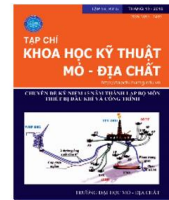




Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>



Lựa chọn quy trình thử vỉa dầu khí cho các giếng khoan thăm dò đối tượng đá móng bồn trũng Cửu Long và phương thức triển khai thực tế

Nguyễn Anh Tuấn ^{1,*}, Nguyễn Thanh Tùng ¹, Lê Vũ Quân ¹, Lê Quốc Trung ¹, Nguyễn Văn Đô ¹, Nguyễn Văn Thịnh ²

¹ Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Việt Nam

² Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 10/12/2018

Chấp nhận 05/01/2019

Đăng online 28/02/2019

Từ khóa:

Tầng móng

Giếng khoan thăm dò

Bồn trũng Cửu Long

TÓM TẮT

Việc triển khai công tác thử vỉa đối tượng móng tại các giếng khoan thăm dò ở bồn trũng Cửu Long thêm lục địa Nam Việt Nam thường gặp nhiều khó khăn, thách thức do các nguyên nhân khác nhau như cấu trúc địa chất phức tạp, bất đồng nhất cao của đá móng và đặc biệt là ảnh hưởng của việc mất dung dịch trong quá trình khoan. Bài báo này trình bày việc giải quyết những khó khăn thách thức nêu trên, qua đó đề xuất lựa chọn quy trình thử vỉa hoàn chỉnh và phương thức triển khai thực tế. Bên cạnh đó, các thiết bị thử vỉa cần được sử dụng đúng, nhằm mục đích nâng cao hiệu quả công tác thử vỉa, góp phần thu được những dữ liệu đầy đủ và tin cậy nhất phục vụ công tác đánh giá trữ lượng, phát triển và điều hành quá trình khai thác các vỉa dầu khí tại bồn trũng Cửu Long.

© 2019 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Các khoảng chứa dầu trong đá móng nứt nẻ của các mỏ như Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Nâu, Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng-Đồi Mồi, ... được đặc trưng bởi tính bất đồng nhất cao của đá chứa theo chiều sâu cũng như diện rộng (Trần Lê Đông, Mai Văn Dư, 2000). Kết quả thử vỉa các giếng thăm dò tại đây cho thấy, mặc dù các giếng được khoan vào thân đá móng lên đến hàng nghìn mét nhưng thường thì chỉ có từ 2 đến

5 khoảng cho dòng dầu với bề dày mỗi khoảng chỉ từ 1 đến 20 m (Trần Lê Đông, Mai Văn Dư, 2000; Trần Lê Đông, Mai Văn Dư, 2001). Khi thi công khoan qua các đới nứt nẻ kể trên, hiện tượng mất dung dịch thường xuyên xảy ra với tính chất cũng như mức độ tại mỗi giếng khoan và ở các chiều sâu khác nhau rất khác nhau, từ vài chục thùng/giờ đến vài trăm thùng/giờ, cá biệt có những khoảng khoan bị mất dung dịch hoàn toàn. Nhiều Nhà thầu Dầu khí tại Việt nam áp dụng quy trình thử vỉa cho các vỉa dầu truyền thống cho các vỉa dầu móng dẫn đến hoặc thời gian thử vỉa bị kéo dài quá mức cần thiết, hay không thu nhận được đầy đủ thông tin cần thiết tin cậy để phục vụ công tác

*Tác giả liên hệ

E - mail: leducvinh@humg.edu.vn

đánh giá trữ lượng, phát triển và điều hành quá trình khai thác các vỉa dầu khí tại bồn trũng Cửu Long một cách tốt nhất. Rút kinh nghiệm từ những tồn tại từ thực tiễn triển khai công tác thử vỉa của các Nhà thầu dầu khí hiện nay, tác giả đề xuất lựa chọn Quy trình thử vỉa hoàn phù hợp với các vỉa dầu móng tại bồn trũng Cửu Long dựa trên nguyên tắc vẫn giữ các bước chính của Quy trình đang áp dụng cho vỉa dầu truyền thống nhưng có điều chỉnh phương thức, thiết bị và ước thời gian triển khai cho phù hợp với vỉa dầu trong móng cụ thể cho các bước sau: Bổ sung việc áp dụng bơm khí nâng N₂ bằng Coil Tubing cho các giếng bị mất dung dịch trong khi khoan cũng như đo kiểm tra các khoảng cho dòng (PLT) thành các hạng mục chắc chắn hay rút gọn thời gian đóng giếng cho các chế độ phục hồi áp suất vỉa hay đề xuất sơ đồ ra quyết định linh hoạt trong triển khai thực địa. và được trình bày tại nội dung chính của bài báo.

2. Nội dung về quy trình thử vỉa cho các giếng thăm dò bồn trũng Cửu Long

2.1. Mục tiêu và yêu cầu đối với công tác thử vỉa các giếng khoan thăm dò móng bồn trũng Cửu Long

Mặc dù mục tiêu và yêu cầu thử vỉa đối với mỗi Nhà thầu dầu khí có thể khác nhau, nhưng việc thử vỉa các giếng khoan thăm dò cần phải đạt được các nhiệm vụ chính sau (Schlumberger, 2006; Warren et al., 1963):

Xác định khả năng cho dòng của vỉa dầu, hệ số sản phẩm, mức độ cho dòng tối đa, mức độ khai thác tạp chất cơ học và mức độ nhiễm bẩn vỉa (Skin damage); Xác định các khoảng cho dòng và tỷ phần đóng góp của từng khoảng. Xác định các thông số ban đầu của vỉa như: áp suất vỉa, độ thấm, nhiệt độ vỉa.

Xác định chỉ số khí-dầu (GOR), hàm lượng nước-tạp chất cơ học (BSW), hàm lượng CO₂, H₂S, thủy ngân... Lấy mẫu chất lưu vỉa phục vụ công tác phân tích PVT. Xác định các ranh giới biên của vỉa dầu.

2.2. Lựa chọn quy trình các bước triển khai thử vỉa cho các giếng khoan thăm dò vỉa dầu móng bồn trũng Cửu Long và phương thức, thời gian thực hiện.

Việc lựa chọn quy trình và các bước triển khai công tác thử vỉa đối với đối tượng vỉa dầu đá móng

bồn trũng Cửu Long cần phải giải quyết được các vấn đề có tính chất đặc thù riêng như sau:

Tính bất đồng nhất rất cao của vỉa cả theo chiều sâu và diện rộng với khoảng chiều sâu mở vỉa có thể lên đến hàng trăm mét thậm chí hàng nghìn mét nhưng chỉ có từ 2 đến 5 khoảng cho dòng chính với bề dày từ 1 vài mét, ít khi lên đến vài chục mét (Bảng 1, 2 và Hình 1).

Mức độ mất dung dịch trong khi khoan cao dẫn đến tốn nhiều thời gian để làm sạch dòng chất lưu từ vỉa;

Việc xác định các khoảng cho dòng dầu và ranh giới dưới cho dòng cần phải thực hiện bằng phương pháp đo kiểm tra khai thác (PLT) để có thông số xác định ranh giới trữ lượng cấp P2 một cách tin cậy nhất;

Việc xác định áp suất, nhiệt độ vỉa ban đầu một cách tin cậy cũng gặp nhiều thách thức do hậu quả của quá trình mất dung dịch cường độ lớn khi khoan.

Với mục tiêu và yêu cầu như đề cập trên đây, tác giả lựa chọn quy trình hoàn chỉnh để triển khai chương trình thử vỉa dầu khí đối với một giếng khoan thăm dò vỉa dầu đá móng bồn trũng Cửu Long bao gồm các bước chính như sau:

- Công tác chuẩn bị: Thả thiết bị thử vỉa lòng giếng; Chế độ dòng ban đầu; Chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa ban đầu; Chế độ làm sạch dòng; Chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa chính, đo PLT; Các chế độ dòng chính, đo PLT và chế độ dòng lấy mẫu sâu PVT (multi-rate flow, sampling flow); Chế độ dòng tối đa; Chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa cuối (chỉ cần cho trường hợp tính trữ lượng bằng phương pháp cân bằng vật chất); Dập giếng; Kéo thiết bị thử vỉa lòng giếng, tháo các thiết bị thử vỉa bề mặt kết thúc thử vỉa.

Công tác chuẩn bị bao gồm các hạng mục công việc như tập kết lắp đặt thiết bị bề mặt thử kín áp suất (pressure test), thử các chức năng của thiết bị thử vỉa, tính toán lựa chọn phương thức gây chênh áp (bằng nước, dầu diesel hay áp dụng thiết bị bơm khí N₂ bằng ống mềm (coil tubing)). Thông thường thời gian thực hiện công tác chuẩn bị vào khoảng từ 60 đến 80 giờ.

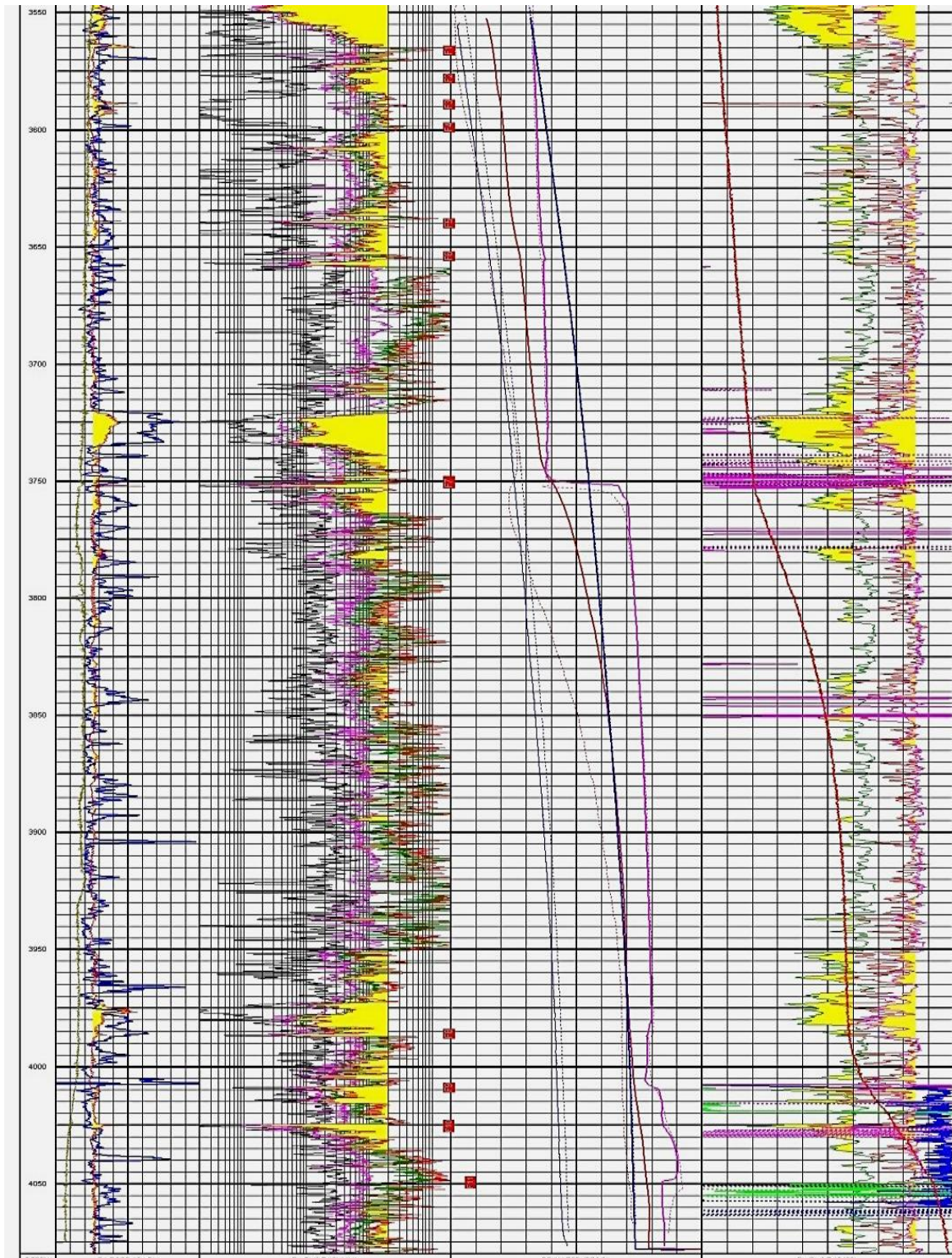
Công đoạn thả thiết bị lòng giếng được tiến hành theo thiết kế ban đầu và kết quả tính toán tạo chênh áp. Đối với thử vỉa ở đá móng bồn trũng Cửu Long thường lựa chọn việc tạo chênh áp bằng rót đầy cột nước biển trong thiết bị lòng giếng.

Bảng 1. Thông tin về mất dung dịch tại một số giếng khoan thăm dò móng bồn trữing Cửu Long (Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC).

Tên giếng	Khoảng mở vỉa (mBRT)	Lưu lượng mất dung dịch (thùng/giờ)	Loại đá
A-2X	3397	60.00	Granit
	3425-3480	11-23	Granit
	3494	189.00	Granit
	3504-3517	14.00	Granit
	3517	121.00	Granit
	3517-3520	10.00	Granit
	3520-3537	13.00	Granit
	3537-3542	17.00	Granit
	3984	Không có tuần hoàn dung dịch	Granit
	3988.8	Không có tuần hoàn dung dịch	Granit
	3988-3990	145.00	Granit
	4030-4041	Không có tuần hoàn dung dịch khoan	Granit
	4097-4188	Không có tuần hoàn dung dịch khoan	Granit
A-3X	3276-3345	0	Granit
	3345-3479	0	Granit
	3479-3650	4-90	Granit
	3650-3714	16-81	Granit
	3714-3727	30-221	Granit
	3727-3777	70-168	Granit
	3777-3800	150-200	Granit
	3800-4040	41-186	Granit
	4040-4048	50-186	Granit
	4048-4230	17-200	Granit
	4230-4475	29-216	Granit
	4475-4815	23-75	Granit
	4815-4822	126-140	Granit
	4822-5204	50-170	Granit

Bảng 2. Thông tin về các khoảng cho dòng thuộc giếng A mở B bồn trữing Cửu Long theo kết quả PLT (Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC).

Thứ tự	Kích cỡ côn	Lưu lượng (thùng/ngày)	Khoảng cho dòng				Khoảng đóng góp dòng	
			MDRT, m		MSL, m		%	Lưu lượng (thùng/ngày)
			Từ	đến	Từ	đến		
1	40/64"	2665	3565	3568	3441	3443.4	2	53.3
2		2665	3579	3580	3452.4	3453.2	rất nhỏ	
3		2665	3588	3591	3459.7	3462.1	rất nhỏ	
4		2665	3600	3601	3469.2	3470	rất nhỏ	
5		2665	3638	3642	3498.5	3501.6	rất nhỏ	
6		2665	3653	3656	3509.6	3511.8	2	53.3
7		2665	3750	3753	3572.2	3573.9	60	1599
8		2665	3984	3988	3670.6	3671.6	2	53.3
9		2665	4007	4011	3675.9	3676.8	12	319.8
10		2665	4024	4028	3679.5	3680.2	10	266.5
11		2665	4052	4054	3684.2	3684.5	10	266.5



Hình 1. Các khoảng cho dòng giếng A mở B bồn trũng Cửu Long theo kết quả đo PLT (Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC).

Nếu sau khi mở van thử vỉa tạo chênh áp bằng cột nước biển vẫn không cho dòng sẽ áp dụng phương pháp bơm khí N₂ bằng coil tubing (CT) để tạo chênh áp hút dòng từ vỉa ra. Trong thời gian và

sau khi thả xong thiết bị thử vỉa sẽ tiến hành bơm kiểm tra kín áp suất (Pressure test). Thời gian thực hiện công đoạn thả thiết bị lồng giếng thường kéo dài từ 24 đến 36 giờ.

Mục tiêu của chế độ dòng ban đầu là kết nối lưu thông dòng chất lưu từ vỉa vào thân giếng sau khi mở van thử vỉa để sau đó đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa ban đầu tin cậy nhất vì vậy thời gian của bước này thường rất ngắn (khoảng từ 10 đến 15 phút sau khi mở van thử vỉa). Thời gian cho chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa ban đầu thường kéo dài từ 30 phút đến 1 giờ. Nhiều Nhà thầu dầu khí lựa chọn việc bỏ qua các bước chế độ dòng và đo phục hồi áp suất vỉa ban đầu ở các giếng bị mất dung dịch nhiều và tiến hành ngay chế độ làm sạch dòng sau đó mới quyết định có thực hiện hay không các bước này vì sợ ảnh hưởng đến độ tin cậy của số liệu thu được, tuy nhiên tác giả cho rằng không nhất thiết phải bỏ qua không thực hiện các bước này vì chúng không tốn nhiều thời gian mà thu được thêm thông tin quý về áp suất vỉa ban đầu. Hơn nữa, nếu tiến hành các bước này sau chế độ làm sạch dòng cũng có nguy cơ không thu được kết quả tuyệt đối tin cậy về áp suất vỉa ban đầu do ảnh hưởng của mất dung dịch cũng như thời gian kéo dài của chế độ làm sạch dòng.

Chế độ làm sạch dòng chất lưu từ vỉa được thực hiện ngay sau chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa ban đầu. Giếng được mở ở chế độ côn lớn nhất có thể để làm sạch các nhiễm bẩn khi khoan. Do hàng loạt các giếng khoan thăm dò móng bồn trũng Cửu Long bị mất dung dịch rất nhiều cho nên thường khi mở giếng không nhận được dòng tự nhiên mà phải áp dụng thiết bị bơm khí N₂ bằng ống mềm CT để hút rửa hết dung dịch nhiễm bẩn trong vỉa. Thời gian làm sạch giếng bằng bơm khí N₂ qua CT sẽ kéo dài tùy theo mức độ giếng khoan mất dung dịch nhiều hay ít (thông thường từ 10 tiếng đến nhiều ngày thậm chí hàng tuần các biệt lên đến nhiều tuần). Sau khi làm sạch dòng với hàm lượng nước-tạp chất cơ học đạt dưới 1% giếng sẽ được chuyển sang chế độ côn làm việc ổn định khoảng 6 đến 8 giờ để đo thông số dòng ổn định của chế độ này trước khi đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa chính. Trong thời gian này tác giả khuyến cáo thực hiện thả thiết bị PLT đo xác định các khoảng cho dòng vào thân giếng.

Sau khi kết thúc chế độ làm sạch, giếng sẽ được đóng bởi van thử vỉa để thực hiện chế độ đo phục hồi áp suất vỉa chính. Do hầu hết các giếng khoan thăm dò móng bồn trũng Cửu Long đều khoan qua các đới có độ thấm cao nên tác giả cho rằng thời gian thực hiện chế độ này sẽ ngắn hơn so với các

giếng khoan thăm dò các vỉa dầu truyền thống vì vậy thông thường chỉ cần từ 12 đến 16 giờ là đủ để kết thúc chế độ này và thu được sự phục hồi hoàn toàn áp suất vỉa. Việc đo PLT trong khi giếng đóng nên thực hiện vào cuối giai đoạn đo phục hồi áp suất vỉa chính.

Ngay sau khi kết thúc chế độ đo phục hồi áp suất vỉa chính sẽ tiến hành thực hiện nghiên cứu các chế độ dòng chính trong đó có chế độ dòng lấy mẫu chất lưu sâu và sau đó là chế độ cho dòng tối đa. Trước tiên giếng được mở làm việc ở chế độ côn nhỏ nhất và sau khoảng 4 giờ cho dòng ổn định sẽ tiến hành lấy mẫu sâu chất lưu vỉa tại chiều sâu ngay gần với nóc vỉa để thu hồi được mẫu có chất lượng như dầu thực trong vỉa (representative samples). Sau khi lấy mẫu xong sẽ tiếp tục thực hiện đo các chế độ dòng chính cho khoảng từ 3 đến 5 chế độ côn cho dòng ổn định. Trong thời gian này sẽ tiến hành đo PLT xác định các khoảng cho dòng từ vỉa vào thân giếng ở từ 2 đến 3 chế độ côn cho dòng ổn định. Thời gian thực hiện mỗi chế độ côn cho dòng ổn định nên kéo dài từ 6 đến 8 giờ là đủ đảm bảo thu nhận được tài liệu chất lượng. Sau khi kết thúc thực hiện các chế độ đo dòng chính, giếng sẽ được chuyển qua chế độ côn lớn nhất cho dòng chảy để đánh giá khả năng cho dòng tối đa trong khoảng thời gian từ 3 đến 4 tiếng. Ngay sau khi kết thúc chế độ cho dòng tối đa, nếu cần số liệu tính toán trừ lượng bằng phương pháp cân bằng vật chất sẽ tiến hành đóng giếng đo chế độ phục hồi áp suất vỉa lần cuối trong thời gian khoảng từ 18 đến 24 giờ và sau đó là gập giếng kéo thiết bị thử vỉa và kết thúc quy trình còn trong trường hợp nếu không cần số liệu tính toán trừ lượng bằng phương pháp cân bằng vật chất sẽ tiến hành ngay việc gập giếng kéo thiết bị thử vỉa và kết thúc quy trình.

Trong thực tế triển khai, nhiều Nhà thầu dầu khí đã thực hiện hết các bước, một số Nhà thầu chưa thực hiện đầy đủ hết các hạng mục nêu của quy trình nêu trên (bảng 3, hình 2, 3) dẫn đến phát sinh một số vấn đề về thiếu thông tin dữ liệu cần thiết cho giai đoạn sau này với các mỏ đi vào giai đoạn phát triển, khai thác ví dụ như: Nhiều giếng khoan thăm dò vỉa dầu móng bồn trũng Cửu Long không đo PLT dẫn đến thiếu số liệu về các khoảng cho dòng và đây cũng là số liệu tin cậy nhất để xác định ranh giới dưới tính trừ lượng cấp P2. Việc lấy ranh giới dưới tính trừ lượng cấp P2 theo tài liệu biểu hiện dầu khí trong khi khoan dễ dẫn đến kết

quả lạc quan vì kết quả đo PLT các giếng thăm dò móng cho thấy không phải tất cả các đới chiều sâu có biểu hiện dầu khí đều cho dòng nhất là ở khoảng chiều sâu phía dưới thân dầu. Ngoài ra, đối với các giếng khoan thăm dò treo lại sau đó để chuyển sang giếng khai thác nếu không đo PLT trong quá trình thử vỉa sẽ thiếu thông tin cần thiết cho điều hành quá trình khai thác sau này khi bắt đầu bị ngập nước sẽ khó khăn cho việc xác định

chiều sâu để tiến hành áp dụng các biện pháp ngăn cách nước. Một số Nhà thầu chỉ ra nguyên nhân không đo PLT là do giếng có độ lệch lớn, hay giếng á ngang không thể thả thiết bị đo PLT tuy nhiên có thể khắc phục được bằng cách thả thiết bị đo PLT bằng Coil Tubing... Để linh hoạt trong ra quyết định, một số nhà thầu còn sử dụng sơ đồ ra quyết định (Hình 4) để thuận tiện cho việc điều hành quá trình thử vỉa ngoài thực địa.

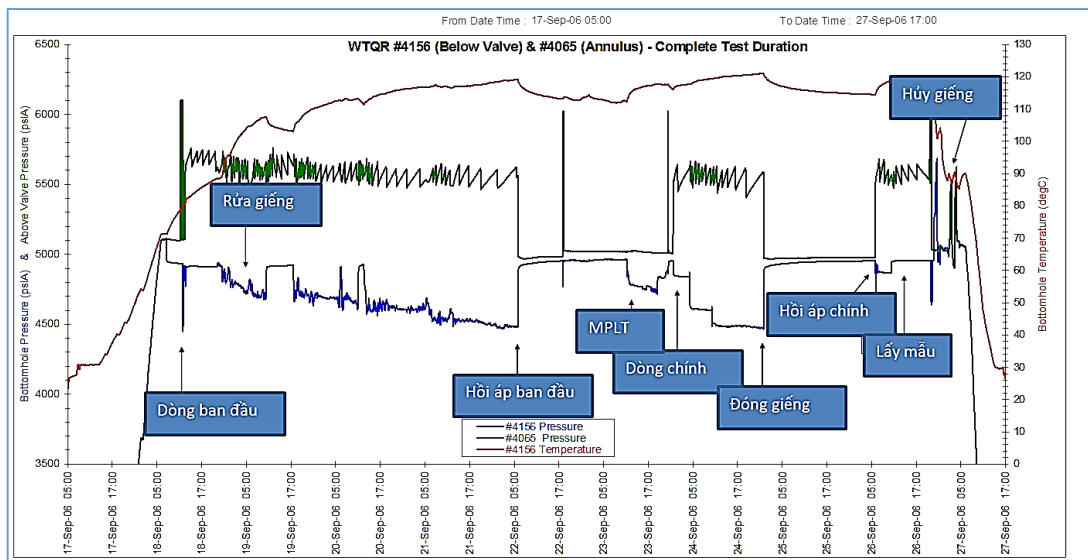
Bảng 3. Tổng hợp số liệu các bước thử vỉa một số giếng khoan thăm dò móng Cửu Long (Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC). Giếng A mở X Tổng hợp thử vỉa (DST#1); Giếng B mở X Tổng hợp thử vỉa (DST#1).

Giếng A mở X Tổng hợp thử vỉa (DST#1)

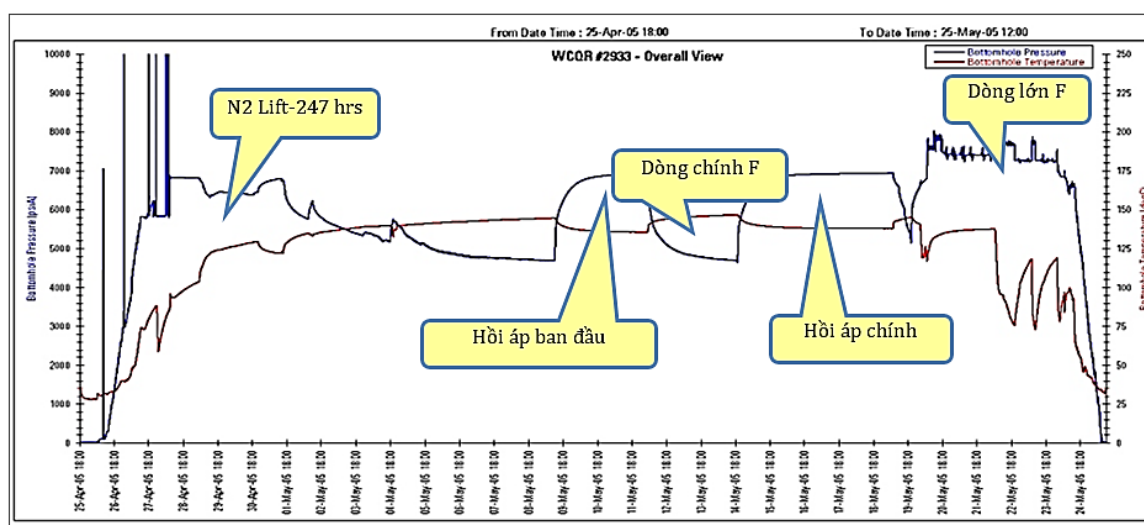
	Giai đoạn	Thời gian	Kích cỡ côn	Áp suất đầu giếng	Nhiệt độ đầu giếng	Lưu lượng đầu	Lưu lượng khí	Lưu lượng nước	GOR	WTC	Tỷ trọng dầu
		Giờ		Psia	°C	Thùng/ngày	Triệu ft ³ /ngày	Thùng/ngày	ft ³ /thùng	%	API
1	Rửa giếng	15	128/64	372,2	47,1	3351	7,49	0	2235	0	43,1
2	Hồi áp ban đầu	12,8		834,6	28,2						
3	Dòng chính	36	48/64	1066	63,5	2455	6,81	0	2774	0	46,5
4	Hồi áp chính	56		944,5	26,6						
5	Dòng lớn	3,2	181/64	317,4	46,7	3116	7,88	0	2529	0	45,63

Giếng B mở X Tổng hợp thử vỉa (DST#1)

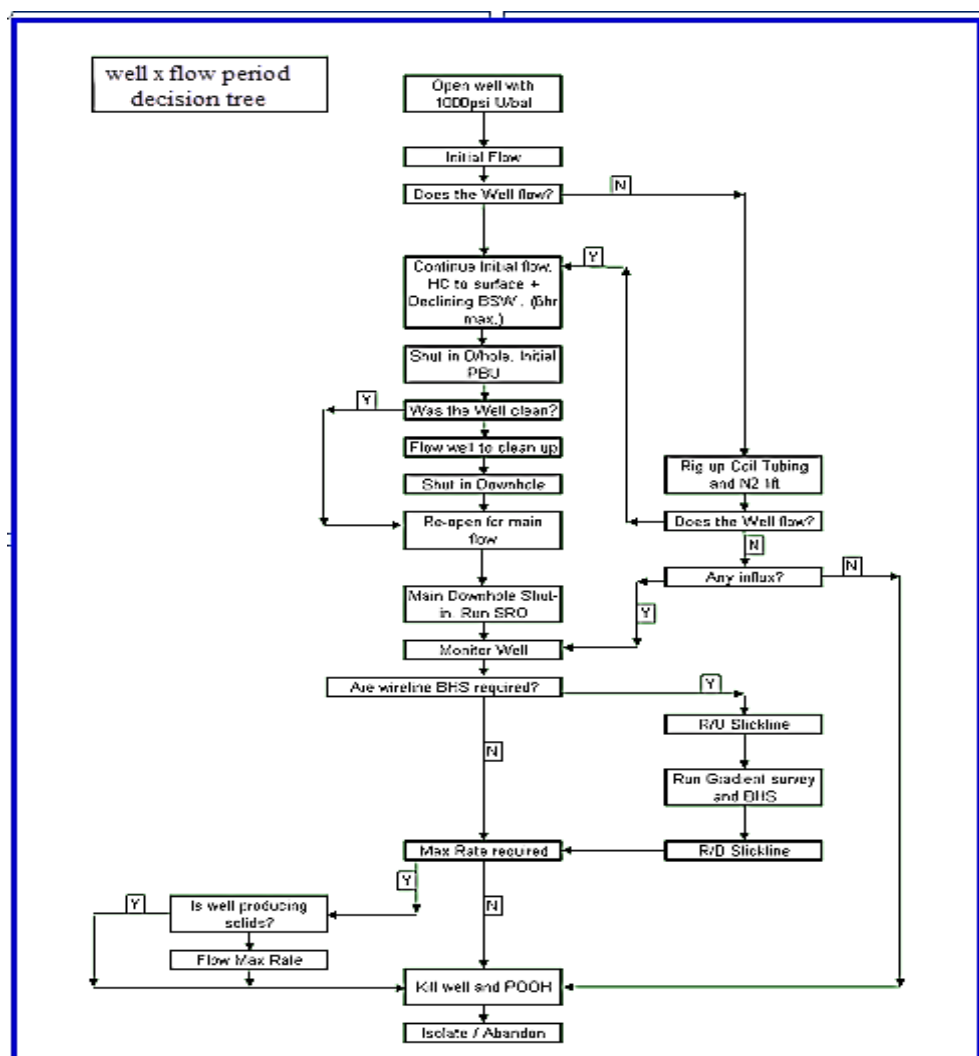
	Giai đoạn	Thời gian	Kích cỡ côn	Áp suất đầu giếng	Nhiệt độ đầu giếng	Lưu lượng đầu	Lưu lượng khí	Lưu lượng nước	GOR	WTC	Tỷ trọng dầu
		Giờ		Psia	°C	Thùng/ngày	Triệu ft ³ /ngày	Thùng/ngày	ft ³ /thùng	%	API
1	Rửa giếng	247	64/64	1667	107	4951	15	2531	3110	33	43
2	Hồi áp ban đầu	65		3883	30						
3	Dòng chính	62	64/64	1774	108	5593	17	1848	3093	25	43
4	Hồi áp chính	96		3862	28						
5	Dòng lớn	4	32/64	3638	59,9	4216	10	21	386	0,5	44
		4	48/64	3801	92	7260	17	25	2355	0,3	43
		4	64/64	2263	101	8031	20	176	2528	2	44
		0,2	96/64	1263	104	6425		3660		36	44



Hình 2. Các bước trong quy trình thử vỉa giếng A mở B Bồn trữ Cửu Long (Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC).



Hình 3. Các bước trong quy trình thử vĩa giếng C mỏ D Bồn trứng Cửu Long (Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC).



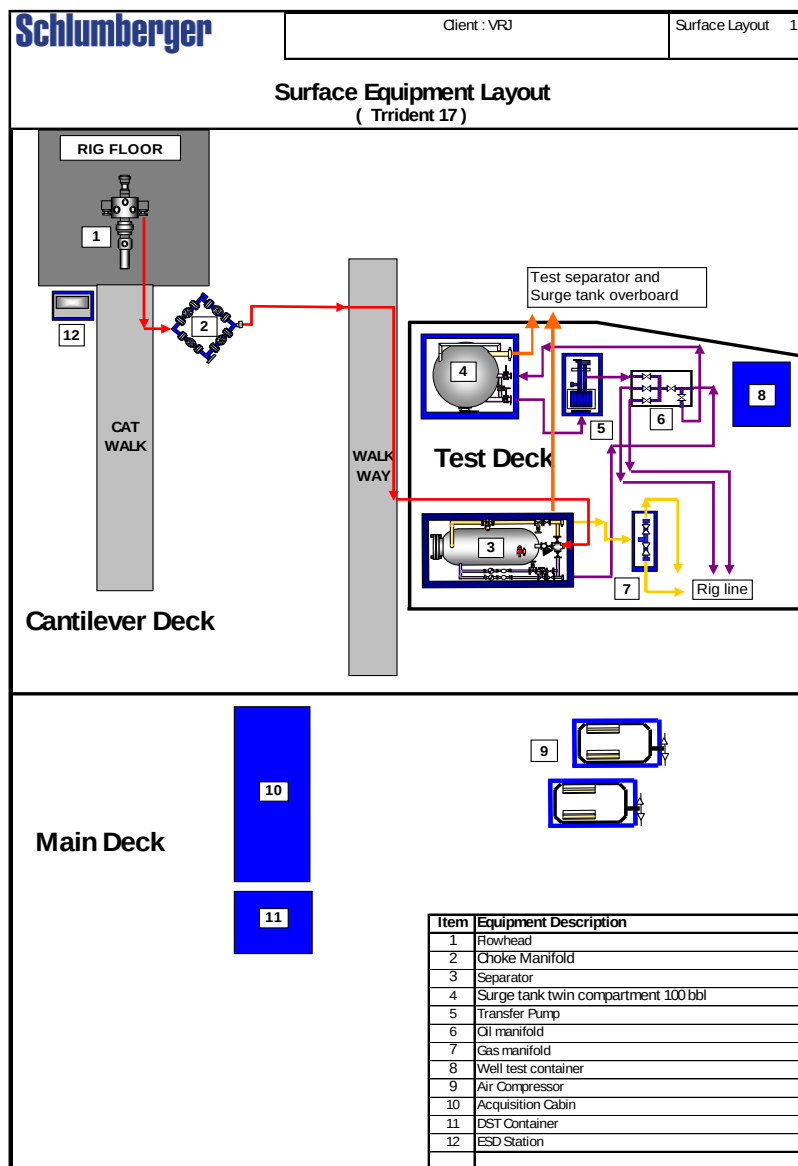
Hình 4. Sơ đồ ra quyết định các bước trong quy trình thử vữa giếng M mở N (Thang Long JOC, VRJ).

2.3. Các thiết bị bề mặt và lòng giếng sử dụng trong thử vỉa dầu khí các giếng thăm dò móng bồn trũng Cửu Long

Các thiết bị bề mặt trong thử vỉa dầu khí các giếng thăm dò đá móng bồn trũng Cửu Long hoàn toàn tương tự như thử vỉa các đối tượng truyền thống chi tiết như ở Hình 5 bao gồm các thiết bị chính sau: cụm đầu giếng, cụm điều tiết chế độ cơn, bình tách 3 pha, bình chứa chất lưu thử vỉa, Cụm máy bơm, cụm van điều tiết dòng dầu, cụm van điều tiết dòng khí, máy nén khí, cụm điều khiển van đóng giếng sự cố... Tuy nhiên, khi lựa

chọn thiết bị bề mặt cần lưu ý một số điểm chính sau: các bình tách và bình đo cần đáp ứng được biên độ đo lưu lượng dầu khí cao lên đến 20 nghìn thùng/ngày đêm. Các bình chứa chất lưu cũng cần đảm bảo chứa và bơm chuyển ra tàu một lượng lớn chất lưu nhằm dung dịch bị mất trong khi khoan.

Các thiết bị bề mặt trong thử vỉa dưới sâu cho các giếng thăm dò đá móng bồn trũng Cửu Long hoàn toàn tương tự như thử vỉa các đối tượng truyền thống chi tiết như ở Hình 6 bao gồm các thiết bị chính sau: Parker, Van thử vỉa, Ổ lắp máy đo nhiệt độ, áp suất, máy lấy mẫu, Van tuần hoàn...



Hình 5. Sơ đồ thiết bị thử vỉa các giếng thăm dò đá móng bồn trũng Cửu Long (Thang Long JOC, VRJ; Schlumberger, 2000).

DST String Configuration - IRDV/Bearfoot Test String, 9 5/8" Casing							
Reference depth to top of tool joint - Measured depth RKB.							
String Description.	Connection Type.		O.Dia.	I.Dia.	Length.	Depth	
	Top.	Bottom.	Inch.	Inch.	Meter.	m(top)	
1 Flowhead.	6 1/2" Q.Union.	6 1/2" - 4 SA Box.		3.00	3.39	-4.35	
2 Crossover.	6 1/2" - 4 SA Pin.	5" - 4 SA Box.	8.50	3.00	0.46	-0.96	
3 Stiff joint 1.	5" - 4 SA Pin.	5" - 4 SA Pin.	5.00	3.00	2.59	-0.50	
4 Stiff joint 2	5" - 4 SA Box.	5" - 4 SA Pin.	5.00	3.00	1.83	2.09	
2 Crossover.	5" - 4 SA Box.	5" - 4 SA Box.	8.50	3.00	0.46	3.92	
4 Stiff joint 3	5" - 4 SA Pin.	4.5" - 4 SA Pin.	5.00	3.00	2.70	4.38	
2 Crossover.	4.5" - 4 SA Box.	5" - 4 SA Pin.	8.50	3.00	0.40	7.08	
5 Lubricator Valve assembly.	5" - 4 SA Box.	5" - 4 SA Box.	8.25	3.00	1.53	7.48	
6 Crossover.	5" - 4 SA Box.	3 1/2" PH6 Pin.	5.00	3.00	0.49	9.01	
7 3 1/2" PH6 tubing.- 1 single	3 1/2" PH6 Box.	3 1/2" PH6 Pin.	4.50	3.83	9.60	9.50	
8 3 1/2" PH6 tubing.- xxx pups	3 1/2" PH6 Box.	3 1/2" PH6 Pin.	4.50	3.83	3.00	19.10	
9 3 1/2" PH6 tubing.- XXX stands	3 1/2" PH6 Box.	3 1/2" PH6 Pin.	4.50	3.83	3322.39	22.10	
10 Crossover.	3 1/2" PH6 Box.	3 1/2" IF Pin.	4.50	3.83	0.35	3344.49	
11 Slip joint - SLPJ-F (Open)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	8.59	3344.84	
12 Slip joint - SLPJ-F (50% Close)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	7.83	3353.43	
13 Slip joint - SLPJ-F (Close)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	7.07	3361.27	
6 Crossover.	3 1/2" IF Box.	4 1/2" IF Pin.	6.50	2.50	0.48	3368.34	
14 6 1/2" Drill collar (3 Stand.)	4 1/2" IF Box.	4 1/2" IF Pin.	6.50	2.81	85.50	3368.82	
6 Crossover.	4 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	6.50	2.50	0.48	3454.32	
16 Single shot reversing valve (SHRV -F)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.38	1.07	3454.80	
6 Crossover.	3 1/2" IF Box.	4 1/2" IF Pin.	6.50	2.50	0.48	3455.87	
17 6 1/2" Drill collar (2 Jts.)	4 1/2" IF Box.	4 1/2" IF Pin.	6.50	2.81	19.00	3456.35	
6 Crossover.	4 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	6.50	2.50	0.48	3475.35	
18 Tester valve (IRDV-Dual Valve)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	6.00	3475.83	
19 Gauge adaptor (DGA) - MP - XXXX m.	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	3.31	3481.83	
20 Hydraulic jar - Closed (JAR-F)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	2.41	3485.14	
21 Safety joint (SJB-F)	3 1/2" IF Box.	3 1/2" IF Pin.	5.00	2.25	0.52	3487.55	
22 Crossover.	3 1/2" IF Box.	3 1/2" EUE Pin.	4.75	2.25	0.31	3488.06	
23 9 5/8" Positrieve packer (Top)	3 1/2" EUE Box.	N / A.	8.25	2.25	1.63	3488.37	
24 9 5/8" Positrieve packer (Btm)	N / A.	3 1/2" EUE Pin.	8.25	2.25	1.00	3490.00	
25 31/2" Perforated pup joint.	3 1/2" EUE Box.	3 1/2" EUE Pin.	4.50	2.45	2.60	3491.00	
26 Crossover.	3 1/2" EUE Box.	2 7/8" EUE Pin.	4.75	2.25	0.26	3493.60	
27 4 Joints 2 7/8" EUE tubing.	2 7/8" EUE Box.	2 7/8" EUE Pin.	2.88	2.44	37.96	3493.86	
28 Wireline re entry guide	3 1/2" EUE Box.	N/A	3.50	2.43	0.30	3531.82	
Bottom of the string						3532.12	
Casing Shoe						3525.70	

</

Hình 6. Sơ đồ thiết bị thử vỉa dưới sâu cho giếng thăm dò A mỏ B bồn trũng Cửu Long (Thang Long JOC, VRJ; Schlumberger, 2000).

Kết quả thử vỉa áp dụng quy trình nêu trên tại bồn trũng Cửu Long mang lại hiệu quả kinh tế rõ nét cho các nhà thầu dầu khí, ví dụ: Giếng A mỏ B (Hình 2) tiết kiệm 01 ngày thuê giàn.

3. Kết luận

Trên cơ sở Quy trình thử vỉa cho các vỉa dầu khí truyền thống, tác giả đã hiệu chỉnh bổ sung một số bước cũng như phương thức triển khai thực tế và đề xuất Quy trình thử vỉa hoàn chỉnh phù hợp với các giếng khoan thăm dò vỉa dầu đá móng bồn trũng Cửu Long bao gồm các bước chính như sau: chế độ dòng ban đầu; chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa ban đầu; Chế độ làm

sạch dòng; Chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa chính; Các chế độ dòng chính và chế độ dòng lấy mẫu sâu PVT; Chế độ dòng tối đa; Chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa cuối (lựa chọn); Chế độ làm sạch dòng đối với các giếng thăm dò tầng móng bồn trũng Cửu Long thường kéo dài rất lâu từ vài chục đến vài trăm giờ do hầu hết các giếng bị mất dung dịch nhiều. Phương pháp bơm khí nén N₂ bằng Coil Tubing được khuyến cáo áp dụng cho tất cả các chiến dịch thử vỉa các giếng trên; Thời gian của chế độ đóng giếng đo phục hồi áp suất vỉa đối với các giếng thăm dò tầng móng bồn trũng Cửu Long thường ngắn hơn nhiều so với các giếng thăm dò đối tượng truyền thống.

Phương pháp đo kiểm tra dòng khai thác PLT được tác giả khuyến cáo áp dụng cho các giếng thăm dò tầng móng bồn trũng Cửu Long để có đủ thông tin cần thiết tin cậy trong tính toán trữ lượng và đưa ra định hướng khai thác mỏ một cách hiệu quả.

Tài liệu tham khảo

Schlumberger, 2000. Downhole Testing Services.
 Schlumberger, 2006. Fundamentals of Formation Testing.
 Thang Long JOC, Hoan Vu JOC, VRJ, Lam Son JOC, JVPC, 2010. Báo cáo thử vỉa các giếng khoan thăm dò trong móng Bồn trũng Cửu long.
 Thang Long JOC, VRJ, 2009. Chương trình thử vỉa

các giếng khoan thăm dò trong móng Bồn trũng Cửu long.

Trần Lê Đông, Mai Văn Dư, 2000. Các đặc tính thấm chứa đặc trưng của thân dầu trong móng mỏ Bạch Hổ qua phân tích tài liệu khảo sát giếng khoan. *Tuyển tập hội nghị khoa học công nghệ 2000 "Ngành dầu khí trước thềm thế kỷ 21"*.

Trần Lê Đông, Mai Văn Dư, 2001. Đặc điểm phân bố các đới cho dòng sản phẩm và tiếp nhận nước trong thân dầu móng mỏ Bạch Hổ. *Hội nghị khoa học kỷ niệm 20 năm thành lập Xí nghiệp liên doanh Vietsovpetro, Vũng Tàu 2001*.

Warren, J. E., and Root, P. J., 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. 245-255.

ABSTRACT

Selection process for petroleum reservoir testing exploration well in Cuu Long Basin foundation and actual deployment

Tuan Anh Nguyen ¹, Tung Thanh Nguyen ¹, Quan Vu Le ¹, Trung Quoc Le ¹, Do Van Nguyen ¹,
 Thanh Van Nguyen ²

¹ Vietnam Petroleum Institute (VPI), Vietnam

² Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

The practice of well test operations in the exploration wells for the basement target of the Cuu long basin normally faces numerous of challenges due to various reasons such as the high heterogeneity of reservoir rocks and especially the impact of severe mud losses during drilling. This paper seeks to overcome the above mentioned challenges by recommending an appropriate complete testing procedure together with the practical application methodology. Beside on that, the used testing equipment in order to improve the efficiency of the well testing jobs, obtaining the most reliable sufficient data for the reservoir evaluation, reserve calculation and production management of the basement oil reservoirs in the Cuu long basin.