

# PHƯƠNG PHÁP MINH GIẢI TỔ HỢP TÀI LIỆU ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN TRONG ĐIỀU KIỆN ĐỊA CHẤT PHỨC TẠP

**Nguyễn Lâm Anh, Varlamov Denis Ivanovich**

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: anhnl.rd@vietsov.com.vn

## Tóm tắt

Thử vỉa bằng cáp là phương pháp nghiên cứu phổ biến trong quá trình thi công giếng khoan tìm kiếm thăm dò/thẩm lượng. Kết quả nghiên cứu cho phép chính xác hóa tầng chứa hydrocarbon, xác định áp suất vỉa, ranh giới chất lưu (OWC/GWC), lựa chọn các khoảng thử vỉa trong ống chống cũng như xác định đặc điểm chất lưu ở điều kiện vỉa. Tuy nhiên, trong một số trường hợp khó có thể thu thập các số liệu đảm bảo chất lượng trong thời gian đo hợp lý, đặc biệt tại các vỉa chặt sít với chất lưu có tính di động thấp và xuất hiện sự xâm nhập của dung dịch khoan. Bài báo trình bày phương pháp tổng hợp giúp nâng cao hiệu quả của việc sử dụng các số liệu thử vỉa đo bằng cáp cùng với tài liệu địa vật lý giếng khoan thu được trong quá trình khảo sát giếng khoan.

**Từ khóa:** Giếng khoan, vỉa, tầng chứa, gradient áp suất, thiết bị thử vỉa qua cáp, bão hòa, thử vỉa, mẫu thử vỉa.

## 1. Giới thiệu

Các giếng khoan tìm kiếm thăm dò/thẩm lượng ngoài nhiệm vụ thu thập các thông tin địa chất còn phải thu thập dữ liệu về xu thế áp suất vỉa theo độ sâu giếng, độ bão hòa dầu khí trong vỉa, các ranh giới chất lưu và lựa chọn các đối tượng/khoảng để tiến hành thử vỉa trong ống chống. Việc sử dụng các thiết bị thử vỉa qua cáp cho phép thu thập được lượng lớn các thông tin quan trọng về tầng chứa, giúp giảm rủi ro cho việc tiến hành các phương pháp thử vỉa tiếp theo (DST & mini DST) có chi phí cao hơn.

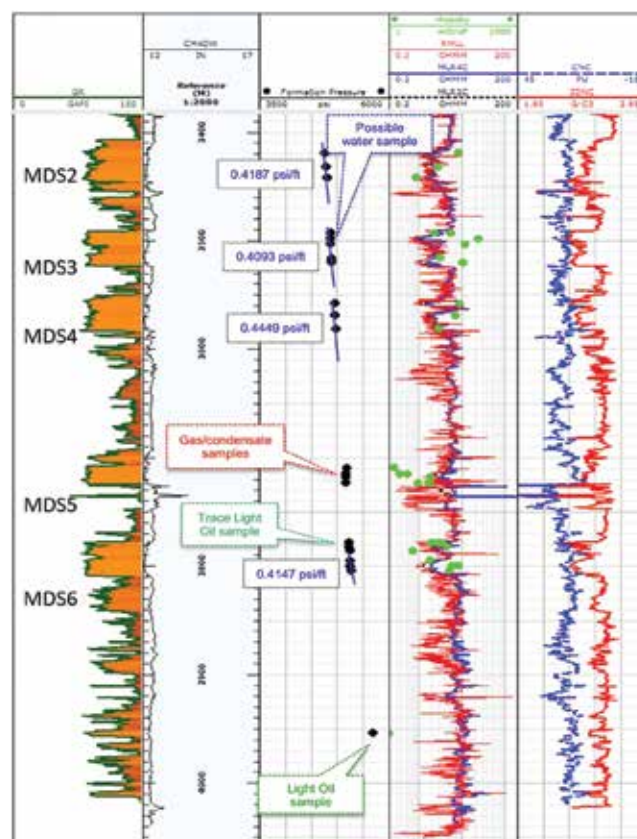
Tuy nhiên, hiệu quả và lượng thông tin thu thập được từ phương pháp này lại phụ thuộc rất nhiều vào đặc điểm của vỉa và thường không cho kết quả tốt khi khảo sát các tầng chứa chặt sít và chất lưu di chuyển kém linh hoạt. Do hạn chế về mặt thời gian xuất hiện nên thời gian đo tại 1 điểm lấy mẫu cần phải được giảm xuống mức tối đa để tránh rủi ro bị kẹt thiết bị, do vậy việc đo áp suất đại diện trong vỉa trong điều kiện thân trần và lấy mẫu chất lưu trong vỉa thường không được thực hiện hoàn chỉnh.

## 2. Phương pháp

Tại giếng khoan tìm kiếm thăm dò thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn, áp suất vỉa đã được tiến hành đo tại 68 điểm thuộc thành hệ Miocene dưới và lấy được 11 mẫu chất lưu vỉa. Trong 68 điểm khảo sát, có 33 điểm thành công

(chiếm 49%), 4 điểm không hoàn thành, 14 điểm cho kết quả không đại diện (chiếm 20%) và 17 điểm (chiếm 25%) bị hỏng do paker bị hở trong quá trình đo đạc (Hình 1).

Do chất lượng vỉa chứa có xu hướng giảm dần theo



**Hình 1.** Vị trí thử vỉa giếng khoan bằng cáp

Ngày nhận bài: 12/4/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/4 - 17/5/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/10/2018.

**Bảng 1.** Kết quả khảo sát bằng thiết bị thử vỉa qua cáp

STT	Vỉa	Mẫu số	MDRT (m)	TVDRT (m)	TVDSS (m)	Dạng Packer	Áp suất hồi áp cuối (psia)	Độ linh hoạt (mD/cp)	Thể tích bơm ra tích lũy (litres)	Thời gian bơm ra tích lũy	Dạng IFX
1	MDS6	70	3800,02	3721,40	3690,90	Dạng bầu dục	5269,7	25,8	68,3	1 giờ 36 phút	Không áp dụng
2	MDS6	71	3778,50	3701,15	3670,65	Dạng bầu dục	5241,6	14,0	74,7	1 giờ 46 phút	Không áp dụng
3	MDS3	79	3492,96	3433,01	3402,51	Dạng chuẩn	4872,7	29,1	67,5	2 giờ	Nước vỉa + Dung dịch gốc nước
4	MDS5	81	3699,07	3626,40	3595,90	Dạng bầu dục	NA	NA	73,4	3 giờ 58 phút	Dung dịch gốc nước
5	MDS5	85	3703,02	3630,11	3599,61	Dạng bầu dục	NA	NA	13,5	3 giờ 47 phút	Khí condensate + Dung dịch gốc nước
6	MDS5	86	3715,00	3641,36	3610,86	Dạng bầu dục	5164,3	2,7	118,5	3 giờ 18 phút	Dung dịch gốc nước
7	MDS6	88	3778,60	3701,24	3670,74	Dạng bầu dục	5242,1	9,7	154,0	4 giờ 55 phút	Dung dịch gốc nước + Dầu hiệu khí condensate
8	MDS6	89	3786,04	3708,25	3677,75	Dạng bầu dục	5252,0	3,8	120,0	4 giờ 51 phút	Dung dịch gốc nước
9	MDS5	91	3709,71	3636,39	3605,89	Dạng bầu dục	NA	NA	36,0	4 giờ 13 phút	Dung dịch gốc nước
10	H120	93	3954,02	3866,29	3835,79	Dạng bầu dục	6601,6	1,0	24,0	2 giờ 53 phút	Dầu + Dung dịch gốc nước
11	MDS5	111	3723,42	3649,28	3618,78	Dạng chuẩn	5175,4	8,7	84,9	4 giờ 12 phút	Dung dịch gốc nước

**Bảng 2.** Kết quả phân tích thí nghiệm các mẫu được trích từ bình chứa

Vỉa	Độ sâu (MDRT) (m)	Thể tích phần lọc dung dịch (ml)	Thể tích hydrocarbon (ml)	Định dạng
MDS_3	3492,96	600	0	Dung dịch gốc nước
MDS_5	3699,07	600	0	Dung dịch gốc nước
MDS_5	3703,02	560	0	Dung dịch gốc nước
MDS_5	3709,71	700	0	Dung dịch gốc nước
MDS_5	3715,00	680	0	Dung dịch gốc nước
MDS_5	3723,42	560	0	Dung dịch gốc nước
MDS_6	3778,60	550	2 (condensate)	Dung dịch gốc nước
MDS_6	3786,04	660	0	Dung dịch gốc nước
H_120	3954,02	50	500 (dầu)	Dầu nhẹ

chiều sâu nên mức độ thành công của phép đo giảm dần theo chiều sâu. Trong khoảng độ sâu 3.800 - 4.000m, hầu hết các lần đo đều xuất hiện các điểm paker bị hở. Theo kết quả minh giải, gradient áp suất ở 4 khoảng vỉa cho thấy có sự hiện diện của vỉa chứa nước. Tại các khoảng khảo sát chính (các điểm tiến hành lấy mẫu chất lưu vỉa), kết quả đo nhận được khá phân tán do chất lượng tầng chứa giảm (các điểm 4, 5, 9 trên Bảng 1) nên không đủ tin cậy để xây dựng gradient áp suất vỉa.

Tổng cộng lấy được 11 mẫu chất lưu tại vỉa (Bảng 1). Thời gian dùng để lấy mẫu (tại các tầng chứa có chất lượng tốt) là 1 - 2 giờ và 4 - 5 giờ tại các tầng chứa chặt sít. Thiết bị đo dòng chất lưu (IFX) theo thời gian thực đã nhận diện được nước vỉa tại mẫu số 3, vết hydrocarbon tại các mẫu 4, 5, 7, 10. Tuy nhiên kết quả phân tích mẫu trong phòng thí nghiệm chỉ xác nhận sự hiện diện của hydrocarbon tại mẫu số 7 và 10 (Bảng 2).

Kết quả phân tích mẫu 10 (Bảng 1) cho thấy có sự hiện diện của dầu nhẹ có lẫn filtrate, các mẫu còn lại đều chứa filtrate.

Kết quả nhận diện trực tiếp loại chất lưu trong quá trình khảo sát và kết quả phân tích thí nghiệm mẫu thu được trong

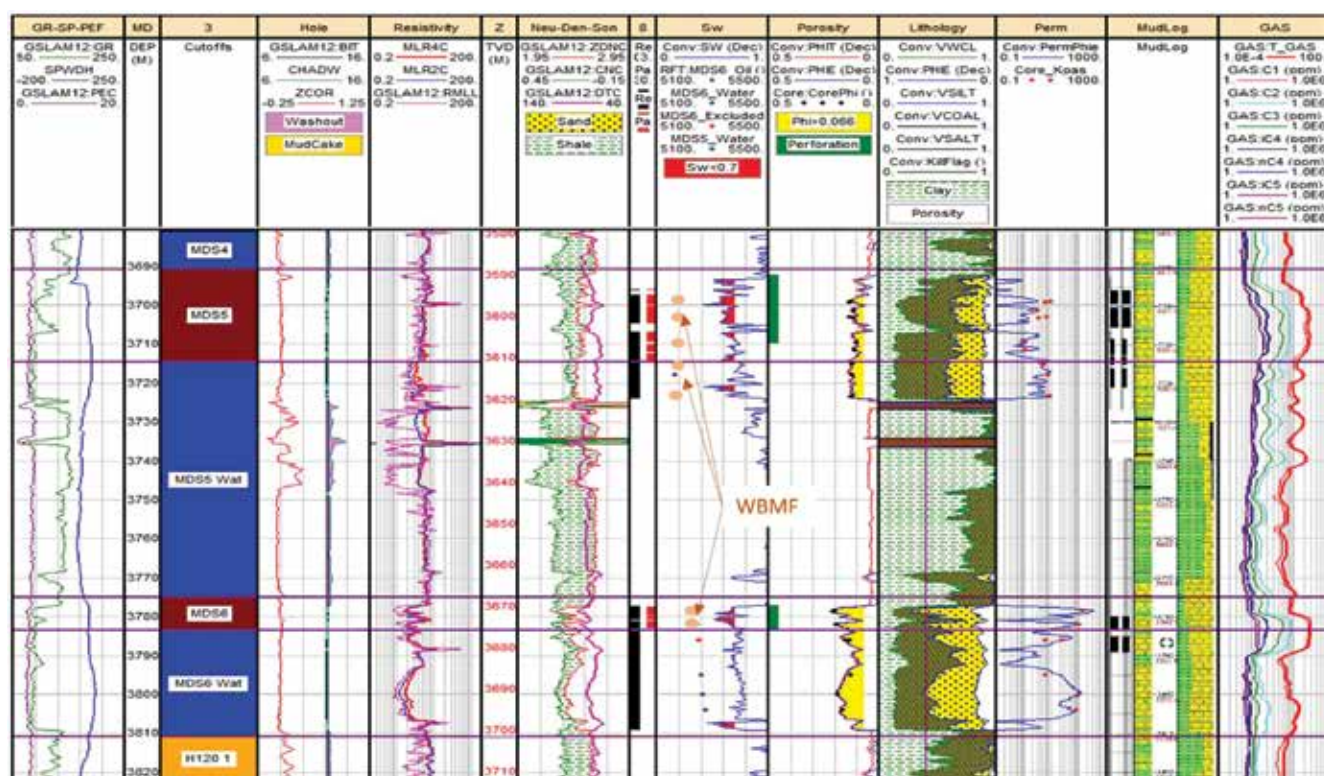
bình cho thấy không trùng khớp hoàn toàn với nhau. Trong khi hydrocarbon lỏng đã được xác nhận (Bảng 2) thì loại khí tại các mẫu 4 và 5 (Bảng 1) chưa được xác minh do các mẫu khí được tách từ tất cả các bình có thể tích không đủ để phân tích (chỉ 1 - 2 lít tại điều kiện tiêu chuẩn).

Kết quả phân tích pha lỏng (sau khi đã tách hydrocarbon) tại các mẫu 7 và 8 (Bảng 1) cho thấy sự hiện diện của hỗn hợp filtrate dung dịch khoan (WBMF) với một lượng nhỏ có thể là nước vỉa.

Sự hiện diện không đáng kể hydrocarbon trong các mẫu không cho phép xác minh tiềm năng dầu - khí công nghiệp của vỉa. Sự có mặt của vết dầu tại mẫu số 7, cho thấy vỉa bão hòa dầu, nhưng cũng có thể là vỉa nước do nước vỉa cũng có mặt. Vì vậy, việc minh giải kết quả thu được và mức độ tin cậy của việc xác định tính bão hòa của các khoảng khảo sát là chưa chắc chắn nếu dựa trên số liệu phân tích hiện có từ phòng thí nghiệm do tất cả những phần mẫu chất lỏng chủ yếu đều là dung dịch khoan lẫn cận bản (WBMF) (Hình 2).

Công tác phân tích thành phần khí được thực hiện trên thể tích khí được tách ra từ mẫu vỉa. Kết quả phân tích thành phần khí cho thấy đây là khí thiên nhiên (Bảng 3).

Kết quả phân tích cho thấy có sự thay đổi thành phần khí CO<sub>2</sub> trong các mẫu. Hàm lượng khí CO<sub>2</sub> có sự chênh lệch đáng kể ở một số mẫu. Hàm lượng khí CO<sub>2</sub> hòa tan trong nước có thể được giả định là nồng



Hình 2. So sánh kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan và kết quả phân tích mẫu từ vỉa

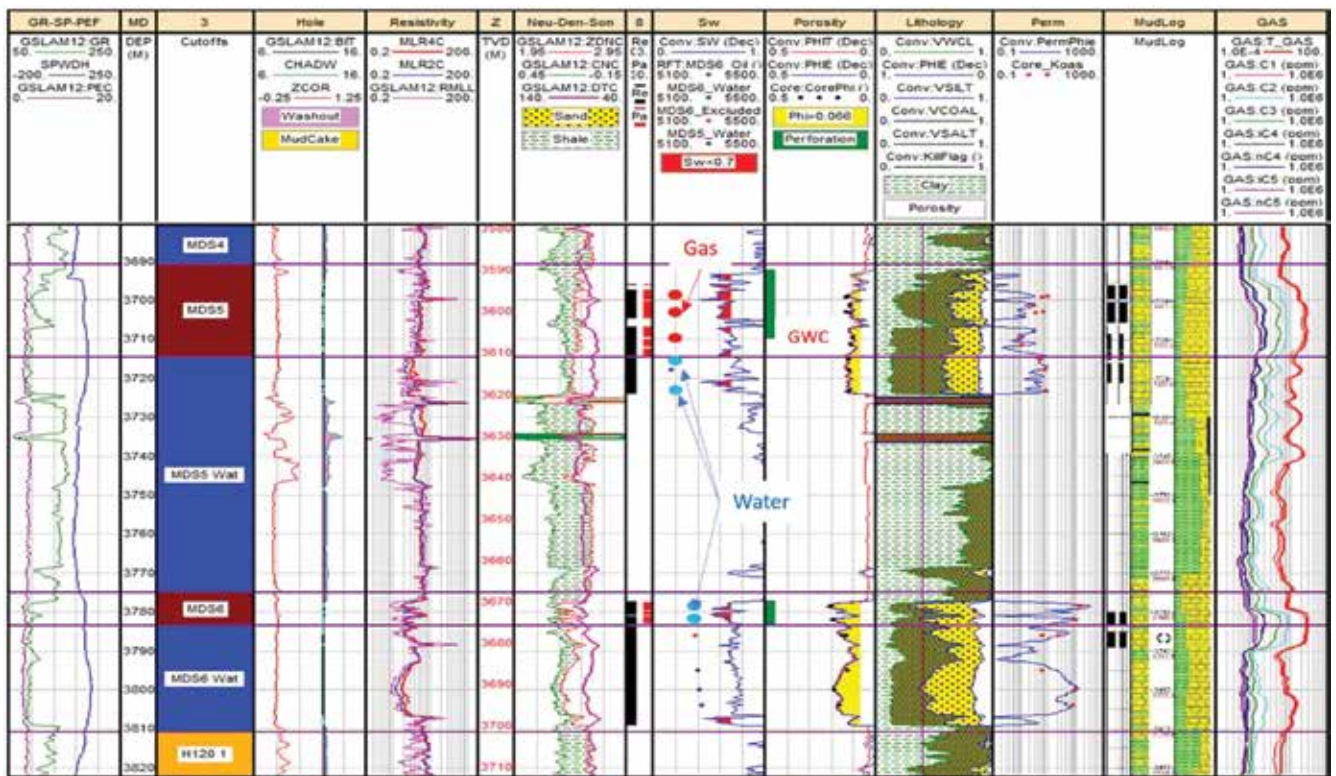
Bảng 3. Kết quả phân tích thành phần phân khí

Thành phần/đặc tính	MDS3 @3493	MDS5 @3699	MDS5 @3703	MDS5 @3709,7	MDS5 @3715	MDS5 @3723,4	MDS5 @3778	MDS6 @3786
N <sub>2</sub> hiếm, %mol	2,19	1,78	1,57	2,31	1,36	1,99	1,69	0,94
CO <sub>2</sub>	11,56	0,60	1,26	0,47	12,81	13,41	13,14	12,44
H <sub>2</sub> S								
CH <sub>4</sub>	79,80	88,04	89,51	89,04	81,13	90,64	80,26	82,93
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,15	6,28	4,93	4,92	3,42	4,21	3,15	2,73
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,09	1,91	1,32	1,68	0,76	1,12	0,80	0,49
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,22	0,39	0,27	0,39	0,11	0,17	0,18	0,07
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,22	0,33	0,51	0,42	0,10	0,14	0,16	0,08
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,09	0,12	0,10	0,15	0,03	0,03	0,07	0,03
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,08	0,08	0,07	0,12	0,02	0,02	0,05	0,02
C <sub>6</sub> dự kiến	0,16	0,12	0,11	0,11	0,02	0,01	0,07	0,01
C <sub>7+</sub> dự kiến	0,44	0,35	0,36	0,40	0,25	0,34	0,42	0,25
RG, air = 1	0,7333	0,6448	0,6383	0,6407	0,7204	0,623	0,7336	0,7079
Khối lượng phân tử, g/mol	21,19	18,63	18,45	18,52	20,95	18,01	21,2	20,46
LPG (C <sub>3+</sub> và C <sub>4+</sub> ), g/sm <sup>3</sup>	101,6	121,3	111,92	129,4	50	68,1	79,5	41,1
C <sub>5+</sub> (điều kiện ổn định), g/sm <sup>3</sup>	29,7	25,3	24,5	29,3	12,8	16,2	24,1	12,4

độ CO<sub>2</sub> cao (11 - 13 %mol) tương ứng với các khoảng bão hòa nước, nồng độ CO<sub>2</sub> thấp (0,6 - 1,3 %mol) tương ứng với khoảng bão hòa khí. Như vậy, trong một số trường hợp, hàm lượng khí CO<sub>2</sub> có thể là chỉ tiêu để xác định độ bão hòa khí không có các mẫu chất lưu vỉa mang tính chất đại diện.

Việc tích hợp kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan, số liệu đo áp suất và phân tích hàm lượng CO<sub>2</sub> giúp chứng minh tính đúng đắn của những kết quả minh giải trước đây (Hình 3).

Trên cơ sở tài liệu đo áp suất vỉa từ tài liệu địa vật lý giếng khoan có thể xác định được vị trí của ranh giới khí - nước cho vỉa MDS\_5 và khẳng định chắc chắn kết quả này cũng góp phần luận giải hàm lượng CO<sub>2</sub>. Như vậy khoảng vỉa này có thể được đề xuất để tiến hành thử vỉa trong ống chống (DST) với mức độ tin cậy cao. Phần trên của tầng MDS6 theo tài liệu địa vật lý giếng khoan được xem là vỉa mỏng bão hòa hydrocarbon. Tuy nhiên, cả 2 mẫu lấy từ tầng này đều có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao và kết quả phân tích pha lỏng cho



Hình 3. Kết quả minh giải tổ hợp địa vật lý giếng khoan và thử vỉa bằng cáp

thấy nước vỉa có thể lẫn hàm lượng hydrocarbon thấp tại tầng này (bão hòa HC thấp). Do đó, có thể bỏ qua tầng này và không tiến hành công tác đánh giá tiếp theo.

### 3. Kết luận

Phương pháp phân tích tổ hợp địa vật lý giếng khoan (thử vỉa qua cáp và địa vật lý giếng khoan) giúp nâng cao hiệu quả công tác đánh giá chất lượng vỉa chứa và nhận

dạng loại lưu thể vỉa đồng thời trợ giúp cho các quyết định về công tác tiếp theo đối với khu vực có điều kiện địa chất phức tạp, ngoài ra còn tiết kiệm thời gian và chi phí đo trong thân trần cũng như công tác thử vỉa trong ống chống nói riêng và tăng hiệu quả của công tác tìm kiếm thăm dò nói chung. Tuy nhiên phương pháp này cần được thử nghiệm thêm trên thực tế.

## INTEGRATED OPEN-HOLE DATA INTERPRETATION TECHNIQUE IN TIGHT/ DEEP INVADDED RESERVOIRS

Nguyen Lam Anh, Varlamov Denis Ivanovich

Vietsovetro

Email: anhnl.rd@vietsov.com.vn

### Summary

Modular Formation Dynamics Tester (MDT) and Reservoir Characterisation Instrument (RCI) are commonly used in appraisal/exploratory wells. The results of the MDT/RCI method help clarify the hydrocarbon pay zone, determine reservoir pressures, oil/gas-water contact (OWC/GWC), as well as intervals for drill stem test (DST), and examine the properties of reservoir fluids. However, it is sometimes quite difficult to get acceptable results with reasonable measure time, especially in tight reservoirs with low fluid mobility or deeply invaded zones. The paper describes a methodology which allows the efficiency of obtained information to be improved by integrating different kinds of well data.

**Key words:** Well, reservoir, pay zone, pressure gradient, MDT/RCI, saturation, well test, fluid sample.