu các cấu trúc lớn ở Việt Nam, như nghiên cứu các đứt gãy Sông Hồng, hoặc các bể trầm tích Sông Hồng, Sông Cửu Long. Các phương pháp ĐVL đã và đang được sử dụng có hiệu quả nhất định trong việc xác định cấu trúc địa chất dưới sâu. Tuy nhiên các nghiên cứu chủ yếu sử dụng các phương pháp ĐVL một cách độc lập, và kết quả của các phương pháp ĐVL được kết hợp trong minh giải cấu trúc thường do ý tưởng chủ quan của người phân tích. Sử dụng giải ngược tổ hợp các phương pháp ĐVL còn hạn chế. Đối với nhiệm vụ này chúng tôi đề xuất một số tổ hợp cơ bản các nhóm phương pháp ĐVL nghiên cứu cấu trúc sâu như sau:

- (1) Nhóm các phương pháp trường thế. Mô hình các phương pháp trường thế thường có cấu trúc giống nhau nên chúng tôi đề xuất sử dụng phương pháp giải ngược tổ hợp (có thể cả đồng thời và lần lượt) dựa vào cấu trúc, nên sử dụng kỹ thuật gradien chéo (cross-gradient).
- (2) Nhóm phương pháp địa chấn và trọng lực. Cơ sở để sử dụng các phương pháp này ngoài việc các tham số mô hình của địa chấn cũng có mật độ đất đá là tham số mô hình trọng lực, thì liên kết giữa mật độ và vận tốc sóng địa chấn thường để xác định. Với nhóm phương pháp này có thể sử dụng cả hai qui trình giải ngược đồng thời và lần lượt dựa vào liên kết cấu trúc và vật lý thạch học. Mô hình mật độ của phương pháp trọng lực có thể bổ sung thông tin cho mô hình của địa chấn, ngược lại thông tin từ địa chấn có thể tăng độ phân giải cũng như hạn chế sự tương đương trong mô hình giải ngược của phương pháp trọng lực.
- (3) Nhóm các phương pháp địa chấn và từ tellua. Nếu có thể xác định được mối liên hệ giữa hai mô hình này, ví dụ đới dập vỡ của đứt gãy thường có điện trở suất nhỏ và vận tốc sóng địa chấn nhỏ, ranh giới giữa đá trầm tích và đá gốc thường cũng là ranh giới địa chấn và địa điện. Thì việc sử dụng tổ hợp này sẽ mang lại hiệu quả tốt hơn là sử dụng từng phương pháp độc lập. Phương pháp địa chấn có thể cung cấp thông tin về cấu trúc cho phương pháp từ tellua là tăng độ phân giải và hạn chế sự tương đương cho phương pháp này, ngược lại phương pháp từ tellua cũng có thể cung cấp các thông tin về cấu trúc và môi trường giữa các ranh giới cho phương pháp địa chấn.

Trong thăm dò và khai thác dầu khí

Trong thăm dò và khai thác dầu khí hiện nay ngoài việc tận dụng tối đa các thông tin ĐVL giếng khoan phục vụ cho quá trình giải ngược (Kieu and Kepic 2018), thì việc kết hợp phương pháp điện và địa chấn cho hiệu quả cao (Heincke et al. 2017). Phương pháp địa chấn có thể cung cấp thông tin tương hỗ về cấu trúc cho phương pháp điện ngược lại phương pháp điện có thể cung cấp thông tin về vật lý thạch học.

Trong thăm dò khoáng sản, địa chất thủy văn, địa chất công trình và môi trường

Trong thăm dò các mỏ khoáng sản kim loại, địa chất thủy văn ở Việt Nam, các phương pháp thăm dò điện đóng vai trò chủ đạo. Đối với các nhiệm vụ địa chất công trình và môi trường phương pháp điện cũng có vai trò quan trọng. Nên trong những nhiệm vụ này việc sử dụng các phương pháp điện là một trong những tổ hợp quan trọng nhất, tiếp đến là tổ hợp các phương pháp điện và các phương pháp địa chấn.

- (1) Tổ hợp các phương pháp điện điện trở, phân cực kích thích, và thế điện tự nhiên trong tìm kiếm mỏ đa kim, thăm dò tìm kiếm nước ngầm, theo dõi ngầm nước trong thân đê đập, theo dõi sự ô nhiễm nước dưới đất, và theo dõi hiện tượng nhiễm mặn các đồng bằng ven biển, trượt lở đất đá. Các phương pháp điện thường có giá thành thấp, thi công thực địa đơn giản, nhanh hơn phương pháp địa chấn và nhạy với các đối tượng nghiên cứu này. Các phương pháp điện có cùng chung tham số mô hình là điện trở suất hoặc các tham số điện thường có mối liên hệ mật thiết với nhau. Hơn nữa các phương pháp này thường có thông tin tương hỗ. Nên việc sử dụng tổ hợp này là có cơ sở và làm tăng hiệu quả của quá trình xử lý số liệu.
- (2) Các phương pháp điện nêu trên có thể kết hợp với phương pháp Rada xuyên đất phục vụ cho các nghiên cứu tầng nông như trong khảo sát đê đập, đường giao thông.
- (3) Tùy vào điều kiện và nhiệm vụ cụ thể các phương pháp điện có thể kết hợp với các phương pháp địa chấn phản xạ, địa chấn khúc xạ cho các khảo sát phục vụ địa chất công trình, nghiên cứu và theo dõi trượt lở đất đá.
- (4) Trong thăm dò nghiên cứu các bể than Quảng Ninh, thăm dò than đồng bằng Sông Hồng, Sông Cửu Long có thể sử dụng tổ hợp các phương pháp từ tellua, trọng lực và địa chấn.

4. Kết luận

Giải ngược đóng vai trò then chốt trong quá trình xử lý tài liệu ĐVL, đây là bước chuyển từ số liệu đo đạc thành các mô hình phân bố các tính chất vật lý để từ đó giải thích các thông tin về địa chất. Trong bài báo này chúng tôi trình bày tổng quan về quá trình giải ngược tổ hợp các phương pháp ĐVL. Bao gồm phương pháp giải ngược đồng thời và phương pháp giải ngược lần lượt. Vấn đề quan trọng nhất trong các phương pháp giải ngược này là thiết lập mối liên kết giữa các mô hình của các phương pháp ĐVL khác nhau. Mối liên kết này dựa vào hai hình thức cơ bản là mối liên kết cấu trúc và mối liên kết vật lý thạch học. Trên cơ sở thực tế ở Việt Nam chúng tôi đề xuất một số tổ hợp các phương pháp ĐVL giải quyết các nhiệm vụ nghiên cứu cấu trúc sâu, thăm dò khai thác dầu khí, khoáng sản, nước dưới đất, khảo sát địa chất công trình và môi trường.

Ngoài việc sử dụng tổ hợp các phương pháp địa vật lý, thì các phương pháp ĐVL cũng có thể được sử dụng tổ hợp với các thông tin thuộc lĩnh vực khác. Ví dụ việc sử dụng thông tin từ mô hình địa chất, địa chất thủy văn sẽ giúp giảm tính đa nghiệm của bài toán giải ngược. Ở chiều ngược lại các mô hình địa chất cũng có thể được kiểm chứng bằng việc so sánh với các tài liệu đo ĐVL. Điều này, có nghĩa là các hai lĩnh vực địa chất và địa vật lý cần phải được liên kết chặt chẽ hơn để giải quyết các nhiệm vụ ngày càng phức tạp và khó của địa chất, thăm dò và khai thác tài nguyên cũng như bảo vệ môi trường.

Tài liệu tham khảo

- Backus, G. E., and J. F. Gilbert. 1967. "Numerical Applications of a Formalism for Geophysical Inverse Problems." *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society* 13 (1-3): 247-276. doi: 10.1111/j.1365-246X.1967.tb02159.x.
- Bedrosian, Paul A. 2007. "Mt+, Integrating Magnetotellurics to Determine Earth Structure, Physical State, and Processes." *Surveys in Geophysics* 28 (2): 121-167. doi: 10.1007/s10712-007-9019-6.
- Constable, Steven C., Robert L. Parker, and Catherine G. Constable. 1987. "Occam's Inversion; a Practical Algorithm for Generating Smooth Models from Electromagnetic Sounding Data." *Geophysics* 52 (3): 289-300. doi: 10.1190/1.1442303.

- Farquharson, C.G., and P.G. Lelièvre. 2017. "Modelling and Inversion for Mineral Exploration Geophysics: A Review of Recent Progress, the Current State-of-the-Art, and Future Directions" *Exploration '17. Integrating the Geosciences: The Challenge of Discovery, Toronto, Canada*.
- Fernández-Martínez, J. L., Z. Fernández-Muñiz, J. L. G. Pallero, and L. M. Pedruelo-González. 2013. "From Bayes to Tarantola: New Insights to Understand Uncertainty in Inverse Problems." *Journal of Applied Geophysics* 98: 62-72. doi: 10.1016/j.jappgeo.2013.07.005.
- Gallardo, L., S. Fontes, M. Meju, M. Buonora, and P. de Lugao. 2012. "Robust Geophysical Integration through Structure-Coupled Joint Inversion and Multispectral Fusion of Seismic Reflection, Magnetotelluric, Magnetic, and Gravity Images: Example from Santos Basin, Offshore Brazil." *GEOPHYSICS* 77 (5): B237-B251. doi: doi:10.1190/geo2011-0394.1.
- Gallardo, Luis A., and Max A. Meju. 2003. "Characterization of Heterogeneous near-Surface Materials by Joint 2d Inversion of Dc Resistivity and Seismic Data." *Geophysical Research Letters* 30 (13): 1658. doi: 10.1029/2003GL017370.
- . 2011. "Structure-Coupled Multiphysics Imaging in Geophysical Sciences." *Reviews of Geophysics* 49 (1). doi: 10.1029/2010RG000330.
- Heincke, Björn, Marion Jegen, Max Moorkamp, Richard W. Hobbs, and Jin Chen. 2017. "An Adaptive Coupling Strategy for Joint Inversions That Use Petrophysical Information as Constraints." *Journal of Applied Geophysics* 136: 279-297. doi: 10.1016/j.jappgeo.2016.10.028.
- Kieu, D. T., A. Kepic, and C. V. A. Le. 2017. "Integration of Borehole and Seismic Data into Magnetotelluric Inversion: Case Study over the Kevitsa Ultramafic Intrusion, Northern Finland" *Exploration '17. Integrating the Geosciences: The Challenge of Discovery, Toronto, Canada*.
- Kieu, D. T., A. Kepic, and A. M. Pethick. 2016. "Inversion of Magnetotelluric Data with Fuzzy Cluster Petrophysical and Boundary Constraints." In *25th International Geophysical Conference and Exhibition, Adelaide, Australia*, ASEG. 1-6. ASEG. doi: http://dx.doi.org/10.1071/ASEG2016ab220.
- Kieu, Duy Thong, and Anton Kepic. 2018. "Integration of Borehole Data in Geophysical Inversion Using Fuzzy Clustering." *ASEG Extended Abstracts* 2018 (1): 1-6. doi: https://doi.org/10.1071/ASEG2018ABP083.
- Lelièvre, Peter G., Douglas W. Oldenburg, and Nicholas C. Williams. 2009. "Integrating Geological and Geophysical Data through Advanced Constrained Inversions." *Exploration Geophysics* 40 (4): 334-341. doi: doi:10.1071/EG09012.
- Levenberg, Kenneth. 1944. "A Method for the Solution of Certain Non-Linear Problems in Least Squares." *Quarterly of Applied Mathematics* 2 (2): 164-168. http://www.jstor.org/stable/43633451.
- Lines, L., A. Schultz, and S. Treitel. 1988. "Cooperative Inversion of Geophysical Data." *Geophysics* 53 (1): 8-20. doi: doi:10.1190/1.1442403.
- Marquardt, Donald W. 1963. "An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters." *Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics* 11 (2): 431-441. doi: doi:10.1137/0111030.
- Menke, William. 2015. "Review of the Generalized Least Squares Method." *Surveys in Geophysics* 36 (1): 1-25. doi: 10.1007/s10712-014-9303-1.
- Moorkamp, Max. 2017. "Integrating Electromagnetic Data with Other Geophysical Observations for Enhanced Imaging of the Earth: A Tutorial and Review." *Surveys in Geophysics*. doi: 10.1007/s10712-017-9413-7.
- Moorkamp, Max, Björn Heincke, Marion Jegen, Alan W. Roberts, and Richard W. Hobbs. 2011. "A Framework for 3-D Joint Inversion of Mt, Gravity and Seismic Refraction Data." *Geophysical Journal International* 184 (1): 477-493. doi: 10.1111/j.1365-246X.2010.04856.x.
- Oldenburg, DW, and DA Pratt. 2007. "Geophysical Inversion for Mineral Exploration: A Decade of Progress in Theory and Practice" *Exploration'07: Exploration in the New Millennium Toronto, Canada*.
- Paasche, H., and J. Tronicke. 2007. "Cooperative Inversion of 2d Geophysical Data Sets: A Zonal Approach Based on Fuzzy C-Means Cluster Analysis." *Geophysics* 72 (3): 35-9. doi: 10.1190/1.2670341.
- Paolo, Dell'Aversana, Bernasconi Giancarlo, and Chiappa Fabio. 2016. "A Global Integration Platform for Optimizing Cooperative Modeling and Simultaneous Joint Inversion of Multi-Domain Geophysical Data." *AIMS Geosciences* 2: 31. doi: http://dx.doi.org/10.3934/geosci.2016.1.1.
- Stefano, M., F. Andreasi, S. Re, M. Virgilio, and F. Snyder. 2011. "Multiple-Domain, Simultaneous Joint Inversion of Geophysical Data with Application to Subsalt Imaging." *Geophysics* 76 (3): R69-R80. doi: doi:10.1190/1.3554652.
- Sun, Jiajia, and Yaoguo Li. 2014. "Adaptive Lp Inversion for Simultaneous Recovery of Both Blocky and Smooth Features in a Geophysical Model." *Geophysical Journal International* 197 (2): 882-899. doi: 10.1093/gji/ggu067.

———. 2015. "Multidomain Petrophysically Constrained Inversion and Geology Differentiation Using Guided Fuzzy C-Means Clustering." *Geophysics* 80 (4): ID1-ID18. doi: doi:10.1190/geo2014-0049.1.

Tarantola, Albert, and Bernard Valette. 1982. "Generalized Nonlinear Inverse Problems Solved Using the Least Squares Criterion." *Reviews of Geophysics* 20 (2): 219-232. doi: 10.1029/RG020i002p00219.

Tikhonov, A.N., and V.I.A. Arsenin. 1977. *Solutions of Ill-Posed Problems*: Winston.

Treitel, Sven, and Larry Lines. 2001. "Past, Present, and Future of Geophysical Inversion—a New Millennium Analysis." *GEOPHYSICS* 66 (1): 21-24. doi: doi:10.1190/1.1444898.

Virieux, J., and S. Operto. 2009. "An Overview of Full-Waveform Inversion in Exploration Geophysics." *Geophysics* 74 (6): WCC1-WCC26. doi: 10.1190/1.3238367.

Vozoff, K., and D. L. B. Jupp. 1975. "Joint Inversion of Geophysical Data." *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society* 42 (3): 977-991. doi: 10.1111/j.1365-246X.1975.tb06462.x.

ABSTRACT

Review of the inversion of multiple geophysical datasets

Duy Thong Kieu¹

¹ *Hanoi University of Mining and Geology*

Subsurface images are not directly obtained by geophysical measurements, indeed, they are built by processing of the geophysical data. A crucial stage of conversion measured geophysical data in physical models that may represent subsurface images is the inversion of geophysics. A critical issue of the inversion is a non-unique solution; there are infinitive physical models that adequately explained the measured data with a certain noise level. The inversion of multiple geophysical datasets has been commonly used as a robust approach to reducing the non-uniqueness. The fundamental idea of using multiple geophysical datasets is that each geophysical method senses with a different geological feature, thus by using complementary information from multiple geophysical methods can reduce the ambiguity of the inversion. Two issues for the inversion of multiple geophysical datasets are (1) how we run inversion of multiple datasets and how we make a link between geophysical models. In this work, we present a review of the inversion of mutple geophysics, accordingly, we propose applicable inversion strategies for problems in Vietnam.

Keywords: Inversion, geophysics, multiple datasets

Đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác cho đối tượng Miocen dưới bể Cửu Long bằng hàm tương quan Spearman

Lê Quốc Trung^{1,*}, Lê Vũ Quân¹, Nguyễn Văn Đô¹, Triệu Hùng Trường², Nguyễn Văn Thịnh²

Trần Nguyên Long¹, Trần Văn Tiên¹

¹ Viện Dầu khí Việt Nam

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa và nâng cao hệ số thu hồi dầu được áp dụng phổ biến ở Việt Nam và trên thế giới. Hiện nay ở Việt Nam việc đánh giá hiệu quả của bơm ép nước, mức độ ảnh hưởng của nó tới giếng khai thác dựa chủ yếu vào động thái áp suất cũng như mô hình mô phỏng, tracer. Các phương pháp trên có những hạn chế là việc đánh giá mang tính chủ quan cũng như tốn kém tiền bạc và thời gian thực hiện. Trên thế giới có rất nhiều phương pháp đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác và các phương pháp này cho hiệu quả cao như phương pháp điện trở điện dung, ANN. Tuy nhiên các phương pháp đó sử dụng công thức phức tạp và khó khăn trong việc hiểu, sử dụng. Bài báo này trình bày kết quả đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác cho đối tượng Miocen dưới bể Cửu Long bằng hàm tương quan tương đối đơn giản và dễ sử dụng là Spearman. Kết quả cho thấy rõ nét mức độ ảnh hưởng mạnh, yếu của giếng bơm ép tới giếng khai thác cũng như hiểu biết được đặc điểm địa chất giữa các giếng.

Từ khóa: Spearman, hàm tương quan, ảnh hưởng bơm ép nước

1. Đặt vấn đề

Bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa được áp dụng ở rất nhiều mỏ dầu trên Thế Giới cũng như ở Việt Nam giúp cho quá trình khai thác ổn định và nâng cao hiệu quả kinh tế. Tuy nhiên, mức độ ảnh hưởng của phương pháp bơm ép nước mạnh hay yếu của nước bơm ép tới các giếng khai thác lại chưa được đánh giá định lượng. Việc đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác có ý nghĩa hết sức quan trọng trong quá trình điều hành và quản lý mỏ như xác định khả năng có tầng chắn, hướng dòng chảy, lưu lượng bơm ép tối ưu. Lưu lượng bơm ép và lưu lượng khai thác chứa thông tin rất quan trọng để giúp ích cho việc đánh giá đó và có rất nhiều phương pháp đã dựa trên các thông số đó để dự báo mức độ ảnh hưởng đó như ANN, hàm điện dung. Tuy nhiên các phương pháp có ưu điểm là hiệu quả cao nhưng có công thức phức tạp và mất nhiều thời gian công sức để tiến hành. Trong bài báo này nhóm tác giả tiến hành đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác dựa trên hàm tương quan là Spearman sau đó tiến hành trích xuất hình ảnh trên 2D để thấy rõ được mức độ ảnh hưởng, cũng như hướng ảnh hưởng.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Quá trình khai thác, bơm ép, khoan, vận chuyển dầu... là những hệ thống khép kín và luôn tồn tại sự chuyển đổi năng lượng từ trạng thái này sang trạng thái khác và ngược lại. Đây chính là những trạng thái động học phản ánh đúng bản chất của hệ thống với mức độ phức tạp khác nhau. Trạng thái động học của hệ thống là hệ quả của một tập hợp các tham số tham gia và tạo nên trạng thái của hệ thống đó. Từ kết quả nghiên cứu trạng thái động học sẽ cho phép xác định đối tượng nghiên cứu đang ở trạng thái bền động học hay nói một cách khác là ổn định, cân bằng động học bị rơi vào trạng thái bất ổn định, mất tính bền động. v.v... Bằng cách sử dụng phương pháp Spearman để nghiên cứu và đánh giá một cách định lượng về trạng thái động học hay bản chất của hệ thống đó.

Để áp dụng các hàm tương quan vào đánh giá sự ảnh hưởng của giếng bơm ép nước tới các giếng khai thác thì ta coi dữ liệu giếng bơm ép là 1 biến số và dữ liệu giếng khai thác là 1 biến số; cụ thể ở đây là lưu lượng và áp suất vỉa xung quanh giếng bơm ép và giếng khai thác. Khi tăng lưu lượng bơm ép, áp suất vỉa xung quanh giếng bơm ép tăng và sự thay đổi lưu lượng, áp suất của giếng khai thác sẽ phản ánh mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép.

Hệ số tương tác Spearman

Hệ số tương tác Spearman là một kỹ thuật có thể sử dụng để đánh giá cường độ và xu hướng (âm hoặc dương) của mối quan hệ giữa 2 chuỗi dữ liệu có sẵn. Hệ số này luôn có giá trị từ -1 đến 1.

* Tác giả liên hệ

Email: trunglq@vpi.pvn.vn

Sự tương tác chính là mức độ ảnh hưởng và ta có thể mô tả đơn giản cường độ tương tác này theo Evan (1996) đã đưa ra đánh giá mức độ ảnh hưởng qua các giá trị tuyệt đối của r tương tự như hệ số tương quan Pearson.

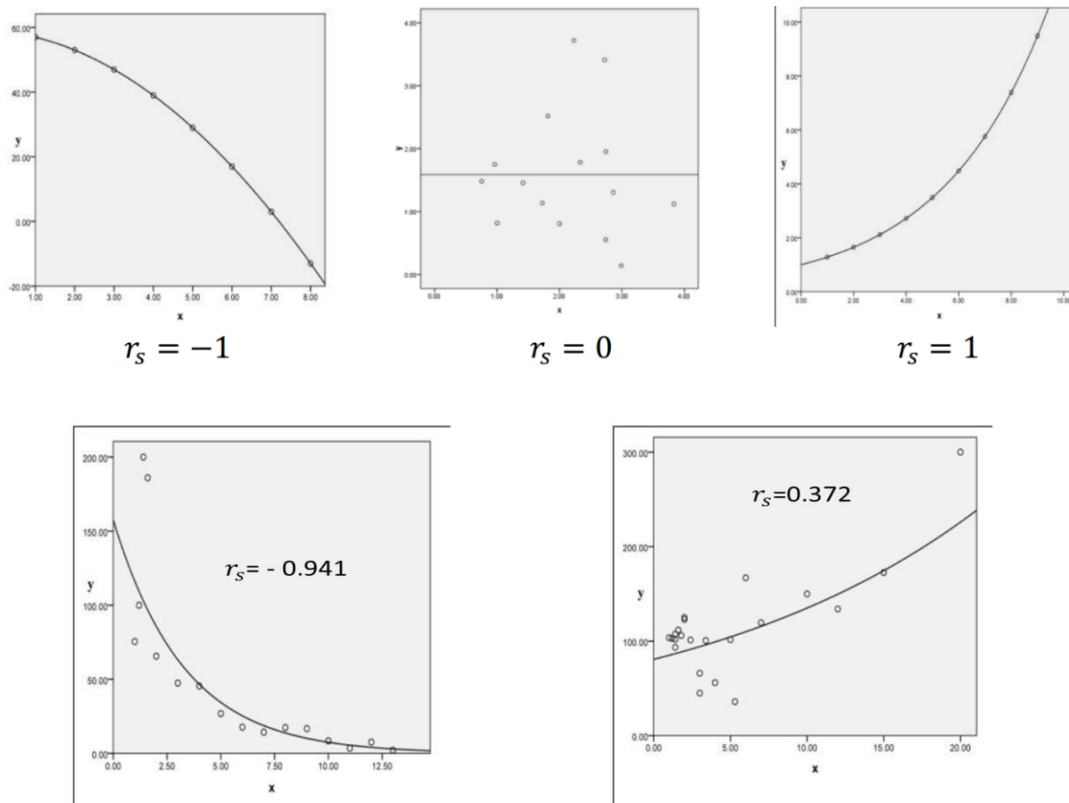
Hệ số tương tác Spearman được xác định theo công thức sau:

$$r_s = 1 - \frac{6 \times \sum d^2}{n \times (n^2 - 1)} \quad (2)$$

Trong đó: r_s : Hệ số tương tác Spearman ($r_s = -1$ đến 1)

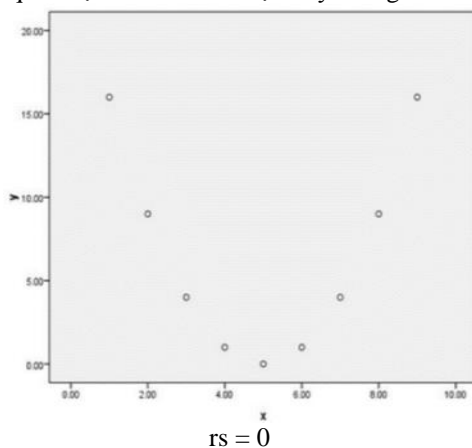
d : Hiệu số giữa các cặp dữ liệu

n : số lượng cặp dữ liệu



Hình 1. Các mức độ tương quan của hàm Spearman

Chú ý rằng hệ số tương quan Spearman là một phương pháp đánh giá mối quan hệ đơn điệu vì vậy $r_s = 0$ sẽ không đơn giản là không có quan hệ nào cả giữa các cặp dữ liệu. Ví dụ về một đồ thị $r_s = 0$ không có tương quan tuy nhiên lại có mối quan hệ như là 1 hàm bậc 2 lý tưởng.



Hình 2. Hàm tương quan Spearman với $r_s = 0$

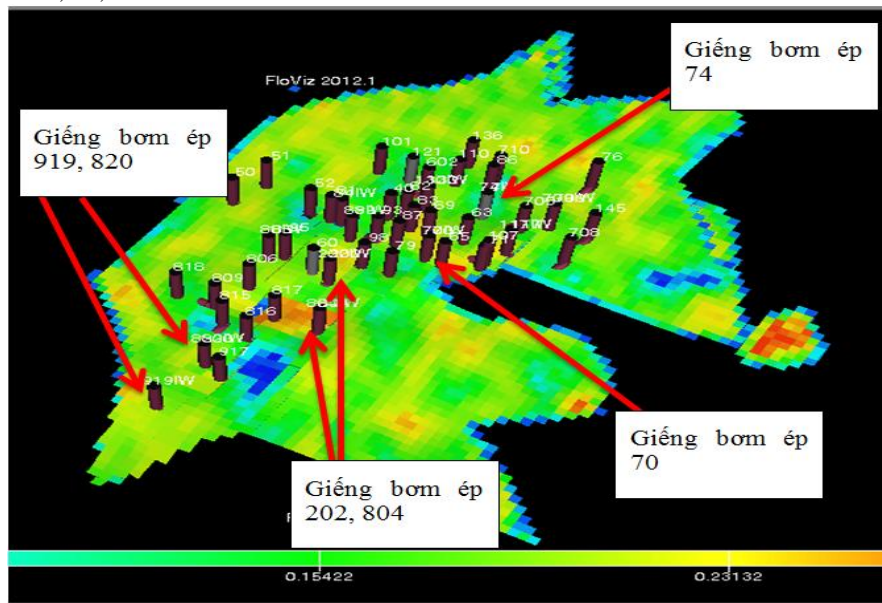
3. Kết quả và thảo luận

Từ những dữ liệu đầu vào là áp suất vỉa xung quanh giếng khai thác và giếng bơm ép hoặc lưu lượng khai thác và lưu lượng bơm ép của một số mỏ đang được khai thác tại tầng Miocen hạ bể Cửu Long, ta hoàn toàn có thể tính toán sự ảnh hưởng của giếng bơm ép tới các giếng khai thác dựa trên hệ số tương quan Spearman như trình bày ở phần 2. Sau đó, các kết quả đánh giá được thể hiện trên bản đồ 2D như các đường đồng mức. Giá trị các đường đồng mức thể hiện mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới các giếng khai thác.

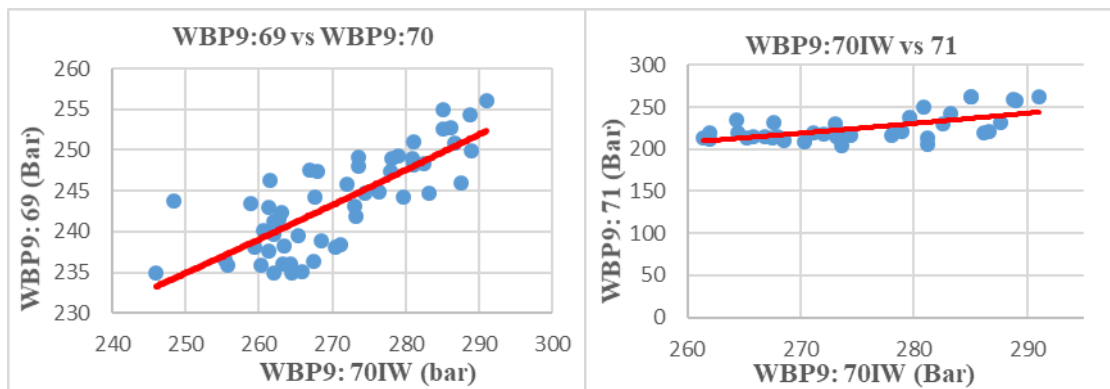
Ta coi giá trị tương quan bằng 1 ngay tại giếng bơm ép và khi xa dần giếng bơm ép, giá trị này sẽ nhỏ dần.

a) Mỏ X

Vị trí các giếng bơm ép nước và khai thác được phân chia theo các khu vực dựa trên vị trí của các đứt gãy, như trên hình 3. Mức độ ảnh hưởng của các giếng bơm ép tới các giếng khai thác được thể hiện trên bảng 1 và hình 4a, 4b, 5:



Hình 3. Vị trí các giếng tầng Miocen hạ mỏ X bể Cửu Long

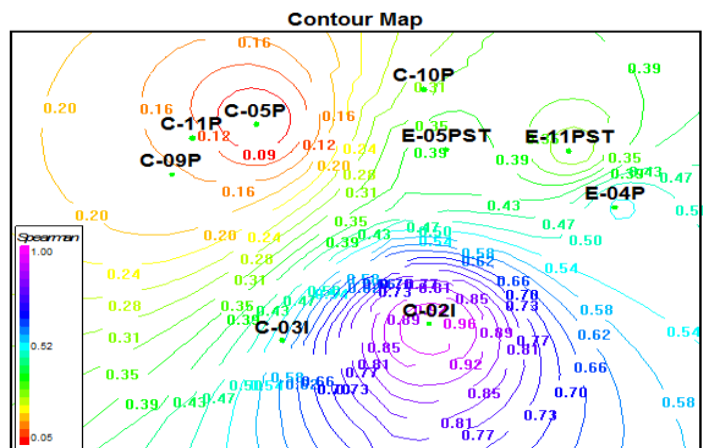


Hình 4a. Giếng 69 ảnh hưởng mạnh

Hình 4b. Giếng 71 ảnh hưởng yếu

Bảng 1. Kết quả mức độ tương tác giữa giếng bơm ép 70 và các giếng khai thác

Giếng70	Giếng 63	Giếng 71	Giếng 69	Giếng 98	Giếng 79	Giếng 87
1.00	0.8304	0.5689	0.8812	0.4447	0.3499	0.5612



Hình 7. Ảnh hưởng của giếng C-021 mở Y tới các giếng khai thác.

4. Kết luận

Việc sử dụng hàm tương quan Spearman cho thấy một số hiệu quả sau đây:

- Sử dụng đơn giản và dễ hiểu cũng như dễ sử dụng trong excel do đã có sẵn.
- Phản ánh tương đối chính xác mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác phù hợp với số liệu áp suất.
- Việc phản ánh được mức độ tương tác dựa trên các đường đồng mức trên bản đồ 2D còn cho thấy được hướng ảnh hưởng của giếng bơm ép tới các giếng khai thác cũng như đặc tính vỉa xung quanh các giếng khai thác với bơm ép.

Tài liệu tham khảo

1. Evans, J. D, 1996 Straightforward statistics for the behavioral sciences. Pacific Grove, CA: Brooks/Cole Publishing.
2. Lê Quốc Trung, 2016. Đánh giá biện pháp tăng cường khai thác và lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng Miocen hạ của các mỏ dầu ở bể Cửu Long.
3. Spearman's rank correlation coefficient, Wikipedia.

ABSTRACT

Evaluate the impact of injection well to production well for the Lower Miocene in the Cuu Long basin using the Spearman correlation coefficient

Le Quoc Trung¹, Le Vu Quan¹, Nguyen Van Do¹, Trieu Hung Truong², Nguyen Van Thinh²
Tran Nguyen Long¹, Tran Van Tien¹,

¹ Vietnam Petroleum Institute

² Hanoi University of Mining and Geology

Water injection to maintain reservoir pressure and improve oil recovery coefficient are widely used in Vietnam and in the world. Currently, in Vietnam, the evaluation of the efficiency of the water injection, the extent of its impact on the well is based primarily on pressure trend as well as the simulation model and the tracer. These methods have limitations as subjective assessment as well as costly money and time. There are many methods of evaluating the effect of injection wells to production such as capacitance resistance method, ANN. However, these methods use complex formulas and are difficult to understand. This article presents the results of the evaluation of the effect of injection wells to production wells of the Lower Miocene in the Cuu Long basin based on Spearman correlation coefficients. The results show clearly the strong and weak influence of the injection well to production well as well as the geological characteristics of the wells.

Keywords: Spearman, correlation functions, water injection effect.

Increase the accuracy of Condensate metering by applying the new metering correction formula and standardize to follow API standard at HaiThach - MocTinh Condensate Field

Trần Ngọc Trung^{1,*}, Ngô Hữu Hải², Triệu Hùng Trường³

¹ *Bien Dong Petroleum Operating Company*

² *Bien Dong Petroleum Operating Company*

³ *Ha Noi University of Mining and Geology*

ABSTRACT

Since the beginning of Bien Dong 1 project, it was noticed that there was a huge discrepancy between the condensate production of PQP-HT platform and the FSO condensate metering (about a thousand of barrels per day). As it was pointed out recently that the Condensate Metering at FSO was designed to follow API MPMS Chapter 11.1 Table 53A (corrected to the temperature of 15 degC and 1 atm pressure) while the Coriolis Flowmeters at PQP-HT measure the condensate flow rate with observed conditions (condensate pipeline temperature and pressure). During the day, the fluctuations of condensate pipeline temperature and pressure were not taken into account to the condensate production rate and subsequently leads to the huge discrepancy between the PQP-HT and FSO condensate production reports. However, the solution of having new condensate metering units with API MPMS Chapter 11.1 Table 53A calculation capability will requires additional cost in term of extra metering units for both Export and Recirculation Pipeline (4 units cost of 180,000 US dollars) and requires condensate system shutdown for the installation. As a result, the calculation for the correction of Observed Condensate Volume Flowrate to the Base Conditions in the Distributed Control System (DCS) was proposed instead of having the new metering units. Mathematical approach and convergence algorithm was selected in order to develop the algorithm program in the DCS system while the Corrected Condensate Volume Flowrate was validated using Petroleum Measurement Tables (PMT) Software. The solution of having the Corrected Condensate Metering in DCS System saves operational cost by not having the extra metering units, extra labour cost for the installation, commissioning and calibration of the new units. In addition, production rate of condensate export was captured correctly to support the production operation and planning.

Keywords: Condensate Metering; API MPMS Chapter 11.1 Table 53A; HaiThach-MocTinh Field

1. Introduction

The Bien Dong 1 Project involves the offshore development of the gas and condensate fields at Nam Con Son Basin which is approximately 300 km south of the coast of Vietnam. There are 2 Wellhead Platforms (WHP) in Moc Tinh and Hai Thach which are approximately 20 km apart. Hai Thach and Moc Tinh gas/condensate well fluid will be routed from these two WHPs to a fixed central production facility (a Production and Quater Platform in Hai Thach, so-called PQP-HT). The main purposes of the central production facility are to separate and compress the gas stream to meet the gas pipeline entry specifications of Nam Con Son Pipeline System (NCSP); separate and stabilize the condensate product and then export to a Floating Storage and Offloading (FSO) vessel in Hai Thach.

In deed, Condensate is effectively a by-producted of the gas production operation. Production rates of condensate is not only constrained by gas export rates but also is a crucial indication of field production. Condensate is primarily separated from gas in the 1st Stage Separator and various minor sources such as knock out drum in the gas export processes and in the flash gas recovery compression systems. After the separation and stabilization processes, Condensate primarily from a 3-phase Separator (so called 3rd Stage Separator) will be pumped to FSO via three Condensate Export Pumps. The Condensate is metered and sent to the Export Pipeline to the FSO. On the other hand, Condensate can be recirculated back from the FSO to PQP-HT, to maintain the condensate temperature in the two export pipelines. Returning condensate was designed to be routed to the suction side of the Condensate Export Pumps. The metering of condensate to the FSO was calculated by two duty/standby Coriolis meters at the Condensate Export Pipeline and two duty/standby Coriolis meters at the Condensate Recirculation Pipeline. Eventually, the

* Tác giả liên hệ

Email: trungtn@biendongpoc.vn

real-time subtraction between duty Condensate Export and Condensate Recirculation metering was treated as the Condensate production rate. From FSO, the condensate metering will be calculate daily using the ullage technique and validate one during the off-take activity.

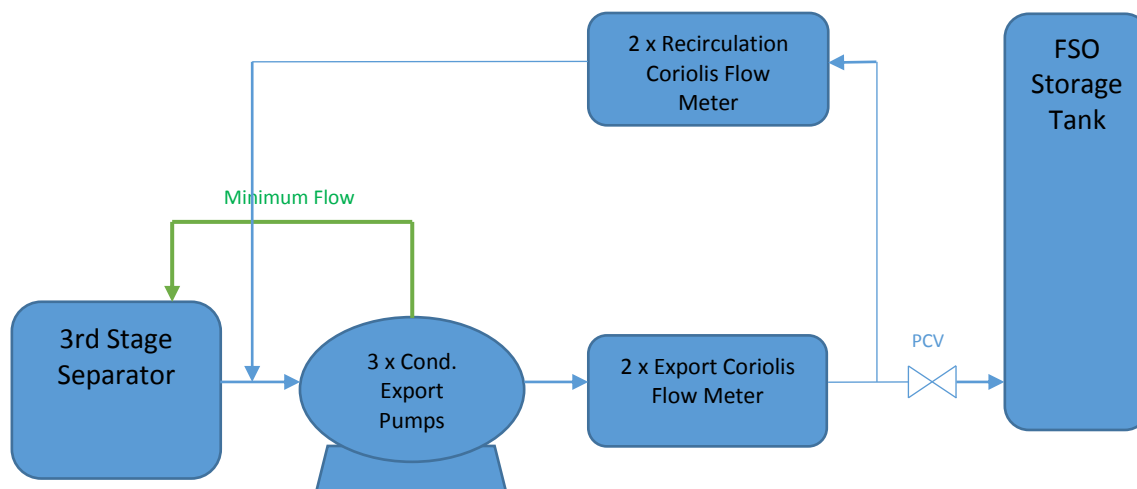


Figure 1. Condensate Export System with two Export Metering and two Recirculation Metering Units

On the other hand, it was noticed that there was a huge discrepancy between the condensate production of PQP-HT platform and the FSO condensate metering due to the fact that the Condensate Metering at FSO was designed to follow API MPMS Chapter 11.1 Table 53A (corrected to the temperature of 15 deg C and 1 atm pressure) while the Coriolis Flowmeters at PQP-HT measure the condensate flow rate with observed conditions (condensate pipeline temperature and pressure). As a result, it leads to the huge discrepancy between the PQP-HT and FSO condensate production reports (about thousand of condensate barrels per day). The solution of having new condensate metering units with API MPMS Chapter 11.1 Table 53A calculation capability will requires additional cost in term of extra metering units (4 units cost of 180,000 US dollars). In addition, the installation, commissioning and calibration of the new metering units will requires additional labor cost and the production interruption for Condensate Export System. As a result, the calculation for the Corrected Condensate Volume Flowrate in the Distributed Control System (DCS) was proposed instead of having the new metering units. Mathematical approach and convergence algorithm was selected in order to develop the algorithm program in the DCS system. In addition, the correction of condensate volume flow rate from observed conditions to base conditions was validated using Petroleum Measurement Tables (PMT) Software.

2. Principles and Methods

2.1. Coriolis Flow Meter Principles

The Coriolis flow meter market has been one of the fastest growing flow meter markets over the past decades. Coriolis flow meters measure the mass flow of various liquids, such as water, acids, caustic, chemicals, gases/vapours and condensate/crude oil. Despite their higher initial purchase price, many users find Coriolis effect flow meters a good investment when considering total cost of ownership.

Coriolis flow meters are named after Gaspard Gustave de Coriolis, a French mathematician and engineer. In 1835, Coriolis wrote a paper in which he described the behaviour of objects in a rotating frame of reference. While this is sometimes called the Coriolis Force, it is more accurately called the Coriolis Effect, since it is not the result of a force acting directly on the object, but rather the perceived motion of a body moving in a straight line over a rotating body or frame of reference (Wikipedia contributors, 2018, October 16).

One of the most important features of Coriolis flow meters is that they measure mass flow and density of the fluid which are depend on the vibration of the tube inside a Coriolis flow meter. Depend on the manufacturers, Coriolis flow meters might consist of different mechanical oscillating systems, oscillation sensors and evaluation circuits which is received the oscillation signals and generates from their phase difference for indicating the value of mass flow rate and density (Cunningham, 1994), (Peter Flecken, 1988).

The density of the fluid may change with temperature, pressure or composition. The fluid may also be a combination of phases such as a fluid with entrained bubbles. Pressure has minimal effect on liquids in terms of compressibility and the effects of temperature on liquids are also often disregarded, except where

high accuracy is desired. On the other hand, volumetric flow rate is the mass flow rate divided by the fluid density. As a result, volumetric flow rate depends on the temperature, pressure or composition of the fluid.

Having that dependent factor, the American Petroleum Institute (API) provide the guideline and implementation procedure for the correction of temperature and pressure effects on density and volume of liquid hydrocarbons which fall within the categories of crude oil, refined products, or lubricating oils (Institute, 2007). Like any other Operators which are export crude oil products, Bien Dong uses the volumetric flow rate of condensate (export rate unit is barrel per day). During the day, the fluctuations of condensate pipeline temperature and pressure were not taken into account to the condensate production rate and subsequently leads to the huge discrepancy between the PQP-HT and FSO condensate production reports. As a result, the condensate export metering must be corrected to the base conditions 15 deg C temperature and 1 atm pressure.

2.3. Materials and Method for the calculation of Volume Correction Factor

According to API MPMS Chapter 11.1 (Institute, 2007), the correction of volume flowrate from observed conditions to the base condition requires the Volume Correction Factor, which is can be derived from the following formula:

$$\alpha_{15} = \frac{K_0}{\rho_{15}^2} + \frac{K_1}{\rho_{15}} \quad (1)$$

where: ρ_{15} : density at base temperature of 15 deg C (kg/m³),

K_0 and K_1 are constants for Crude Oil Correction from API MPMS Chapter 11.1.

$$VCF = EXP[-\alpha_{15} \Delta t (1 + 0.8\alpha_{15} \Delta t)] \quad (2)$$

where: VCF: Volume Correction Factor,

$\Delta t = t - 15$ (deg C),

t = observed temperature from temperature transmitter.

Then,

$$Volume\ Flow\ Rate_{Base\ Condition} = Volume\ Flow\ Rate_{Observed\ Condition} \times VCF \quad (3)$$

where: Base condition: temperature of 15 deg C and pressure of 1 atm,

Observed condition: temperature and pressure at sensing point,

In addition, the constants for Crude Oil Correction of Observed density to the density at 15 deg C were shown on the Table No.1.

Table 1: Constants for Crude Oil Correction of Observed Density to Density at 15 deg C

API Table	K_0	K_1	Density Range	Unit
53A and 54A	613.9723	0	610.5 to 1075.0 $\frac{kg}{m^3}$	$\frac{(Kg/m^3)^2}{degC}$

In order to achieve Volume Correction Factor in equation (2), it was proposed to apply the iteration method and the convergence algorithm could be developed in the Control System as following approach:

For i = 1, 2, ..., n

$$\alpha_{15,i} = \frac{K_0}{\rho_{15,i}^2} \quad (4)$$

$$VCF_i = EXP[-\alpha_{15,i} \Delta t (1 + 0.8\alpha_{15,i} \Delta t)] \quad (5)$$

$$\rho_{15,i+1} = \rho_{15,i} \times EXP[-\alpha_{15,i} \Delta t (1 + 0.8\alpha_{15,i} \Delta t)] \quad (6)$$

$$\Delta_{VCF} = VCF_{i+1} - VCF_i \quad (7)$$

Stop iteration if: $\Delta_{VCF} \leq \epsilon$

To check the convergence of iteration method, the error ϵ was selected at 10^{-6} .

2.4. Develop Program and Debug in the DCS System

In Honeywell Distributed Control System, an Algorithm Block (AB) program was used with a predefined data structure and in conjunction with a predefined algorithm. A predefined data structure includes the inputs (such as: observed density, flowrate, temperature and pressure); and output (Corrected Volume Flowrate). On the other hand, Honeywell supports all three common debugging techniques for each AB program (Honeywell, 2015):

- De-bugging tool (by utilizing the source level debug capabilities of the Microsoft Visual Studio IDE);
- Printlining (use Send() subroutine to forward information to the message display of DCS Engineering Station);
- Logging (by monitoring the run-time values of AB's parameters and draw conclusions about the correctness of the underlying code).

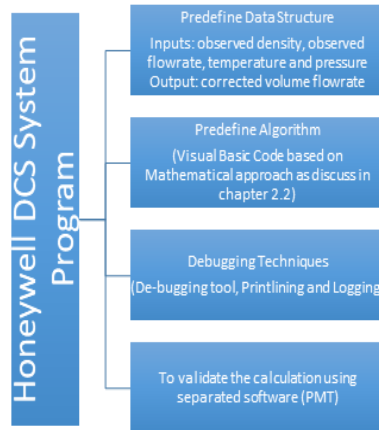


Figure 2. Honeywell DCS Program Structure for predefined algorithm

Once the mathematical approach to achieve Volume Correction Factor is solved, the flow chart for the Correction of Condensate Volume Flow Rate from Observed conditions to Base Conditions is presented. Then the Algorithm Block was developed in the DCS System to calculate the Correct Volume Flowrate of Condensate. In addition, the Corrected Condensate Volume Flowrate was then validated using Petroleum Measurement Tables (PMT) Software.

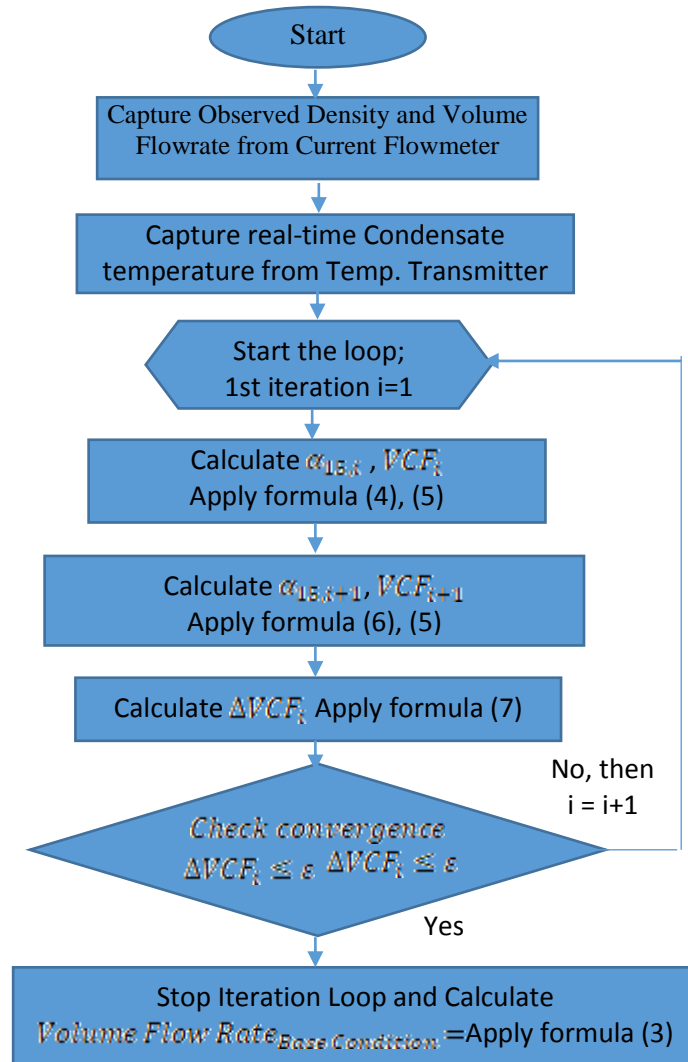


Figure 3. Flow Chart of the Correction of Condensate Volume Flow Rate from Observed conditions to Base Conditions

2.5. Results

Finally, the correction of condensate volume flow rate from observed conditions to base conditions was validated using Petroleum Measurement Tables (PMT) Software. The correction in the DCS System shows that with the density of 830 kg/m³ at observed temperature of 70 deg C is equivalent to the density of 869.31696 kg/m³ at base temperature of 15 deg C (after 6th iteration). On the other hand, with PMT software, the base density at 15 deg C is 869.3 kg/m³. The discrepancy between DCS and PMT software is neglectable.

Parameter	Value	Unit	DeltaT
Base Temperature	15	degC	55
Observed Temperature	70	degC	
pt = density at observed temperature	830	kg/m ³	
p15 = density at the base temperature	869.31696	kg/m ³	
VCF	0.95477258		

Figure 3: The correction of Density at the base temperature after 6th iteration in DCS System

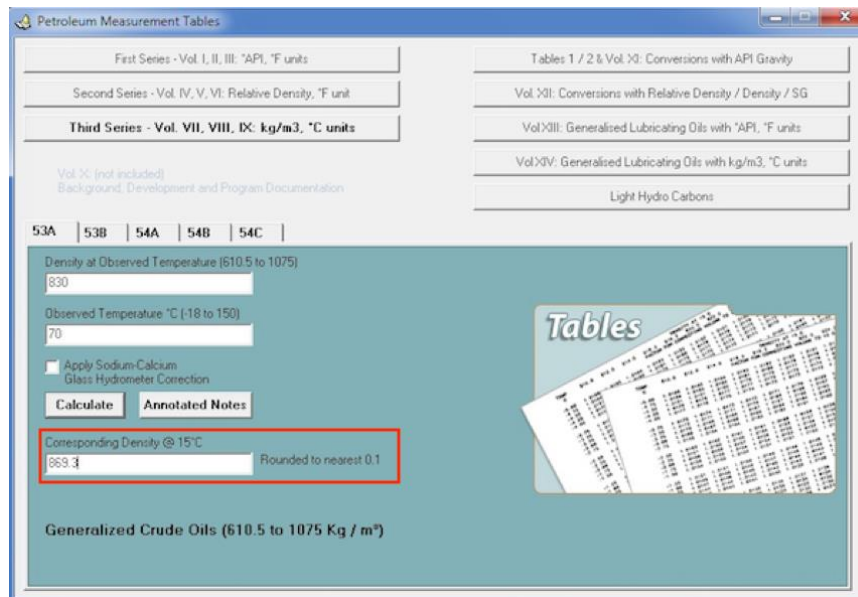


Figure 4: The correction of Density at the base temperature with Petroleum Measurement Tables Software

3. Conclusion

In conclusion, the correction of condensate volume flow rate from observed conditions to base conditions with the iteration calculation in Distributed Control System was valid. The solution of having the correction of Condensate metering in Distributed Control System to follow API MPMS Chapter 11.1 Table 53A, saves operational cost by not having the extra metering units, extra labour cost for the installation, commissioning and calibration of the new units. In addition, production rate of condensate export was captured correctly to support the production operation and planning.

References

- Cunningham, D. R. C. R. R. J. (1994). *U.S Patent No. 5301557A Coriolis mass flow meter by Micro Motion*. (U.S Patent Office).
- Honeywell. (2015). Custom Algorithm Block and Custom Data Block User Guide. In *Honeywell System Operation Manual*.
- Institute, A. P. (2007). *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils*. In. (Retrieved from API Online Store).
- Peter Flecken, N. A. (1988). *U.S Patent 4768384A Mass flow meter operating by the Coriolis principle Endress and Hauser Flowtec*. (U.S Patent Office).
- Wikipedia contributors. (2018, October 16). Gaspard-Gustave de Coriolis. In *Wikipedia, The Free Encyclopedia*. Retrieved 22:35, November 5, 2018, from: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Gaspard-Gustave_de_Coriolis&oldid=864372991.

Improved gas production from Oligocene Reservoir under Reserve Faulting Stress regime by Hydraulic Fracturing

Truong Nguyen Huu^{1,*},
¹Petrovietnam University

ABSTRACT

In the past, initial three exploratory wells had been drilled and fractured in the Oligocene with the reservoir depths ranging from 10,000ft to 12,000ft, Ha Noi Trough for improved gas deliverability. However, in the post fractured gas wells, the production rates of these wells had been quickly declining over a year due to several reasons such as a catastrophic reservoir of which the formation consists of almost Montmorillonite, kaolinite, hydro mica, and illite mixing with sandstone, the water base fracturing fluid rapidly react with those of lithology in the reservoir. Another issues in the formation are that the reservoir permeability was lower, ranging from 0.01md to 0.1 md, the complex fracture of which reserve faulting stress regime has been encountered with the gradient closure pressure up to 0.95psi/ft, which is close to the overburden pressure gradient of 1.05 psi/ft, high temperature up to 275⁰ F, too low proppant placement at 0.65lb/ft², leading to extremely clay swelling, tip-screen-outs and formation quickly damage as reducing fracture conductivity. Thus, this is a fracture treatment design in the Oligocene reservoir problem, where fracture geometry and fracturing fluid suited for reserve faulting stress regime and formation has not been presented. For the fracture treatment, the fracture half-length and fracture height produced, with 556 ft and 1124ft, respectively of using high strength proppant of which 20/40 sintered bauxite proppant has been pumped firstly and 16/30 sintered bauxite proppant has been pumped in the tail, which not only prevents proppant flow back but also increases the fracture conductivity at the near wellbore. This study presents not only the integrated model of fracture treatment of fracturing including in-situ stress regime, constraint fracture model, material balance, choosing oil base fracturing fluid, and fracture conductivity and production model, but also perform the increasing fracture conductivity, fracture half-length, fracture width, and improved proppant concentration reaching 0.79 lb/ft², resulting of conductivity of 1200 md.ft. The gas productivity has been increased in comparison with the base.

Key words: *Key words: Reserve faulting stress regime, Improved gas production, Oligocene reservoir, clay swelling, fracture conductivity*

1. Introduction

Ha Noi Trough is located in the northern Viet Nam, which has the oldest gas field among the other oil and gas fields in Viet Nam. The aim of hydraulic fracturing is to enhance gas productivity via producing not only longer fracture length but also wider propped width, leading to increase in both fracture permeability and the fracture conductivity, which technique has been widely applied for distinct reservoir properties such as low and high permeability, low and high porosity, formation damage, and positive skin factor. Come back to the field at Ha Noi Trough, three fracture treatments, namely D14-1, D14-2, and D14-3 in the D14 field [1] [2] had been achieved in the targeted Oligocene reservoir in the D14, Ha Noi Trough. However, only one fracture treatment had successfully fulfilled to enhance gas production of which the gas productivity at the post fractured well had shown an increase gas production in comparison with the gas production of the base case. In fact, there were the number of causes which brought gas wells production had been declined rapidly in a short time due to two regional parameters including uncontrolled parameters and surface controlling parameters. Firstly, the underground factors which cannot control from the surface consisting of the reserve faulting stress regime of the principal stresses, Petro-types, lithological compositions, reservoir temperature, the degree of the clay swelling, the low permeability reservoir varying from 0.01md to 0.1 md, high reservoir depth ranging from 10,100ft to 11,600ft in the vertical depth, high temperature varying from 275⁰F to 300⁰F [1] [2]. In addition, due to those of problems in the Oligocene reservoir including reserve faulting stress regime,

* Tác giả liên hệ

Email: truongnh@pvn.edu.vn

high temperature, and low permeability reservoir with high clay concentration among the fractures, which do bring the lowest of the fluid efficiency as well as low fracture conductivity at the post fracture wells, leading a decrease in the productivity. In more detail, by analyzing detailed about lithological compositions at D14 area [19] with well depths ranging from 10,121ft to 10,134ft in the true vertical depth, which is shown that the percentage of clay composition is varying from 5% to 15% of which the main composition of kaolinite type majored in the component of its clay with minor amounts of illite, illite-smectite, and chlorite. The appearing amount of clay in the Oligocene formation, which is to be pore filling and grain coating, while others type of clay are initially grain coating. For the specific core sample analysis of one well, at the X well has the component minerals including 70% of quartz, 8% of feldspar, 2% of mica, 10% of carbonates and 10% of clay [1] [2]. It means that those of minerals of clay in the formation are easy to react with the amount of water. During injecting proppant slurry into the fractures under high pressure, which is easy to become clay swelling that is the main reason to reduce the fracture conductivity after fractured well. As a result, the gas well has been declining of gas production due to decrease in its fracture conductivity. Moreover, through fractured well and Calibration test in Ha Noi Trough via a company, the proppant placement among the fractures underground are very low at 0.65 lbm/ft², but the closure pressure gradient is higher in reserve fault in comparison with the closure pressure gradient of the normal fault, which reduces the fracture conductivity. Secondly, the uncontrolled parameters on the surface as it would be required a limited total fluid leak-off coefficient and no fluid damaged in terms of the reservoir conditions, injection rate, injection time and proppant type. The study has been analyzed more detail not only reserve fault but also fracture direction, and present about how to order precisely fracture model for this type of fracture. After designing for a fracture treatment, the results show the high propped concentration among the fractures at 0.79lb/ft² in term of fracture closure pressure gradient of 0.95psi/ft, and proppant type of 20/40 Sintered Ball bauxite proppant is injected firstly stage, then continually pumped proppant type of 16/30 Sintered bauxite proppant. With the higher fracture closure pressure gradient in the reserve fault which has given a requirement larger pump horse power.

2. Material and methodology

2.1. In-situ stress in reserve fault stress regime with the fracture direction

By achieving extended leak-off test in the Oligocene formation, the valuable fracture closure pressure gradient in D14 field in Ha Noi Trough was about 0.95 psi/ft, which is close to the valuable overburden pressure of 1.05psi/ft [1,2]. In the reserve fault ($S_H > S_h > S_V$), the maximum horizontal stress is largest one among three stresses, and the second one is minimum horizontal stress, which is determined via the relationship between that value with the vertical stress of the principal stress. The last one is valuable vertical stress is a role as well as the minimum horizontal stress. During fracturing, the fracture direction will be forwarded horizontally and propagate laterally (Valko and Economides, 1995) [9], it means that the fracture direction directly the plane, which contained the maximum horizontal stress and minimum horizontal stress is perpendicular the vertical stress. The higher vertical stress in reserve fault whilst injecting proppant slurry into the well, which would be selected the higher pump power requirement for the treatment. This is because it is acquired highly the bottom hole injection pressure in order to overcome the high closure pressure, which therefore induces the net pressure for producing the fracture geometry including fracture length and fracture width.

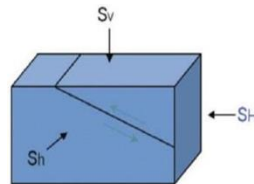


Fig.1. Reserve faulting stress regime

2.2. Extension pressure, Net pressure and Pump power requirement

The net pressure is defined as the bottom hole injection pressure minus the closure pressure at a given reservoir depth. In reality, there are two sides of the net pressure, which can be divided into positive net pressure and negative pressure. For a given reservoir depth having a closure pressure, which closure pressure at a given depth cannot change during fracturing due to uncontrolled parameters of the formation. So that, the net pressure depends on the number of factors that can control from the surface including proppant slurry density, surface treating pressure, frictional pressure total combination of pipe system, and perforation systems, and tortuosity. To enhance the net pressure, the total pressure loss combinations for those of pressure loss are minimized. There are the number of requirements, which are minimized pressure loss total in pipe system and isolated tortuosity pressure loss. This is because after

fracturing well, the tortuosity did not conduct for improved fracture conductivity to produce amount of gas production. In addition, technique fracturing has been advised that the total pressure loss should be ranged from 100 psi to 300 psi. In the field, there are accounted the numbers of problems in the pipe system, which gets suddenly too high pressure in the pipe due to too high proppant slurry concentration, the particle proppant sometimes gets stuck in the number of perforation, too high fracturing fluid viscosity. The net pressure model can be described as the model, which presents the more detail in the component below:

$$P_{net} = P_s + P_h - P_{loss} - P_c = P_{bhi} - P_c \quad (1)$$

Pump horse power requirement has been presented as the equation is given model below:

$$HHP = \frac{(P_c + P_{loss} - P_h) \times q}{40.8} \quad (2)$$

The model HHP shows that in the reserve fault in the Oligocene formation, Ha Noi Trough, which is the highly valuable one because the closure pressure gradient is too high, at 0.95psi/ft due to the high reservoir depth, but the total pressure loss and hydrostatic pressure were remained unchanged. As a result, the HHP requirement would be ordered higher in comparison with the HHP requirement to fracture treatment in the normal faulting stress regime.

Hydro-static pressure

Hydrostatic head in the tubing during injecting proppant slurry into the well is evaluated by the model below [7]:

$$P = 0.052 \times TVD \times \rho_f \times \rho_r \quad (3)$$

ρ_r is the relative density dimension, which can be calculated by the model below (Smith, 1992) [8]

$$\rho_r = \frac{8.33 + \frac{P_c}{S_{gf}}}{8.33 + \frac{P_c}{S_{gp}}} \quad (4)$$

2.3. Fracture geometry model

The two-dimensional KGD fracture model knowing as (Khristianovitch and Zheltov, 1995; Geertsma and de Klerk, 1969) [4] [5] [7] had been used to describe the fracture volume in the reserve faulting stress regimes because its model satisfies the requirement for this complex structure of the Oligocene formation and also present more correct to the horizontal fracture. When designing the fracture treatment, evaluation the fluid efficiency, fracture dimensions, the Carter II solution (Howard and Fast, 1957) [9] has been combined with the number of factors including total leak-off coefficient, power law parameter index consisting flow behaviour index (n), and consistency index (K, lbf.sⁿ/ft²), injection rate, injection time, spurt loss, and the other parameters are fracture height growth, Young's modulus, Poisson's ratio is presented in the reference of Valko and Economides (1995).

GDK-C fracture model

For non-Newtonian fracturing fluid, the maximum width at the wellbore in terms of power law parameters can be expressed as [7]

$$w_w = 11.1^{1/2n+2} \times 3.24^{n/2n+2} \left[\frac{1+2n}{n} \right]^{1/2n+2} \times \left(\frac{q_i^n x_f^2}{h_f E'} \right)^{1/2n+2} \quad (5)$$

$$x_f = \frac{2S_p + \bar{w}}{4C_L^2 \pi h_f} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]; \quad (6)$$

$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{w + 2S_p}$$

Where n is the power law exponent (dimensionless) and K is the consistency index (Pa-secⁿ). Based on several test to get database, which provided by an industry (Rahman, 2002) [6], the power law parameters are correlated with fracturing fluid viscosity for this study is given by model below:

$$n = 0.1756 \mu^{-0.1233}; k = 47.88(0.5\mu - 0.0159) \quad (7)$$

2.4. Material balance

During injecting proppant slurry from the surface into the well in order to produce fracture growth in both fracture length and fracture width, the general material balance is illustrated that the relationship between the total volume injected into the fracture is equal to the fracture volume created plus with the amount of volume fluid leak-off via total fracture area also created. Thus the material balance relationship is [9] $V_i = V_f + V_l$, V_i is the total fluid volume injected, V_f is the fracture volume produced, which defined as two wings of the symmetric fractures, $V_f = 2h \times w_a$, and V_l is the amount of fluid volume passed via the fracture area. The fluid efficiency is definitely given by the ratio as V_f/V_i . Nolte (1986) [9] had introduced the relationship between the total volume injected with the pad volume needed for a fracture treatment.

2.5. Conductivity and production model

The value of fracture conductivity usually is measured from laboratory data (API standard) based on proppant type, proppant size, proppant shape, proppant damage factor, proppant permeability, proppant porosity are under closure pressure that value is very important to predict the oil production. The API standard for a test such as data to measure linear flow through the proppant pack between steel plates under specific pressure is applied to it. Then the standard API is usually tested at a proppant concentration of 2lb/ft². This theory most published data measured by API test. If the proppant permeability under closure pressure is known for the each proppant type was selected, then in-situ fracture conductivity can be evaluated by model [8]:

$$\text{Fracture conductivity (md.ft)} = K_p \times W_p \tag{6}$$

For simulation fracture conductivity if the closure pressure, proppant fracture concentration in (lb/ft²) is known by using Mfrac software also can be calculated a fracture conductivity, proppant permeability, and proppant porosity under closure pressure.

2.6. Application to a sandstone Oligocene reservoir in the reserve faulting stress regime

The fracture treatment design has been applied to a typical sandstone formation under reserve faulting stress regime in the Oligocene formation. In addition, the fracture geometry model, namely KGD-C has been used to perform the fracture dimensions in its formation. The layer of sandstone reservoir has to treat, which has the underlying and overlying shale formation that they have low in both porosity and permeability and it does not need to produce the fracture dimensions because it is does not conduct the fracture conductivity at the post fractured well. The X well in the Oligocene in Ha Noi Trough has pre-skin at positive 14.

Tab.1. Reservoir Data, Geomechanical Data, and Fracture Treatment Parameters [1][2]

Parameters	value
Target fracturing depth, ft	10072
Wellbore radius, ft	0.328
Reservoir height, ft	40
Reservoir porosity	9%
Reservoir permeability, md	0.2
Sandstone Poisson ratio	0.15
Leak-off coefficient, ft/min ^{0.5}	0.0011
Young's modulus, psi	2,500,000
Minimum in situ stress, psi	9568
Injection rate, bpm	40
Pumping time, min	80
EOJ slurry concentration, ppg	8
n, power law parameter	0.091
K, consistency index, lbf.s ⁿ /ft ²	0.09
Fracturing fluid type: Diesel base fracturing, 33.2 gptg AIDo [10]	
Proppant type: High strength proppant (HSP), SinterLite bauxite 20/40, density 201.55lb/ft ³ , average diameter of 0.028937 in	
Fracture conductivity in terms of proppant concentration at 2lb/ft ² , and closure pressure at 9568psi is 1730.47 md.ft	

3. Results and discussions

3.1. Fracture and pressure parameters

Tab.2. Fracture Geometry and Pressure Parameters

Parameters	Value
Fracture half-length, ft	556
Maximum width, in.	0.30
Average width, in.	0.24
Net wellbore pressure, psi	62
Surface treating pressure, psi	5678
Max Horse power requirement, HP	5468
Assumed pressure loss, psi	300

Tab.3. Results from Material Balance

Parameters	Value
Fracture area, ft ²	1.237x10 ⁶
Fracture volume, gal	83,328
Fluid volume loss, gal	51,072
Total volume injected, gal	134400
Fracturing fluid efficiency	62
Pad volume, gal	31526
Time to pump pad vol, min	19
Average slurry concentration, ppg	6.48
Mass of proppant, lb	987.278
Proppant conc. in fracture, lb/ft ²	0.79

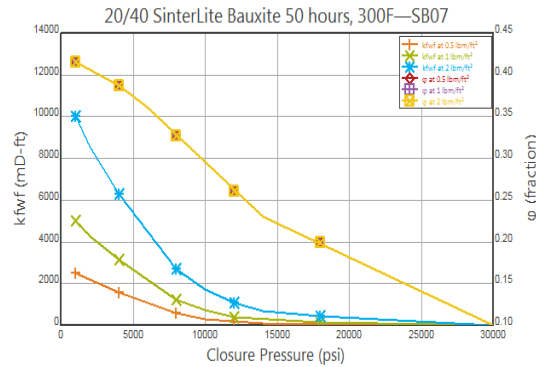


Fig.1. The effects of the closure pressure on the fracture conductivity and proppant porosity

The table 2 and table 3 have been presented about a layer sandstone reservoir having underlying shale and overlying shale in the reserve faulting stress regime, which has to be fractured as the results show that the fracture dimensions including fracture half-length reached at 556ft and max fracture width at the near wellbore at 0.3 in. The table 2 shows that while injecting proppant slurry into the well under high pressure, the fracture height growth is higher than the fracture half-length, which describes as the GDK-C fracture model in this stress regime. The table 3 shows the results from the material balance have been performed including fracture volume of 83328 gallons, fracture volume loss of 51,072gallons, and total volume injected from the surface of 134,400 gallons, fluid efficiency of 62%, especially propped concentration among the fracture 0.79 pound per feet squares. The fluid efficiency plays a crucial role for a fracture treatment design to estimate how fracture volume produced and total volume fluid loss passed away the total fracture area created during pumping about 80 minutes. In fact, there are a number of factors affect to the fluid efficiency including principal stress in the reserve fault, propped placement, total fluid leak-off, the degree of clay swelling, and tip-screen out. The fig.1 describes the effects of the closure pressure and different propped concentration, and various closure pressures on both fracture porosity and fracture conductivity. In particular, in terms of closure pressure of 9568psi and propped concentration in the fracture of 0.79lb/ft², the fracture conductivity has been obtained at 1200md.ft

4. Conclusion

Through studying about improved gas production in reserve faulting stress regime, it is possible to summary the crucial views below:

Due to fracturing high closure pressure with high well depth, the surface treating pressure acquires higher as the pump horse power requirement is also higher in comparison with the surface treating pressure and horse power requirement of fracturing in normal fault stress regime.

The study only mentions a layer sandstone reservoir having underlying shale and overlying shale, which needs to be treated. The geo-mechanical sandstone layer differs those for the shales including young's modulus, Poisson's ratio, petro-types, and the compositions of the minerals. If the well has many layers of sandstone formation having several underlying shales and overlying shales, the proposal fracture treatment needs to use the multistage fracturing. This is because it is technique allows some benefits at post fractured well such as more fracture conductivity, more negative skin, and higher gas deliverability. To improved fracture conductivity in the Oligocene reservoir, Ha Noi Trough with high clay swelling and high temperature, high closure pressure, fracture design should be selected oil based fracturing fluid, SinterLite Bauxit proppant, 20/40.

Nomenclature

P_{net}	= Net pressure, psi
P_s	= Surface treating pressure, psi
P_h	= Hydrostatic pressure, psi
P_{loss}	= Total pressure loss, psi
P_c	= Closure pressure, psi
q	= Pump rate, gpm
P_{bhi}	= Bottom hole injection pressure, psi
HHP	= Hydraulic horse power, HP
TVD	= True vertical depth, which is counted from the surface to the centre of the fracture, ft
ρ_f	= Average fluid density of fracturing fluid, ppg,
ρ_r	= The relative density dimension, which can be calculated by (Smith, 1992)
S_{gf}	= pecific gravity of fluid (dimensionless),
S_{gp}	= specific gravity of proppant (dimensionless)
\bar{P}_c	= Average proppant concentration (ppg), (ηP_c)
η	= Fluid efficiency, %
μ	= Apparent fracturing fluid viscosity, Pa.s
n	= Flow behavior index
K	= Consistency index, Pa.sec ⁿ
S_p	= Spurt loss, gal/ft ²
h_f	=Fracture height, ft
x_f	= Fracture half-length, ft
\bar{w}	= Average fracture width, in
E'	= Plane strain modulus, psi

Reference

- C.L. Cipolla, SPE, and Michael Mayerhofer SPE, Pinnacle Technologies & B.L. Wilson, Anzoil NL. 3–5 April 2000, SPE-59792, “Application of Fracture Technology in the Hanoi Trough, Vietnam”, *SPE/CERI Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta Canada*.
- Craig L. Cipolla, SPE, and Michael Mayerhofer, SPE, Pinnacle Technologies Inc. and Brian L. Wilson, Anzoil NL. 3–6 October 1999, SPE-56468, “Case History of Complex Fracture Behavior in the Hanoi Trough, Vietnam”, *1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas*.
- Nolte, K.G. July 1986, SPE 13278, “Determination of proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline”, *SPE Production Engineering*, 255-265.
- Nordgren, P.P. September 1961, “Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture”, *SPE Journal*, 306-314.
- Perkins, T.K and Kern, L.R. September 1961 “Width of hydraulic fractures” *Journal of Petroleum Technology*, 937-949.
- Rahman, M. M., and Rahman, M. K. 2010. A review of hydraulic fracture models an Development of an improved pseudo - 3D model for stimulating tight oil/gas sand. *Energ. Sourc. A* 32:1416–1436.
- Ralph W. Veatch Jr., PhD, Dale E. Nierode, PhD, Stephen A. Holditch, PhD, John L. Gidley, PhD. *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*.
- Smith, M.B., 1997. Hydraulic Fracturing. 2nd Edn., *NSI Technologies, Tulsa, Oklahoma*
- Valko, P., and Economides, M.J. 1995. Hydraulic Fracture Mechanics, *Chicheste, England: John Wiley & Sons*.
- Bui Minh Son. 2012. *Nghiên cứu loại chất lỏng hợp lý cho công tác nứt vỉa thủy lực các giếng Dầu khí tại miền vông Hà Nội*. Luận văn tiến sỹ kỹ thuật Dầu khí, Trường Đại học Mô Địa chất Hà Nội.

Optimization of fracturing parameters for improved oil production in the tight oil oligocene reservoir, offshore Vietnam

Truong Nguyen Huu^{1,*},
¹*Petrovietnam University*

ABSTRACT

Hydraulic fracturing technique has widely been applied in the fracture treatment for enhanced and improved oil and gas production rate for various reservoir properties such as low and high permeability, low and high porosity, or formation damage, sand problem. However, in the previous studies, several literatures were not mentioned about optimizing of fracturing parameters including the injection rate, injection time, and leak-off coefficient in the tight oil Oligocene reservoir based on optimum oil production performance with maximum net present value. The Oligocene reservoir has been faced too low production rate due to several reasons as high reservoir depth ranging from 11,155 ft to 13,123ft, high closure pressure up to 7,700 psi, low reservoir permeability, low porosity, and complex structure, complicated reservoir, heterogeneity reservoir, high temperature, resulting in low conductivity. To deal with this problem, hydraulic fracturing technique is the best choice to stimulate the reservoir. The study focuses on optimization of fracturing parameters by applying the central composite design (CCD) and response surface methodology (RSM) of which economic production performance has been maximized, at 119\$ in 10 years according to optimize fracturing parameters have been found such as injection rate of 47 bpm, injection time of 199 minutes and leak-off coefficient of 0.003 ft/min^{0.5} in 50 pounds per thousand gallons of polymer (HPG). In the rest of the experimental laboratory has measured the valuable fracture conductivity in terms of closure pressure, proppant concentration of 1.78lb/ft². In the post fractured well, the productivity has been shown an increase in 7.5 fold of production increments.

Key words: Operating hydraulic fracturing parameters, Central composite design, and Response surface methodology.

1. Introduction

The aim of hydraulic fracturing stimulation is to stimulate the reservoir for enhanced oil production rate of which post-fractured well has been shown higher amount of oil production compared to amount of oil production of the base case. The reservoir has been shown great potentially oil production reserves but in the past, the amount of oil production was lower in comparison with the oil production from the stimulated case. The Oligocene reservoir has a reservoir pressure of 4,990 psi and reservoir temperature of 266^oF at the reservoir depth range from 3,211 m to 4,356 m [11]. The problems of the reservoir are heterogeneity reservoir and complicated geology structure with closure pressure up to 7700 psi and both reservoir porosity and reservoir permeability are still low, with the range from 12% to 18% and the range from 0.1 mD to 5 mD, respectively. To solve these issues, it necessarily needs to stimulate that reservoir in order to enhance oil flow rate by hydraulic fracturing. The systematic hydraulic fracturing procedure has been briefly consisted including fracture geometry model, material balance, and net present value model. It is therefore, the study goes to find optimization of fracturing parameters including injection rate, injection time, and total leak-off coefficient by using the CCD and RSM [1][2], which based on the economic performance where the net present value is maximized.

2. Material and method

2.1. Fracture geometry model

There are the numbers of fracture models used for fracture treatment design, which are 2D fracture geometry without fluid leak-off consisting GDK, PKN and Radial [4][5][6] and 2D fracture geometry with leak-off coefficient and power law parameters index including PKN-C model, GDK-C model and

* Tác giả liên hệ

Email: truongnh@pvn.edu.vn

Radial-C model [4] [5][6]. The 2D fracture geometry models often maintain the fracture height is constant during pumping. It is therefore, 2D fracture geometry models without fluid leak-off did not estimate accurately fracture dimensions and fluid efficiency (Pitakbunkate, Yang, & Valko', 2011). The 2D PKN-C model is sufficient to design fracture treatments of course three-layer problems and may be multi-layer problems as well Rahim and Holditch (1995) [10][13].

2.2. Fracture conductivity and production model

In order to simulate oil production, the constant bottom hole pressure, and transient oil production have been used to predict oil well production at post fractured well in comparison with the oil production rate of the base case of which effective wellbore radius is used instead of drilling wellbore radius (r). As knowing that, the effective wellbore radius is a function of the pseudo-skin (S_f). Cinco-Ley and Samaniego (1981) [2] had presented a graphical solution the pseudo-skin to the dimensional fracture conductivity, F_{CD} . Generally, the time for transient oil production is short, sometimes around a year or over. The transient oil production still remained until the start of the pseudo steady state flow regime.

2.3. Material Balance

Cater solved the material balance accounts for the leak-off coefficient, spurt loss, injection rate, injection time, and power law parameters n, K. The material balance is presented as equation; $V_i = V_f + V_l$ in which V_i is the total fluid volume injected to the well and V_f is the fracture volume [1] [6].

2.4. Net present value (NPV) model

Net present value is defined as the revenue from the production forecast for the fractured well minus the production forecast for the same reservoir with unstimulated well and the total cost of treatment in current dollars. In this research, the net present value model of the future revenue can be calculated by equation below:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_F)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(V_0)_j}{(1+i)^j} - C_{tr} \quad (1)$$

$$C_{tr} = C_{pr} + C_{tfl} + C_{pu} + FC \quad (2)$$

Tab.1. Reservoir data in lower Oligocene E sandstone reservoir, offshore Viet Nam

Parameter	Value
Target fracturing depth, ft.	12,286
Reservoir drainage area, acres	122
Reservoir drainage radius, ft.	1,300
Wellbore radius, ft.	0.328
Reservoir height, ft.	72
Reservoir porosity, %	12.1
Reservoir permeability, md	0.5
Reservoir fluid viscosity, cp	1.5
Oil formation volume factor, RB/STB	1.4
Total compressibility, psi^{-1}	1.00×10^{-5}
Young modulus, psi	5×10^6
Sandstone Poisson Ratio	0.25
Leak-off coefficient, $\text{ft}/\text{min}^{0.5}$	0.003-0.007
Injection rate, bpm	40-50
Injection time, minutes	60-120
Initial reservoir pressure, psi	4,990
Reservoir temperature, $^{\circ}\text{F}$	266
Oil API	36.7
Gas specific gravity	0.79
Bubble point pressure, psi	1,310
Flowing bottom hole pressure, psi	3,500
Closure pressure, psi	7,700
EOJ, ppg	8
Flow behavior index, n	0.69
Consistency index, K, $\text{lbf}\cdot\text{s}^n/\text{ft}^2$	0.004

Fracturing fluid cost, \$/gal	1
Proppant cost, \$/lb.	1
Hydraulic horse power cost, \$/hhp	20
Fixed cost, \$	15,000
Revenue discount rate, i, %	10
Oil price, \$/bbl	100
Fracturing fluid: Fracturing fluid type: Dowell YF 660 HT without breaker with 2% KCl Proppant data: 20/40 CARBO-Lite Ceramic, ISP, 169 lb/ft ³ , conductivity at 1.78lb/ft ² under closure pressure of 7700 psi, at 3400md.ft	

Tab.2. Independent variables and post fractured well production with simulation observed

Coded level of variables				Actual level of variables			Responses (Simulation observed)	
Run	X ₁	X ₂	X ₃	bpm	Minutes	ft /min ^{0.5}	Cumulative Oil Production (bbl)	NPV, \$mm
1	-1	-1	-1	40	60	0.003	1,498,200	103
2	1	-1	-1	50	60	0.003	1,557,400	109
3	-1	1	-1	40	120	0.003	1,595,500	112
4	1	1	-1	50	120	0.003	1,660,100	118
5	-1	-1	1	40	60	0.007	1,134,700	88.4
6	1	-1	1	50	60	0.007	1,386,100	93.1
7	-1	1	1	40	120	0.007	1,410,700	95.3
8	1	1	1	50	120	0.007	1,467,600	100
9	-1	0	0	40	90	0.005	1,446,900	94.1
10	1	0	0	50	90	0.005	1,505,300	104
11	0	-1	0	45	60	0.005	1,427,200	96.9
12	0	1	0	45	120	0.005	1,514,300	105
13	0	0	-1	45	90	0.003	1,557,400	115
14	0	0	1	45	90	0.007	1,406,700	94.9
15	0	0	0	45	90	0.005	1,477,300	105
16	0	0	0	45	90	0.005	1,477,300	105
17	0	0	0	45	90	0.005	1,477,300	105

Tab 3. Three Independent Variables and Their Levels

		Low	Center	High
Variable symbol		-1	0	1
Injection rate, bpm	X ₁	50	45	50
Injection time, minutes	X ₂	60	90	120
Leak-off coefficient, ft/min ^{0.5}	X ₃	0.003	0.005	0.007

3. Results and discussions

The study has been optimizing for three main operating fracturing parameters condition as injection rate, X₁, injection time, X₂, and the leak-off coefficient, X₃ by maximizing net present value. Due to fracture treatment in the lower Oligocene sandstone reservoir, the parameters have been considered here based on the experience in oil field. The injection rates must be limited pressure loss through pipe systems, ranging from 40 bpm to 50 bpm and the injection time has been brought with high fluid efficiency with ranging from 60 minutes to 120 minutes and the leak-off coefficient was the range from 0.003 ft/min^{0.5} to 0.007 ft/min^{0.5}. These parameters use for DOE with the (CCD) [1], which is presented in the table 2 and table 3. With the operating hydraulic fracturing parameters condition at k = 3, the replicate tests at the centre (n₀ = 3) and the total run cases is required about (2³ + 2×3 + 3 = 17), which presents the detail in the table 2 with the cumulative oil production over the period of 10 years. Response surface methodology is the best tool in order to find optimization of operating parameters. This method can be saved the fracture treatment cost with suitable design parameters with maximizing net present value (NPV). The correlation between response with the independent variables and interaction variables has been illustrated as the fracture model below.

$$Y=103.332+3.13X_1+3.99X_2-8.53X_3-3.03168X_1^2-1.13169X_2^2+2.86831X_3^2+4.2134\times 10^{-6}X_1X_2-0.325X_1X_3-0.525X_2X_3 \quad (3)$$

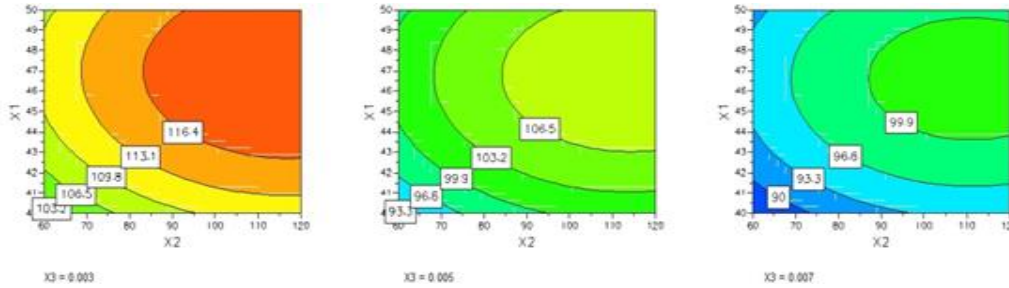


Fig.1. Response surface plots (2-D) showing the effect of the variables on the NPV
 Tab.4. Regression Coefficient of the Predicted Quadratic Polynomial Model

NPV	Standard Coefficient	Standard Error	P	Confident Interval (\pm)
Constant	103.332	0.923094	1.19698×10^{-12}	2.1828
X1	3.12999	0.682187	0.0025192	1.61314
X2	3.99	0.682187	0.000631345	1.61314
X3	-8.53	0.682187	4.82224×10^{-6}	1.61314
X1.X1	-3.03168	1.31794	0.054966	3.11648
X2.X2	-1.13169	1.31794	0.418948	3.11648
X3.X3	2.86831	1.31794	0.0659952	3.11648
X1.X2	4.2134×10^{-6}	0.762708	1	1.80354
X1.X3	-0.325	0.762708	0.682826	1.80354
X2.X3	-0.525	0.762708	0.513396	1.80354
N = 17 $Q^2 = 0.825$ Cond. no = 4.4382 DF = 7 $R^2 = 0.969$ Y-miss = 0 $R^2 \text{ Adj} = 0.930$ RSD = 2.1573 Confident level = 0.95				

The maximum net present value is at the top area in the figure 1, which is 119 million USD according to optimize the leak-off coefficient at 0.003 ft/min^{0.5}, the injection rate of 47bpm, and injection time of 119 minutes.

Tab.5. Results of Fracture geometry

Parameter	Value
Fracture half-length, ft.	1,449.44
Maximum near wellbore width, in	0.567
Average fracture width, in	0.356

3.1. Proppant concentration schedule

The figure 2 has been presenting proppant loading concentration schedule and described about how proppant has been adding to fracturing fluid to increase the proppant concentration until reaching (EOJ) of 8 ppg during pumping.

Tab.6. Results from material balance at optimal parameters

Parameter	Value
Fracture area, ft ² .	208,719
Fracture volume, gal	555,842
Total fluid volume injected, gal	234,906
Fluid efficiency, %	19.7
Pad volume, gal	157,524
Time to pump pad volume, min	80
Average slurry concentration, ppg	4.8
Mass of proppant requirement, lb.	370,561
Propped width, in	0.2
Proppant fracture concentration, lb/ft ²	1.78

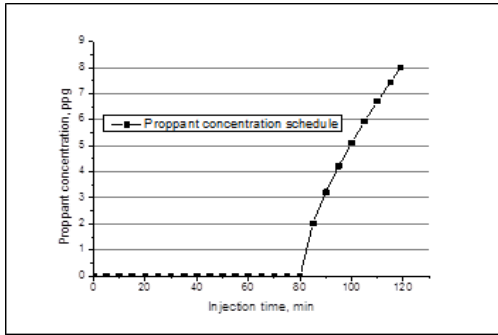


Fig.2. Proppant concentration schedule during pumping

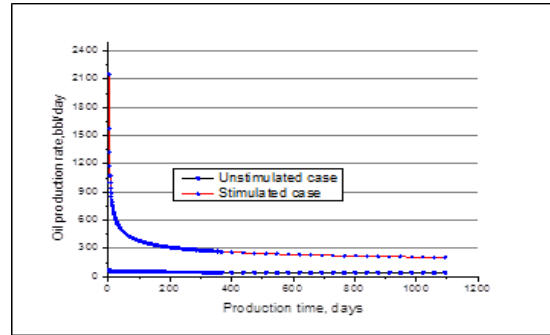


Fig.3. Transient oil production of unstimulated case and stimulated case

3.2. Production profile analysis

Tab.8. Fracture conductivity and production at optimization of operating parameters

Parameter	Value
Closure pressure, psi	7,700
Fracture conductivity, md-ft.	3,400
Dimensionless fracture conductivity, F_{CD}	2.34
Pseudo-skin factor, s_f	-7.18
Effective wellbore radius, ft.	432
Productivity ratio	7.5

4. Conclusion

From this work, it is possibility to successful fracturing stimulation based on optimal operating parameters conditions, which can summary these views as following.

The RSPM and CCD are the best tool to find optimum fracturing parameters condition of hydraulic fracturing in the tight oil sandstone Oligocene reservoir, where the maximum NPV is determined at 119\$ and optimal injection rate, injection time, and leak-off coefficient, with 47 bpm, 119 minutes, 0.003 ft/min^{0.5}, respectively.

The 2D PKN-C fracture geometry model is suitable to fracture treatment in the tight oil sandstone Oligocene reservoir of which fracture half-length has longer than the fracture height.

By applying optimization of fracturing parameters in the Oligocene E reservoir, the fractured well had been shown that the productivity has been reached of 7.5 folds, which demonstrates that the oil production rate of fractured well is higher than in oil production rate of the base case.

Nomenclature

C_{tr}	= The total treatment cost, \$
C_{pr}	= The total proppant cost, \$
C_{fl}	= The total fluid cost, \$
C_{pu}	= The total pumping horse power cost, \$
FC	= Total fixed cost, \$
NPV	= The net present value of a fractured well.
N	= The number of year periods.
V_F	= The fracture value production revenue of a stimulated case reservoir, \$
V_0	= The fracture value production revenue of an unstimulated case reservoir, \$
i	= The discount rate, %.

References

Nolte, K.G., "Determination of proppant and Fluid Schedules From Fracturing Pressure Decline", SPE 13278, SPE Production Engineering, 255-265, July 1986.

Cinco-Ley, H. and Samaniego, J., "Transient Pressure analysis for fractured wells", gas IPS (Fall), pp.347, Agust 1974.

Economides, M.J., Hill, A.D., and Economides, C.E.(1994), "Petroleum Production systems". Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.

Economides, M.J., Martin, T., 2007, "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production", ET Publishing, United States of America.

Perkins, T.K and Kern, L.R., "Width of hydraulic fractures" Journal of Petroleum Technology, 937-949, September 1961

- Nordgren, P.P., “*Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture*”, SPE Journal, 306-314, August 1972
- Rahman, M.M, “*Productivity Prediction for Fractured Wells in Tight Sand Gas*” Reservoirs Accounting for Non-Darcy Effects”. SPE 115611 presented at 2008 SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russian, 28-3 October 2008.
- Valko, P., and Economides, M.J. (1995). *Hydraulic Fracture Mechanics*, Chichester, England: John Wiley & Sons.
- Rahman, M. M., and Rahman, M. K. (2010). *A review of hydraulic fracture models and Development of an improved pseudo - 3D model for stimulating tight oil/gas sand*. Energ. Sourc. A 32:1416–1436.
- Cuong Dang Thang Quy., et al. SPE-147900-MS. “*The Successful Development Strategies of Tight oil Reservoir: Achievements versus Future Directions*”. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 September, Jakarta, Indonesia
- Rahim, Z., and Holditch, S. A. 1995. *Using a three-dimensional concept in a two-dimensional model to predict accurate hydraulic fracture dimensions*. J. Pet. Sci. & Eng. 13:15–27.

Nghiên cứu ứng dụng mô hình mạng trí tuệ nhân tạo để dự báo khai thác cho mỏ Bạch Hồ - đối tượng Móng

Trần Đăng Tú^{1*}, Nguyễn Thế Đức¹, Lê Quang Duyên², Phạm Trường Giang¹, Lê Vũ Quân¹, Lê Quốc Trung¹, Trần Xuân Quý¹, Trần Đăng Đức³

¹ Viện Dầu khí Việt Nam

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất

³ Trường Đại học Bách Khoa Hà Nội

TÓM TẮT

Dự báo khai thác mỏ dầu là một thách thức lớn trong ngành công nghiệp Dầu khí. Mô hình và kết quả dự báo khai thác đặc biệt cần thiết cho công việc quản lý- điều hành mỏ. Hiện nay, bài toán dự báo khai thác được giải quyết chủ yếu nhờ sử dụng các phương pháp dự báo truyền thống mang tính kinh nghiệm thuần túy. Trong số các hướng nghiên cứu nhằm triển khai các hệ thống thông minh, một xu hướng nghiên cứu đang phát triển trên thế giới là xây dựng dạng công cụ dự báo sử dụng các thuật toán học máy. Bài báo giới thiệu khả năng áp dụng mô hình mạng trí tuệ nhân tạo (ANN) để dự báo khai thác cho đối tượng Móng - mỏ Bạch Hồ. Mô hình ANN là hàm của 6 thông số đầu vào (lưu lượng khai thác dầu, lưu lượng khai thác chất lưu, áp suất vỉa, lưu lượng nước bơm ép và số giếng khai thác), được tối ưu hóa và cho kết quả đầu ra tốt nhất với mô hình 2 lớp ẩn, mỗi lớp ẩn có 10 và 7 nơ-ron. Kết quả dự báo khai thác từ mô hình mạng trí tuệ nhân tạo cho thấy độ chính xác tương đối cao so với thực tế khai thác, sai số tuyệt đối trung bình lưu lượng dầu khai thác khoảng 244.09 tấn/ngày và sai số tương đối trung bình là 4.6%.

Từ khóa: “Trí tuệ nhân tạo”, “học máy”, “dự báo khai thác”, “quản lý mỏ”.

1. Giới thiệu

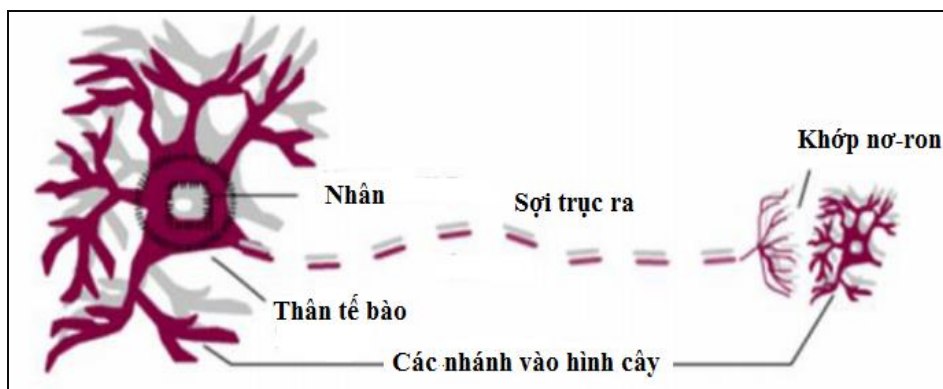
Học máy là một phương pháp phân tích dữ liệu một cách tự động hóa thông qua mô hình phân tích. Bằng cách sử dụng các thuật toán lặp để học từ dữ liệu, học máy cho phép máy tính tìm thấy những thông tin, giá trị ẩn sâu mà không thể lập trình một cách rõ ràng được. Khía cạnh lặp của học máy là rất quan trọng bởi vì khi các mô hình mạng này được tiếp xúc với dữ liệu mới thì chúng có thể thích ứng một cách độc lập. Chúng học từ các tính toán trước đó để đưa ra những quyết định cũng như kết quả lặp lại đáng tin cậy. Đó là một ngành khoa học không mới nhưng hiện nay đang dành được nhiều sự quan tâm của các nhà khoa học trên thế giới để phát triển mạnh hơn nữa.

Nhờ vào các công nghệ điện toán mới, học máy hiện nay không còn giống như học máy trong quá khứ. Trong khi rất nhiều các thuật toán học máy vẫn còn được sử dụng hiệu quả trong một thời gian dài, khả năng tự động áp dụng các phép tính toán học phức tạp trên tập dữ liệu lớn ngày càng lớn hơn và nhanh hơn- là một sự phát triển gần đây. Một trong các phương pháp học máy phổ biến nhất là mô hình mạng trí tuệ nhân tạo (ANN). Trong khoa học máy tính, mô hình mạng trí tuệ nhân tạo hay thường gọi ngắn gọn là mạng nơ-ron là một mô hình toán học hay mô hình tính toán được xây dựng dựa trên các mạng nơ-ron sinh học. Nó gồm có một nhóm các nơ-ron nhân tạo (nút) nối với nhau, và xử lý thông tin bằng cách truyền theo các kết nối và tính giá trị mới tại các nút. Trong nhiều trường hợp, mạng nơ-ron nhân tạo là một hệ thống thích ứng tự thay đổi cấu trúc của mạng dựa trên các thông tin về dữ liệu lịch sử hoặc các kế hoạch tương lai trong quá trình học.

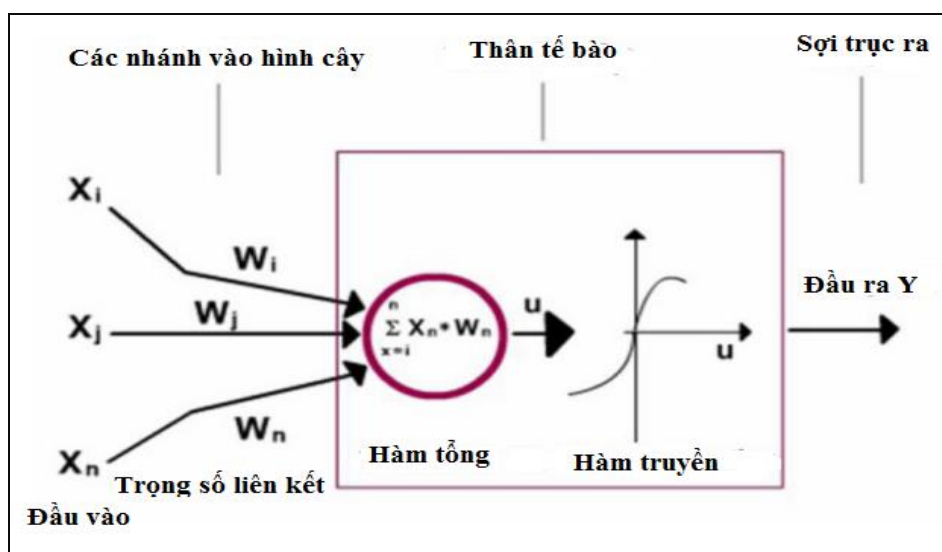
Trong thực tế sử dụng, nhiều mạng nơ-ron là các công cụ mô hình hóa dữ liệu thống kê phi tuyến. Chúng có thể được dùng để mô hình hóa các mối quan hệ phức tạp giữa dữ liệu vào và kết quả hoặc để tìm kiếm các dạng/mẫu trong dữ liệu. Hình 1 và hình 2 lần lượt biểu diễn cấu trúc mạng nơ-ron sinh học cơ bản và cấu trúc nơ-ron nhân tạo.

* Tác giả liên hệ

Email: tutd@vpi.pvn.vn



Hình 3. Cấu trúc của một neuron sinh học



Hình 4. Nơ-ron nhân tạo

2. Mô hình mạng trí tuệ nhân tạo (ANN)

Mô hình mạng ANN phổ biến nhất là cấu trúc mạng đa lớp (MLP) sử dụng thuật toán lan truyền ngược. Cấu trúc MLP bao gồm ít nhất 3 lớp trong bộ xử lý được liên kết thông qua các kết nối có trọng số. Lớp đầu tiên bao gồm các vector đầu vào và lớp cuối chứa vector đầu ra. Các lớp ẩn, mô tả các chuỗi nơ-ron và hiệu chỉnh dữ liệu đầu vào thông qua việc gán trọng số.

Có ba giai đoạn chính để đào tạo mạng với thuật toán lan truyền ngược. Trong giai đoạn đầu tiên, vector đầu vào hiển thị một mạng, được kích hoạt thông qua quá trình tính toán trực tiếp. Quá trình tạo ra sai số giữa dữ liệu đầu vào và dữ liệu đầu ra mong muốn của mạng. Trong giai đoạn hai, các sai số đầu ra được tính toán trở lại thông qua thuật toán lan truyền ngược. Đến giai đoạn ba, các trọng số kết nối được điều chỉnh bằng phương pháp tổng sai số bình phương bắt đầu từ lớp đầu ra, thông qua các lớp ẩn tới lớp đầu vào. Quá trình được lặp lại cho đến khi đạt được kết quả đầu ra mong muốn.

Lựa chọn một mô hình cấu trúc tối ưu là nhiệm vụ khó khăn yêu cầu một quá trình thử và tìm lỗi liên tục. Do đó, một số mạng với số lượng lớp ẩn, thuật toán đào tạo, các hàm kích hoạt được thử và các sai số tổng quát hóa được dự báo cho mỗi mạng. Một mạng có sai số tổng quát hóa được dự báo nhỏ nhất sẽ được chọn.

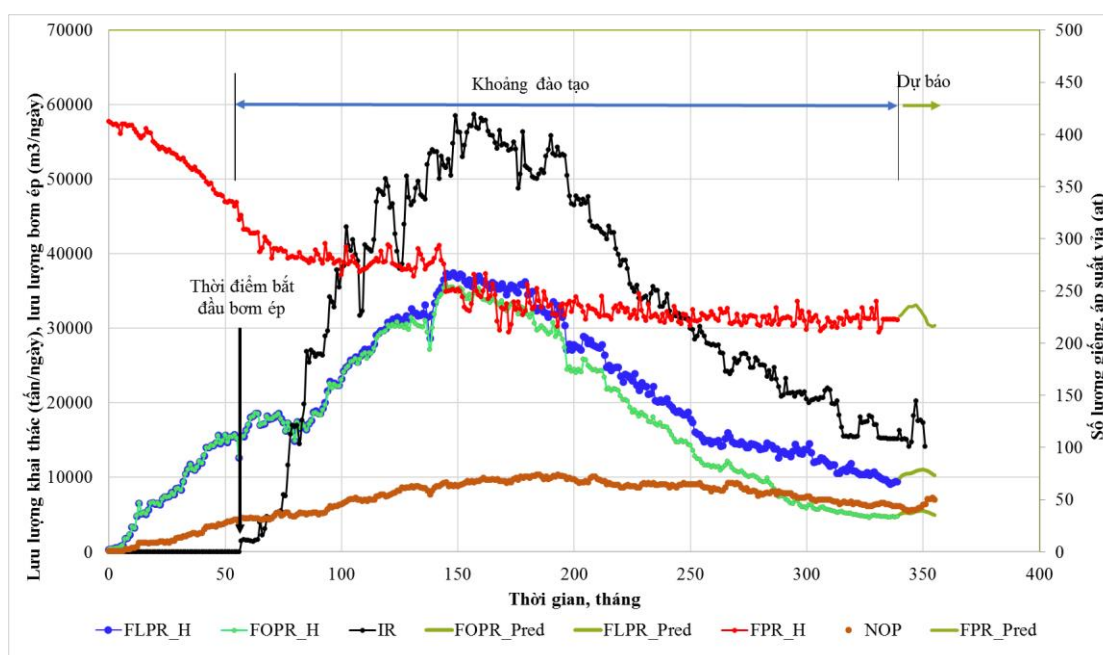
3. Dữ liệu khai thác mỏ Bạch Hổ- đối tượng Móng

Thân dầu đá Móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu khai thác từ năm 1988. Áp suất vỉa ban đầu của tầng Móng tại độ sâu tuyệt đối 3650m (vị trí giữa thân dầu giả định) là 417 at, dựa theo kết quả đo áp suất tại các giếng 2, 401, 402, 417,... vào thời điểm bắt đầu đưa vào khai thác. Ở giai đoạn đầu khai thác áp suất vỉa suy giảm mạnh và chế độ khai thác là chế độ đàn hồi kín. Tại thời điểm quyết định áp dụng hệ thống bơm ép áp suất vỉa giảm 137 at xuống còn 280 at. Từ năm 1995, sau hai năm bắt đầu bơm ép, tốc độ suy giảm áp suất vỉa đã chậm lại, chế độ khai thác thay đổi từ chế độ đàn hồi thành chế độ cột áp nước đàn hồi và áp

suất via thực tế của các giai đoạn suy giảm ổn định. Tính đến thời điểm 31/5/2018, tổng lượng dầu khai thác từ đá móng là 217 triệu m³ (180 triệu tấn) chiếm 86% tổng sản lượng dầu đã khai thác của Vietsov-Petro, lưu lượng khai thác trung bình khoảng 6,000 tấn/ ngày, độ ngập nước 60%.

4. Tiền xử lý dữ liệu khai thác

Thông thường, một mô hình mạng không thể chính xác nếu dữ liệu đầu vào không đầy đủ. Vì thế, trước khi đào tạo mạng, dữ liệu khai thác phải đảm bảo độ tin cậy để tránh sai số lớn từ mô hình mạng được đào tạo. Tuy nhiên, phụ thuộc vào các vấn đề gặp phải, một phần dữ liệu đầu vào có thể được sử dụng để kiểm tra chất lượng mô hình mạng. Một cách để kiểm tra chất lượng mô hình mạng là quan sát biểu đồ sản lượng đầu vào để lựa chọn giai đoạn phù hợp nhằm loại bỏ các dữ liệu nhiễu. Hình 3 hiện sản lượng khai thác dầu theo thời gian và được chia thành các giai đoạn. Tập dữ liệu 1 sử dụng 284 tháng dữ liệu (từ 5/1993 tới 12/2016) để xây dựng mô hình cấu trúc. Trong khi tập dữ liệu 2 sử dụng 16 tháng dữ liệu (từ 1/2017 tới 5/2018) để dự báo lưu lượng khai thác dầu.

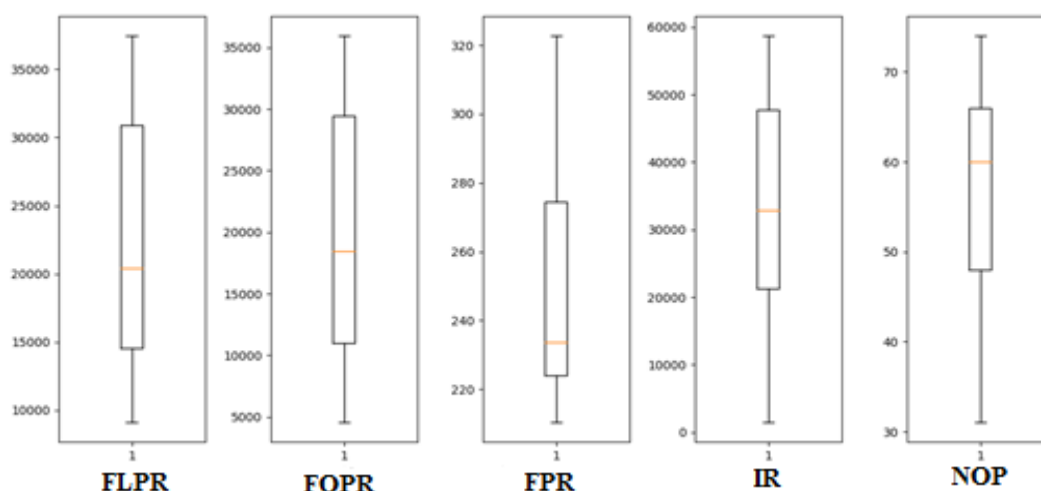


Hình 3. Biểu đồ lưu lượng khai thác dầu từ 9/1988 tới 5/2018

Để tránh hiện tượng mô hình mạng quá khớp (overfitting) hoặc chưa khớp (underfitting) với tập đào tạo và nâng cao chất lượng mô hình mạng ANN, dữ liệu ban đầu được phân chia làm 3 phần: đào tạo (training), xác thực (validation), và kiểm tra (testing). Phần đào tạo sử dụng 190 tháng dữ liệu (67%) để tính toán độ dốc (gradient) và cập nhật trọng số và sai số của mạng. Phần xác thực sử dụng 47 tháng dữ liệu (16,5%) để kiểm tra chất lượng mạng trong quá trình đào tạo. Quá trình đào tạo có thể dừng khi kết quả mô hình mạng trong quá trình xác thực cho sai số nhỏ nhất. Phần kiểm tra sử dụng 47 tháng dữ liệu (16,5%) để tinh chỉnh mô hình mạng, không được sử dụng để đào tạo và xác thực, chỉ để xác thực cấu trúc tối ưu, lựa chọn mô hình mạng phù hợp và đánh giá hiệu suất hoạt động mô hình mạng.

5. Cấu trúc mạng ANN

Vấn đề cốt lõi của phương pháp được đề cập trong bài báo là lựa chọn đầu vào một cách chọn lọc và đầy đủ nhất có thể. Hay nói cách khác, phải tìm ra một bộ đầu vào hiệu quả biểu diễn các đặc trưng chính liên quan đến dự báo khai thác. Mạng nơ-ron đề xuất dựa trên kinh nghiệm thực tế và mối quan hệ giữa các thông số ảnh hưởng tới lịch sử khai thác dầu để dự báo khả năng khai thác có tính đến số lượng giếng khai thác, lưu lượng bơm ép và áp suất vỉa. Các thông số đầu vào được tóm tắt dưới dạng biểu đồ hộp trong hình 4.



Hình 4. Tóm tắt các thông số đầu vào sử dụng cho nghiên cứu

Hình 4 tóm tắt các thông số sử dụng trong nghiên cứu này với lưu lượng khai thác chất lưu dao động từ 9080.7 tấn/ ngày đến 37452 tấn/ngày; Lưu lượng khai thác dầu dao động từ 4521 tấn/ngày đến 35959 tấn/ngày; Áp suất vỉa 210 at đến 322.7 at; Lưu lượng bơm ép nước dao động từ 1408 m³/ngày đến 58698 m³/ngày; Số lượng giếng khai thác dao động từ 31 giếng đến 74 giếng.

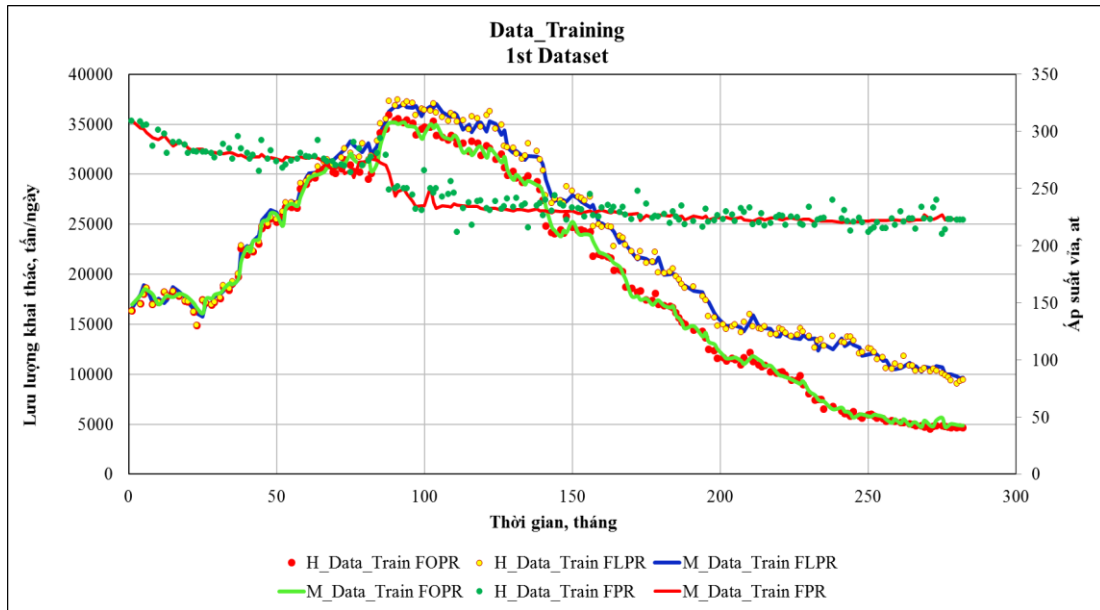
Mạng nơ-ron có 5 thông số đầu vào và 3 thông số đầu ra. Các thông số đầu vào là lưu lượng khai thác dầu trung bình (FOPR) tại thời điểm t, lưu lượng khai thác chất lưu trung bình (FLPR) tại thời điểm t, áp suất vỉa trung bình (FPR) tại thời điểm t, lưu lượng bơm ép nước (IR) tại thời điểm t+1 và số lượng giếng khai thác (NOP) tại thời điểm t+1. Thông số đầu ra là lưu lượng dầu trung bình tại thời điểm t+1, lưu lượng khai thác chất lưu trung bình và áp suất vỉa trung bình tại thời điểm t+1. Lựa chọn một mạng nơ-ron có cấu trúc tối ưu bằng phương pháp thử và phát hiện lỗi. Từ đó, nhóm tác giả đã lựa chọn được kết quả tốt nhất từ mô hình mạng ANN bao gồm 2 lớp ẩn, mỗi lớp ẩn có 10 và 7 nơ-ron. Các nút trong lớp ẩn và lớp đầu ra được kích hoạt thông qua hàm chuyển Sigmoid và được đào tạo bằng thuật toán lan truyền ngược.

6. Kết quả và thảo luận

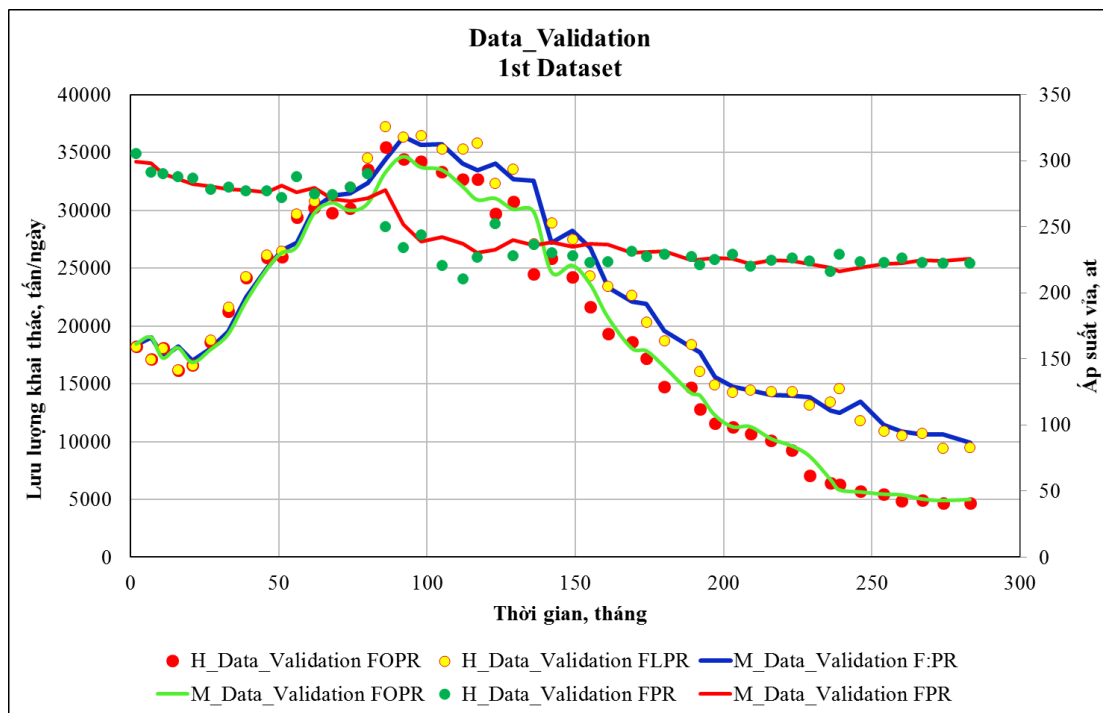
Các thông số thống kê sử dụng để tính toán khả năng dự báo của mạng ANN đạt được từ quá trình đào tạo, xác thực, kiểm tra và dự báo được tóm tắt trong bảng 1. Từ bảng 1 ta thấy các kết quả đánh giá sai số tuyệt đối (AE) và sai số tương đối (ARE) của 3 thông số: lưu lượng dầu khai thác, lưu lượng chất lưu khai thác, áp suất vỉa trung bình với sai số tuyệt đối trung bình trong:

- + Quá trình đào tạo:
 - ✓ AE : 477 tấn/ngày , 528tấn/ngày, 5.5at;
 - ✓ ARE: 3.06 % , 2.64%, 2.25 %;
- + Quá trình xác thực:
 - ✓ AE : 998tấn/ngày, 1112tấn/ngày, 6.67at;
 - ✓ ARE: 5.51%, 5.26%, 2.76%;
- + Quá trình kiểm tra:
 - ✓ AE : 1065tấn/ngày, 992tấn/ngày, 5.38at;
 - ✓ ARE: 6.01%, 4.67%, 2.17%.

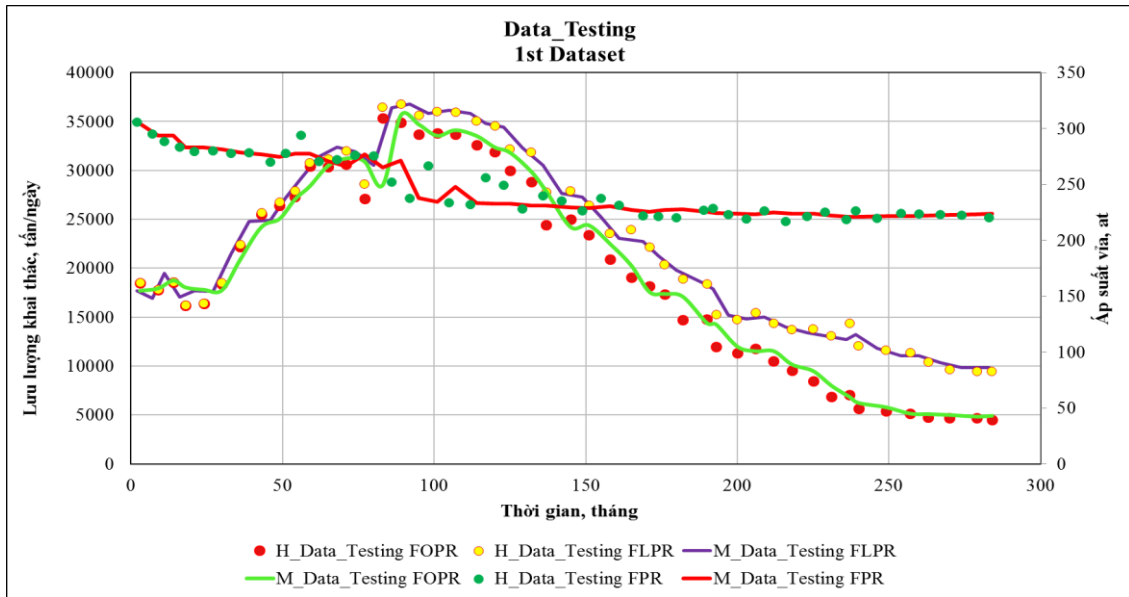
Các kết quả sai số này được đánh giá là thấp và dưới giới hạn cho phép. Kết quả các quá trình đào tạo, xác thực và kiểm tra được biểu diễn trên hình 5, 6 và 7.



Hình 5. Kết quả quá trình đào tạo lưu lượng dầu, lưu lượng chất lỏng và áp suất vỉa trung bình



Hình 6. Kết quả quá trình xác thực lưu lượng dầu, lưu lượng chất lỏng và áp suất vỉa trung bình

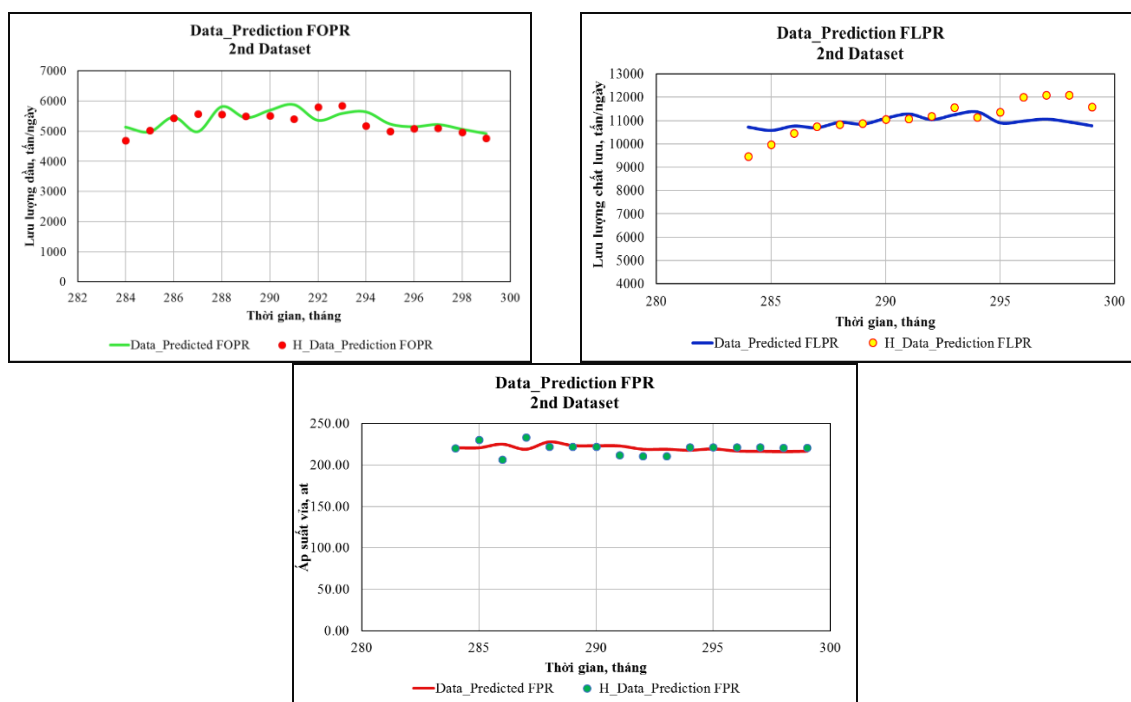


Hình 7. Kết quả quá trình kiểm tra lưu lượng dầu, lưu lượng chất lỏng và áp suất vỉa trung bình

Để nghiên cứu, đánh giá mức độ chính xác và chất lượng của mô hình mạng, tập dữ liệu thứ 2 được sử dụng để dự báo sản lượng khai thác dầu. Lưu lượng khai thác dầu được dự báo khớp với giá trị lịch sử cho thấy mô hình mạng được đào tạo có thể sử dụng như một công cụ quản lý khai thác mạnh mẽ và thực tế (hình 8). Sai số tuyệt đối trung bình của lưu lượng dầu, lưu lượng chất lưu và áp suất lần lượt là 244.09tấn/ngày, 486 tấn/ngày, 6.45 at và sai số tương đối trung bình của lưu lượng dầu, lưu lượng chất lưu và áp suất lần lượt là 4.6%, 4.37%, 2.96% (bảng 1).

Bảng 1. Bảng thống kê đánh giá sai số của mô hình mạng trí tuệ nhân tạo

		FOPR	FOPR	AE1	ARE1	FLPR	FLPR	AE2	ARE2	FRP	FRP	AE3	ARE3
		H	ANN		%	H	ANN		%	H	ANN		%
TẬP DỮ LIỆU 1	ĐÀO TẠO												
	Trung bình	19523	19639	477	3.06	22410	22425	528	2.64	245	243	5.49	2.25
	Độ lệch chuẩn	10034	9959	375	2.74	8815	8790	413	2.17	26	25	5.42	2.16
	Nhỏ nhất	4521	4748	0	0.00	9081	9598	6	0.03	210	220	0.03	0.01
	Lớn nhất	35959	35209	2084	17.69	37452	37037	2121	9.67	309	309	30.8	11.56
	XÁC THỰC												
	Trung bình	19469	19558	998	5.51	22289	22270	1112	5.26	245	247	6.67	2.76
	Độ lệch chuẩn	9973	9649	995	4.92	8772	8411	1020	4.45	28	26	7.08	3.02
	Nhỏ nhất	4669	4901	15	0.23	9438	9902	20	0.14	211	216	0.16	0.06
	Lớn nhất	35478	34648	5407	23.2	37204	36382	5480	20.22	305	299	27.8	12.69
	KIỂM TRA												
	Trung bình	19380	19712	1065	6.01	22216	22383	992	4.67	246	245	5.38	2.17
Độ lệch chuẩn	10015	9864	1198	5.02	8765	8697	1033	3.85	27	26	6.66	2.55	
Nhỏ nhất	4525	4820	0	0.01	9464	9829	13	0.10	217	221	0.03	0.01	
Lớn nhất	35367	35643	6883	19.46	36778	36754	5947	17.36	306	304	32.3	12.13	
TẬP DỮ LIỆU 2	DỰ BÁO												
	Trung bình	5280	5351	244.1	4.60	11095	10943	486	4.37	220	220	6.45	2.96
	Độ lệch chuẩn	350	306	183.5	3.43	726	224	435	3.97	7	3	5.09	2.38
	Nhỏ nhất	4692	4926	22.74	0.42	9464	10570	38	0.35	206	216	0.55	0.25
	Lớn nhất	5848	5880	583.5	10.47	12097	11362	1247	13.17	234	228	18.6	9.02



Hình 8. Kết quả dự báo lưu lượng dầu, lưu lượng chất lỏng và áp suất vỉa trung bình (từ tháng 1 năm 2017 đến tháng 4 năm 2018)

7. Kết luận

Nghiên cứu cung cấp một phương pháp mới để dự báo lưu lượng khai thác dầu trên tập dữ liệu lịch sử khai thác. Kết quả nghiên cứu cho thấy dự báo lưu lượng dầu và áp suất vỉa tương đối chính xác và cũng cho thấy khả năng tổng quát hóa bài toán dự báo trên mô hình mạng ANN, trở thành một công cụ hữu hiệu để có thể giải quyết được nhiều bài toán khác nhau trong kỹ thuật khai thác mỏ một cách hiệu quả. Bên cạnh đó, cần có nhiều nghiên cứu chuyên sâu về xây dựng mô hình mạng trí tuệ nhân tạo sử dụng các loại thuật toán khác nhau cũng như các loại thông số khác nhau có ảnh hưởng đến dự báo lưu lượng khai thác như áp suất đáy giếng, độ mở cơn van, lưu lượng bơm ép gaslift...

Tài liệu tham khảo

- Q.Cao, R.Banerjee, S.Gupta, J.Li, W.Zhou, and B.Jeyachandra, 2016; *Data Driven Production Forecasting Using Machine Learning*, Schlumberger; SPE-180984-MS, pp 1-10.
- Yanan Li, Texas A&M University; Yifu Han, University of Oklahoma, 2017; *Decline Curve Analysis for Production Forecasting Based on Machine Learning*; SPE-189205-MS, pp 1-14.
- A.Mirzaei-Paiamna, S.Salavati, 2012; *The Application of Artificial Neural Networks for the Prediction of Oil Production Flow Rate*, pp1-12.
- David Fulford, Sep 14th, 2016 Houston, TX; *Machine learning for Production forecasting: Accuracy through uncertainty*; 12th Annual Ryder Scott Reservoir conference; pp 270-285.
- Martin T. Hagan, Oklahoma State University Stillwater, Oklahoma; Howard B. Demuth University of Colorado Boulder, Colorado; Mark Hudson Beale MHB Inc.Hayden, Idaho; Orlando De Jesús Consultant Frisco, Texas; *Neural Network design*, 2nd Edition, pp 23-116,357-462.
- Trần Văn Hồi, Nguyễn Văn Đức, Phạm Xuân Sơn, 2018; *Tìm kiếm thăm dò và phát triển dầu trong đá móng Mỏ Bạch Hổ: Tư liệu, sự kiện và bài học kinh nghiệm, Hội nghị khoa học Kỷ niệm 30 năm khai thác Dầu từ đá Móng Mỏ Bạch Hổ 06.09.1988-06.06-2018*, Vietsov-Petro, pp 7-20.

ABSTRACT

Research on applied artificial neural network model to forecast production for white tiger field's granite basement formation

Trần Đăng Tú¹, Nguyễn Thế Đức¹, Lê Quang Duyên², Phạm Trường Giang¹, Lê Vũ Quân¹,
Lê Quốc Trung¹, Trần Xuân Quý¹, Trần Đăng Đức³.

¹ *VietNam Petroleum Institute*

² *HaNoi University of Mining and Geology*

³ *HaNoi University of Science and Technology*

Forecasting oil fields is a major challenge in the oil and gas industry. Simulation model and prediction results play an important role in field operation and management. Presently, production forecasting problems are resolved mainly by using pure experience traditional prediction methods. In recently research directions, a growing trend of research in the world is constructing predictive tools using machine learning algorithms. The paper introduces the applicability machine learning through the artificial neural network to predict oil production for Basement formation – While Tiger field. The developed model predicts oil flow rate as functions of oil rate, liquid rate, reservoir pressure, water injection rate and the number of producers. The most optimization model contains 2 layers and 10 neurons in the first layer and 7 in the second layer. The result of prediction model shows high accuracy, the Mean absolute error is about 244.09 ton per day and mean absolute relative error is 4.6%.

Keywords: “Artificial Neural Network”, “Machine learning”, “Oil Production”, “Reservoir Management”.

Lô B&48/95 và Lô 52/97 nằm ở khu vực ngoài khơi phía Tây Nam Việt Nam, thuộc bồn trũng Malay - Thổ Chu với độ sâu nước biển trung bình khoảng 77 m và khoảng cách đến bờ 250 km, cách nhà máy nhiệt điện Ô Môn khoảng 400 km (Hình 1). Tổng diện tích phát triển và diện tích còn lại của 2 Lô là 3.002,5 km² [1].

Các Lô B&48/95 và Lô 52/97 đã có tuyên bố phát hiện thương mại đầu tiên vào ngày 08/5/2002 với trữ lượng thu hồi cấp 2P theo báo cáo trữ lượng dầu khí tại chỗ (RAR) năm 2004 là 5.681 tỷ bộ khối khí và 23,53 triệu thùng condensat và báo cáo trữ lượng được cập nhật năm 2010 là 6.009 tỷ bộ khối khí và 25,3 triệu thùng condensat. Kế hoạch phát triển mỏ đại cương (ODP) đối với các mỏ Kim Long, Ác Quỷ và Cá Voi đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt ngày 08/8/2007.

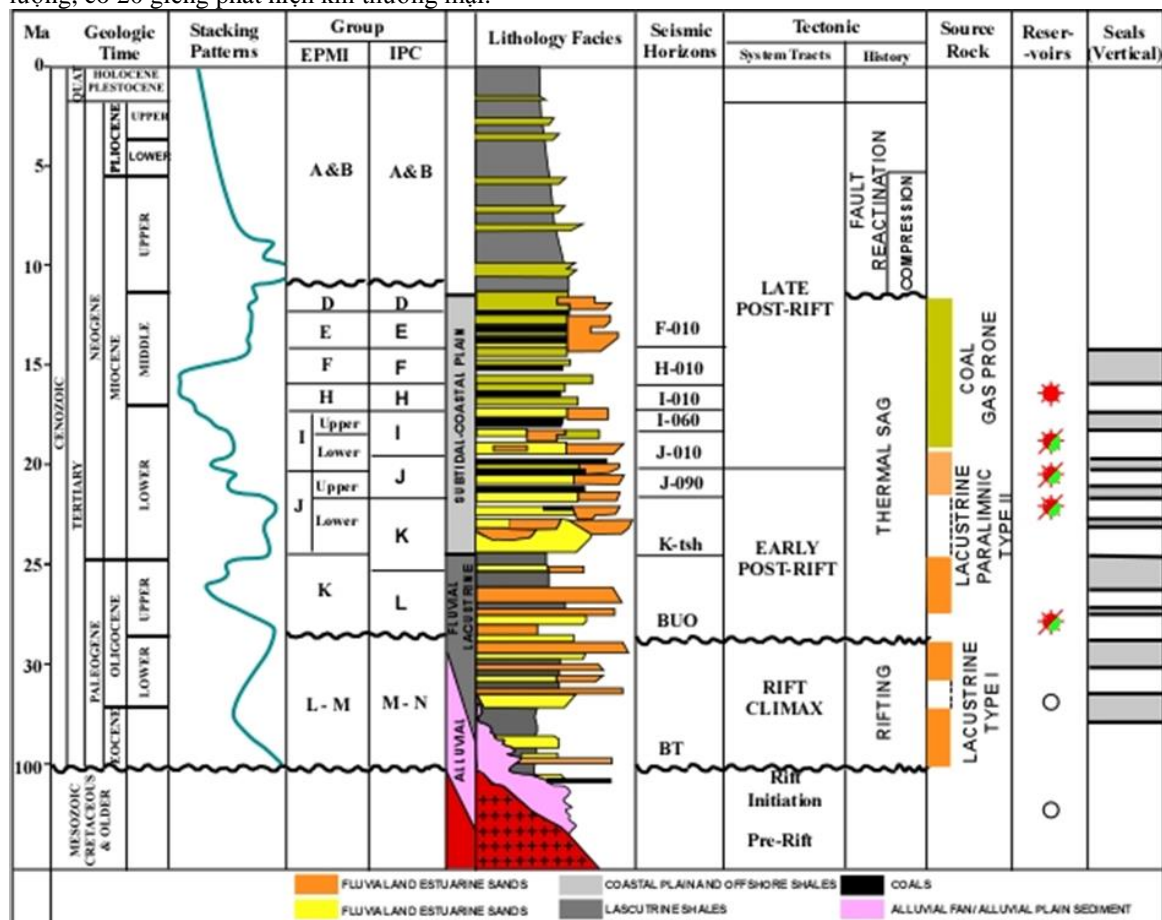
Dự án được đánh giá với giá định giá hạn tới năm 2044 (phù hợp với đánh giá tại FDP phiên bản 4 cũng như các đề xuất của PVN/Các bên nhà thầu tới Bộ Công thương/Chính phủ). Đây là điều kiện tiên quyết để triển khai dự án, nằm trong nhóm các điều kiện cần đạt được để có thể đi đến quyết định đầu tư cuối cùng (FID), đảm bảo lợi ích cho tất cả các Bên tham gia trong chuỗi quy hoạch tổng thể của Chính phủ (thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn) [1].

Dự án đã hoàn thành công tác thăm dò thăm lượng. Báo cáo tính trữ lượng dầu khí cho các cấu tạo Kim Long, Ác Quỷ và Cá Voi thuộc diện tích phát triển chung đã được Chevron hoàn thiện và được Thủ tướng chính phủ phê duyệt vào năm 2004. Bản cập nhật được phê duyệt năm 2010 với tổng trữ lượng khí tại chỗ cấp 2P là 6.009 tỷ bộ khối, tương đương với 170 tỷ mét khối khí.

2. Khái quát điều kiện địa chất khu mỏ

Đặc điểm cấu trúc và kiến tạo địa chất bể Malay – Thổ Chu tồn tại nhiều phát hiện dầu khí và nhiều đối tượng có thể gây ra phức tạp và sự cố trong công tác khoan. Khái quát địa tầng bể Malay – Thổ Chu được thể hiện ở hình 2.

Theo kết quả minh giải địa chấn và khoan thăm dò đã phát hiện được khí trên 5 cụm mỏ: Kim Long, Cá Voi, Ác Quỷ, Vàng Đen và Thiên Hà. Trong tổng số 29 giếng khoan tìm kiếm, thăm dò và thăm lượng, có 20 giếng phát hiện khí thương mại.



Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp bể Malay - Thổ Chu

3. Kế hoạch khoan

Trước đây, Chevron đã khoan 29 giếng thăm dò, thăm lượng trong các lô B&48/95 và Lô 52/97. Trên cơ sở Kế hoạch Phát triển mỏ Phiên bản thứ 4 do NĐH đệ trình tháng 5/2017 (FDP Rev4), dự kiến các Phương án phát triển như sau [1]:

- Trường hợp 1: Phát triển đồng thời cả Diện tích Phát triển chung (AJD) và Diện tích Phát triển treo (SDA), bao gồm các Phương án:

+ Phương án 1 - Phương án cao: Sẽ khoan 754 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép nước và 23 giếng thăm lượng/phân định ranh giới.

+ Phương án 2 - Phương án cơ sở: Sẽ khoan 911 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép nước và 30 giếng thăm lượng/phân định ranh giới.

+ Phương án 3 - Phương án thấp: Sẽ khoan 1.040 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép nước và 43 giếng thăm lượng/phân định ranh giới.

- Trường hợp 2: Chỉ phát triển diện tích phát triển chung:

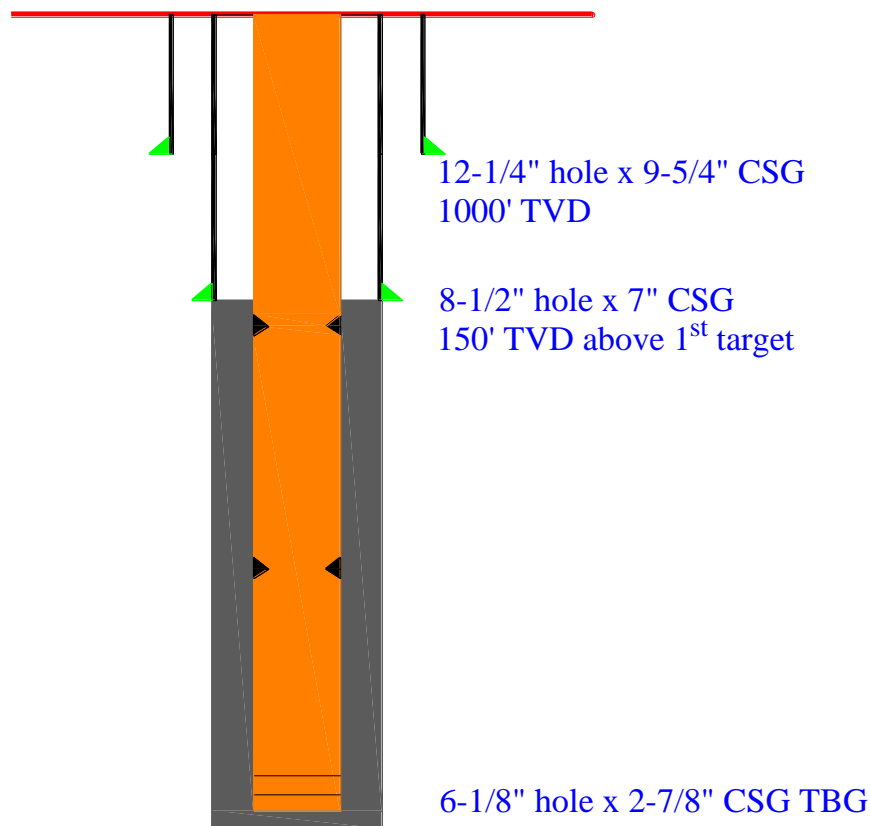
+ Phương án 4: Sẽ khoan 833 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép và 29 giếng thăm lượng/phân định ranh giới.

4. Lựa chọn cấu trúc giếng khoan cho giai đoạn phát triển mỏ của dự án

Tất cả các giếng khai thác khí sẽ được hoàn thiện với công nghệ giếng khoan thân nhỏ với bộ thiết bị hoàn thiện có cùng đường kính trong (monoboers slimhole). Giếng được hoàn thiện với cột ống tubing 2-7/8" được thả trong thân giếng trần có đường kính 6-1/8".

Cột ống chống đầu tiên là ống chống bề mặt 9-5/8 inch được thả và trám xi măng trong thân giếng khoan 12-1/4". Thân giếng khoan 12-1/4" được khoan thẳng đứng cho tới độ sâu khoảng 350 mét theo chiều dài thân giếng (240 mét bên dưới tính từ đáy biển) và không sử dụng ống bao (riser).

Cấp ống chống thứ hai sẽ sử dụng là ống chống trung gian 7" và được thả tới độ sâu khoảng 1800 mét theo chiều dài thân giếng, tại dưới tầng Mioxen nhưng trên ranh giới cao nhất của đới hydrocacbon. Thân giếng 8-1/2" sẽ được khoan định hướng, sử dụng chèo khoan kim cương cùng với động cơ thủy lực (mud motor).



Hình 3. Cấu trúc giếng khai thác

Giếng khoan được hoàn thiện với cấp ống khai thác 2-7/8” được thả trong thân giếng khoan 6-1/8”. Công đoạn 6-1/8” sẽ được khoan bằng chèo khoan kim cương và thiết bị định tâm có thể điều chỉnh được để kiểm soát hướng đi của quỹ đạo giếng khoan. Công đoạn này được khoan với hệ thống dung dịch tổng hợp (Non-Aqueous Drilling Base Fluid) và được xử lý phù hợp với quy định của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Bộ Tài nguyên và Môi trường và các tiêu chuẩn của Nhà Điều hành. Gradient áp suất dị thường tối đa khoảng 12 ppg được quan sát trong khi khoan qua các cấu tạo của mô Ác Quý và Cá Voi (khoảng độ sâu từ 2000 mTVDss đến 3000 mTVDss). Trong khi đó thử độ tiếp nhận của vi thành vữa (áp suất nứt vỡ vữa) ở chân ống 7” khoảng 14,5ppg. Với 2,5ppg chênh lệch tỷ trọng dung dịch (Mud Weight Window) đủ để tăng tỷ trọng dung dịch khi khoan qua tầng này mà vẫn chưa vỡ vữa. Như vậy, thiết kế giếng khoan với cấu trúc 3 cột ống đã đủ kiểm soát được tầng dị thường áp suất này. (Thực tế Chevron trước đây đã khoan thành công tại vùng này mà không gặp sự cố).

Các thiết bị khoan và đo trong khi khoan DD/LWD/MWD/Wireline cho công đoạn khoan 6-1/8” hiện tại dự tính sử dụng có thể hoạt động ở nhiệt độ tối đa 175 độ C. Giá thành giếng khoan hiện tại được xây dựng dựa trên các thiết bị này.

Thiết kế cột ống chống và cột ống khai thác căn cứ trên tính chất kiểm soát giếng khoan, tính toàn vẹn của thân giếng, khả năng khoan định hướng, chiến lược hoàn thiện giếng và mức độ thu hồi trong tương lai hoặc sự huỷ bỏ. Phần trên của cột ống khai thác thiết kế với 13 kết cấu nhằm ngăn chặn sự mài mòn trong quá trình khai thác. Các tiêu chuẩn này được dựa trên kết quả và kết luận từ các cuộc điều tra khảo sát với những giếng khoan tương tự của Chevron đã được thực hiện ở trong vùng Vịnh Thái Lan.

Bảng 1 là tóm tắt các thông số kỹ thuật của các cấp ống chống cho các giếng phát triển và giếng bơm ép nước.

Bảng 1. Thông số kỹ thuật ống chống, giếng phát triển và giếng bơm ép nước

Loại ống (inch)	Độ sâu chống ống (mTVD)	Mác thép	Trọng lượng (lb/ft)	Loại đầu nối	Áp suất kiểm tra (psi)	Đặc tính ống chống		
						Ứng suất uốn dọc (psi)	Ứng suất nổ (psi)	Ứng suất căng (1000lb)
9-5/8	350	N-80	40	Buttress Connection	800	3.090	5.750	915
7	1.500	N-80	23	Buttress Connection	5.000	3.830	6.340	533
2-7/8	1.500	13 Cr	6.4	Premium Thread	5.000	11.160	10.570	105
2-7/8	Total depth 1.500	L-80	6.4	Premium Thread	5.000	11.160	10.570	105

5. Thiết kế chương trình bơm trám xi măng

5.1. Lựa chọn loại xi măng với đặc tính kỹ thuật phù hợp

Hiện tại ngành công nghiệp dầu khí chủ yếu lựa chọn loại xi măng porland mác G theo tiêu chuẩn API để trám các giếng khoan dầu khí. Qua nghiên cứu lý thuyết [5], kết nghiệm với kinh nghiệm thực tiễn thi công khoan ở vịnh Thái Lan và các vùng mỏ có điều kiện tương tự, Chevron đã lựa chọn các vật liệu dính kết, các phụ gia, thiết kế đơn pha chế vữa trám giếng, thí nghiệm các tính chất của vữa và đá xi măng theo tiêu chuẩn API và trên thiết bị đo hiện đại mô phỏng theo điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao trong giếng khoan và thời gian thực, bảo đảm độ tin cậy của đơn pha chế vữa xi măng, từ đó đưa ra đơn pha chế vữa xi măng đảm bảo chất lượng với các đặc tính kỹ thuật cơ bản đảm bảo được thể hiện ở bảng 2.

Bảng 2 cho thấy tính chất và đặc tính của vữa xi măng được thiết kế cho giếng khoan tiêu chuẩn thân nhỏ với bộ thiết bị hoàn thiện có cùng đường kính trong.

Bảng 2. Đặc tính xi măng cho tiêu chuẩn thiết kế giếng khoan thân nhỏ

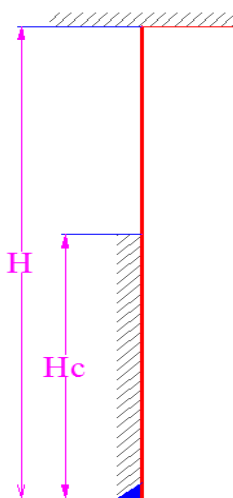
Cấp ống chống (inch)	Chiều sâu (mMD)	Hệ xi măng	Đặc tính xi măng						
			Tỷ trọng (ppg)	Độ nhớt dẻo (cp)	Giới hạn chảy lb/1.000	Thời gian đông (giờ)	Nước tự do (ml)	Tổn thất chất lưu (ml/30 giây)	Độ bền nén (24 giờ)
9-5/8	350	Xi măng G-neat với bột silic axit	15,8	<150	<50	2-3	<2,5	N/A	>1000
7	1.300	Xi măng G-neat với bột silic axit	12,5	<150	<50	3-5	<2,5	N/A	>400
7	1.800	Xi măng G-neat với bột silic axit	15,8	<150	<50	2-3	<1,25	N/A	>2000
2-7/8	Độ sâu cuối cùng giếng khoan	Xi măng G-neat với bột silic axit	14,0	<100	<25	3-4	0	<100	>1500

Điểm đặc biệt trong công thức pha chế xi măng dùng cho cột ống chống 9-5/8" đã được pha trộn với silica để ngăn ngừa và tránh những khó khăn trong vấn đề hậu cần và đơn giản hóa việc xử lý xi măng trong bồn chứa của tàu dịch vụ và trên giàn khoan.

5.2. Thiết kế chiều sâu trám và chiều cao dâng vữa xi măng hợp lý trong khoảng không vành xuyên

Căn cứ vào đặc thù thạch học, kiến tạo địa chất khu vực, tác giả đã đưa ra chương trình trám xi măng với chiều cao dâng vữa xi măng hợp lý đảm bảo độ bền của cấu trúc giếng và an toàn trong quá trình khai thác sau này.

Nếu chúng ta xem cột ống chống có chiều dài là H và chiều cao trám xi măng là H_c (từ đáy lên) thì chiều dài của đoạn ống chống không được trám là $H - H_c$. Ta coi đoạn $(H - H_c)$ không được trám xi măng là một thanh dầm chịu lực cố ngàm ở hai đầu. Đầu trên được cố định bởi đầu ống chống, đầu dưới cố định vào vành đá xi măng (Hình 4).



Hình 4. Mô phỏng chiều cao dâng vữa xi măng trong ống chống

Chiều cao dâng vữa xi măng được xác định với điều kiện cột ống chống được giữ ở trạng thái kéo ở vùng không trám xi măng và phải luôn luôn ở dưới tải trọng cho phép ở mỗi nối ren và phải thỏa mãn điều kiện sau:

$$F_{cf} \geq (H - H_C) q_{tb} + F_{at} + F_n$$

$$\text{Khi đó: } H_C \geq \frac{H \cdot q_{tb} + F_{at} + F_n - F_{cf}}{q_{tb}}$$

Trong đó:

F_{cf} - ứng lực cho phép làm tuột hoặc đứt mỗi nối của đoạn ống thứ hai từ trên xuống.

q_{tb} - Trọng lượng trung bình của 1 m ống chống

F_n - Lực xuất hiện khi có sự thay đổi về nhiệt độ trên đoạn ống treo, kG

F_{at} - Lực xuất hiện khi có sự thay đổi về áp suất trong và ngoài cột ống, kG

$$F_n = 32,1 \cdot q_{tb} \cdot \Delta t \quad (\text{kG})$$

$$\Delta t = 25 \div 30^\circ\text{C} \quad (\text{Công thức thực nghiệm})$$

$$F_{at} = 0,191 \Delta P_t \cdot q_{tb} \frac{D}{\delta_{tb}} \quad (\text{kG})$$

$$\Delta P_t = 150 \div 200 \text{ KG/cm}^2 (\text{thay đổi áp suất trong ống})$$

$$\delta_{tb} - \text{Bề dày trung bình của cột ống} \left(\delta_{tb} = \frac{\sum l_i \cdot q_i}{L} \right)$$

D - Đường kính ống chống

Cụ thể, chiều cao dâng vữa xi măng trong ống chống được thiết kế cụ thể như sau:

- Cột ống chống bề mặt 9-5/8" được bơm trám xi măng lên tới mặt đáy biển với một loại tỷ trọng vữa xi măng duy nhất 15,8 ppg với 100% vượt quá thể tích của lỗ khoan.

- Ống chống trung gian 7" sẽ được bơm trám xi măng lên tới độ sâu 750 mMD hoặc 100 m phía trên vùng cát nông nhất có chứa khí 'hydrocarbon'. Vữa xi măng được bơm trám với hai tỷ trọng khác nhau, bên trên là 12,5 ppg và bên dưới là xi măng với tỷ trọng 15,8 ppg với chiều cao tương đương 500 m bên trên chân đế ống chống.

- Cột ống khai thác 2-7/8" sẽ được bơm trám xi măng với một tỷ trọng duy nhất 14,0 ppg từ chân đế cột ống khai thác cho đến 500 m bên trong chân đế cột ống chống 7", với khoảng 20% lớn hơn thể tích của lỗ khoan thân trần dựa trên kết quả đo địa vật lý giếng khoan đường kính giếng khoan.

6. Kết luận

Trong quá trình khoan phát triển mỏ tại lô B, việc thiết kế chương trình trám xi măng hợp lý là vô cùng cần thiết trên nhiều phương diện, góc độ. Kết hợp kinh nghiệm khoan ở vịnh Thái Lan và điều kiện đặc thù trong nước, nhóm tác giả đã đề xuất chương trình trám và công thức pha chế xi măng trong giai đoạn này đảm bảo cả về kinh tế, kỹ thuật và công nghệ. Theo đánh giá của nhiều chuyên gia trong ngành, hiện nay Phú Quốc POC và các Bên Nhà thầu hoàn toàn có khả năng triển khai thi công các giếng Slimhole với chương trình trám xi măng như tác giả đề xuất, tuy nhiên cần một khoảng thời gian nhất định để vừa thi công, vừa đúc rút kinh nghiệm, tối ưu hóa các công đoạn để giảm thời gian thi công cũng như giảm chi phí khoan.

Tuy nhiên trong quá trình triển khai có thể gặp rủi ro tăng chi phí khoan do một số nguyên nhân chủ quan và khách quan như sau:

- Kinh nghiệm thi công giếng khoan dạng slimhole tại Việt Nam còn hạn chế, nên có thể xảy ra các rủi ro trong quá trình khoan sẽ dẫn đến rủi ro trong việc tăng chi phí khoan.

- Rủi ro khi khoan không gặp vữa sản phẩm (Giếng khô), do đó phải khoan giếng khác thay thế cũng làm tăng chi phí khoan.

- Khả năng tăng giá các dịch vụ khoan khi giá dầu tăng, làm tăng chi phí khoan.

Để hạn chế tối đa các rủi ro tăng chi phí khoan cho toàn dự án cần:

- Ứng hộ tối đa cho nhà điều hành thuê những người điều hành khoan, chống ống và trám xi măng cũng như những người làm việc trực tiếp trên giàn đã có kinh nghiệm khoan giếng slimhole, nhiệt độ cao, áp suất cao, đặc biệt là khoan giếng có điều kiện tương tự ở Thái Lan.

- Nhà Điều hành nên học hỏi, đúc rút kinh nghiệm trám xi măng, đặc biệt là kinh nghiệm trám xi măng của các Nhà thầu ở Thái Lan.

- Tất cả các dịch vụ khoan cần được đấu thầu cạnh tranh quốc tế để lựa chọn các Nhà thầu có đủ tiêu chuẩn kỹ thuật và giá cạnh tranh nhất để giảm chi phí khoan.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Tài liệu nội bộ Tổng công ty thăm dò khai thác dầu khí (2016).
- [2]. Trương biên và nnk biên dịch (2007), Cẩm nang kỹ sư công nghệ khoan các giếng sâu NXB KHKT, Hà Nội.
- [3]. Petrovietnam Exploration Production Corporation, 2014. Drill bit final well report, Performance report of HRD-1X-ST for PVEP
- [4]. Trương Hoài Nam, Trương Biên, Kumaran Palanive, Sharon Son, Lê Trần Minh Trí, Phạm Tâm, Hoàng Thanh Tùng (2016), Chống sự suy giảm độ bền của vành đá xi măng trong các giếng khoan dầu khí có nhiệt độ cao áp suất cao tại Mỏ Hải Thạch, Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất Số 55 (2016) 8-18.
- [5]. Trương Hoài Nam (2015), Nghiên cứu lựa chọn vữa xi trám cho các giếng khoan dầu khí trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao bể Nam Côn Sơn, Luận án Tiến sỹ kỹ thuật.

ABSTRACT

Design the cementation program for development wells at block B&48/95 and 52/97 of the southern continental shelf of Vietnam

Nguyen Tran Tuan¹

¹ *Hanoi University of Mining and Geology*

In this paper, the author presents some research results on drilling technology at zone B & 48/95 and zone 52/97. The project is expected to have potential for gas and condensate and could be produced over the next 30 years. The project area is offshore, the gas deposits of the Kim Long-Evil-Whale mines (KL-AQ-CV) are located in the J and non-J sandstones.

The quality of cement stone tends to be reduced due to the hydrolysis of cement affected by the material crystal and the phase transition in high temperature, high pressure conditional. At present, the oil and gas industry mainly uses cement grade G as API standard for the cement filling process. Based on the geological conditions of the reservoir, the author has proposed a cementation program for wells. Along with that, the author also pointed out the technical specifications of the cement solution to achieve the cement quality is best with the cost of savings.

Keywords: Cement filling, high temperature, high pressure, field development, Blocks B, 48/95 and 52/97.

Cơ chế ức chế của dung dịch polymer và các yếu tố ảnh hưởng khi khoan trong đất đá chứa sét

Trương Văn Từ^{1,*}, Nguyễn Tiên Hùng¹, Trần Đình Kiên¹
Nikolay Vladimirovich Solovev²

¹Trường Đại học Mỏ - Địa chất

²Trường Đại học Thăm dò địa chất Nga mang tên Sergo Ordzhonikidze

TÓM TẮT

Khi khoan qua tầng đất đá chứa sét thường xảy ra nhiều phức tạp, sự cố. Các vấn đề này thường liên quan đến hiện tượng trương nở sét và độ ổn định thành giếng khoan. Để khắc phục các phức tạp nói trên, người ta thường sử dụng các loại dung dịch ức chế khác nhau, điển hình là dung dịch polymer cao phân tử. Tuy nhiên, các dung dịch polymer thường có thành phần cũng như đơn pha chế khác nhau. Cơ chế ức chế của các dung dịch này xảy ra phức tạp và chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố khác nhau. Với mục đích lựa chọn thành phần và đơn pha chế hợp lý nhằm tăng khả năng ức chế sét của dung dịch polymer, các tác giả đã tiến hành nghiên cứu quá trình ức chế sét của polymer. Trong báo cáo các tác giả trình bày kết quả nghiên cứu và kiến nghị nhằm nâng cao chất lượng hệ dung dịch polymer để khoan trong đất đá chứa sét.

Từ khoá: dung dịch polymer; ức chế sét; tạo màng bọc; đất đá chứa sét.

1. Tổng quan về vấn đề nghiên cứu

Khi khoan trong đất đá chứa sét thường xuất hiện các phức tạp, sự cố làm ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu suất khoan. Các phức tạp này thường là như sập lở, mở rộng và bó hẹp thành giếng khoan, kẹt mút bộ dụng cụ khoan... Chúng xuất hiện là do tác động giữa pha nước trong dung dịch khoan và các khoáng vật sét gây trương nở, làm giảm độ bền của đất đá ở thành giếng khoan.

Các nguyên nhân gây mất ổn định thành giếng khi khoan trong đất đá chứa sét có thể liệt kê như sau:

- + Áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch tạo ra lớn hơn áp suất vỉa;
- + Độ thấm nước của dung dịch lớn;
- + Dòng điện thẩm thấu pha nước của dung dịch.

Sự mất cân bằng giữa áp suất của cột dung dịch khoan (P_w) và áp suất lỗ rỗng của đất đá (P_r) là nguyên nhân quan trọng làm mất ổn định thành giếng khoan. Điều kiện cần để giếng khoan được ổn định và vững chắc là:

$$P_w = P_r + \Delta p \quad (1)$$

Δp : độ chênh áp suất tới hạn giữa áp suất của cột dung dịch khoan (P_w) và áp suất lỗ rỗng của đất đá (P_r).

- Trong trường hợp nếu áp suất cột dung dịch trong giếng khoan lớn hơn áp suất lỗ rỗng của đất đá một giá trị tới hạn sẽ gây phá hủy thành hệ giếng khoan, dẫn đến mất dung dịch khoan.

Mất dung dịch là vấn đề vô cùng phức tạp. Hiện tượng mất dung dịch trầm trọng sẽ gây ra nhiều tổn thất và kéo theo nhiều sự cố trong quá trình khoan. Khi khoan qua các thành hệ có sự gắn kết yếu, các thành hệ có độ thấm cao, các thành hệ nứt nẻ và hang hốc thường xảy ra mất dung dịch dẫn đến mất ổn định thành giếng.

- Nếu áp suất lỗ rỗng của đất đá vượt quá áp suất cột dung dịch trong giếng sẽ dẫn đến khí và chất lỏng từ vỉa xâm nhập vào giếng, có thể gây sập lở thành giếng khoan.

Các nguyên nhân chủ yếu làm mất cân bằng áp suất trong giếng khoan là:

- + Trọng lượng riêng dung dịch khoan không hợp lý, không tương ứng với áp suất thành hệ;

* Tác giả liên hệ

Email: truongvantuktd50@gmail.com

+ Chế độ khoan không hợp lý: trong quá trình khoan nếu lưu lượng tuần hoàn quá lớn, tính lưu biến của dung dịch quá cao sẽ làm tăng giá trị áp suất động, do đó áp suất toàn phần cột dung dịch (áp suất tĩnh và áp suất động) sẽ tăng có thể sẽ dẫn đến phá hủy thành giếng. Ngược lại khi lưu lượng tuần hoàn hoặc tính chất lưu biến của dung dịch quá thấp thì mùn khoan sẽ bị sa lắng gây kẹt cần khoan;

+ Khi thả hoặc kéo bộ khoan cụ quá nhanh sẽ gây ra hiệu ứng “piston”, làm tăng hay giảm áp suất đột ngột cũng có thể gây mất ổn định thành giếng.

Để giảm độ thấm nước của dung dịch có thể sử dụng các dung dịch polymer với các hóa phẩm khác nhau làm giảm độ thấm nước của dung dịch. Tuy nhiên thực tế cho thấy ngay cả khi chúng ta giảm độ thấm nước về giá trị nhỏ nhất có thể thì một phần pha nước trong dung dịch vẫn có thể xâm nhập vào bên trong đất đá chứa sét do hiện tượng thẩm thấu dưới sự tác động của thế điện động giữa môi trường trong giếng và đất đá tại thành giếng khoan.

Như vậy, một trong những nguyên nhân chủ yếu gây mất ổn định thành giếng khoan là do các thành hệ sét bị trương nở mạnh khi tiếp xúc với dung dịch có tính ức chế không cao, dẫn đến bó thành, sập lở, gây kẹt bộ khoan cụ và nhiều khó khăn khác trong quá trình thi công khoan. Do đó nghiên cứu đặc tính của sét và những giải pháp ức chế chúng là rất cần thiết.

Hiện nay, để giải quyết các vấn đề liên quan đến ổn định thành giếng khoan, người ta ứng dụng nhiều công nghệ khác nhau nhằm giảm thiểu tối đa nguy cơ phức tạp sự cố. Một trong số này, có thể kể đến phương pháp sử dụng dung dịch có tính chất ức chế. Nhiều nhà nghiên cứu đã đề xuất sử dụng dung dịch polymer cao phân tử [2,3]. Các dung dịch này được tạo thành nhờ sự tác động qua lại của các phân tử không phân cực trong dung dịch gốc nước. Theo quan điểm của chúng tôi các dung dịch cao phân tử này có khả năng tác động qua lại với các lớp tinh thể khoáng vật sét cùng với quá trình trao đổi cation. Các hệ dung dịch này có khả năng tạo màng bọc trong các lỗ rỗng và khe nứt hạn chế quá trình xâm nhập của pha nước vào đất đá.

Thực tế và lý thuyết nghiên cứu đã khẳng định được hiệu quả khi sử dụng dung dịch polymer cao phân tử khi khoan trong đất đá chứa sét [1,4,5,6,7,10]. Dựa vào các kết quả phân tích lý thuyết bên trên, chúng ta có thể rút ra một số kết luận: nhằm tăng độ ổn định thành giếng khoan, cần xác định các thành phần hoạt tính của sét khi chúng tác động với pha nước của dung dịch. Mức độ trương nở của sét phụ thuộc vào giá trị tốc độ của dòng thẩm thấu và giá trị thế điện động trên bề mặt các lớp tinh thể khoáng vật sét. Thế điện động trên bề mặt các lớp tinh thể khoáng vật sét tạo ra quá trình trao đổi ion giữa các cation trong sét và các hạt mang điện trong dung dịch polymer cao phân tử (các hạt mang điện tích của polymer và từ các chất điện phân trong dung dịch).

Từ các nghiên cứu này chúng ta có thể lựa chọn đơn pha chế dung dịch ức chế hợp lý cho điều kiện khoan.

2. Cơ chế tạo màng và các yếu tố ảnh hưởng

Chúng tôi đã tiến hành nghiên cứu các hệ dung dịch ức chế được tạo thành từ các hóa phẩm mới tiên tiến hiện đại, với thành phần dung dịch là: nước, polymer và chất điện phân. Giả sử rằng, tính chất của màng bán thấm được quyết định bởi hai yếu tố tự nhiên của các vật chất polymer hấp phụ trên bề mặt các hạt sét: một mặt các vật chất hữu cơ hấp phụ tại ranh giới giữa dung dịch và hạt sét; mặt khác các vật chất vô cơ phân li tạo ra các cation linh động. Chính điều này hình thành lớp điện tích kép trên bề mặt hạt sét tại thành giếng khoan. Lớp điện tích kép này gồm có các cation và các lưỡng cực nước có trong dung dịch. Vì vậy quá trình xâm nhập của các phân tử nước vào trong khoáng vật sét bị làm chậm lại do tác động của thế điện động do lớp điện tích kép tạo ra. Như vậy, sự hình thành màng bán thấm trên bề mặt các hạt sét nhờ sự tác động của các phân tử polymer lên các hạt sét cùng với sự hình thành lớp điện tích kép.

Các phức tạp sự cố liên quan đến mất ổn định thành giếng xảy ra do sự tương tác giữa các thành phần hoạt tính trong đất đá chứa sét với pha nước và các hóa phẩm trong dung dịch. Trong trường hợp áp suất vỉa lớn hơn áp suất thủy tĩnh quá trình xâm nhập của nước vào bên trong mạng lưới tinh thể sét được giải thích bởi 2 quá trình: quá trình hydrat hóa trên bề mặt các phiến sét và quá trình thẩm thấu do có sự chênh lệch giữa nồng độ ion trong vỉa và trong giếng.

Để loại bỏ việc hydrat hóa do thẩm thấu theo phương pháp cân bằng ion là không thể. Chính vì vậy, cần tạo ra màng bán thấm giúp ổn định bề mặt các lớp khoáng vật sét và một rào cản nhờ các chất điện phân có trong dung dịch. Một trong những vấn đề cần nghiên cứu ở đây là đưa ra một mô hình lý thuyết về màng bán thấm và thử nghiệm nó trên mô hình vật lý của dòng điện thẩm thấu.

Khi trong các lỗ rỗng của đất đá thành hệ chứa nước có thành phần khoáng hóa nhất định thì các phức tạp sự cố liên quan đến đất đá chứa sét ở đây xảy ra do sự di chuyển của pha nước trong dung dịch đi vào các lỗ rỗng này và tương tác với các khoáng vật sét. Tốc độ di chuyển của pha nước này phụ thuộc vào độ lớn giá trị thế điện động, độ nhớt của pha nước. Các thông số này là các thông số có thể điều chỉnh, chúng có tác dụng tách các phân tử nước khỏi bề mặt cơ bản của các lớp khoáng vật sét giúp giảm thiểu quá trình hydrat hóa và sự trương nở của sét. Trong trường hợp này dung dịch polymer chứa chất điện phân tạo ra một lớp màng bán thấm có chức năng bảo vệ, cản trở quá trình hydrat hóa và sự trương nở của sét.

Mối tương tác giữa môi trường rỗng trong đất đá thành hệ và dung dịch có chất điện phân cho phép chúng ta giải quyết đồng thời các vấn đề theo phương trình Smolukhovski và có thể xác định giá trị thế điện động của các bề mặt hấp thụ của các khoáng vật sét khi hình thành màng bán thấm [10]:

$$\xi = \frac{v \cdot \eta \cdot \chi}{\left[E_0 - \frac{RT}{ZF} \ln \left(\frac{C_i}{K_s} \right) \right] \cdot \epsilon \cdot \epsilon_0} \quad (2)$$

Trong đó:

ϵ_0 – Độ thấm tương đối;

ϵ – Hằng số điện môi của môi trường;

η – Hệ số nội ma sát của dung dịch (độ nhớt môi trường phân tán);

R – Hằng số khí;

v – Tốc độ chuyển động tương đối của các hạt giữa hai lớp (điện thế chảy);

χ – Độ dẫn điện;

F – Hằng số Faraday;

Z – Hóa trị cation;

C_i – Nồng độ cation trong dung dịch điện phân;

K_s – Hằng số Nernst;

T – Nhiệt độ tuyệt đối;

E_0 – Cường độ điện trường tĩnh (Điện thế oxy hóa khử bình thường).

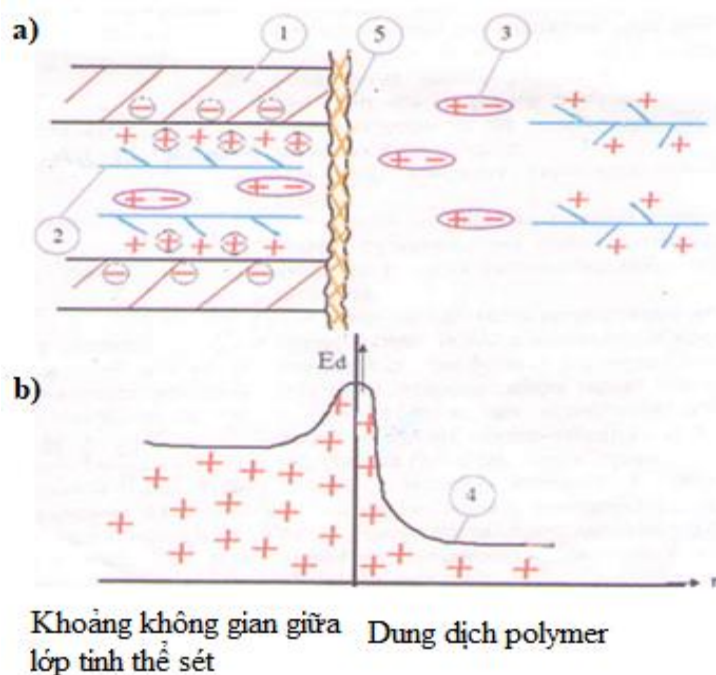
Dựa vào phương trình trên sau khi xác định được giá trị hằng số (K_s - Nernst) và mức độ khoáng hóa của pha nước chúng ta có thể điều chỉnh các thông số của màng bán thấm, giảm thiểu hiện tượng hydrat hóa và độ trương nở của đất đá chứa sét. Các phân tử polymer kích thước lớn đóng vai trò chính trong quá trình tạo màng bán thấm, nó có tác dụng ổn định các lớp tinh thể khoáng vật sét.

Hiện nay, các hóa phẩm polymer được sử dụng để điều chế dung dịch khi khoan trong đất đá chứa sét có tác dụng giảm thiểu quá trình hydrat hóa và trương nở khoáng vật sét, nó hạn chế quá trình tác động của các phân tử nước đối với các lớp sét. Trong quá trình hấp thụ các phân tử polymer có kích thước lớn làm giảm khoảng cách giữa các lớp sét dẫn đến ngăn cản quá trình xâm nhập của các phân tử nước vào bên trong các khoảng không gian này [11].

Trên hình vẽ (hình 1) các tác giả đưa ra cơ chế hình thành màng bán thấm cơ bản dựa trên mối tương tác của các lớp tinh thể trên bề mặt cơ bản của chúng, đây là kết quả của quá trình thay thế bên trong cấu trúc tinh thể của đất đá chứa sét. Tại đây xảy ra quá trình trao đổi giữa các cation có trong các tinh thể sét và các cation, cũng như là các phân tử polymer mang điện tích kích thước lớn có trong dung dịch. Trong đó, giá trị điện tích trên bề mặt cơ bản của các lớp sét tỉ lệ thuận với giá trị thế điện động (ξ).

Như vậy, dựa vào giá trị thế điện động này có thể xác định được mức độ liên kết giữa các phân tử nước và các bề mặt cơ bản của các lớp tinh thể sét và mức độ hydrat hóa sét. Khi tăng thế điện động thì xác suất xâm nhập của các phân tử nước và xác suất tạo ra lớp hấp thụ trên các hạt sét sẽ giảm xuống.

Giá trị thế điện động phụ thuộc vào loại polymer, khối lượng phân tử của nó và chiều dài các chuỗi phân tử polymer có kích thước lớn. Trong quá trình này cho thấy sự ảnh hưởng của các hệ polymer cao phân tử trong dung dịch gốc nước. Khi tăng khối lượng những thành phần này dẫn đến tăng số lượng cation có khả năng xâm nhập vào bên trong khoảng không gian của các lớp tinh thể làm giảm sự xâm nhập của các lưỡng cực nước vào bên trong chúng.



Hình 1: Sơ đồ mô tả cơ chế hình thành màng

Trong đó:

a) Sơ đồ hình thành màng;

b) Sự thay đổi điện thế màng E_d trong dung dịch, màng và khoảng không gian giữa lớp tinh thể sét.

1. Lớp tinh thể sét;
2. Đại phân tử polymer – Chất điện phân;
3. Phân tử nước (lưỡng cực nước);
4. Đường cong thể hiện sự thay đổi điện thế;
5. Màng;

⊖ – Điện tích âm trên bề mặt cơ bản của lớp tinh thể sét;

+ – Đại phân tử polymer dương (cation);

⊕ – Cation trao đổi trong sét;

r – Chiều dày lớp ion khuếch tán.

Mỗi tương tác của những lớp tinh thể sét với dung dịch điện phân và hóa phẩm polymer được xem như quá trình trao đổi ion và quá trình hấp phụ. Cùng với đó là quá trình hình thành lớp điện tích kép trên bề mặt của lớp tinh thể sét [9]. Quá trình hấp phụ phụ thuộc vào màng bán thấm, mà thông qua nó một số thành phần của dung dịch có thể đi qua, số khác thì bị giữ lại. Màng bán thấm này được đặc trưng bởi tính đa điện tích với bề mặt bao phủ lớn trên những lớp tinh thể sét cùng với sự phân bố trên bề mặt của chúng các nhóm chức của thành phần đa điện tích và ion trong dung dịch.

Nếu như màng bán thấm này nằm trong dung dịch gốc nước, thì tại ranh giới giữa màng và dung dịch xuất hiện thế điện động (hay điện thế màng dựa trên cân bằng Donnan). Khi xuất hiện các cation, anion và các cao phân tử đa điện tích, chúng đảm bảo tính trung hòa về điện. Vì vậy tại đây xuất hiện thế điện động đảm bảo quá trình cân bằng về điện tích, triệt tiêu chuyển động của lưỡng cực nước qua lớp màng bán thấm vào bên trong các lớp tinh thể sét. Nhờ đó giảm thiểu quá trình hydrat và trương nở sét.

Trong hệ cân bằng đó xuất hiện điện thế giữa màng bán thấm và hệ dung dịch đảm bảo sự cân bằng về phương diện vật lý và hóa học. Sự cân bằng của hệ được thể hiện bằng cân bằng Donnan [9]:

$$E_d = -\frac{RT}{zF} \ln \frac{C_e}{C} \quad (3)$$

Trong đó:

R – Hằng số khí lý tưởng; $R = 8,3144 \frac{J}{mol.K}$

T – Nhiệt độ tuyệt đối; $T=293 K$

z – Giá trị điện tích ion;

F – Hằng số Faraday;

C_e – Khối lượng nồng độ ion trong màng bán thấm;

C – Khối lượng nồng độ ion trong dung dịch.

Đặc tính của màng bán thấm là thấm có chọn lọc, nên nồng độ ion ở 2 phía của màng khác nhau. Do sự chênh lệch nồng độ các ion mà bảo tồn một hiệu số điện thế giữa phía bên phải và bên trái của màng - gọi là điện thế màng hay còn gọi là cân bằng Donan. Sự khác nhau về điện thế của màng phụ thuộc vào sự chênh lệch của điện thế Donan ở các bề mặt của màng bán thấm và là hàm của nồng độ chất điện phân tại các bề mặt của màng.

Hai cơ chế trương nở của sét: trương nở của tinh thể và trương nở do quá trình thẩm thấu:

- Cơ chế thứ nhất dựa trên khả năng hấp phụ những phân tử nước trên bề mặt tinh thể khoáng vật sét. Trong đó xuất hiện sự tác động của phân tử nước dưới dạng lớp hấp phụ của các cation (Ca^{+2} , Mg^{+2} , Fe^{+3} , và cation khác ...) giống như lớp đa phân tử. Trong đó sự tác động của những lớp này là không hiệu quả giống như trong quá trình thẩm thấu dẫn đến hydrat hóa sét. Sự trương nở sét phụ thuộc chủ yếu vào thành phần khoáng vật và các cation trao đổi hấp phụ trên màng bán thấm bên ngoài của khoáng vật sét, nơi các lớp đơn phân tử của nước (hay lưỡng cực nước) được hấp phụ trên bề mặt của các tinh thể. Ngoài ra, thành phần các cation trao đổi của khoáng vật sét và thành phần độ hạt của nó cũng ảnh hưởng rất lớn đến mức độ trương nở của sét. Hoá trị của các cation càng lớn và kích thước của chúng càng nhỏ thì sự liên kết giữa các tinh thể càng chặt và mức độ trương nở của sét càng kém. Việc cải tiến dung dịch khoan ức chế sét đang được nghiên cứu có vai trò rất quan trọng trong việc kiểm soát sự trương nở sét và hạn chế tối đa các sự cố liên quan đến thành hệ đất đá chứa sét.

- Trương nở do quá trình thẩm thấu xảy ra do các phân tử nước xâm nhập vào không gian của lớp tinh thể sét, cùng với sự xuất hiện đáng kể hàm lượng các ion trong dung dịch. Cơ chế trương nở của sét trong trường hợp này là hiện tượng thẩm thấu tự nhiên do sự chênh lệch hàm lượng ion từ chất điện phân trong dung dịch và ở khoảng không gian các lớp tinh thể sét [2,3,7,10,11]. Dựa trên các nghiên cứu này có thể biện giải cơ chế tạo màng bọc và đánh giá yếu tố ảnh hưởng nó khi mà chịu tác động đồng thời của các cation và các polymer cao phân tử trong dung dịch gốc nước [1,6,10,11]. Cho phép loại bỏ pha rắn trong điều chế dung dịch polymer để đảm bảo tăng hiệu quả mở vỉa sản phẩm.

Điện thế màng phụ thuộc chủ yếu vào tính chất và độ thẩm thấu chọn lọc của màng, vào kích thước, điện tích và tính hoạt động của các ion trong hệ dung dịch. Để hiểu rõ hơn, ta có các trường hợp xảy ra khi xuất hiện màng bán thấm trong dung dịch có nồng độ khác nhau:

- Trường hợp 1: Các lỗ trong màng bán thấm rất nhỏ, chỉ thấm các phân tử nước, ngoài ra không thấm bất kỳ một loại ion chất hòa tan nào trong hệ dung dịch. Trong trường hợp này không có khả năng di chuyển ion qua màng bán thấm và trong hệ sẽ không xuất hiện điện thế khuếch tán. Nếu nồng độ ion ở hai phía của màng khác nhau thì nước sẽ thẩm từ nơi có nồng độ thấp sang nơi có nồng độ ion cao hơn. Thế điện động sẽ phụ thuộc vào điện tích tĩnh trên thành các lỗ của màng bán thấm và vào tốc độ của dòng nước;

- Trường hợp 2: Các lỗ trong màng bán thấm có kích thước lớn hơn, nên có khả năng thấm tất cả các ion có kích thước vừa phải, nhưng không cho các hạt keo, phân tử hữu cơ (polymer) R^+ xuyên qua. Trong hệ sẽ xuất hiện điện thế khuếch tán và giá trị điện thế sẽ phụ thuộc vào tính hoạt động của các ion trong lỗ và nồng độ ion ở hai phía của màng. Hệ thống này không nằm ở trạng thái dừng, mà chỉ dần dần tiến đến trạng thái đó, nếu nồng độ các ion không được duy trì bởi một quá trình tích cực nào. Sự có mặt của các hạt keo, phân tử hữu cơ (R^+ hay polymer) ở một phía của màng sẽ ảnh hưởng đến sự phân bố cuối cùng của các ion nhỏ; ở điều kiện nhất định hệ sẽ đạt được trạng thái gọi là trạng thái cân bằng Donan. Trong điều kiện hệ ở trạng thái cân bằng Donan vẫn có sự chênh lệch áp suất thẩm thấu ở hai phía (bên) của màng bán thấm và các phân tử nước có xu hướng chuyển từ nơi áp suất thẩm thấu thấp đến nơi cao hơn. Sự di chuyển này sẽ không xảy ra vì chúng bị ngăn cản bởi điện thế tĩnh ở hai phía của màng (gọi là điện thế màng). Điện thế màng được hình thành chính là do sự phân bố không đồng đều của các ion ở trạng thái cân bằng và có giá trị là (E_d);

- Trường hợp 3: Khi màng bán thấm có tính thấm chọn lọc. Giả sử màng có các lỗ nhỏ và chỉ có khả năng thấm hạt lớn nhất là K^+ đã được hydrat hóa và không có khả năng thấm Na^+ cũng đã được hydrat hóa (có kích thước gấp rưỡi K^+). Nếu hai phía màng có nồng độ ion khác nhau thì K^+ có khả năng xuyên qua màng bán thấm. Song trên thực tế K^+ không di chuyển được qua màng bán thấm. Vì nếu K^+ chuyển qua màng bán thấm thì lập tức sẽ xuất hiện lực điện tĩnh ngăn cản quá trình đó. Muối NaCl ở đây giữ vai trò duy trì áp suất thẩm thấu. Trạng thái cân bằng của hệ sẽ duy trì đặc trưng bởi giá trị điện thế màng.

Nếu xem hệ dung dịch tương tác 3 yếu tố: nước, polymer và chất điện phân [9] khi đã hình thành màng bán thấm thì trong trường hợp 2 thì 2 trong số 3 yếu tố đó là có thể đi qua màng bán thấm: Phân tử nước và các cation của chất điện phân, nhóm còn lại là các polymer cao phân tử bị giữ lại tại màng bán thấm.

Chính điều này hình thành dòng điện tích nước thẩm thấu sẽ tăng điện thế nên tại ranh giới dung dịch và đất đá chứa sét. Sự tăng điện thế E_d sẽ giúp tạo ra rào cản hạn chế sự xâm nhập sâu hơn của các phân tử nước vào giữa không gian các lớp tinh thể sét. Trong trường hợp cân bằng điện tích trong hệ dung dịch - khoáng vật sét thì điện tích thể hiện bằng cân bằng Donan.

3. Kết luận và kiến nghị

Việc nghiên cứu cơ chế tạo màng bọc và các yếu tố ảnh hưởng đến nó trong quá trình sử dụng dung dịch polymer cao phân tử mở ra một hướng nghiên cứu mới, nhằm đánh giá mức độ ảnh hưởng của các yếu tố này đến quá trình tạo màng bọc cũng như khả năng ức chế của dung dịch polymer cao phân tử;

Khi nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng đến chất lượng màng bán thấm cho phép chúng ta lựa chọn được loại polymer và hóa phẩm trong đơn pha chế giúp tối ưu chất lượng của màng bán thấm này hạn chế quá trình trương nở sét. Các yếu tố này có thể nghiên cứu một cách độc lập trong điều kiện cho phép.

Để làm rõ cơ chế tạo màng và xây dựng quy luật hình thành cần nghiên cứu các yếu tố sau:

- Thành phần hóa học và thể tích sét trao đổi trong đất đá chứa sét;
- Thành phần cation trao đổi của sét trong từng khoảng khoan;
- Thành phần hóa học, cấu trúc phân tử và đặc tính nhóm chức năng của hóa phẩm polymer trong hệ dung dịch polymer.

Để xác định thông số cơ bản của quá trình tạo màng trong đất đá chứa sét cần nghiên cứu và biện giải các vấn đề sau đây:

- Nghiên cứu chi tiết thành phần hóa học đất đá chứa sét, về mặt định lượng trong tầng địa chất nghiên cứu và các thành phần trao đổi;
- Đánh giá ảnh hưởng của cấu trúc hóa học của hóa phẩm polymer trong thành phần của hệ dung dịch khoan polymer cao phân tử dựa trên hiệu quả tương tác với lớp tinh thể của đất đá chứa sét;
- Xác định các thông số cơ bản điều chỉnh cơ chế tương tác của các phân tử nước với các lớp tinh thể sét và các nhóm chức năng của hóa phẩm polymer trong thành phần của dung dịch khoan;
- Xây dựng các đề xuất (kiến nghị) về kiểm soát quá trình ức chế đất đá chứa sét trên cơ sở các quy luật thu được của cơ chế hình thành màng;
- Xây dựng các đề xuất (kiến nghị) về sự hình thành các hệ dung dịch polymer cao phân tử và xác định các thông số chính của hóa phẩm polymer ảnh hưởng đến tính chất công nghệ của các hệ dung dịch đó;
- Biện minh và phát triển quan điểm để nghiên cứu quá trình ức chế sét và thu được các quy luật cơ bản của cơ chế hình thành màng.

Tài liệu tham khảo

Adelson I.V., 1982. Research of membrane – forming ability of flushing fluids for drilling in unstable clay rocks. *Drilling and testing of prospecting and exploration wells, Moscow: VNIGNI, Issue 238.*

Chudinova I.V., Nikolaev N.I., 2017. The rationale for the selection of inhibitory reagents to enhance the stability of clay rocks. *Inzhener nefyanik, Moscow: LLC “IDS drilling”, №2, page 35-41.*

Frolov Y.G., 1989. *Course of colloid chemistry. Surface phenomena and dispersed systems.* Moscow: Chemistry, page 464.

Grey J.R., Darley G.S., 1985. *Composition and properties of drilling agents (drilling fluids).* Moscow: Nedra, 509 page.

Koshelev N.V., Rastegaev B.A., Dobrosmyslov A.S., 2008. Study of complex – inhibited drilling fluids for well construction. *Drilling and oil, Moscow: LLC “Burneft”, № 12, page 35-37.*

Maslova O.A., Palchikova L.S., Motoshim Yu. A., Moysa Yu.N., 2010. Comparative tests, organic inhibitors of clays. *Drilling and oil, Moscow: LLC “Burneft”, № 3, page 30-32.*

Novikov V.S., 1999. Criteria of inhibitory properties of drilling mud. *Oil industry, Moscow: CJSC “Publishing house “Oil industry”, № 6.*

Sharafutdinov Z.Z., 2008. Application of nanotechnology for the stabilization of clay rocks during the construction wells. *Drilling and oil, Moscow: LLC "Burneft", № 12, page 13-15.*

Sharafutdinova R.Z., Inebaev G.G., 2012. *Drilling fluids in the construction of wells in clay rocks.* Moscow: JSC "VNIOENG", 192 page

Solovyov N.V., Stepanov K.V., 2007. Membrane forming ability of polymeric washing liquids at swelling of clay containing rocks. *Mining information and analytical Bulletin, Moscow: LLC "Gornaya kniga", № 10, page 84-93.*

Solovyov N.V., Truong Van Tu, Nguyen Tien Hung, Tran Xuan Dao, 2016. Analysis of rational conditions for the use of inhibited drilling fluids during oil well drilling in the Cuu Long basin (Vietnam). *Inzhener neftyanik, Moscow: LLC "IDS drilling", №1, page 16-23.*

ABSTRACT

Inhibition mechanism of polymer drilling fluid and affecting factors when drilling through clay-bearing rocks

Truong Van Tu¹, Nguyen Tien Hung¹, Tran Dinh Kien¹

Nikolay Vladimirovich Solovev²

¹Hanoi University of Mining and Geology

²Russian State Geological Prospecting University

When drilling through clay-bearing formations, hazards, risks or disasters tend to occur more frequently. These issues are often related to the swelling of clay and the stability of the wellbore. To overcome the above mentioned conditions, various of inhibitors are employed, typically high molecular polymer drilling fluids. However, each polymer drilling fluid composes of significant components not like the others. The inhibition mechanism of these drilling fluids is complex and affected by various parameters. In order to meet the purpose of designing/choosing reasonable components to increase the inhibitory mechanism of the polymer drilling fluids, inhibition process of polymer based drilling fluids is studied. The article as well presents results of theoretical studies and introduces recommendations to improve quality of this kind of mud for drilling in clay-bearing rocks.

Key words: polymer drilling fluids; clay inhibition; polymer; clay-bearing rocks

Tối ưu hệ thống thu gom, vận chuyển dầu và khí các mỏ Vietsovpetro trong điều kiện suy giảm sản lượng

Phạm Thành Vinh^{1,*}, Nguyễn Hoài Vũ², Phan Đức Tuấn¹, Tống Cảnh Sơn¹, A.G.Alberta¹, Châu Nhật Bằng¹, Nguyễn Thế Vinh², Lê Văn Nam²

¹ Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro

² Trường Đại học Mở - Địa chất

TÓM TẮT

Hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí với đặc trưng là tổ hợp các thiết bị và hệ thống công nghệ đi kèm, có chức năng đảm bảo hoạt động khai thác dầu và khí được diễn ra liên tục an toàn với độ tin cậy cao. Trải qua hơn 30 năm hoạt động hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí thác tại các mỏ của Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro hiện nay đối mặt với nhiều vấn đề phức tạp, đặc biệt trong điều kiện sản lượng khai thác đang suy giảm.

Nhằm đảm bảo nâng cao sản lượng khai thác, đáp ứng các điều kiện kỹ thuật trong giai đoạn này, việc tối ưu hệ thống vận chuyển dầu-khí trên các công trình biển tại các mỏ của Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro có tính cấp thiết cao.

Trong báo cáo này, tác giả tiến hành phân tích một số yếu tố ảnh hưởng lên hoạt động của hệ thống, trên cơ sở đó bước đầu đề xuất một số giải pháp nhằm tối ưu hoạt động, giải quyết các vấn đề công nghệ của hệ thống vận chuyển dầu và khí tại Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro, bao gồm: tối ưu phân bố dòng chảy trong hệ thống, tối ưu hệ thống xử lý dầu-khí trên giàn công nghệ trung tâm và tối ưu hệ thống thu gom dầu cho các tàu nổi chứa dầu FSO.

Từ khóa: “tối ưu”, “vận chuyển dầu và khí”, “suy giảm sản lượng”

1. Đặt vấn đề

Liên Doanh “Vietsovpetro” đang khai thác dầu khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam. Các công trình khai thác dầu khí dưới đây đang được sử dụng:

- Các giàn nhẹ (BK, RC), trên các giàn này có thể thực hiện tách khí một bậc trong UBOG (thiết bị tách khí sơ bộ). Theo đó, từ các BK hay RC có thể thực hiện vận chuyển sản phẩm không dùng bơm ở dạng hỗn hợp khí lỏng hay ở dạng dầu bão hòa khí;
- Các giàn cố định trên biển (MSP, RP), trên các giàn này có thể thực hiện tách khí hai cấp cùng với bơm sản phẩm đã tách khí bằng các máy bơm ly tâm;
- Các giàn công nghệ trung tâm (CTP-2, CTK-3), nơi tiếp nhận sản phẩm từ các MSP và BK để tách khí và tách nước đồng hành;
- Các trạm rót dầu không bến (UBN), nơi thực hiện xử lý dầu đến chất lượng thương phẩm và xuất bán dầu.

Vì một số lý do (kết nối các công trình khai thác mới, các kế hoạch sửa chữa, các tai nạn đường ống có thể xảy ra v.v...) đã làm xuất hiện các tình huống vượt quá công suất của các đường ống thu gom dầu, điều này dẫn đến sự gia tăng chênh áp, áp suất ở miệng giếng và các mất mát sản lượng dầu [1]. Việc xây dựng các đường ống mới có thể không mang lại hiệu quả kinh tế hoặc tốn nhiều thời gian do các điều kiện thời tiết (bão) và tổ chức sản xuất.

Vì vậy, sự cần thiết của việc nghiên cứu các phương pháp tối ưu hóa vận chuyển sản phẩm nhằm đảm bảo mức sản lượng khai thác đã đặt ra hay gia tăng sản lượng dầu khai thác do áp suất miệng giếng giảm [2].

2. Nội dung và kết quả nghiên cứu

2.1. Tối ưu hóa vận chuyển sản phẩm ở khu vực Trung Tâm Rồng và Nam Rồng – Đồi Mồi

Việc vận chuyển sản phẩm RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9 bằng tuyến ống hiện hữu RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1 được thực hiện ở dạng dầu bão hòa khí.

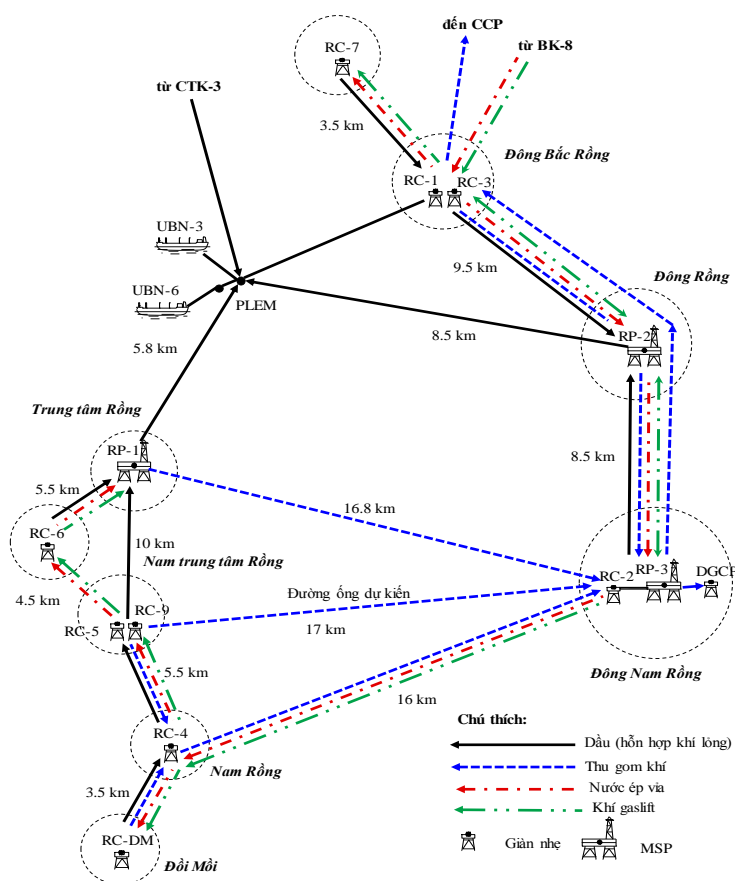
Trên RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9 thực hiện tách khí sơ bộ trong UBOG. Sản phẩm của RC-DM sau khi tách khí sơ bộ được đưa đến RC-4, tại đây, cùng với sản phẩm của RC-4 ở dạng dầu bão hòa khí được

* Tác giả liên hệ

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

trung chuyên qua RC-5 đến RP-1. Trên RP-1 còn tiếp nhận sản phẩm của RC-6 ở dạng hỗn hợp khí lỏng. Khí tách ra sau bình tách cấp một trên RP-1 cũng như sau UBOG của các giàn nhẹ RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9 được đưa đến giàn nén DGCP (giàn nén khí mỏ Rồng). Lượng khí vượt quá công suất của DGCP được đưa đến giàn nén khí trung tâm (CCP) [3].

Sơ đồ vận chuyển dầu và khí của các RC này được thể hiện trong hình 1. Các thông số làm việc của hệ thống vận chuyển dầu và khí ở khu vực Nam Rồng – Đồi Mồi được trình bày trong bảng 1.



Hình 1. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm ở khu vực Nam Trung Tâm Rồng và Nam Rồng – Đồi Mồi

Bảng 1. Các thông số làm việc của hệ thống vận chuyển dầu và khí

Thông số	RC-DM	RC-4	RC-5/RC-9
Tách và thu gom khí, nghìn m ³ /ngđ.	220	240	220
Áp suất trong UBOG, atm	21,2	20,3	22,0
Áp suất tại riser vận chuyển dầu, atm	18,3-21,3	17-19,5	10,5-14

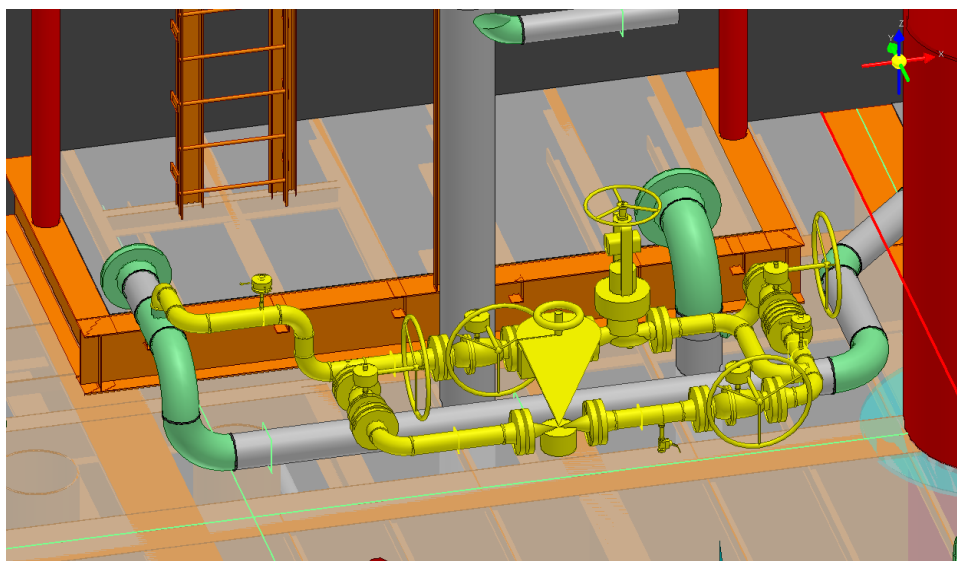
Trong bảng một cho thấy, áp suất trong UBOG trên RC-5 khá cao so với áp suất tại riser vận chuyển dầu.

Khi sử dụng sơ đồ vận chuyển dầu và khí hiện hữu trên RC-DM, RC-4 và RC-5, áp suất cao trong UBOG được ấn định bởi các áp suất cần thiết để thực hiện vận chuyển khí.

Các tổn thất áp suất lớn trong hệ thống vận chuyển khí dẫn đến áp lực gia tăng trong UBOG trên RC-5. Điều này là do tổn thất áp suất cao trong quá trình vận chuyển khí trong đường ống RC-4→RP-3, nguyên nhân là do chiều dài lớn, đường kính nhỏ và lưu lượng khí cao [4].

Với mục đích giảm áp suất trong hệ thống vận chuyển dầu và khí trên RC-DM, RC-4 và RC-5/RC-9, công nghệ sử dụng van tiết lưu trên RC-5 đã được nghiên cứu để vận chuyển một phần khí đồng hành của RC-5/9 cùng với dầu bão hòa khí đến RP-1. Việc này sẽ làm giảm lượng khí vận chuyển, giảm

chênh áp, dẫn đến giảm áp suất trong UBOG và áp suất miệng giếng của các giếng. Mô hình mô phỏng lắp đặt thiết bị tiết lưu trên RC-5 được thể hiện trong hình 2.



Hình 2. Mô phỏng 3D lắp đặt thiết bị tiết lưu trên RC-5

Mô phỏng sơ bộ quá trình vận chuyển dầu bằng phần mềm OLGA cho thấy, với các lưu lượng dầu khai thác hiện tại có thể giảm tối đa áp suất trong UBOG và ở miệng giếng bằng cách đưa khí của RC-5/RC-9 với lưu lượng 90 nghìn m³/ngđ. cùng với dầu bão hòa khí. Các thử nghiệm công nghiệp của công nghệ này đã được thực hiện, lượng khí đưa vào được tăng dần nhằm lựa chọn các thông số tối ưu cho hệ thống vận chuyển khí và lỏng. Trong bảng 2 dưới đây trình bày các kết quả thực hiện thử nghiệm.

Bảng 2. Các thông số vận chuyển dầu và khí chính RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1

Lượng khí của RC-5/RC9 đưa vào dầu bão hòa khí, nghìn m ³ /ngđ.	Áp suất trong UBOG, atm		
	RC-DM	RC-4	RC-5/RC-9
0	21,2	20,3	22,0
60	20,0	19,2	20,2
80	19,8	19,0	19,0
90	19,0	18,0	17,5

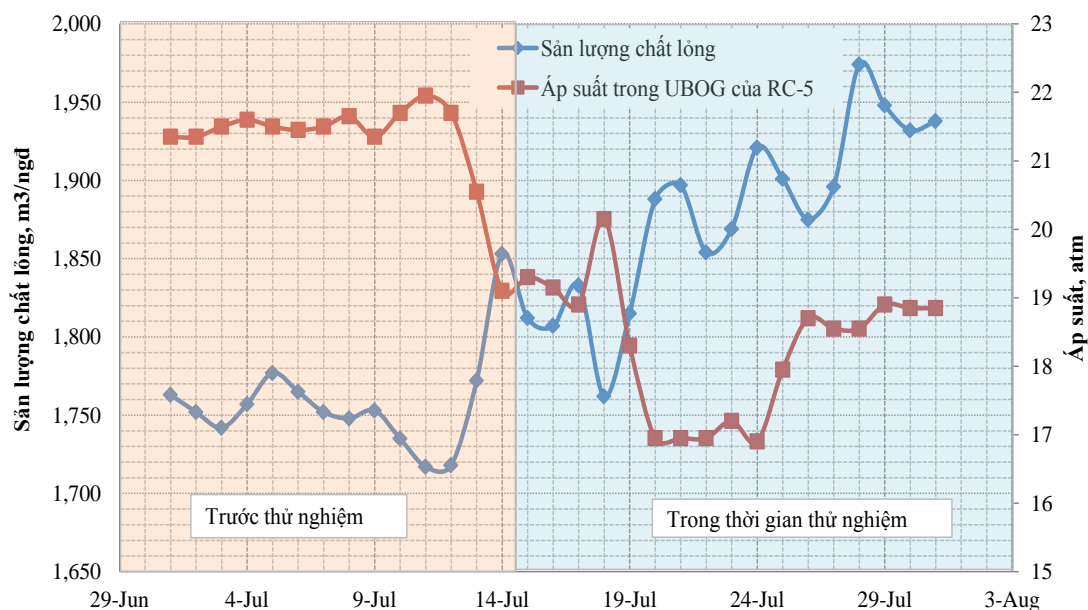
Các thử nghiệm công nghiệp đã chứng minh tính chính xác của các tính toán. Khi đưa khí với lưu lượng 90 nghìn m³/ngđ. thì áp suất trong UBOG trên RC-DM giảm từ 21,2 atm xuống 19 atm, trên RC-4 – giảm từ 20,3 atm xuống 18 atm, trên RC-5 – giảm từ 22 atm xuống 17,5 atm. Chế độ đưa khí 90 nghìn m³/ngđ. đã được quyết định áp dụng. Trong bảng 3 trình bày các số liệu sản lượng khai thác sản phẩm tăng trung bình trên các giàn nhẹ do áp suất miệng giếng giảm.

Bảng 3. Sự thay đổi sản lượng khai thác do áp dụng công nghệ

Công nghệ vận chuyển	Sản lượng khai thác, m ³ /ngđ.			
	RC-DM	RC-4	RC-5	Tổng
Công nghệ cũ	520	653	1750	2923
Công nghệ mới	653	700	1897	3250
Sản lượng gia tăng	+133	+47	+147	+327

Ví dụ miêu tả sự thay đổi áp suất trong UBOG và sản lượng khai thác trên RC-5/9 trước và sau áp dụng công nghệ được thể hiện trên hình 3.

Chế độ vận chuyển này được thực hiện trong thời gian 4 tháng trước khi đưa vào vận hành đường ống khí mới RC-5 – DGCP, cho phép giảm đáng kể tổn hao áp suất. Kết quả của việc thực hiện tối ưu hóa là đã giảm đáng kể áp suất trong hệ vận chuyển dầu và khí trên các RC kể trên và sản lượng khai thác tăng trung bình là 327 m³ chất lỏng/ngđ. (162 tấn dầu/ngđ.), tức là tăng khoảng 11,2%. Hiệu quả kinh tế của việc tối ưu hóa trong khoảng thời gian áp dụng là 1,2 triệu đô la Mỹ [5].



Hình 3. Các thông số công nghệ khai thác và vận chuyển sản phẩm của RC-5/RC-9 trước và sau áp dụng công nghệ

2.2. Tối ưu hóa thu gom khí trên các MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ nhằm tăng mức khai thác dầu

Ở phía Bắc mỏ Bạch Hổ có sự thiếu hụt công suất nén để thu gom và nén khí. Công suất định mức của MKS (giàn nén khí nhỏ) là 1 triệu m³/ngđ., không đủ để thu gom toàn bộ khí tách ra từ các giàn xung quanh. Khí tách bậc nhất từ các bình tách cao áp của các MSP phía Bắc (ThTC-1, MSP-6, MSP-4 và MSP-8) được đưa về MKS. Phần khí vượt quá công suất của MKS được đốt bỏ định kỳ trên MSP-6.

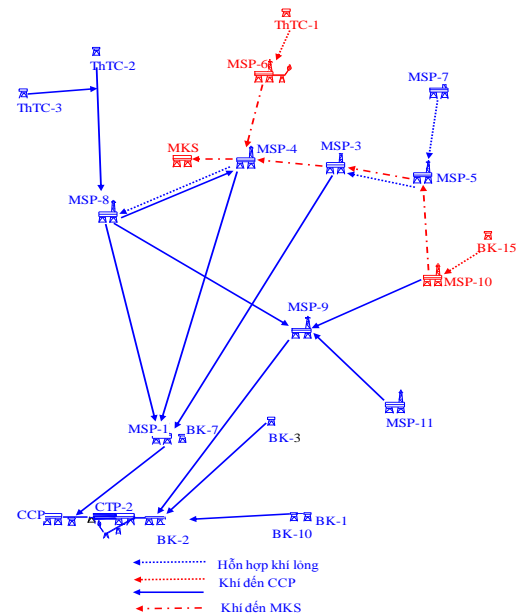
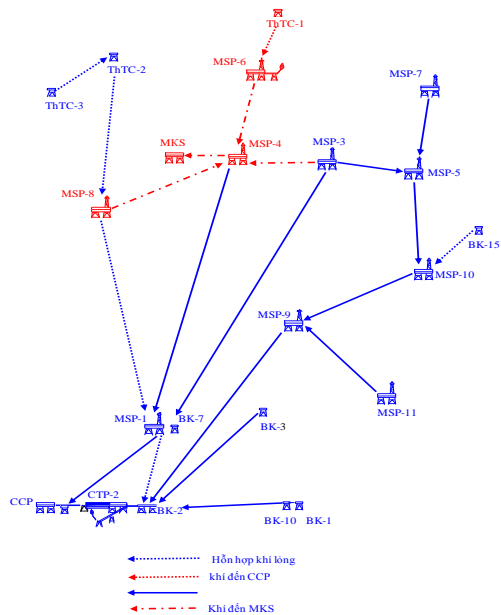
Khí tách bậc một sau bình tách cao áp trên MSP-1, 3, 5, 7, 8, 9, 10 và 11 được đưa đến CCP để nén. Khí tách bậc hai trên MSP-4 và MSP-9 của mỏ Bạch Hổ được đưa vào các máy nén trên MSP-4 và MSP-9 với công suất 36 nghìn m³/ngđ. mỗi máy. Khí nén đến 13 atm từ máy nén của MSP-4 được đưa đến MKS, còn khí từ máy nén của MSP-9 được đưa đến CCP. Khí tách bậc hai trên MSP-1, MSP-6, MSP-8 và MSP-10 được đem đốt bỏ (xem hình 4).

Nhằm tăng sản lượng khai thác và giảm lượng khí tách bậc hai bị đốt bỏ trên các MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ, tại Liên Doanh “Vietsovpetro” đã nghiên cứu và áp dụng vào thực tế công nghệ giảm áp suất trong bình tách C-1 trên MSP-10 từ ngày 20/5/2017, bằng cách thay đổi các dòng khí đến MKS và CCP (xem hình 5).

Theo phương án này, việc đốt bỏ khí ở MSP-10 sẽ không thực hiện. Toàn bộ khí MSP-10 + BK-15 với lưu lượng 500 – 650 nghìn m³/ngđ. sẽ được đưa đến MKS bằng đường ống khí thấp áp MSP-10 → MSP-5 → MSP-3 → MSP-4. Đồng thời trên MKS sẽ nhận khí của MSP-6 + ThTC-1 với lưu lượng 350 nghìn m³/ngđ.. Sản phẩm của MSP-7 và MSP-5 sẽ được vận chuyển ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến MSP-3, tại đây sẽ thực hiện hai cấp tách. Khí tách bậc một của MSP-7 + MSP-5 + MSP-3 được đưa đến CCP bằng đường ống khí MSP-3 → MSP-5 → CCP.

Ưu điểm của phương án này là không đốt bỏ khí trên MSP-10 và MSP-6, giảm áp suất trong bình tách C-1 trên MSP-10 và một ít trong bình C-1 trên MSP-9. Nhược điểm là tăng áp suất trong bình tách C-1 trên MSP-4 từ 7 lên 13 atm. Đồng thời tăng đáng kể áp suất tách trên MSP-7, MSP-5, MSP-9 và MSP-11.

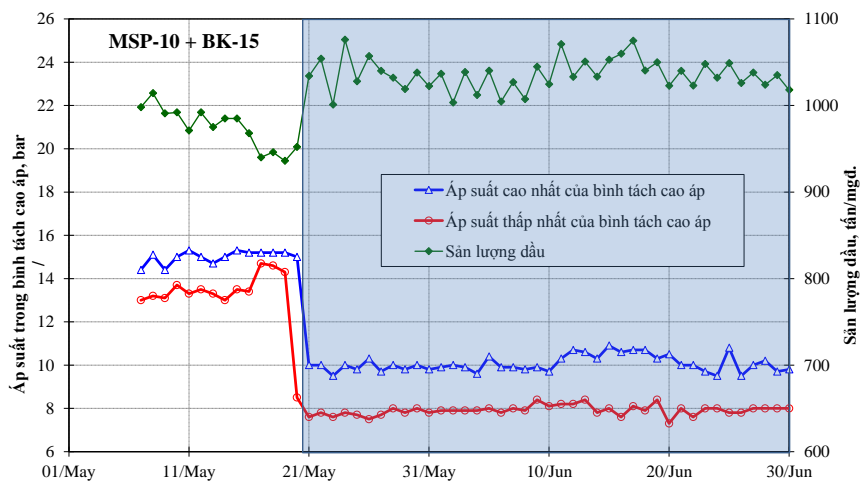
Trong trường hợp cần thiết nhằm loại bỏ việc đốt khí trên MSP-6 thì sản phẩm của MSP-4 có thể được vận chuyển ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến MSP-8, tại đây sẽ thực hiện hai cấp tách. Sau đó, khí tách bậc một của MSP-8 + MSP-4 sẽ được đưa đến CCP bằng đường ống khí MSP-8 → MSP-9 → BK-2 → CCP. Tuy nhiên, tại thời điểm đó, phương án này không được áp dụng do không có việc đốt bỏ khí trên MSP-6.



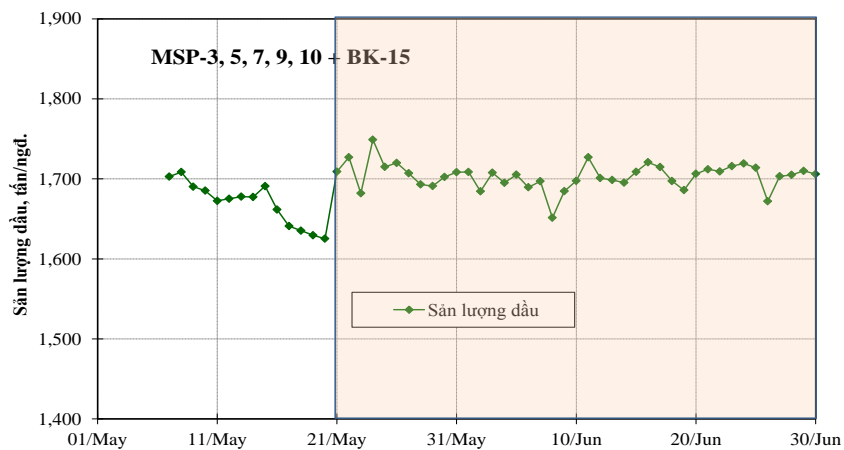
Hình 4. Sơ đồ thu gom khí trước khi tối ưu hóa

Hình 5. Sơ đồ thu gom khí sau khi tối ưu hóa

Các kết quả thử nghiệm của công nghệ này được trình bày trong hình 6-7 phía dưới và trong bảng 4.



Hình 6. Sự thay đổi áp suất trong bình tách cao áp và sản lượng khai thác trên MSP-10 + BK-15



Hình 7. Tổng thay đổi sản lượng của các giàn MSP-3, 5, 7, 9, 10, BK-15

Bảng 4. Bảng tóm tắt hiệu quả của các biện pháp tối ưu hóa các dòng khí

Công trình	Áp suất trung bình tại riser đường dầu (trong bình tách cao áp), bar		Sự thay đổi áp suất, bar	Sản lượng dầu khai thác trung bình, tấn/ngđ.		Sự thay đổi sản lượng dầu khai thác, tấn/ngđ.
	trước	sau		trước	sau	
MSP-10 + BK-15	14,4	8,8	-5,6	959	1041	+82
MSP-9	13,4	12,4	-1	316	318	+2
MSP-7	11,5	21,1	+9,6	143	132	-11
MSP-5	7,9	19,6	+11,7	115	106	-9
MSP-3	13,6	16,6	+3	119	118	-1
Tổng				1652	1715	63

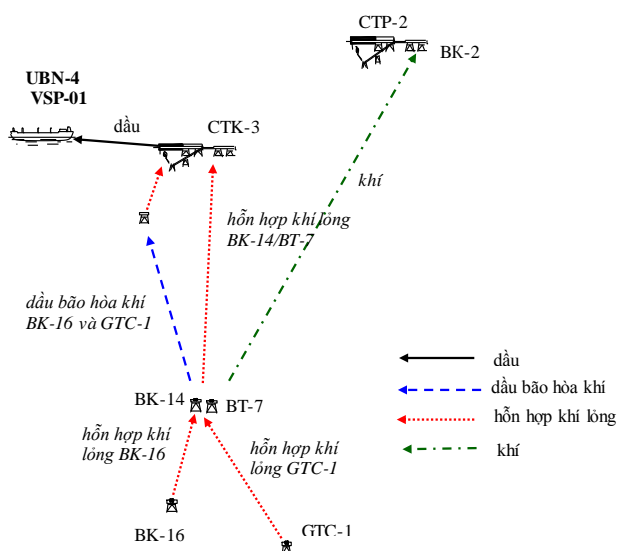
Các kết quả thử nghiệm công nghệ tối ưu hóa các dòng khí trên các MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ cho thấy, khi giảm áp suất trên MSP-10, BK-15 và MSP-9 và tăng áp suất trên MSP-7, MSP-5 và MSP-3 do sự thay đổi các dòng khí, thì tổng sản lượng dầu khai thác tăng lên của MSP-3, 5, 7, 9, 10 và BK-15 là 63 tấn/ngđ.

2.3. Tối ưu hóa vận chuyển sản phẩm của BK-14/BT-7, BK-16 và GTC-1 nhằm tăng sản lượng dầu khai thác

Theo sơ đồ vận chuyển hiện tại, sản phẩm của các giàn nhẹ GTC-1 và BK-16 được vận chuyển đến BK-14 ở dạng hỗn hợp khí lỏng. Sau đó, hỗn hợp khí lỏng của BK-16 và GTC-1 được thực hiện tách khí sơ bộ trong UBOG của BK-14 và được đưa về BK-9 ở dạng dầu bão hòa khí. Hỗn hợp dầu bão hòa khí đến BK-9 được hòa trộn với dầu của BK-9 ở dạng hỗn hợp khí lỏng và sau đó được đưa đến CTK-3 để xử lý.

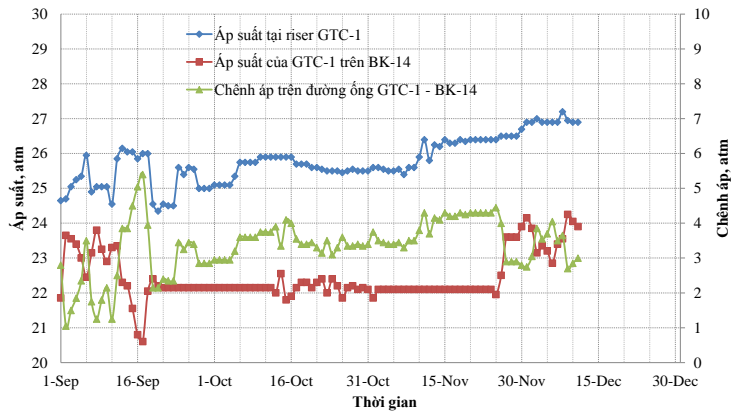
Sản phẩm khai thác trên BK-14/BT-7 được vận chuyển đến CTK-3 ở dạng hỗn hợp khí lỏng bằng đường ống BK-14 → CTK-3. Khí tách ra trong UBOG của BK-14 được đưa vào đường ống Fast Track đi qua BK-2 đến CCP.

Sơ đồ vận chuyển sản phẩm của GTC-1, BK-16, BK-14 và BK-9 đến CTK-3 được thể hiện trong hình 8.

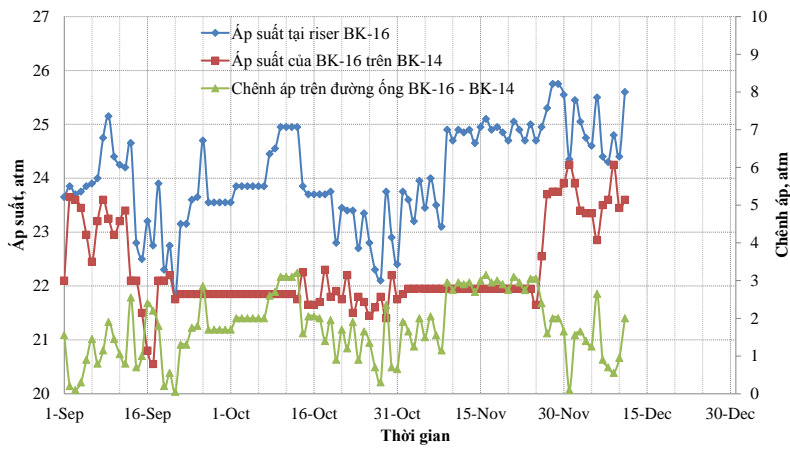


Hình 8. Sơ đồ hiện tại vận chuyển sản phẩm của GTC-1, BK-16, BK-14/BT-7 và BK-9 đến CTK-3

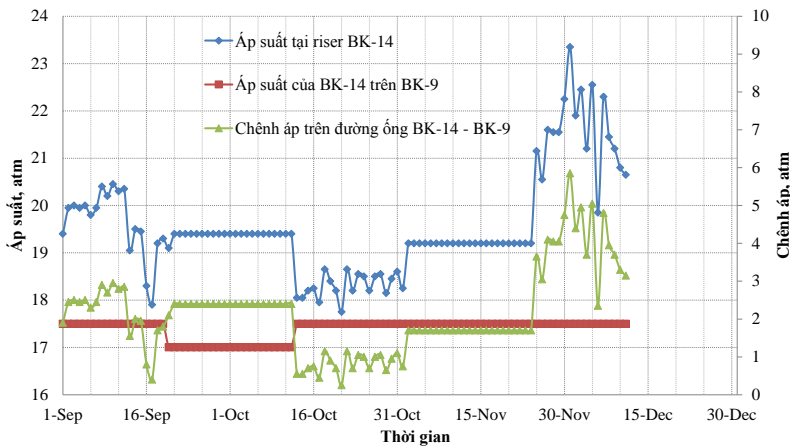
Từ cuối tháng 10 năm 2017, áp suất tăng từ từ trên riser ở GTC-1 và BK-16, BK-14, và đồng thời tăng chênh áp trong đường ống BK-14 – BK-9 (xem hình 9-11).



Hình 9. Các thông số vận chuyển của đường ống GTC-1→ BK-14



Hình 10. Các thông số vận chuyển của đường ống BK-16→ BK-14

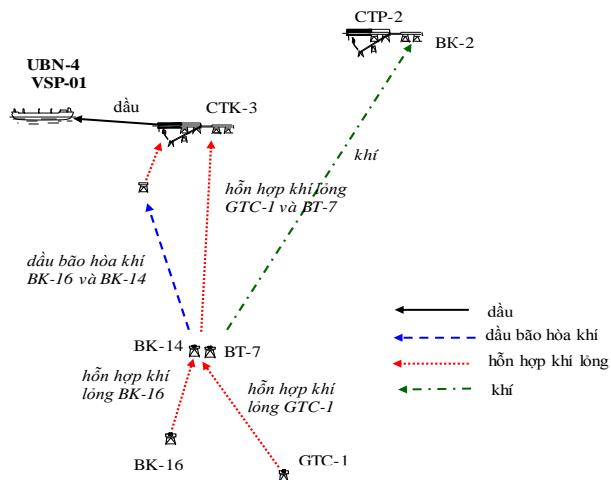


Hình 11. Các thông số vận chuyển của đường ống BK-14 → BK-9

Sự tăng dần chênh áp trong đường ống là do sự hình thành từ từ các lắng đọng của paraffin và các tạp chất cơ học trong đường ống. Sự hình thành lớp lắng đọng này làm giảm đường kính hiệu dụng của đường ống, dẫn đến sự thay đổi các thông số trong hệ thống công nghệ thu gom và vận chuyển sản phẩm.

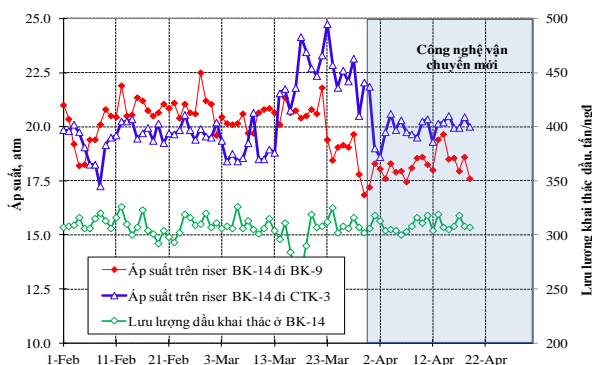
Công nghệ mới vận chuyển sản phẩm của BK-14/BT-7, BK-16 và GTC-1 đã được nghiên cứu nhằm giảm áp suất trên riser của các đường ống. Theo công nghệ này, sản phẩm của GTC-1 ở dạng hỗn hợp khí lỏng sẽ không đi vào UBOG của BK-14, mà sẽ được hòa trộn với sản phẩm của BT-7. Sau đó hỗn hợp được vận chuyển đến CTK-3 ở dạng hỗn hợp khí lỏng bằng đường ống BT-7 → CTK-3. Hỗn hợp sản phẩm của giàn nhẹ BK-16 và sản phẩm của BK-14 được tách khí sơ bộ trong UBOG của BK-14, sau đó

được đi qua BK-9 đến CTK-3 ở dạng dầu bão hòa khí. Sơ đồ mới vận chuyển sản phẩm được trình bày trong hình 12.

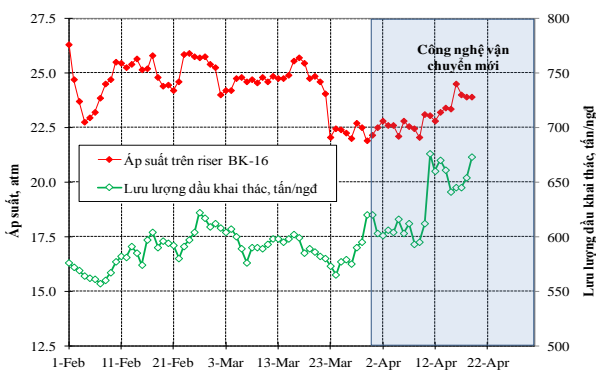


Hình 12. Sơ đồ vận chuyển mới

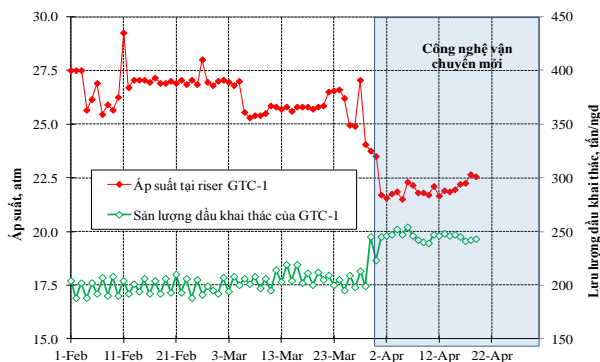
Sản lượng khai thác dầu và áp suất trên các riser vận chuyển sản phẩm của BK-14, BK-16 và GTC-1 trước và sau khi áp dụng công nghệ mới xử lý và vận chuyển được trình bày trong hình 13-15 và trong bảng 5.



Hình 13. Áp suất và sản lượng khai thác trên BK-14



Hình 14. Áp suất và sản lượng khai thác trên BK-16



Hình 15. Áp suất và sản lượng khai thác trên GTC-1

Bảng 5. Bảng tóm tắt hiệu quả áp dụng công nghệ mới

Công trình	Áp suất trung bình tại riser đường dầu (trong bình tách cao áp), bar		Sự thay đổi áp suất, bar	Sản lượng dầu khai thác trung bình, tấn/ngđ.		Sự thay đổi sản lượng dầu khai thác, tấn/ngđ.
	trước	sau		trước	sau	
BK-14/ BT-7	19,9	20,0	0,1	306,3	309,1	2,8
	20,5	18,2	-2,3			
BK-16	24,8	23,0	-1,8	589,0	630,0	41,0
GTC-1	26,5	22,0	-4,5	201,0	244,0	43,0
Tổng						84,0

Sử dụng chế độ mới vận chuyển sản phẩm của GTC-1 + BT-7 ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến CTK-3 theo đường ống BK-14 → CTK-3, và sản phẩm của BK-16 + BK-14 ở dạng dầu bão hòa khí theo đường ống BK-14 → BK-9 → CTK-3 đã làm giảm áp suất tại riser của GTC-1 xuống 4,5 atm, tại riser của BK-16 xuống 1,8 atm, tại riser của BK-14 xuống 2,3 atm, và tăng tổng sản lượng dầu khai thác của các BK này lên 84 tấn/ngđ.

3. Kết luận

Các giải pháp tối ưu hóa thu gom và vận chuyển dầu và khí trên các mỏ của Liên Doanh “Vietsovpetro” được trình bày trong bài báo đã chứng minh thuyết phục sự liên quan của chúng đến gia tăng sản lượng dầu khai thác thông qua việc giảm áp suất miệng giếng. Tất cả các công nghệ đã nghiên cứu đã được áp dụng trên các mỏ của Liên Doanh và đem lại hiệu quả kinh tế lớn từ lượng dầu khai thác thêm.

Tài liệu tham khảo

Нгуен Тхук Кханг, Тонг Кань Шон, Ахмадеев А.Г., Ле Динь Хое, Макаров Ю.Д. Опыт пуска и эксплуатации трубопроводов с низкой производительностью, перекачивающих высокопарафинистые нефти. // Матер. конференции «СП «Вьетсовпетро» - 30 лет создания и развития». – Вунг Тау, 2011. – С. 86-94.

Ахмадеев А.Г., Тонг Кань Шон, Иванов С.А. Комплексный подход к обеспечению транспортировки высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2015. № 6. – С. 100-103.

Ты Тхань Нгиа, Крупенко Е.В., Иванов А.Н., Грищенко Е.Н., Ахмадеев А.Г. Оптимизация добычи и сбора мультифазной продукции нефтяных скважин на шельфовых месторождениях (на примере месторождений СП «Вьетсовпетро» // Тезисы докладов научной конференции по 35-летнему юбилею создания СП «Вьетсовпетро». – Вунг Тау, 2016. – с. 25.

Нгуен Тхук Кханг, Тонг Кань Шон, Ахмадеев А.Г., Ле Динь Хое. Безопасный транспорт высокопарафинистых нефтей морских месторождений в условиях низкой производительности // Сб. Материалов 10-го Петербургского Международного форума ТЭК – Санкт-Петербург, 2010. – С. 154-157.

Ахмадеев А.Г., Фам Тхань Винь, Буй Чонг Хан, Ле Хыу Тоан, Нгуен Хоай Ву, Михайлов А.И.

ABSTRACT

Optimizing the system of gathering and transportation of oil and gas in Vietsovpetro field in the condition of production decrease

Pham Thanh Vinh¹, Nguyen Hoai Vu¹, Phan Duc Tuan¹, Tong Canh Son¹, A.G.Alberta¹, Chau Nhat Bang¹, Nguyen The Vinh², Le Van Nam²

¹*Vietsovpetro J. V.*

²*Hanoi University of Mining and Geology*

Oil and gas transportation system is a complex of accompanied equipment and technological system ensuring the ability of safely producing oil and gas at high stability. During 30 years of operation, oil and gas transportation system at Vietsovpetro's oil field has faced many challenges especially at the condition of production decrease.

In order to increase the performance of oil and gas production in this circumstance, optimization of the oil and gas transportation system is a important task for Joint Venture Vietsovpetro.

In this article, authors carried out the analysis for oil and gas transportation system of Vietsovpetro, based on which propose technological solution for optimization of gas and oil system including: optimization of flow, optimization the operation of Central Processing Platform and optimization of gas gathering system at FSO.

Key words: optimization, oil and gas transportation, production decrease

Predicting water influx for gas production wells of Lan Do field using material balance method

Vu Duc Ung^{1,*}, Le Vu Quan¹, Vu Manh Hao¹, Nguyen Van Thinh^{2,*}

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology (HUMG)

ABSTRACT

Lan Do gas field is located within the Northeast quadrant of Block 06.1 in Nam Con Son basin some 25 km ENE of the Lan Do field and towards the southeastern coast at around 375km from Vung Tau city with its area 500km². Lan Do field started producing gas and condensate from the October 2012. The cumulative production up to February 2018 is 6,854 billion cubic meters of gas and 0.09 million barrels of condensate which account for 62% and 41% reserve, respectively. Presently, there is no water influx phenomenon in production Lan Do wells, however, it is necessary to forecast water influx period for reservoir production and management strategies. This paper analyses and forecasts this phenomenon for production wells of Lan Do field and propose optimal production strategy.

Keywords: Lan Do field, water Influx

1. Introduction

Lan Do field started producing gas and condensate in October 2012 with two production wells LD-1P and LD-2P. Production rate of Lan Do field in 2013 reached 925 mmscm (0,033 tcf) of gas and 0.014 mmbbl of condensate. In the period of 2014 - 2017, the production gas rate reached over 1.2 bcm per year (0,04 tcf) and production condensate rate was 0,17 mmbbl. By the end of October 2018, the cumulative production of Lan Do field was 6,854 bcm of gas and 0,09 mmbbl of condensate (Vietnam Petroleum Institute, 2017). The produced water of Lan Do is the amount of condensed water in the gas, so the chloride content of produced water is quite low, average 80 - 110ppm. When the chloride content in the produced water of the field increases and exceeds the permitted level (150ppm), that means gas water contact (GWC) is gradually approaching the perforation interval of production wells. The current water gas ratio (WGR) of Lan Do field is 0,45 bbl/mmscf (Fig. 1). In this paper, the authors analyze, calculate the current GWC and forecast the possibility of water influx to production wells based on the principle of material balance method and propose solutions to produce the Lan Do field more effectively.

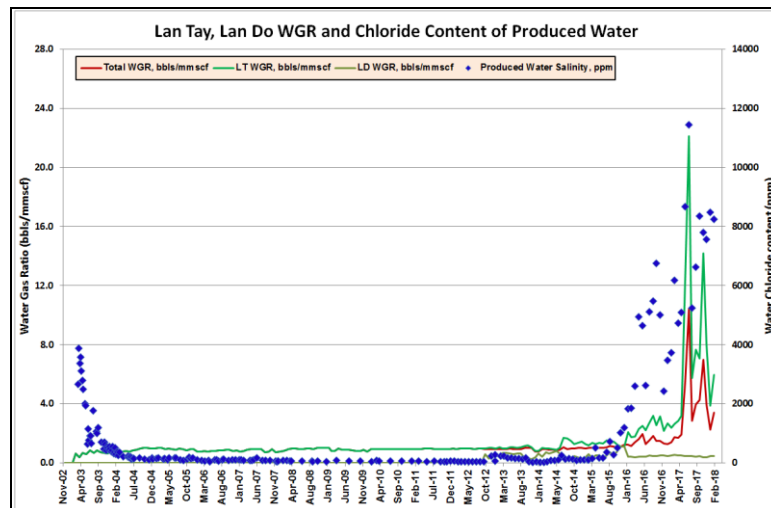


Figure 1. Lan Tay, Lan Do Water Gas Ratio and Chloride Content of Produced water (TNK Viet Nam B.V, Hoang Vu Nam, 2018)

* Tác giả liên hệ

Email: nguyenvanhtinh@humg.edu.vn

2. Determination of reservoir drive mechanisms and prediction of water influx for gas production wells of Lan Do field

2.1. Determination of reservoir drive mechanisms

The reservoir pressure support of Lan Do field is very good. From 2012 to February 2018, the reservoir pressure reduced 63 psi from 1948 psi to 1885 psi. With the declining trend of reservoir pressure (Fig. 2), the cumulative gas production at the end production will reach 0,39 tcf, the reservoir pressure will decline to 1858 psi at 1132m TVDss.

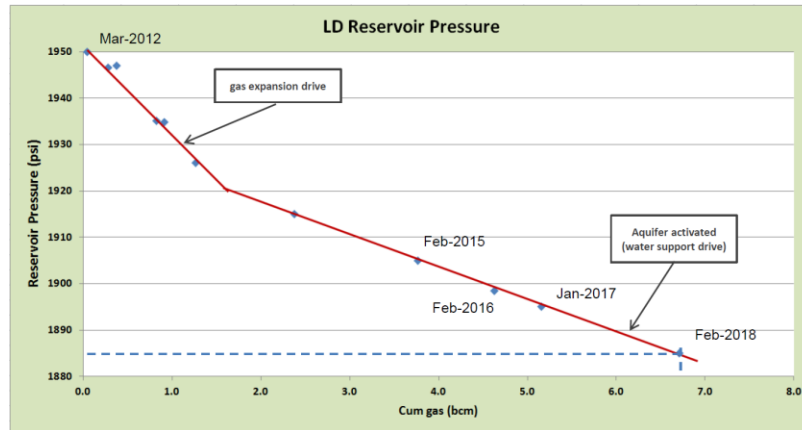


Figure 2. Reservoir pressure and cumulative gas production (TNK Viet Nam B.V, Nguyen Tuan Anh, 2018)

For the gas condensate reservoir, reservoir drive mechanisms can be determined by the relationship between reservoir pressure (or P/z ratio) and cumulative gas – condensate production (Gp) (Craft and Hawkins, 1991). For the gas reservoir produced by natural drive mechanism without aquifer, the relationship between reservoir pressure and accumulated gas – condensate production is linear and can be expressed as:

$$\frac{P}{z} = - \frac{P_i}{z_i G} G_p + \frac{P_i}{z_i} \quad (1)$$

For the reservoir produced by water drive mechanism, the relationship between reservoir pressure and accumulated gas – condensate production is nonlinear because the reservoir pressure decrease during the production is smaller than the reservoir pressure produced by natural drive mechanism without aquifer (Fig. 3).

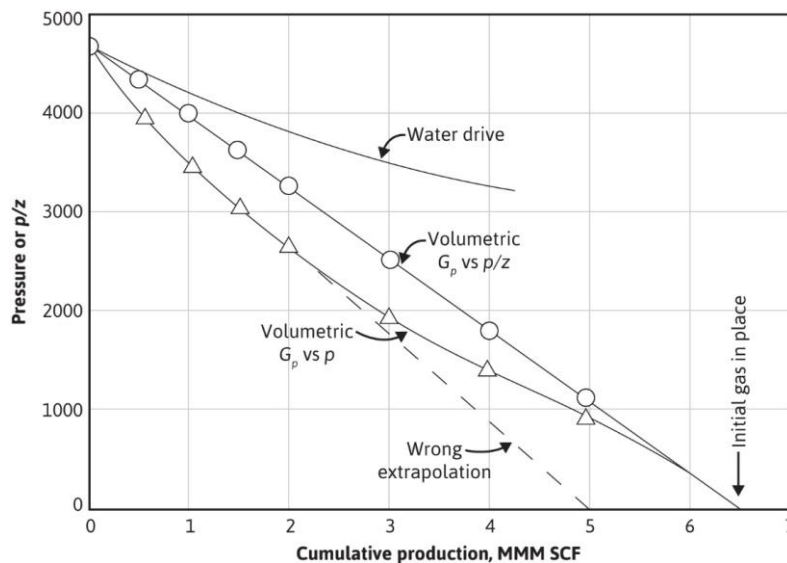


Figure 3. Relationship between P/z and Gp for Gas field in case of production reservoir with the aquifer and volumetric reservoir (Craft and Hawkins, 1991)

From the results of the reservoir pressure measurements, the construction of P/z curve (Fig. 4) shows that the wells of the Lan Do field have the volume of the aquifer which support for Lan Do is 250 Bbbl.

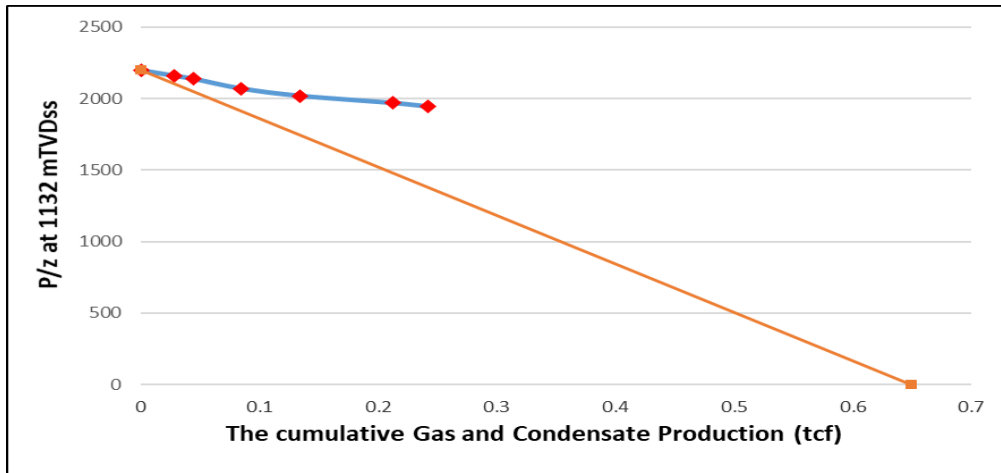


Figure 4. Relationship between P/z ratio and cumulative gas condensate production

2.2. Prediction of water influx

Lan Do field is being produced with stable flows without water influx into production wells. However, the reservoir has a large aquifer which can accumulate water influx. Therefore, the analysis and forecast of the water influx are very important to improve the efficiency of operation and production. The gas water contact (GWC) during production and at the end of production is determined through the amount of water influx into the reservoir, based on the material balance equation (Craft and Hawkins, 1991).

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (2)$$

In which: - G: Gas and condensate initially in place; B_g: Gas formation volume factor; B_{gi}: Initial Gas formation volume factor; B_w: Water formation volume factor; C_w: Water compressibility; C_f: Rock compressibility; S_{wi}: Initial water saturation; W_e: Cumulative water influx; W_p: cumulative water production.

a. Determination of gas water contact

By February 2018, the cumulative production of Lan Do reached 0,2420 tcf of gas (equivalent to 62 % of the reserve) and 0,09 mmbbl of condensate (equivalent to 41% of the reserve). Cumulative water production is 30,7 mbbbl. The magnitude of the reservoir pressure decrease with the cumulative production of Lan Do field is shown in Figure 2 and the reservoir pressure in February 2018 was about 1885 psi at 1132m TVDss. The parameters, properties of fluid and reservoir are presented in Table 1 (BP Oil Company, 2008).

Table 1. Characteristics of fluid and reservoir

Gas Initially in Place (tcf)	0,65
Condensate Initially in place (mmbbl)	0,33
B _g (cuft/SCF)	0,008548733
B _{gi} (cuft/SCF)	0,007874
C _w (psi ⁻¹)	3,46*10 ⁻⁶
S _{wi}	0,05
C _f (psi ⁻¹)	6,30*10 ⁻⁶
Rock Porosity Φ, (%)	37,5
Initial Bulk Rock Volume (BRV), mmscm	1518

B _w , rb/stb	1,01537
Water – Gas Ratio (WGR), bbl/mmcf	0,45
Residual Gas Saturaton	0,283
Compression Factor z	0,87
Reservoir Pressure at 1132 mTVDss (psi)	1885
Reservoir Temperature (°F)	157
Initial Reservoir Pressure at 1132 mTVDss (psi)	1948
Initial Compression Factor Z _i	0,88
Pressure Gradient (psi/ft)	0,04

Condensate production and water production are converted via the below equation (Craft and Hawkins, 1991):

- For condensate production:

$$GE = V = \frac{nR'T_{sc}}{p_{sc}} = \frac{350.5\gamma_0(10.73)(520)}{M_{wo}(14.7)} = 133,000 \frac{\gamma_0}{M_{wo}} \quad (3)$$

In which:

$$M_{wo} = \frac{5954}{\rho_0 API - 8.811} = \frac{42.43\gamma_0}{1.008 - \gamma_0} \quad (4)$$

- For water production:

$$GE_w = \frac{nR'T_{sc}}{p_{sc}} = \frac{350.5 \times 1.00 \times 10.73 \times 520}{18 \times 14.7} = 7390 \text{ SCF / surface barrel} \quad (5)$$

- The converted condensate production via equation (3) và (4) is 0,074 bcf;

- The converted water production via equation (5) is 0,227 bcf

Thus, the total gas production included converted water and condensate, Gp = 0,2423 tcf.

Water influx into the reservoir (We) which is determined by material balance equation (2) is 290,3 mmbbl (46,2 mmcm)

So, the remaining bulk rock volume: BRV = initial BRV - [We/Φ x (1-Swi-Sgr)] = 470 mmcm.

Thus, by the end of February 2018, gas water contact which is determined by Figure 5 is 1153m TVDss.

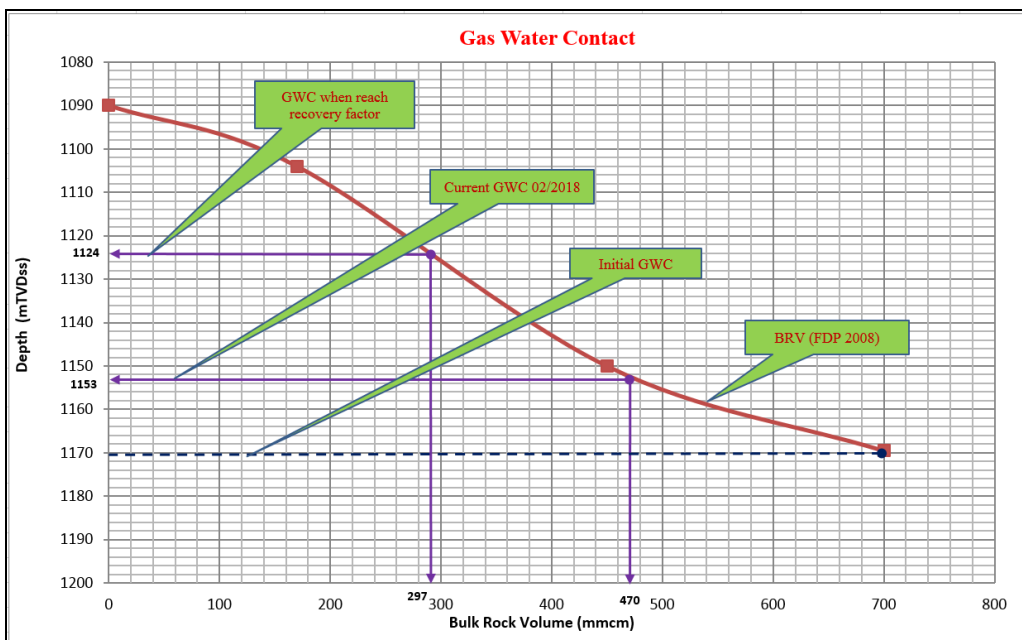


Figure 5. Determination of gas water contact via BRV (BP Oil Company, 2008)

b. Calculation of Gas Water Contact at the end of production when the expected cumulative gas production $G_p=0,39$ tcf

According Lan Do prediction, the cumulative gas and condensate production are 0,39 tcf and 0,22 mmbbl respectively at the end of production and the average reservoir pressure at that time is expected to reach 1858 psi at 1132 mTVDss. Gas reserves: 0,39 tcf; Cumulative water production: 43,8 mbbbl; Condensate reserves: 0,22 mmbbl; Converted condensate reserves: 0,18 bcf; Converted water production: 0,32 bcf;

Thus, the total of gas production including the converted water and condensate reserves is $G_p=0,391$ tcf. Water influx into the reservoir (W_e) which is determined by material balance equation (2) is 508 mmbbl (81 mmscm). The remaining bulk rock volume: $BRV = \text{initial BRV} - [W_e/\Phi \times (1-S_{wi}-S_{gr})] = 297$ mmscm. Therefore, the gas water contact at the end of production is 1124m TVDss (Fig. 5).

The amount of water influx into the reservoir during production is calculated by the material balance equation and has close relationship with the cumulative gas and condensate production. The results of forecasting the water influx into the reservoirs via the cumulative gas and condensate production are shown in Table 2 and Figure 6.

Table 2. The results of calculating the amount of water influx based on accumulated gas and condensate production

Cumulative gas and condensate production (bcf)	Water influx into reservoir (mmbbl)
32,7	0,57
44,6	12,6
84,7	61,7
134,4	132,6
228,2	271,03
242,3	290,3
390	508,9

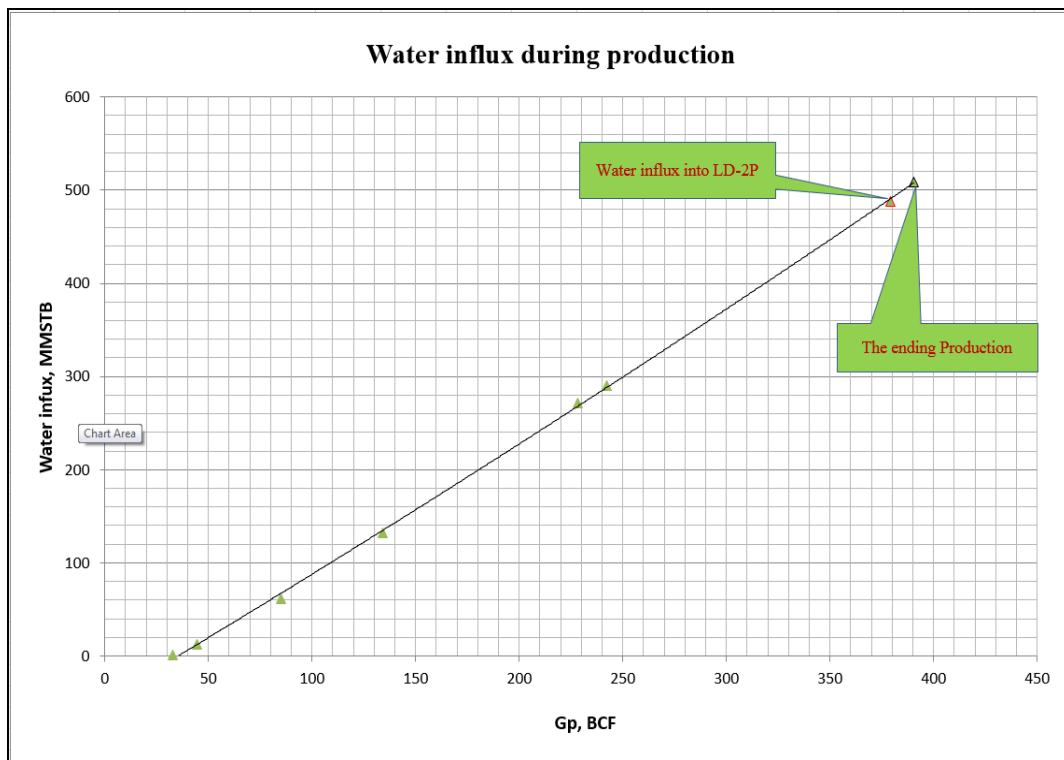


Figure 6. Prediction of water influx during production

With the bottom hole depth (TD) of the wells LD-1P and LD-2P are 1101m TVDss and 1138m TVDss respectively and GWC in February 2018 is 1153m TVDss, the water will be presented in the well 2P before the ending of production (Table 3).

Table 3. Lan Do GWC Estimation

Depth (m TVDss)	Bottom Hole Depth (mTVDss)		Water- Gas Contact (m TVDss)		
	LT-1P	LT-2P	Initial	Feb 2018	At $G_p = 0,39$ tcf
1080					
1090					
1100	1101				
1110					
1120					1124
1130		1138			
1140					
1150				1153	
1160					
1170			1170		
1180					

Prediction for water influx is calculated with the assumption that the average annual production of Lan Do is 1,642 bcm of gas and 0.02 mmbbl of condensate to the end of life field. At the end of the production, when cumulative production $G_p = 0,39$ tcf, well LD-2P will be flooded with water. The results of predicting time and cumulative production at the time of the wells that started to flood are presented in Table 4

Table 4. Prediction of water influx into the Lan Do wells

Well	Depth (mTVDss)	BRV at well depth (mmscm)	Water influx volume at the time of flooding		Cumulative Production (tcf)	Time of starting to flood
			mmscm	mmbbl		
1P	1101	140	132	832	0.62	N/A
2P	1138	370	78	490	0,38	August 2020

3. Conclusions

The prediction of water influx for Lan Do field is calculated based on the reservoir and fluid parameters, the reservoir pressure prediction and calculations based on the material balance method with 1,642 bcm of the average annual gas production and 0.02 mmbbl of condensate. From the results, the gas water contact will move upwards and the earliest flooded well is LD-2P (in August 2020). Therefore, it is necessary to consider adjusting the production with reasonable rate of LD-2P to slow the water produced time and prolong the time of production of Lan Do field.

References

- Vietnam Petroleum Institute, 2017. *Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ dầu khí do nhà thầu nước ngoài điều hành tại Việt Nam.*
- TNK Viet Nam B.V, Hoang Vu Nam, 2018. *February 2018 - Block 06.1 PSC Monthly Production Report.*
- TNK Viet Nam B.V, Nguyen Tuan Anh, 2018. *Block 06,1 Production Quarterly Review with PVN.*
- Craft B.C., Hawkins M.F, 1991. *Applied petroleum reservoir engineering (2nd edition).* Revised by Ronald E.Terry.
- BP Oil Company, 2008. *Block 06.1 Lan Tay - Lan Do Development Plan – July 2008 Update.*

Nghiên cứu hệ thống Agitator trong việc giảm xung - rung lắc khi sử dụng với các công nghệ và quy trình khoan khác nhau

Nguyễn Thị Hải Yến¹, Nguyễn Văn Thịnh^{1,*}

Trường Đại học Mở - Địa chất

TÓM TẮT

Trong khoan thăm dò và khai thác dầu khí, vấn đề cân bằng và ổn định bộ dụng cụ đáy (BHA) giảm dao động, rung lắc v.v.,... trong giếng khoan đóng vai trò quan trọng quyết định đến thành công của công tác khoan. Bộ dụng cụ đáy làm việc tạo ra ma sát lớn lên thành giếng khoan bất kể khoan thẳng đứng, khoan định hướng hay khoan ngang. Ma sát gây ra làm giảm tốc độ khoan cắt, chong khoan và cột cần khoan nhanh mòn và có thể dẫn đến những phức tạp trong quá trình chống ống, chống ống chống lừng hoặc quá trình hoàn thiện giếng. Đặc biệt, ma sát lớn có thể dẫn đến hiện tượng profile giếng khoan không trơn gáy khó khăn cho việc đưa các thiết bị khoan, thiết bị đo ra khỏi giếng trong trường hợp khoan định hướng và khoan ngang. Có nhiều biện pháp công nghệ đã và đang được ứng dụng để loại bỏ ma sát tĩnh nhằm cải thiện điều kiện khoan. Trong đó, hệ thống Agitator được xem là công cụ vượt trội với những ứng dụng phong phú trong cả công tác khoan, công tác cứu kẹt ở những giai đoạn khác nhau trong một chu trình của giếng khoan từ khi tiến hành khoan đến giai đoạn sửa giếng. Tính đến thời điểm hiện tại, trên thế giới hệ thống Agitator đã được sử dụng để thu hồi rất nhiều thiết bị hoàn thiện giếng, thiết bị lái chính xiên (RSS), đầu nổi, súng bắn vữa và các thiết bị khoan động cơ đáy v.v.,... tuy nhiên, tại Việt Nam, công nghệ này còn ít được biết đến. Bài báo tập trung nghiên cứu các cơ chế giảm sóc và rung lắc cho bộ dụng cụ đáy của hệ thống Agitator khi sử dụng với các công nghệ khoan cụ thể.

Từ khóa: Hệ thống Agitator, bộ dụng cụ đáy, hoàn thiện giếng

1. Đặt vấn đề

Khoan là một quá trình cơ học, do đó các dao động rung, lắc gặp phải trong khi khoan là tất yếu. Kinh nghiệm thực tế cho thấy, rung lắc có thể là nguyên nhân dẫn đến rất nhiều phức tạp và sự cố trong công tác khoan. Nhiều công ty đã tiến hành nghiên cứu các dạng hỏng đối với bộ khoan cụ và những phức tạp có thể gây ra đối với quá trình khoan do ảnh hưởng của sự rung lắc của cột cần trong thời gian làm việc thực tế. Thông thường, cột cần khoan làm việc ổn định khi độ rung ở mức thấp và trung bình. Nhưng khi độ rung lắc lớn hơn 3, theo thang chia mức độ nguy hiểm (rủi ro) do dao động bên tức thời quy ước của Schlumberger (Yezid Ignacio, Yonnelybeth Medina, 2011), thì có thể dẫn đến nhiều hỏng hóc đáng kể, thậm chí đứt gãy cần.

Level	Vib x (G rms)	Vib lat (G rms)	Time limit
Thấp	<1	<1	Non
Trung bình	1÷2	1÷3	Recommended to mitigate More than 24hrs, medium risk of tool failure
cao	2÷4	3÷6	Mandatory to mitigate More than 12hrs, high risk of tool failure
Nghiêm trọng	> 4	> 6	30 minutes (formal notification)

Hình 1. Thang chia mức độ nguy hiểm do rung, lắc (Schlumberger)

Hiện nay, có nhiều nghiên cứu đã được thực hiện nhằm làm sáng tỏ ảnh hưởng của rung, lắc tới sự đứt gãy của cột cần khoan trong công tác khoan sâu. Việc rung lắc là không thể tránh khỏi và có thể xảy ra trong tất cả trong tất với tất cả các quy trình và công nghệ khoan từ khoan đến các công tác đo trong khi khoan, các quy trình cứu kẹt, công tác sửa giếng v.v.... Các nghiên cứu này chỉ ra rằng: các công cụ cảnh báo rủi ro càng nhạy thì nguy cơ xảy ra sự cố càng giảm. Việc kiểm soát đặc tính cơ học và rung lắc cốt

* Tác giả liên hệ

Email: nguyenvanhtinh@hmg.edu.vn

cần khoan là vấn đề luôn phải được chú trọng theo dõi trong suốt quá trình khoan để giảm những phức tạp có thể xảy ra với giếng khoan hiện tại cũng như việc phát triển vỉa trong tương lai.

Đồng thời, việc làm này còn giúp thuận lợi ứng dụng cải tiến công nghệ trong quá trình khoan tại các vùng nước sâu và khoan giếng thân nhánh được diễn ra thuận lợi. Bài báo trước hết đi vào nghiên cứu, về mặt lý thuyết, các dạng rung, lắc phổ biến của cột cần làm việc trong giếng khoan, nguyên nhân, hậu quả và các biện pháp có thể áp dụng để giảm thiểu những tác động bất lợi của chúng lên quá trình khoan.

2. Dao động và ảnh hưởng của dao động trong quá trình khoan

2.1. Nguyên nhân

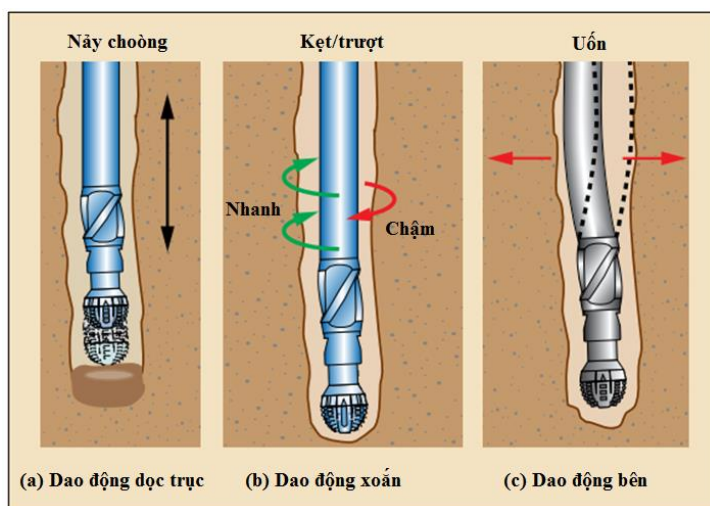
Trong suốt quá trình khoan, chuyển động của cột cần trong lỗ khoan và tương tác giữa chòong với địa tầng đất đá khoan qua sinh ra một số loại dao động (rung, lắc) không mong muốn.

Tại thời điểm chòong khoan tiếp xúc với cột địa tầng, tốc độ quay của chòong khoan và tính chất của thành hệ là hai yếu tố chính quyết định đường đặc trưng động lực học (dynamic response). Do các thông số động học của chòong thay đổi liên tục trong suốt quá trình khoan và tính bất định của địa tầng, rung lắc xảy ra phức tạp, đòi hỏi những biện pháp khắc phục hợp lý cho từng điều kiện cụ thể.

Hiệu suất khoan có thể được cải thiện khi biết được các chế độ làm việc giới hạn của cột cần khoan và phát triển các biện pháp đo đạc để giảm tác động xấu (tiêu cực) đến quá trình khoan. Đây là vấn đề quan trọng không chỉ đối với yêu cầu đạt được tốc độ cơ học khoan tối hạn của cột cần khoan mà còn là yếu tố để xác định các trạng thái xoắn của chòong, nhờ đó cho phép xác định các vùng cột cần tiếp xúc với thành giếng và tính toán ảnh hưởng của các tương tác này.

Thành giếng khoan không ổn định có thể do tác động của nhiều yếu tố, trong đó phải kể đến: tương tác hóa học với dung dịch khoan, ứng suất kiến tạo (tectonic stress) lớn và dung dịch khoan sử dụng có trọng lượng không phù hợp. Mặc dù rung lắc của cột cần khoan không được xem là nguyên nhân chính dẫn đến mất ổn định thành giếng nhưng vẫn có những ảnh hưởng nhất định đến thành giếng khi khoan qua một số thành tạo nhất định. Điều này đã được chứng minh trong một số nghiên cứu trước đây của Ashley and McNary (Ashley and McNary, 2001). Tuy nhiên, hiện vẫn thiếu các nghiên cứu chuyên sâu về hiện tượng này. Về cơ bản, cột cần khoan làm việc có 3 kiểu dao động:

- Dao động dọc trục (axial vibrations): đây là kiểu dao động xảy ra do tải trọng tác dụng lên chòong (WOB) biến đổi trong khoảng rộng. Dạng rung lắc này có thể làm cho chòong khoan mất liên kết với thành hệ. Rung lắc theo chiều trục được đặc trưng bởi chuyển động tịnh tiến lên/xuống của cột cần khoan/bộ dụng cụ đáy (BHA). (Hình 2a)



Hình 2. Các dạng dao động (Schlumberger)

- Dao động ngang (Lateral vibrations): dạng dao động này được xem là nguyên nhân chính dẫn đến sự mỏi/dứt cột cần khoan và bộ dụng cụ đáy. Rung lắc bên của cột cần có thể gây ra hư hại nghiêm trọng cho thành giếng và làm lệch quỹ đạo giếng. Chuyển động dạng xoắn của cột cần khoan là dạng nghiêm trọng của dao động bên. (hình 2c)

- Dao động dạng xoắn: Đây là dạng dao động có thể quan sát được từ trên bề mặt nhờ biểu hiện biến thiên dòng lớn của động cơ điện (cơ cấu dẫn động) dẫn động bàn xoay rotor hay topdrive điện hoặc biến thiên giảm áp đối với topdrive thủy lực. Khi chòong khoan không chịu được momen xoắn lớn, năng

lượng bị giải phóng đột ngột dẫn đến việc chèo khoan bắt đầu quay tròn. Vì chèo khoan quay tròn với tốc độ lớn nên cột cần khoan tự tháo ra khỏi chèo, tại thời điểm này, momen xoắn giảm xuống. Khi momen xoắn giảm xuống, tốc độ của chèo giảm dần cho tới khi dừng hẳn. Sau đó, quá trình cột cần khoan xoắn và tháo xoắn lặp đi lặp lại (hình 2c)

2.2. Ảnh hưởng của rung lắc

Sự rung lắc cột cần có thể dẫn đến việc làm giảm hiệu suất khoan, gia tăng các khoản phí phụ trợ. Những phức tạp hoặc sự cố thường gặp do rung lắc cần khoan có thể kể đến:

a. Mất ổn định thành giếng

Cần khoan rung lắc với biên độ đủ lớn có thể dẫn đến những hư hại khó có thể sửa chữa được cho thành giếng khoan. Va đập giữa cột cần với thành giếng có thể làm sạt lở địa tầng đất đá vào trong giếng khoan. Trong những trường hợp nghiêm trọng, chúng có thể gây mất ổn định thành giếng, làm thay đổi đường kính thân giếng dẫn đến những thiệt hại về thời gian và chi phí. Mất ổn định thành giếng chủ yếu do dao động biên (lateral vibration) gây ra. Khi cột cần khoan đập vào thành giếng, đường kính giếng tại điểm tiếp xúc với cột cần có thể được mở rộng. Đồng thời, dạng dao động này cũng được ghi nhận là nguyên nhân dẫn đến việc làm hỏng các thiết bị đo trong khi khoan (MPD).

b. Gây hỏng các thiết bị trong giếng

Thông thường, rung lắc khó tránh khỏi của cột cần khoan có thể gây ra các dạng hỏng từ nhỏ đến nghiêm trọng cho tất cả bộ phận của bộ dụng cụ đáy BHA. Ảnh hưởng rõ nhất của dao động cột cần khoan lên các bộ phận của bộ dụng cụ đáy gồm có:

- Hông chèo và thiết bị doa rộng thành giếng, giảm tốc độ khoan và tăng chi phí cho chèo và thiết bị doa;
- Hông động cơ đáy, động cơ lái chính xiên dẫn đến lệch quỹ đạo giếng thiết kế;
- Ứng suất mỏi gây ra tại các bộ phận của bộ dụng cụ đáy tăng lên làm tăng nguy cơ đứt cần, tổn thời gian và tăng chi phí cho quá trình cứu kẹt, trường hợp xấu nhất có thể phải tiến hành khoan tránh điểm bị kẹt.
- Gây hỏng các thiết bị điện tử trong giếng;
- Giao thoa với các dụng cụ đo từ xa dẫn đến sai số lớn trong giá trị đo;
- Hông các thiết bị trên giàn, tăng thời gian khoan và chi phí tổng thể.

2.3. Biện pháp giảm rung lắc

Dựa trên các nguyên nhân dẫn đến rung lắc cột cần, nhiều biện pháp khắc phục đã được kiến nghị áp dụng:

- Theo dõi sự làm việc và kiểm tra chèo đều đặn sau mỗi chu trình kéo thả: đây là việc làm quan trọng giúp tránh được nhiều phức tạp về mặt cơ học có thể xảy ra khi khoan đối với một bộ dụng cụ đáy nhất định.
- Duy trì khả năng bôi trơn của dung dịch khoan: khả năng bôi trơn và chất lượng của dung dịch luôn phải được đảm bảo trong quá trình khoan đặc biệt là khi khoan các giếng nhánh nhằm giảm tác động không tốt của dao động. Biện pháp đơn giản nhất để duy trì khả năng bôi trơn của dung dịch khoan là tạo nhũ tương dầu-nước bằng cách thêm trực tiếp dầu thô hoặc dầu diesel vào dung dịch khi trộn dung dịch.
- Sử dụng roller reamer: so với việc sử dụng định tâm, roller reamer giúp giảm được momen xoắn cho cột cần khoan. Theo kinh nghiệm khoan (Mokhtar Yaveri and Karan Damani, 2010) khi lặp đi lặp lại việc doa rộng thành lỗ khoan sẽ giúp giảm momen uốn của bộ dụng cụ đáy. Do, doa rộng thành giếng giúp làm cho thành giếng trơn nhẵn, tránh cho cột cần khoan tiếp xúc với thành giếng, tương tác này được xem là nhân tố có tính quyết định trong việc tránh dao động cho cột cần khoan.
- Tránh hiện tượng cộng hưởng: cộng hưởng xảy ra khi có một tần số kích thích ngẫu nhiên trùng với tần số riêng của cột cần khoan. Mỗi một dạng dao động có các tần số riêng khác nhau. Tần số kích thích được sinh ra trong trường hợp có năng lượng tác động lên cột cần khoan như sự quay của cột cần, tương tác giữa chèo khoan và thành hệ, chuyển động của động cơ đáy v.v...
- Thiết kế cột cần khoan hợp lý: Thiết kế bộ dụng cụ đáy có ảnh hưởng rất lớn đến việc giảm rung lắc. Tùy theo vào yêu cầu bề cong/làm lệch thân giếng trong quá trình khoan và tính chất của thành hệ đất đá mà chúng ta có thể sử dụng bộ dụng cụ khoan có khả năng chống lệch quỹ đạo (packed BHA) hoặc bộ thiết bị con lắc (Pendulum BHA). Bộ dụng cụ đáy đồng bộ có khả năng định tâm lớn và việc lắp các định tâm gần chèo khoan giúp giảm được sự xoắn (whirling) của chèo và BHA. Các định tâm được gắn thêm sẽ sinh ra momen xoắn có thể dẫn đến trượt chèo (chèo quay không tải – stick slip). Trường hợp này, dụng cụ doa rộng thành giếng sẽ có ích hơn định tâm trong việc giảm momen xoắn.
- Tránh những trường hợp thân giếng có cường độ lệch lớn: profin giếng khoan có vai trò rất quan trọng. Nếu cường độ lệch thực tế chênh đi so với cường độ lệch của quỹ đạo giếng thiết kế sẽ dẫn đến

nhiều vấn đề phức tạp về mặt cơ học. Khi cường độ góc lệch lớn, momen uốn tăng gây ra rung lắc mạnh. Tại các đoạn giếng có góc lệch lớn, ứng suất tác dụng lên cột cần khoan cao, rất dễ làm tăng mỏi cho các bộ phận của bộ dụng cụ đáy và các đoạn nối. Thực tế, việc điều chỉnh cường độ lệch rất khó do phải đảm bảo quỹ đạo thiết kế.

- Điều chỉnh các thông số trong thời gian khoan thực: Điều chỉnh các thông số khoan có thể giúp kiểm soát và hạn chế rất nhiều nguy cơ dẫn đến rung lắc. Tuy nhiên, việc điều chỉnh phải tuân theo những nguyên tắc an toàn nghiêm ngặt để vừa có thể giảm được các vấn đề không mong muốn về mặt cơ học như hiện tượng trượt, kẹt hoặc xoắn bộ khoan cụ...vừa không gây ảnh hưởng xấu đến quá trình khoan. Lựa chọn hợp lý và đồng bộ tải trọng tác dụng lên chèo (WOB) và tốc độ vòng quay (RPM) có thể tránh hoặc giảm rung lắc trong khi khoan.

- Sử dụng hệ thống soft torque system: Hệ thống này có thể giúp giảm thiểu dạng dao động trượt. Thực tế chứng minh, soft-torque rất có hiệu quả trong việc tránh truyền dao động dọc cột cần khoan.

- Sử dụng ống giảm sóc (Shock subs): thiết bị này thường được đặt phía trên chèo để khử các dạng rung lắc do thiết bị đo trong khi khoan gây ra. Tuy nhiên, ống giảm sóc chỉ có tác dụng khử dao động dọc trục.

Giảm rung lắc là vấn đề rất được chú trọng trong quá trình khoan. Có nhiều biện pháp đã và đang được sử dụng để nghiên cứu các dạng rung lắc phổ biến của cột cần cũng như bộ dụng cụ đáy. Nhiều giải pháp đã được kiến nghị sử dụng để hạn chế rung lắc và ảnh hưởng của chúng đối với công tác khoan như đã liệt kê bên trên. Không có biện pháp nào kể trên được xem là toàn diện giúp loại bỏ hoàn toàn tất cả các dạng rung lắc trong khi khoan. Ngoài các biện pháp trên, hệ thống Agitator là biện pháp được đánh giá cao bởi nó đã chứng minh được hiệu quả trong việc giảm rung lắc cho cột cần khoan.

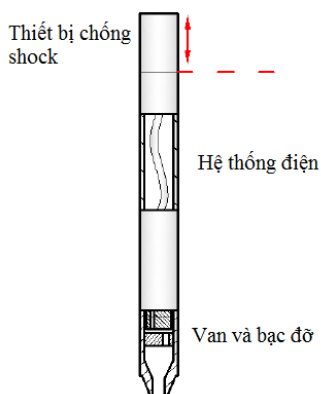
3. Hệ thống Agitator

Sử dụng Agitator có thể mang lại hiệu quả rất cao cho công tác khoan. Hệ thống này có khả năng giảm ma sát lớn và tăng đặc tính truyền tải trọng nhờ khả năng tạo ra dao động lắc nhẹ cho cột cần khoan. Cộng với khả năng giảm biến động trong việc truyền tải trọng lên chèo khoan, Agitator giúp tăng kiểm soát bề mặt của dụng cụ, giảm sự trượt, kẹt nút, giảm masat, tăng chiều dài khoảng dịch đáy, tăng hiệu quả khoan với tất cả các chế độ làm việc.

Agitator không sinh ra dao động ngang có hại cho các thiết bị đáy mặc dù có sinh ra rung lắc trong khi làm việc (rung lắc do Agitator gây ra chỉ tác động lên cột cần và có biên độ nhỏ). Hệ thống này tương thích với tất cả các hệ thống thiết bị đo trong khi khoan MWD. Những ứng dụng của Agitator đã được chứng minh mang lại hiệu quả cao có thể kể đến: ứng dụng trong khoan định hướng, cách ly giếng và các hoạt động cứu kẹt.

3.1. Hệ thống NOV hydraulic oscillation system

Hệ thống dao động thủy lực (hydraulic oscillation system - HOS) được giới thiệu trên thị trường vào những năm 2000 và đã được ứng dụng để khoan hàng nghìn giếng trên toàn thế giới. Hệ thống HOS gồm hai thiết bị: Thiết bị khoan Agitator (Drilling Agitator tool - DAT) và thiết bị chống sóc được đặt ngay bên trên.



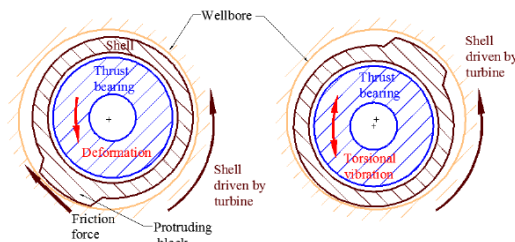
Hình 3. Thiết bị Agitator

Thiết bị DAT gồm hai bộ phận: Phần điện, phần van và ổ đỡ (valve and bearing). Phần điện gồm một động cơ dịch chuyển dương. Phần van và ổ đỡ gồm một cửa đặt lệch tâm, được điều khiển bởi phần điện, và được gắn với một cửa đồng tâm khác bên dưới. Cấu tạo này giúp tạo ra xung áp suất liên tục khi rotor

quay dưới tác dụng của dòng dung dịch khoan được bơm xuống đáy (Clausen et al., 2014). Xung áp được truyền tới thiết bị chống sốc (shock tool). Mandrel của thiết bị chống sốc giãn dài khi áp suất tăng theo mỗi xung, sau đó, nhờ tác dụng của lò xo đĩa, mandrel sẽ co lại khi áp suất giảm giữa các xung. Khả năng co giãn theo chu kỳ của mandrel gây ra dao động lắc theo chiều trục dài trên cột cần khoan, cả phần bên trên và bên dưới hệ thống khoan Agitator DAS. Loại dao động chiều trục này tuân theo quy luật hàm sin hoặc cosin.

3.2. Hệ thống dao động thủy lực 3 chiều (3D hydraulic Oscillation System)

Thiết bị DAS loại mới có thể tạo ra dao động chiều trục và dao động xoắn cùng lúc. Cơ chế tạo dao động xoắn tương tự như hệ thống NOV hydraulic oscillation. Dao động xoắn sinh ra do tác dụng của phần nhô ra bên trong và bên ngoài vỏ thiết bị.



Hình 4. Dao động xoắn của hệ thống dao động thủy lực 3 chiều

Phần vỏ có thể quay được của thiết bị được điều khiển bởi động cơ tuabin. Khi nằm ở phần phía dưới của lỗ khoan, ma sát sinh ra tại vị trí tiếp xúc giữa phần gờ của thiết bị với thành giếng làm cột cần khoan biến dạng. Ma sát không xuất hiện trong trường hợp gờ ở trên cao. Năng lượng biến dạng được giải phóng. Thiết bị này cùng với cần khoan sinh ra dao động xoắn. Một cách tương đối, tốc độ chuyển động của dao động xoắn tuân theo quy luật hàm sin hoặc cosin.

4. Agitator ứng dụng trong các quy trình công nghệ khoan khác nhau

4.1. Ứng dụng trong quá trình khoan

- Do khả năng giảm ma sát hiệu quả, hệ thống agitator được sử dụng phổ biến trong các ứng dụng khoan định hướng, khoan ngang. Điều này được chứng minh bởi các nhà điều hành khoan trên toàn thế giới với số lỗ khoan lên tới khoảng 50,000. Hệ thống Agitator trên thị trường hiện nay được chế tạo với khoảng đường kính ngoài rộng, từ 1 11/16” đến 9 5/8”, tương thích với tất cả bộ thiết bị đo trong khi khoan MWD và có khả năng giúp thực hiện thành công các khoảng khoan lệch đáy lớn mà vẫn cải thiện được tốc độ vòng quay ROP, giảm mòn chông và giảm thiểu nguy cơ dẫn đến chênh lệch vị sai.

- Agitator được đánh giá là thiết bị thân thiện với chông khoan, có thể dùng được cả với chông chóp xoay và các loại chông khác. Sử dụng Agitator trong quá trình khoan không những không làm ảnh hưởng tới răng chông hay các ổ đỡ mà còn giúp kéo dài tuổi thọ của chông PDC nhờ việc kiểm soát việc truyền tải và loại được sự đập cắt của chông.

- Agitator giúp quá trình khoan định hướng đạt hiệu quả cao hơn (Stephen Forrester, 2018), đặc biệt là tại các phần khoan ngang, do có khả năng ngăn việc xếp chồng trọng lượng và cho phép kiểm soát rất hiệu quả độ nghiêng dọc. Ngoài ra, thiết bị này còn tạo lực trượt khi tăng tốc độ quay lên chông và giảm tải trọng cần thiết tác dụng lên chông, cho phép truyền tải trọng mà không tạo lực nén lớn tác dụng lên cần khoan. Khi sử dụng với các động cơ lái chính xiên, thiết bị này giúp ngăn trượt, kẹt bộ dụng cụ khoan.

4.2. Cứu kẹt

Trong công tác cứu kẹt, việc sử dụng Agitator đã được chứng minh là rất có hiệu quả. Thiết bị này được ghi nhận cho phép thu hồi các bộ dụng cụ đáy, packer, các đoạn cần đứt, sàng lọc cát v.v... bị kẹt dưới lỗ khoan với tỷ lệ thành công rất cao (đặc biệt với trường hợp kẹt cục bộ hoặc kẹt do cát).

Bộ dụng cụ cứu kẹt thông thường có nhược điểm là tạo lực kéo hoặc va chạm quá lớn khi thả xuống giếng. Khi được lắp vào bộ dụng cụ cứu kẹt, hệ thống Agitator cứu kẹt tạo dao động điều hòa dọc trục giúp cải thiện đáng kể khả năng thu hồi vật bị kẹt.

Ngoài ra, Agitator cũng được đánh giá cao cho các ứng dụng cách ly vỉa và các ứng dụng sử dụng cần mềm (coiled tubing) như trong khoan các giếng có độ lệch đáy lớn, khoan phá nút trầm xi măng, kích thích vỉa, đo trong khi khoan, trầm xi măng. So với công nghệ khoan truyền thống, công nghệ sử dụng Agitator được đánh giá cao và Agitator được xem là thiết bị hữu hiệu giảm ma sát cần khoan, tăng tốc độ khoan cắt ROP (rate of penetration), giúp quá trình khoan được tiến hành nhanh và thuận lợi hơn. Kai Bai và đồng nghiệp (Kai Bai et al., 2016) đã chỉ ra rằng khi khoan định hướng sử dụng Agitator, ở lần

chạy thứ hai, có thể làm tăng tốc độ khoan cắt trung bình AROP (averaged rate of penetration) lên 268.6% so với trường hợp khoan với chوồng chóp xoay không có bộ giảm rung lắc Agitator.

5. Kết luận

Giảm rung lắc cột cần và bộ dụng cụ đáy là việc làm cần thiết để ngăn ngừa và giảm thiểu những ảnh hưởng không mong muốn có thể phát sinh trong quá trình khoan. Trong những biện pháp kỹ thuật và công nghệ có thể áp dụng để giảm các dạng dao động này, Agitator đã chứng minh được tính khả thi với khả năng làm việc mang lại hiệu quả cao cho công tác khoan. Hệ thống Agitator, nhờ tính năng giảm rung lắc của cột cần và bộ dụng cụ đáy, giúp tăng đáng kể tốc độ khoan cắt (ROP), giảm được nhiều nguy cơ phát sinh sự cố và giải quyết được vấn đề bài toán áp suất ngược trong khoan ngang.

Xét về mặt kinh tế, thiết bị này có giá thành tương đối cao, do đó, khó có thể đáp ứng được yêu cầu giảm chi phí cho các thiết bị công nghệ đắt đỏ. Chính vì vậy, hiệu quả về mặt kinh tế khi sử dụng thiết bị này cần được làm rõ trước khi đưa vào sử dụng với các mục đích hay quy trình công nghệ cụ thể. Tuy nhiên, nếu xét đến khả năng của Agitator có thể giảm rung lắc cột cần và bộ dụng cụ đáy, từ đó giảm nguy cơ đứt gãy cột cần, tránh kẹt nút bộ dụng cụ....thì thiết bị này rất đáng để xem xét sử dụng tại Việt Nam. Nội dung này sẽ đưa ra trong các nghiên cứu tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

- Yezid Ignacio, Yonnelybeth Medina, 2011. Vibration risk index offers tool for preventing drillsring failure. Offshore Europe update.
- Ashley D.K., McNary X.M, 2001. Extending BHA Life with Multi-Axis Vibration Measurements. SPE/IADC Drilling Conference , Amsterdam.
- Mokhtar Yaveri, Karan Damani, 2010. Solutions to downhole vibrations while drilling. Society of Petroleum engineer.
- Clausen, J.R., Schen, A.E., Forster, I., Prill, J., Gee, R. 2014. DrillingWith Induced Vibrations Improves ROP and Mitigates Stick/Slip in Vertical and Directional Well. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, FortWorth, TX, USA, 4–6 March 2014, (SPE-168034-MS).
- Kai Bai., Hongnan Xia., Haiping Yang, 2016. The Performance improvements of a New Drilling Agitator Devicein Jiaoshiba Shale Gas well. U.C.V., Vol. 31, N°10, pp. 91-102
- Stephen Forrester, 2018. Downhole tools and technologies driving performance improvements in the Permian, World oil.

ABSTRACT

Approach to solving vibration problems during drilling operations with the application of Agitator systems

Nguyen Thi Hai Yen, Nguyen Van Thinh

Faculty of oil and gas, Hanoi University of Mining and Geology

Vibrations preventing and bottom hole assembly (BHA) stabilizing play a crucial role in the succes of drilling operations. High fiction are usually induced at the contacts between the wellbore wall and the drillstring or the BHA regardless of conventional, directional or horizontal drilling. This unexprected fiction reduces the rate of penetration (ROP), increases bit and tool surface wear, causes failures to the drillstring etc... Thus, in combination with other detrimental tpes of vibration, leads to problems or even hazards during drilling, casing, liner casing or well completion especially in directional and horizontal drilling. Seval techniques have been applied to elinimate fiction in order to improve drilling operation efficiency. In which, Agitator is considered as an optimum tool to solve the problems of monitoring and preventing vibrations due to its excellent ability in minimizing friction and its high adaptibility. Agitator concerns not only drilling but also well completion, maintaining and even fishing jobs. This paper attempts to describe shock and vibration reduction mechanisms of Agitator systems used with various drillstring and the BHA.

Keywords: Agitator systems, Bottom hole assembly (BHA), Well completions