

Tích hợp tài liệu vật lý và đánh giá đặc trưng biểu hiện dầu khí mỏ X

Trương Quốc Thanh^{1,2,*}, Nguyễn Xuân Khả¹, Nguyễn Tuấn¹, Nguyễn Trung Tín¹, Trang Đức Anh¹, Trần Văn Xuân¹



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

TÓM TẮT

Trên cơ sở phân tích, minh giải tài liệu khoan, vật lý vỉa bài báo tiến hành đánh giá tiềm năng dầu khí tập cát kết Oligocene mỏ X. Bài báo đã trình bày các phương pháp phân loại khí dựa vào các chỉ số sắc ký khí, tổng hàm lượng hydrocarbon chứa trong dung dịch khoan. Bên cạnh đó bài báo đã xây dựng quy trình phân tích thành phần chất lưu chứa trong thành hệ dựa vào các chỉ số Wh-Bh-Ch trên các đỉnh khí trong tài liệu mudlogging. Kết quả minh giải từ 8 đỉnh khí trong giếng khoan X-S16P đi qua tập trầm tích Oligocene đã xác định được các đới tiềm năng chứa dầu khí của mỏ X đồng thời đã xác lập được khoảng phân bố chất lưu vỉa. Đối sánh với kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan từ các đường cong gamma ray, mật độ, điện trở suất và phân tích tài liệu DST đã giúp chính xác hóa đặc trưng biểu hiện dầu khí tại mỏ X. Kết quả thử vỉa DST giếng X-S16P mỏ X ở khoảng độ sâu 2.827- 2.887m trong tập cát kết xen kẹp cho dòng dầu với lưu lượng 8.826 thùng/ngày phù hợp với kết quả phân tích biểu hiện dầu khí trên tài liệu mud logging từ đó đi đến kết luận việc tích hợp tài liệu mudlog với các tài liệu vật lý vỉa khác đã cho phép tăng độ tin cậy của đánh giá tiềm năng dầu khí. Bên cạnh đó nhận thấy rằng việc sử dụng các phương pháp phân tích, đánh giá các chỉ số khác nhau để xác định thành phần khí trong quá trình khoan là cách dự đoán và phân loại nhanh tăng sản phẩm.

Từ khóa: mudlog, địa vật lý giếng khoan, thử vỉa, biểu hiện dầu khí

GIỚI THIỆU

Việc sử dụng các phương pháp phân tích, đánh giá các chỉ số khác nhau (thiết bị Varian, GC – Tracer và Total Gas) để xác định thành phần khí trong quá trình khoan, từ đó giúp dự đoán và phân loại nhanh tầng sản. Minh giải các tài liệu địa vật lý giếng khoan từ đó phân loại và đánh giá đặc trưng phân bố của dầu khí đặc điểm dầu khí dựa trên các đỉnh khí (gas peaks) trong các tập cát kết Mioxen sớm có được từ tập dữ liệu (database). Kết quả phục vụ cho công tác nghiên cứu và phát triển mỏ trong giai đoạn tiếp theo¹.

Đối tượng nghiên cứu là các tập cát, cát bột kết trong mỏ X với phạm vi nghiên cứu là khu vực giếng X – S9P, X – S16P.

Mỏ X nằm trong lô 12W và 12E thuộc bể Nam Côn Sơn. Vị trí mỏ X được giới hạn trong khoảng 7°19'57.391" vĩ độ Bắc và 108°17'48.828" kinh độ Đông, cách bờ biển Vũng Tàu 350 km (Hình 1). Mực nước biển tại nơi hạ đặt giàn khoan là 95.5 mét. Mỏ X có trữ lượng khoảng 50 triệu thùng.

Giếng -S16P tọa lạc tại phía Nam của mỏ X, được khoan nghiêng 52° xuyên cắt các tầng sản phẩm hydrocarbon trong tập cát MDS1 (Hình 2) tầng chứa tuổi Dừa giữa. Giếng sẽ được khoan vào phần trung tâm phía Nam của mỏ, gần đỉnh của cấu trúc (Hình

3). Các tập trầm tích trong giếng X-S16P tương tự như cột địa tầng bể Nam Côn Sơn (hình 4)

PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU - PHÂN LOẠI – GHI NHẬN VÀ PHÂN TÍCH KHÍ

Các phương pháp phân loại

Phân loại theo sắc ký khí tam giác (Triangular Chromatograph)³

Thành phần hỗn hợp khí đo được có thể xác định được nguồn gốc và chỉ ra dấu hiệu của dầu hoặc khí (oil/gas bearing indicator). Qua biểu đồ hỗn hợp khí bằng phương pháp đồ thị sẽ giúp ta dự báo được hydrocarbon là dầu, khí hay không chứa sản phẩm.

Tam giác thu được bằng cách vẽ ba đường thẳng hợp với nhau theo góc 120°, tương ứng với tỉ lệ khí C2/ΣC; C3/ΣC; nC4/ΣC. Trong đó ΣC = THC = C1+C2+C3+iC4+nC4+iC5+nC5⁴

Tâm đồng nhất ba đỉnh của tam giác phải nằm trong hình elíp màu hồng là bình thường và ngược lại nằm ngoài hình elíp là bất thường. Dấu hiệu dầu/khí này không phải có từ vỉa mà có được do tác động phản ứng hoá học trong dung dịch hoặc khí từ nơi khác đến không liên quan tới dầu khí trong vỉa.

¹Trường Đại học Bách khoa, ĐHQG-HCM, Việt Nam

²IGE, Viện khoa học Trái Đất và Môi Trường, Đại học Grenoble-Alpes, Pháp

Liên hệ

Trương Quốc Thanh, Trường Đại học Bách khoa, ĐHQG-HCM, Việt Nam

IGE, Viện khoa học Trái Đất và Môi Trường, Đại học Grenoble-Alpes, Pháp

Email: tqquocthanh@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 15/5/2021
- Ngày chấp nhận: 30/8/2021
- Ngày đăng: 04/11/2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4iS13.839



Bản quyền

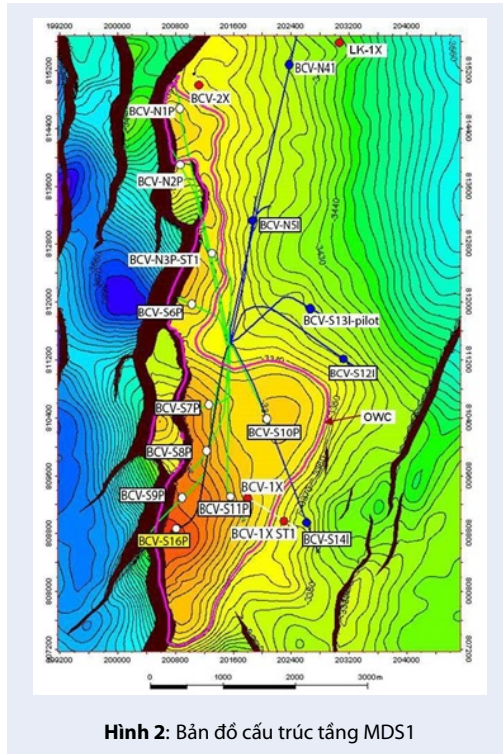
© ĐHQG Tp.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



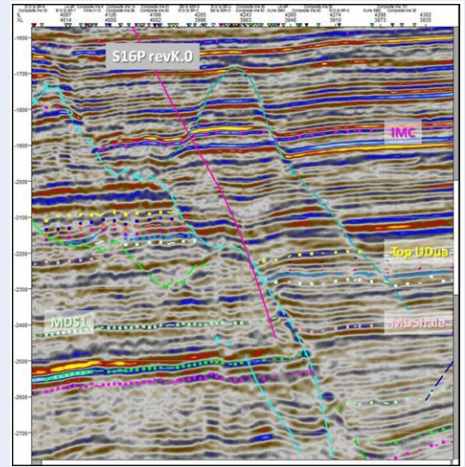
Trích dẫn bài báo này: Thanh T Q, Khả N X, Tuấn N, Tín N T, Anh T D, Xuân T V. **Tích hợp tài liệu vật lý và đánh giá đặc trưng biểu hiện dầu khí mỏ X.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 4(S13):S170-S183.



Hình 1: Bản đồ khu vực mô X



Hình 2: Bản đồ cấu trúc tầng MDS1



Hình 3: Mặt cắt địa chấn giếng X-S16P

HỆ THỐNG ĐỊA TẢNG	CỘT ĐỊA TẢNG	MÔ TẢ TẦM TẾ THỰC HỌC	SINH ĐỊA TẢNG	
			ĐƠN VỊ	Kiến tạo
HE TI	[Symbol]	Sét, sét, cát kết xen kẽ phân lớp mỏng, giữa lớp chất hữu cơ, hạt đá.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
HE TI	[Symbol]	Sét kết màu vàng xen kẽ hạt kết, độ gùn kết trung bình, giữa lớp chất hữu cơ, hạt đá.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
HE TI	[Symbol]	Đá vôi xám các lớp cát, sét mỏng và sét vôi.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
HE TI	[Symbol]	Sét, sét, cát kết xen kẽ, độ gùn kết yếu ở đá vôi.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
HE TI	[Symbol]	Sét, sét, cát kết xen kẽ, độ gùn kết trung bình, giữa lớp chất hữu cơ, hạt đá.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
HE TI	[Symbol]	Cát kết xen kẽ sét, hạt kết, và các lớp phân mỏng.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
HE TI	[Symbol]	Cát kết sét, sét, hạt kết, và các lớp phân mỏng.	ĐƠN VỊ	ĐƠN VỊ
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	
ĐƠN VỊ			ĐƠN VỊ	

Hình 4: Cột địa tầng tổng hợp bể Nam Côn Sơn²

Với các trường hợp hình tam giác vẽ ra được ta có các trường hợp tương ứng: Có đỉnh quay lên trên, dấu hiệu thu được là khí.

Có đỉnh quay xuống dưới, dấu hiệu thu được là dầu.

Hình tam giác lớn là dấu hiệu khí khô hoặc dầu có tỉ lệ khí dầu (GOR) thấp. Hình tam giác nhỏ là dấu hiệu khí ướt hoặc dầu có tỉ lệ khí dầu cao.

Phân loại dựa theo các chỉ số chính của GC – Tracer

Phân loại theo tổng hàm lượng hydrocarbon (THC)⁴

Đây là một trong những đồ thị được sử dụng cho việc phân tích và quan sát nhanh mẫu khí. Dựa vào giá trị tổng hàm lượng hydrocarbon (THC) thu được, đồ thị cho ta biết được khoảng độ sâu nào có khả năng cao cho biểu hiện dấu khí (thường là nơi có giá trị THC cao hơn khu vực xung quanh). Cần lưu ý rằng, đồ thị chỉ có thể cho biết nơi nào có sự hiện diện của hydrocarbon mà không cho biết được thành phần khí tại đó. Đơn vị của THC có thể là phần triệu (ppm) hoặc phần trăm (%).

Phân loại theo hàm lượng Metan (MC)

Phân loại theo hàm lượng Metan (MC) được định nghĩa là tỷ số giữa thành phần khí metan (C1) với tổng hàm lượng hydrocarbon (THC) của hỗn hợp khí, được biểu thị dưới dạng (Bảng 1):

Tỷ số này cho thấy nếu giá trị MC càng lớn thì mật độ chất lỏng càng thấp.

Phân loại theo độ linh động chất lỏng (Fluid Mobility)

Phân loại theo độ linh động của chất lỏng (FM) trước kia thường được gọi như là tỉ lệ thấm (Permeability Ratio), được hiện thị dưới dạng công thức:

$$FM = (C1+C2)/(iC4+nC4+iC5+nC5)^4$$

Trong đó: $10 < FM < 100$ Oil Phase – Pha dầu $100 < FM < 1000$ Gas Phase – Pha khí

Tỷ số này không đại diện cho tính thấm của đất đá đó mà là ước lượng về khả năng đưa chất lỏng lên bề mặt, nó liên quan đến đặc tính của chất lỏng (mật độ) và độ thấm của đá.

Phân loại theo tỷ lệ C1/C2

Trong công nghiệp dầu khí tỷ lệ C1/C2 đã từng được sử dụng để phân loại chất lỏng. Đây cũng là tỷ lệ Cacbon được sử dụng nhiều nhất cho phương pháp Pixler (Bảng 2).

Với mỗi loại chất lỏng khác nhau thì tỷ lệ C1/C2 sẽ khác nhau. Cả tỷ lệ C1/C2 và FM đều liên kết rõ ràng với hàm lượng metan, bất kỳ sự tăng hàm lượng metan trong hỗn hợp khí phân tích, chỉ thị của một loại chất lỏng nhẹ hơn, tương ứng với một giá trị cao hơn cho cả tỷ lệ C1/C2 và FM.

Phân loại theo tỷ lệ khí/lỏng (G/L)

Tỷ lệ khí/lỏng được sử dụng để phân loại chất lỏng, được biểu diễn dưới dạng công thức ở Bảng 3:

Trong công thức về sự phân loại theo tỷ lệ khí/lỏng ở trên, tử số và mẫu số lần lượt là các hợp chất thuộc về pha khí và pha lỏng tương ứng (tại điều kiện chuẩn

1atm và 25⁰C). Tỷ lệ khí/lỏng so sánh tổng hợp phần ankan nhẹ hơn (C1-C4) với tổng hợp phần ankan nặng hơn (C5-C8), khi đó có thể kỳ vọng một chất lỏng nhẹ hơn bởi giá trị G/L cao hơn.

Phân loại theo Wetness, Balance và Character Ratio

Phân loại theo Wetness (Wh), Balance (Bh) và Character (Ch) là sự kết hợp của ba chỉ số, chúng được đồ thị hóa cùng nhau để đưa ra đặc tính của mẫu. Các trị số này có liên quan với nhau và hỗ trợ lẫn nhau, được thiết kế để tính toán cho hàm lượng khí thoát ra từ dung dịch khoan, tiếp theo là dẫn tới thiết bị phân tích khí. Khí lúc này được ghi lại gồm hai (02) loại là khí tổng và khí thành phần (C1-C5).

Wetness Ratio (Wh): Chỉ số ẩm ướt chỉ ra xu hướng ngày càng tăng mật độ khí và dầu, tức là số lượng các thành phần khí nặng ngày càng tăng lên tỷ lệ thuận với thành phần khí nhẹ hơn, được cụ thể hóa bằng công thức ở Bảng 4:

Wetness Ratio được dùng để đánh giá tiềm năng hydrocarbon trong thành hệ đá chứa, phân biệt thành hệ chứa khí hay dầu.

Balance Ratio (Bh): Chỉ số cân bằng được so sánh trực tiếp giữa hydrocarbon nhẹ và nặng nhằm mục đích minh giải, được sử dụng kết hợp với Wetness Ratio Bảng 5

$$Bh = (C1+C2)/(C3+iC4+nC4+iC5+nC5)^4$$

Balance Ratio tỉ lệ nghịch với tỉ trọng của chất lưu trong thành hệ đá chứa, khi giá trị Bh giảm thì tỉ trọng chất lưu tăng và ngược lại.

Character Ratio: Chỉ số đặc trưng được sử dụng để giải quyết sự phân biệt mơ hồ giữa dầu và khí theo công thức sau:

Trong đó:

$Ch < 0,5$: Với C3 là hợp phần chính, có sự hiện diện của pha khí $Ch > 0,5$: Sự hiện diện của pha lỏng (dầu) Character Ratio được sử dụng để phân chia chất lưu là dầu và khí trong trường hợp $0,5 < Wh < 17,5$ và $Bh < Wh$.

Các thiết bị ghi nhận và phân tích khí

Thiết bị Varian

Varian là một thiết bị sắc ký khí (gas chromatograph) hoạt động theo phương pháp TCD (Thermal Conductivity Detector – đầu dò cảm ứng nhiệt). Sắc ký khí là công cụ quan trọng nhất để đánh giá thành hệ mà các Mud Logger thường sử dụng. Một sắc ký khí thường có từ hai đến bốn cột để tách hỗn hợp khí đi vào trong nó. Hỗn hợp khí được nung nóng và được vận chuyển qua các cột bởi một loại khí mang (carrier gas) thường sử dụng khí Heli, sau đó tách hỗn hợp khí đo được bởi thiết bị đầu dò (detector). Heli là khí nhẹ, dễ đi

Bảng 1: $MC = C1/(C1+C2+C3+iC4+nC4+iC5+nC5)^4$

Giá trị MC	<0.55	0.55 - 0.65	0.65 - 0.70	0.70 - 0.82	0.82 - 0.98	>0.98
Trạng thái	Dầu chết	Dầu nặng	Dầu ngọt	Dầu nhẹ	Khí ướt	Khí khô

Bảng 2: Giá trị của C1/C2 được phân chia trong các khoảng sau:

C1/C2	<2	2 - 4	4 - 8	9 - 10	10 - 15	>15
Trạng thái	Dầu chết	Dầu nặng	Dầu ngọt	Dầu nhẹ	Khí condensate	Pha khí

Bảng 3: $G/L = (C1+C2+C3+iC4+nC4)/(iC5+nC5)^4$

Tỷ số G/L	<10	10 - 100	100 - 200	200 - 1000
Trạng thái	Dầu chết, bitum	Pha dầu	Khí condensate	Pha khí

Bảng 4: $Wh = (C2+C3+iC4+nC4+iC5+nC5)/(C1+C2+C3+iC4+nC4+iC5+nC5) \times 100^4$

Tỷ số Wh	>40	17,5 - 40	0,5 - 17,5	<0,5
Trạng thái	Dầu chết, bitum	Pha dầu	Khí	Không sản phẩm, khí không đồng hành, khí khô

Bảng 5: Phân loại theo Balance và Wetness Ratio

Balance Ratio (Bh)	Wetness ratio (Wh)	Loại chất lưu, sản phẩm
>100		Không sản phẩm
<100	< 0,5	Khí nhẹ, khí khô
Wh < Bh < 100	0,5 - 17,5	Khí
< Wh	0,5 - 17,5	Khí ướt, condensate
< Wh	17,5 - 40	Dầu
<< Wh	17,5 - 40	Tiềm năng kém, độ bão hòa khí thấp
	>40	Cặn dầu

chuyển và có độ dẫn nhiệt cao hơn nhiều so với các loại khí khác (O₂, N₂, CO, CO₂, ...). Giá trị khí (C1-C5) tự động được ghi lại trong tập dữ liệu (database) theo độ sâu hoặc theo thời gian tùy theo yêu cầu của khách hàng, được hiển thị trên màn hình nhằm mục đích kiểm tra và theo dõi (monitor) (hình 5)

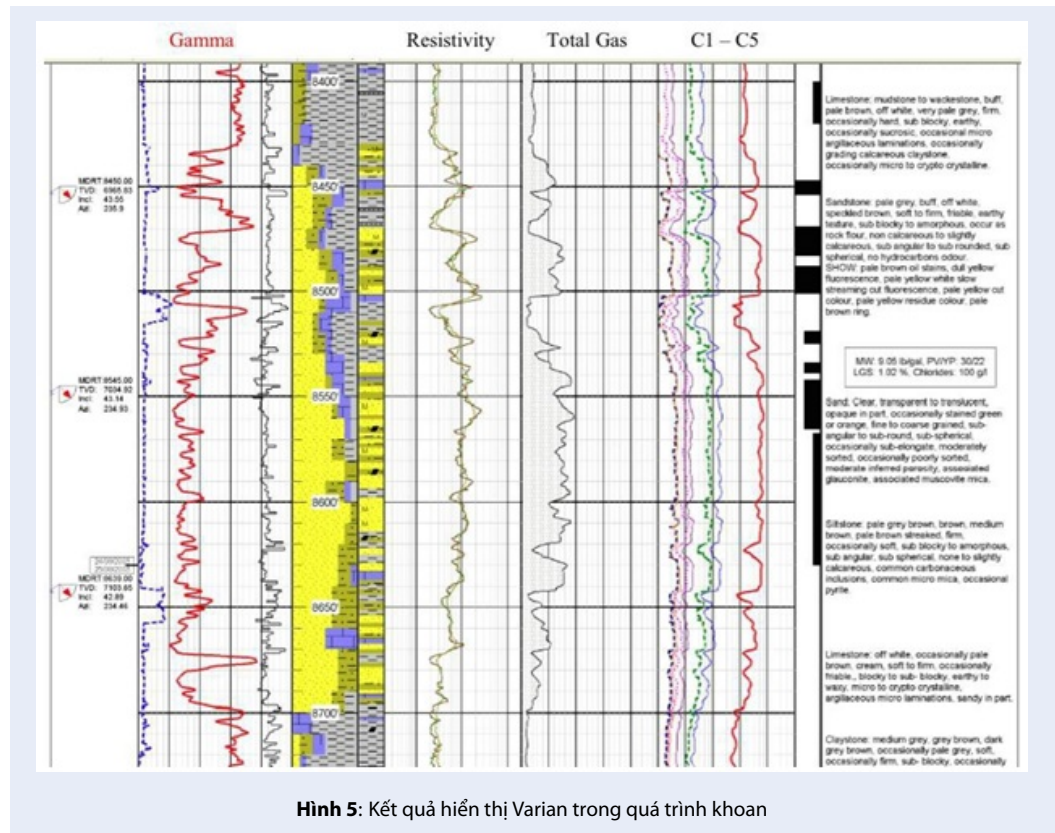
Chỉ thị thành phần khí (Gas Component Tracer – GCT)

GC – Tracer cũng là một thiết bị sắc ký khí (gas chromatograph)⁵ bề mặt được sử dụng để lấy hỗn hợp và phân tích mẫu khí thành hệ trong dung dịch khoan. GC – Tracer cho kết quả chính xác hơn trong một khoảng thời gian ngắn hơn so với các phương pháp khác, ví dụ như phương pháp lấy mẫu khí bằng cách khuấy trong dung dịch khoan bằng Gas Trap. Tốc độ và độ chính xác cao của của thiết bị GC – Tracer nâng cao khả năng phát hiện và đánh giá via

chứa. Tỷ lệ khí có được có thể cải thiện trong việc lập kế hoạch và hoàn thiện giếng. Khi biết được có biểu hiện dầu khí sớm bằng phương pháp này có thể sớm đưa quyết định hiệu quả về kinh tế trong việc thực hiện wireline, thiết lập quỹ đạo giếng, đánh giá độ linh động chất lỏng trong vỉa chứa, xác định độ thấm tương đối của thành hệ giếng khoan, đánh giá lát cắt chứa tiềm năng nhằm nâng cao khai thác, nhận dạng đứt gãy và nứt nẻ.

Khí tổng (Total gas)

Khí tổng 998 (the Total gas 998) là một thiết bị dò khí (total hydrocarbon detection panel) được phát triển bởi công ty International Logging Overseas (ILO)⁶. Nó hoạt động trên nguyên tắc ion hóa bằng ngọn lửa (Flame Ionization). Kiểm soát dòng vào của mẫu khí (bao gồm quá trình sấy khô, trộn với không khí để pha loãng, trộn lẫn với hydro là nguyên liệu cháy) được thông qua bởi phương pháp FID (Flame Ionization



Hình 5: Kết quả hiển thị Varian trong quá trình khoan

Detector – Đầu dò ion bằng lửa). Các mẫu khí được đốt trên một ngọn lửa để giải phóng khí hydrocarbon. Các electron (điện tích âm -ve) được giải phóng bởi ống xoắn và bị hấp thụ trên ống thứ hai như là một tín hiệu mV. Các tín hiệu mV sau đó được tuyến tính và khuếch đại điện tử. Cuối cùng, điện áp đầu ra được hiển thị theo màn hình 3-1/2 chữ số. Tín hiệu đầu ra 0-1V và 0-10V được cung cấp trên mặt sau của thiết bị nhằm mục đích ghi lại. Bảng điều khiển khí Tổng cũng được gọi là thiết bị phát hiện khí Metan. Tất cả các khí hydrocarbon được đốt cháy bằng phương pháp FID mà không cần tách. Khí Metan là đơn vị nhỏ nhất (nhẹ nhất) trong tổng các phản ứng của mẫu khí và được coi là phản ứng Metan tương đương (Methane Equivalent response)⁷.

KẾT QUẢ PHÂN TÍCH VÀ THẢO LUẬN

Cơ sở tài liệu

Trên cơ sở phân tích dữ liệu liên quan tới phân loại và đánh giá đặc trưng phân bố của dầu khí từ tập dữ liệu (database), kết quả thu được là các đỉnh khí (gas peaks) Bảng 6.

Kết quả phân tích cho thấy, tất cả các gas peaks đều tập trung trong tập trầm tích cát kết tuổi Mioxen sớm. Thực ra ở phía trên độ sâu 4,293.5m, có một số vỉa

cát, bột, than (mỏng từ vài ba mét tới dày hàng chục mét), thiết bị khí cho giá trị Total Gas từ 1 – 2% nhưng sau khi kiểm tra không cho biểu hiện dầu khí (oil show/gas show) hoặc biểu hiện dầu khí rất mờ, không đáng kể nên không được liệt kê trong bảng (Bảng 6). Tất cả các Gas Peaks trong bảng trên đều cho biểu hiện dầu khí tốt.

Kết quả phân loại

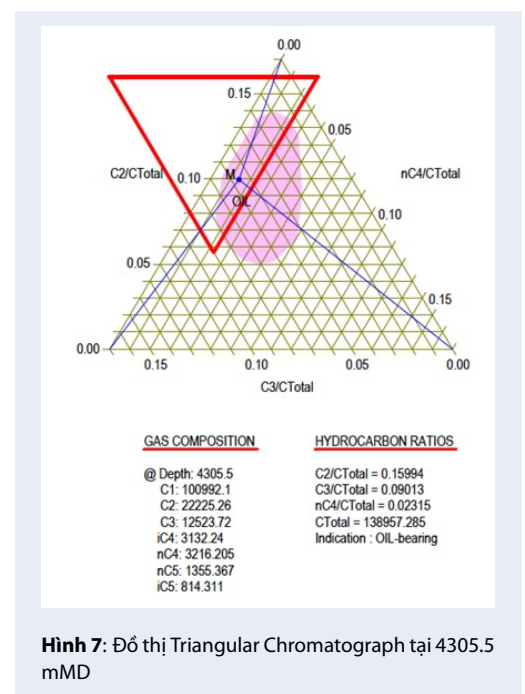
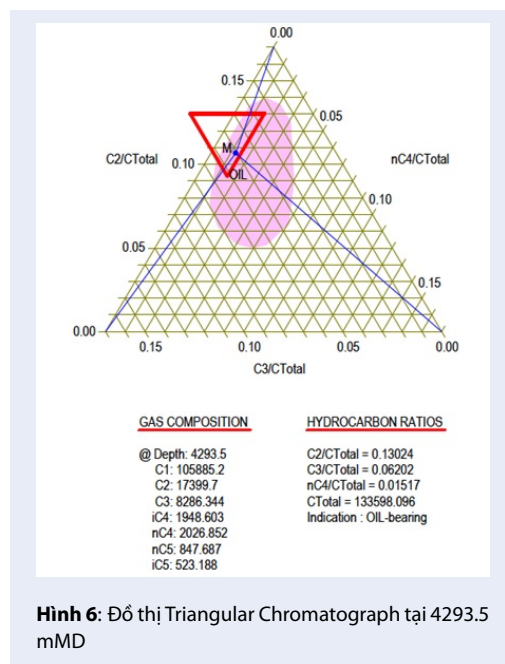
Dựa trên tài liệu mudlogging hiện có, hai cách phân loại dầu khí phổ biến được áp dụng gồm: Phân loại theo sắc ký khí tam giác (Triangular Chromatograph) và phân loại theo các chỉ số chính của GC – Tracer. Phân loại theo Sắc ký khí tam giác – Triangular Chromatograph đỉnh khí 4,293.5 mMD nằm trong vùng elíp màu hồng có đỉnh quay xuống dưới cho ra kết quả là Dầu (Oil). Kích thước tam giác màu đỏ lớn chỉ ra rằng đây là dầu có tỉ lệ khí dầu thấp (Hình 6).

Tương tự, tại độ sâu 4305.5 mMD kết quả chỉ ra đỉnh này là Dầu (đỉnh tam giác quay xuống), có tỉ lệ khí dầu rất thấp do kích thước của tam giác màu đỏ rất lớn (Hình 7).

Đỉnh 4367.5 mMD cho ra kết quả là Dầu (đỉnh tam giác quay xuống), kích thước tam giác màu đỏ rất nhỏ chứng tỏ đây là dầu có tỉ lệ khí dầu rất cao (Hình 8)

Bảng 6: Các đỉnh khí (Gas peaks) của giếng X-S16P

Measured Depth	TG Unit	TG %	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm
4293.5	964	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523
4305.5	1158.9	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814
4367.5	2042.6	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400
4420	680.2	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670
4458.5	2037.6	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688
4534	1000.5	20	111411	22065	11440	2545	2650	982	634
4559.5	720.8	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426
4611.5	1008.8	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713



Đỉnh 4420 mMD cho ra kết quả là Dầu do có đỉnh quay xuống dưới, kích thước tam giác màu đỏ khá lớn chứng tỏ tỉ lệ khí dầu thấp (Hình 9).

Đỉnh 4458.5 mMD cho ra kết quả là Dầu do có đỉnh quay xuống dưới, kích thước tam giác màu đỏ tương đối nhỏ là dấu hiệu của tỉ số khí dầu khá cao (Hình 10)

Đỉnh 4534.0 mMD cho ra kết quả là Dầu do có đỉnh quay xuống dưới, kích thước tam giác màu đỏ rất lớn là dấu hiệu của tỉ lệ khí dầu thấp (Hình 11)

Tương tự, tại đỉnh 4559.5 mMD cho ra kết quả là Dầu do có đỉnh quay xuống dưới, kích thước tam giác màu đỏ lớn cho ra kết quả tỉ lệ khí dầu thấp (Hình 12).

Tại đỉnh 4611.5 mMD có đỉnh quay xuống dưới nên cho ra kết quả là Dầu, kích thước tam giác màu đỏ rất lớn chứng tỏ đỉnh khí này có tỉ lệ khí dầu rất thấp

(Hình 13)

Phân loại dựa theo các chỉ số chính của GC – Tracer

Phân loại theo tổng hàm lượng hydrocarbon (THC)

Nhận thấy, giá trị THC luôn luôn nhỏ hơn (hoặc bằng) TG, bởi giá trị TG không chỉ bao gồm các hợp phần hydrocarbon mà còn bao gồm cả các hợp phần phi hydrocarbon (N, O, S, ...) và tạp chất khác (Bảng 7)

Bảng 7: Phân loại theo tổng hàm lượng hydrocacbon

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	THC
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	14
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	14
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	30
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	9
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	29
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	15
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	11
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	13

Bảng 8: Phân loại theo hàm lượng Metan

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	MC	Result
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	0.77	Light Oil
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	0.70	Light Oil
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	0.81	Light Oil
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	0.71	Light Oil
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	0.78	Light Oil
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	0.73	Light Oil
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	0.73	Light Oil
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	0.7	Light Oil

Phân loại theo hàm lượng Metan (MC)

Kết quả chỉ ra rằng, tất cả các đỉnh khí đều là Dầu nhẹ (Light Oil) Bảng 8.

Phân loại theo độ linh động chất lỏng (Fluid Mobility)

Kết quả phân loại theo độ linh động của chất lỏng thu được các đỉnh khí đều thuộc Pha dầu (Bảng 9).

Phân chi theo tỉ lệ C1/C2

Kết quả phân loại được thể hiện trong bảng (Bảng 10). Tất cả các đỉnh khí đều cho ra kết quả Dầu (Medium Oil).

Phân loại theo tỷ lệ Khí/Lỏng (G/L)

Theo cách phân loại này, kết quả (Bảng 11) chỉ ra rằng đỉnh khí tại độ sâu 4,367.5 mMD thuộc pha khí chứ không phải pha dầu giống như các cách phân loại ở trên. Tương tự, độ sâu 4,458.4 mMD là khí condensate thay vì thuộc pha dầu. Sở dĩ có sự thay đổi này bởi tại độ sâu 4,367.5 mMD và 4,458.5 mMD, giá trị Total Gas đọc được là cao vượt trội so với các đỉnh còn lại (lần lượt là 40.9% và 40.8%).

Phân loại theo Wetness, Balance và Character Ratio

Kết quả phân loại theo Balance và Wetness Ratio được trình bày trong bảng (Bảng 12). Tất cả các đỉnh khí

Bảng 9: Phân loại theo độ linh động của chất lỏng

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	FM	Result
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	23	Oil Phase
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	14	Oil Phase
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	50	Oil Phase
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	14	Oil Phase
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	30	Oil Phase
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	20	Oil Phase
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	19	Oil Phase
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	15	Oil Phase

Bảng 10: Phân loại theo tỷ lệ C1/C2

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2(ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	C1/C2	Result
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	6.1	Medium Oil
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	4.5	Medium Oil
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	6.7	Medium Oil
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	4.9	Medium Oil
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	6.1	Medium Oil
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	5.0	Medium Oil
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	4.9	Medium Oil
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	4.4	Medium Oil

Bảng 11: Phân loại theo tỷ lệ khí/lỏng

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	G/L	Result
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	98.9	Oil Phase
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	65.5	Oil Phase
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	286.8	Gas Phase
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	52.9	Oil Phase
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	158.3	Condensate
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	92.9	Oil Phase
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	93.2	Oil Phase
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	70.8	Oil Phase

Bảng 12: Kết quả phân loại theo Balance và Wetness Ratio

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	Wh	Bh
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	22.7	9.0
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	30.0	5.9
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	18.7	14.3
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	28.6	6.1
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	21.9	10.1
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	26.6	7.3
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	27.3	7.1
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	30.4	5.8
Result									Oil	Oil

đều cho kết quả là Dầu (Oil).

Kết quả phân loại theo Character Ratio cho thấy chỉ đỉnh khí tại 4,367.5 mMD là khí, còn lại là dầu (Bảng 13), tương đối phù hợp với các cách phân loại đã trình bày phía trên

Đánh giá đặc trưng phân bố

Đỉnh khí tại độ sâu 4,293.5 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 7m (4,288 mMD – 4,295 mMD). Sau khi kiểm tra dưới tia huỳnh quang (ultraviolet light) cho kết quả có biểu hiện dầu (oil show) tốt (Hình 13). Màu phát quang khi quan sát dưới kính UV (25-50%) từ nâu tới vàng trong khoảng độ sâu vỉa 4,290 mMD – 4,325 mMD.

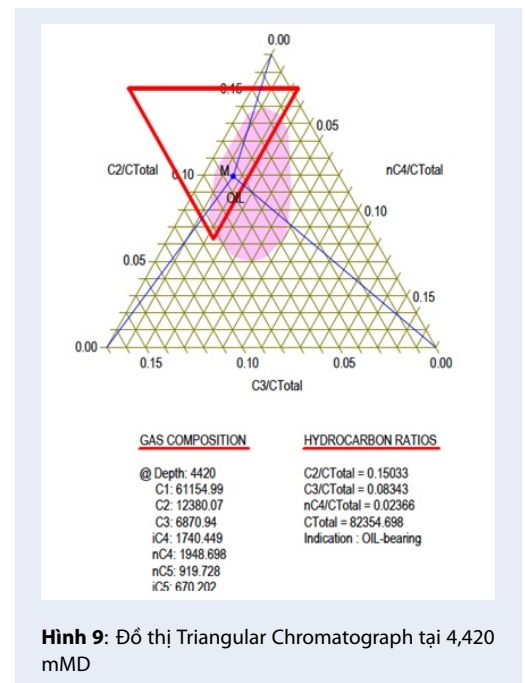
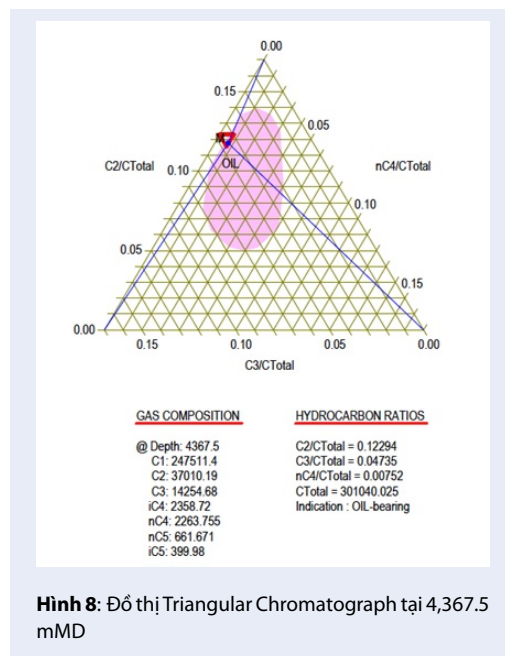
Đỉnh khí tại độ sâu 4,305.5 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 26m (4,297 mMD –

4,323 mMD), được xen kẹp bởi vỉa sét và than rất mỏng. Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu (oil show) rất tốt (Hình 14).

Đỉnh khí tại độ sâu 4,367.5 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 20m (4,360 mMD – 4,380 mMD), được xen kẹp bởi vỉa sét và bột mỏng khoảng 2m. Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu (Oil show) rất tốt (Hình 15). Quan sát dưới kính UV (30-40%) cho màu sắc phát quang từ vàng nhạt tới trắng xanh tại độ sâu vỉa 4,361 mMD – 4,375 mMD.

Bảng 13: Kết quả phân loại theo Character Ratio

Measured Depth	TG (%)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)	iC5 (ppm)	nC5 (ppm)	Ch	Result
4293.5	19.3	105885	17400	8286	1949	2027	848	523	0.65	Oil
4305.5	23.2	100992	22225	12524	3132	3216	1355	814	0.68	Oil
4367.5	40.9	247511	37010	14255	2359	2264	662	400	0.40	Gas
4420.0	13.6	61155	12380	6871	1740	1949	920	670	0.77	Oil
4458.5	40.8	225488	37207	17217	3407	3469	1124	688	0.51	Oil
4534.0	20.0	111411	22065	11440	2545	2650	982	634	0.60	Oil
4559.5	14.4	77007	15790	8178	1925	1860	698	426	0.60	Oil
4611.5	20.2	90385	20367	11724	2861	2699	1095	713	0.63	Oil



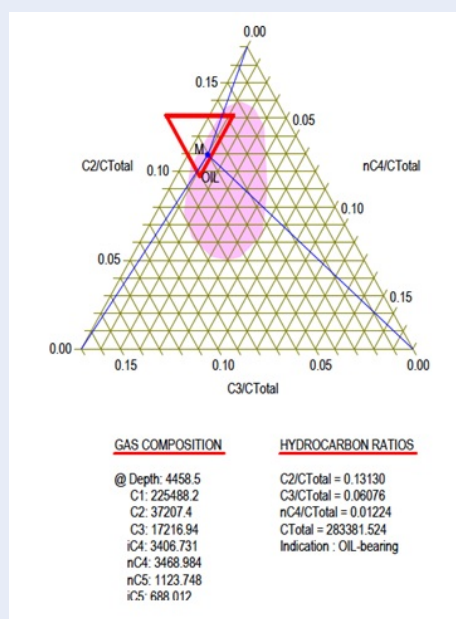
Đỉnh khí tại độ sâu 4,420 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 11m (4,414 mMD – 4,425 mMD). Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu (Oil show) tốt (Hình 15). Màu sắc phát quang (20%-30%) từ trắng vàng tới trắng xanh.

Đỉnh khí tại độ sâu 4,458.5 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 30m (4,435 mMD – 4,465 mMD), được xen kẹp bởi các vỉa sét mỏng từ 2 ÷ 3m. Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu khí (Oil show) tốt (Hình 16). Màu sắc phát quang từ trắng vàng tới trắng xanh.

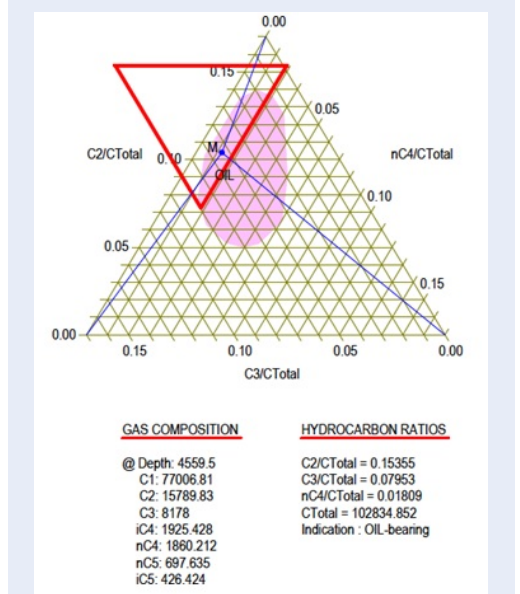
Đỉnh khí tại độ sâu 4534 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 17m (4530 mMD – 4547 mMD), được xen kẹp bởi vỉa sét mỏng chừng 1 – 2m. Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu

khí (Oil show) rất tốt (Hình 17). Quan sát thấy vết dầu màu nâu cam nhạt trên thạch anh (Quartz), dưới kính UV cho màu phát quang từ trắng vàng nhạt tới trắng phớt xanh (50%-75%). Đỉnh khí tại độ sâu 4559.5 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 13m (4555 mMD – 4568 mMD). Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu khí (Oil show) rất tốt (Hình 16). Quan sát thấy vết dầu nâu cam trên thạch anh, qua kính UV cho màu phát quang từ trắng vàng nhẹ tới trắng xanh.

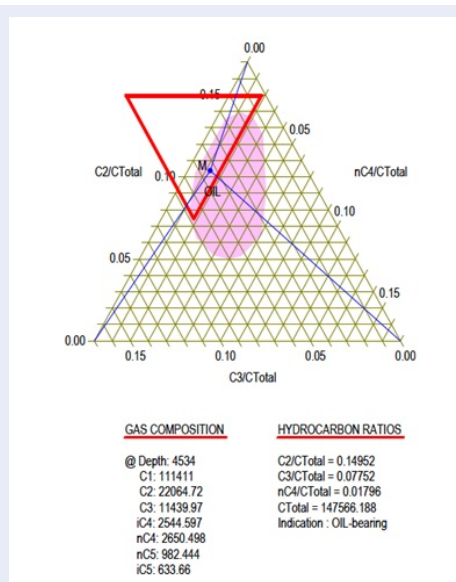
Đỉnh khí tại độ sâu 4611.5 mMD nằm trong vỉa cát dày khoảng 30m (4585 mMD – 4615 mMD), được xen kẹp bởi vỉa sét mỏng khoảng 1 – 2m. Sau khi kiểm tra dưới kính huỳnh quang cho kết quả có biểu hiện dầu



Hình 10: Đồ thị Triangular Chromatograph tại 4458.5 mMD



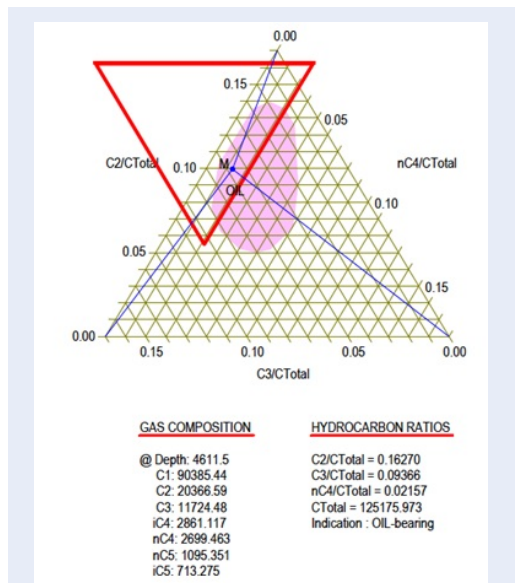
Hình 12: Đồ thị Triangular Chromatograph tại 4559.5 mMD



Hình 11: Đồ thị Triangular Chromatograph tại 4534 mMD

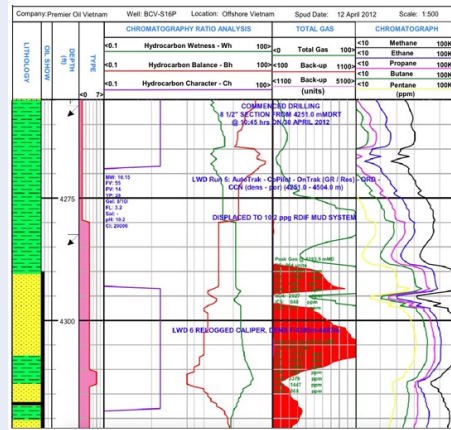
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kết quả mẫu khí thu được nhìn chung phù hợp khi đối chiếu với các thông số khoan, dữ liệu MWD (đường gamma, đường mật độ, đường neutron, đường điện trở, ...) và các tập trầm tích.

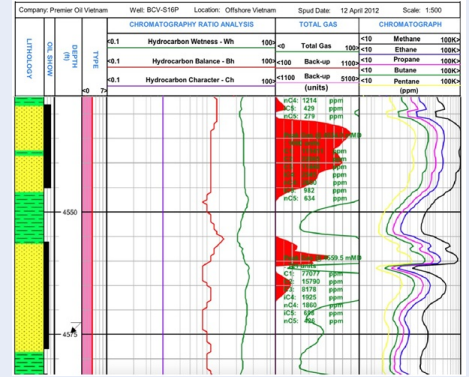


Hình 13: Đồ thị Triangular Chromatograph tại 4611.5 mMD

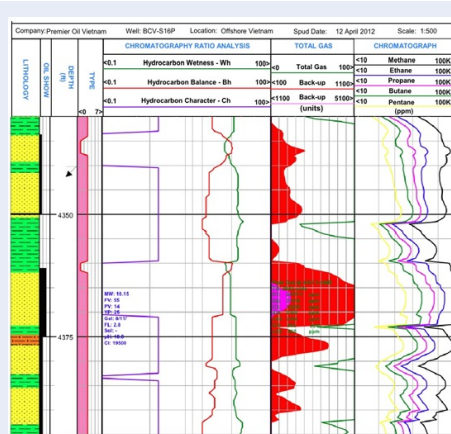
khí (Oil show) rất tốt (Hình 18). Quan sát thấy vết dầu màu nâu cam trên tinh thể thạch anh, màu sắc phát quang (25%-75%) từ trắng phớt vàng tới trắng xanh



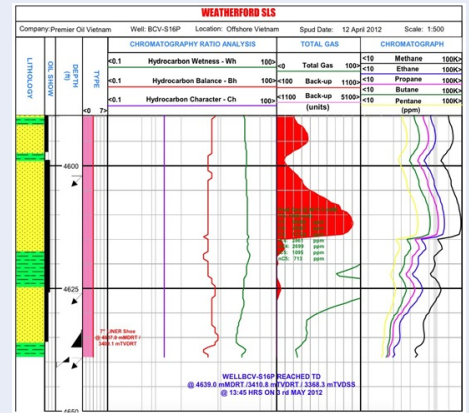
Hình 14: Đặc trưng phân bố dầu khí tại đỉnh 4,293.5 & 4,305.5



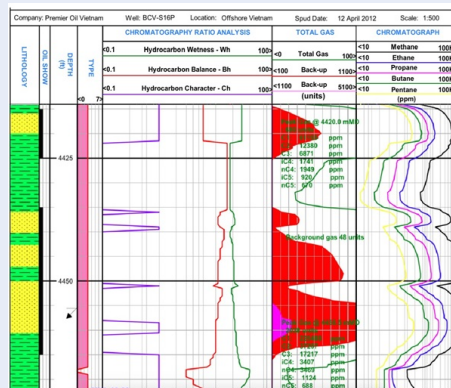
Hình 17: Đặc trưng phân bố dầu khí tại đỉnh 4534 & 4559.5



Hình 15: Đặc trưng phân bố dầu khí tại đỉnh 4,367.5



Hình 18: Đặc trưng phân bố dầu khí tại đỉnh 4611.5



Hình 16: Đặc trưng phân bố dầu khí tại đỉnh 4,420 & 4,458.5 m

Tầng sản phẩm hydrocacbon chủ yếu bao gồm các tập cát MDS-1, MDS0, MDS1, MDS2, MDS3 tại tầng chứa tu ở i Miocen sớm, phù hợp với các tài liệu minh giải địa chấn ban đầu.

Không phải tất cả các vỉa cát trong tầng chứa Miocen sớm đều chứa sản phẩm. Tầng Miocen sớm bị xen kẽ bởi nhiều vỉa cát bề dày hạn chế, có nơi chỉ dày vài ba mét xen kẽ các tập sét, sét bột hoặc các tập cát, cát bột kết, than và đá vôi mỏng không chứa sản phẩm.

Các phương pháp phân loại trình bày trong phạm vi bài báo nhìn chung đều cho kết quả tương đối tương đồng. Hầu hết các đỉnh khí đã để cập đều cho kết quả là Dầu hoặc thuộc Pha dầu, riêng tại độ sâu 4,367.5 mMD cho kết quả là Khí. Tất cả các đỉnh khí qua phân tích đều cho biểu hiện dầu khí tốt.

Giếng khoan X-S16P chỉ sử dụng thiết bị bẫy khí thông thường (Gas Trap) nên phần nào giảm độ chính xác và độ linh động trong quá trình minh giải và phân tích. Để kết quả phân tích và minh giải được chính xác

hơn, có độ tin cậy cao hơn, có thể ứng dụng một trong các biện pháp sau: Sử dụng thiết bị QGM Trap (Quantitative Gas Measurement): Cung cấp tính chính xác, nhất quán và độ tin cậy cao về hàm lượng khí trong dung dịch, đồng thời Sử dụng thiết bị CVT (Constant Volume Trap) cho phép tăng sự ổn định của dòng bằng cách nhúng thiết bị lấy mẫu (sampling device) trong dung dịch khoan tại đường ống dẫn.

LỜI CẢM ƠN

Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM đã hỗ trợ thời gian và phương tiện vật chất cho nghiên cứu này.

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

GOR: gas oil ratio – tỉ số khí dầu

THC: total hydrocarbon – tổng hàm lượng hydrocarbon

MC: methane content – hàm lượng metan

FM: fluid mobility – độ linh động của chất lỏng

TCD: thermal Conductivity Detector - đầu dò cảm ứng nhiệt

GCT: gas Component Tracer - Chỉ thị thành phần khí

ILO: international Logging Overseas – địa vật lý giếng khoan quốc tế

FID: flame Ionization Detector - đầu dò ion bằng lửa

G/L: gas/liquid – khí/lỏng

GT: gas trap – bẫy khí

UV: Ultraviolet – tia tử ngoại

MD: measure depth – độ sâu dọc thành giếng khoan

MWD: measure while drilling – đo trong khi khoan

QGM: Quantitative Gas Measurement – thiết bị bẫy khí

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nhóm tác giả xin cam đoan rằng không có bất kỳ xung đột lợi ích nào trong công bố bài báo.

ĐÓNG GÓP CỦA CÁC TÁC GIẢ

Trương Quốc Thanh, Nguyễn Xuân Khá, Nguyễn Tuấn đưa ra ý tưởng viết bài, đóng góp diễn giải các kết quả minh giải, phân tích, thảo luận và viết bản thảo bài báo.

Nguyễn Trung Tín, Trang Đức Anh và Trần Văn Xuân tham gia thu thập số liệu, hỗ trợ xử lý và minh giải số liệu, đóng góp vào phần tổng quan và kết luận của bài báo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Đinh Tiến H. Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm thăm dò, theo dõi mỏ, NXB ĐH Quốc gia, TP. HCM. 2009;.
2. Tổng công ty dầu khí Việt Nam. Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam, Hà Nội. 2005;.
3. The EXLOG Series of Petroleum Geology and Engineering Handbooks, Mud Logging Principles & Interpretations, Printed in the USA. 1985;.
4. Whittaker A. Mud Logging Handbook, Printed in the USA. 1991;.
5. GC - Tracer Operator's Manual I Procedures and Reporting, Weatherford SLS 6550 W. Sam Houston Pkwy N., Suite 250, Houston TX 77041, USA;.
6. GC-Tracer Operator's Manual II Hardware and Software, Weatherford SLS 6550 W. Sam Houston Pkwy N., Suite 250, Houston TX 77041, USA;.
7. Toby Darling "Well Logging and Formation Evaluation" Elsevier, 2005;.

Assessing the characteristics of hydrocarbon is shown by integrating petrophysical data field X

Truong Quoc Thanh^{1,2,*}, Nguyen Xuan Kha¹, Nguyen Tuan¹, Nguyen Trung Tin¹, Trang Duc Anh¹, Tran Van Xuan¹



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

ABSTRACT

Based on the analysis and interpretation of drilling and petrophysics documents, the paper evaluates the hydrocarbon potential of the Oligocene sandstone set at field X. The paper presents some methods of gas classification based on gas chromatographic indicators and the hydrocarbon content in the drilling fluid. Besides, the paper also developed a process to analyze the fluid composition in the formation based on the Wh-Bh-Ch indexes on the gas peaks in the mud logging. The interpreted results from 8 gas peaks in the X-S16P well through the Oligocene sedimentary set identified potential oil and gas zones of field X, as well as the distribution of reservoir fluid. By comparing the results of well logging from GR, density, resistivity curves and the analysis of DST, it corrects the O&G behaviors at field X. The DST's results of X-S16P well at X field in a depth interval of 2,827- 2,887m throughout the interlaced sandstone set indicate an oil flow rate of 8,826 barrels/day, which is coincident with the results of O&G behavior in mud logging; therefore, it's concluded that the integration of mud logging with other petrophysical documents allows increasing the reliability of O&G potential evaluation. Furthermore, analyzing and evaluating different indicators to determine the gas composition throughout the drilling process is considered a quick way to predict and classify the products.

Key words: mudlog, well logging, drillstem test, hydrocarbon show

¹Ho Chi Minh City University of Technology, VNU-HCM, Vietnam

²IGE, Institute of Environmental Geosciences, Grenoble-Alpes University, France

Correspondence

Truong Quoc Thanh, Ho Chi Minh City University of Technology, VNU-HCM, Vietnam

IGE, Institute of Environmental Geosciences, Grenoble-Alpes University, France

Email: tquocthanh@hcmut.edu.vn

History

- Received: 15/5/2021
- Accepted: 30/8/2021
- Published: 04/11/2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4iS13.839



Copyright

© VNU-HCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



Cite this article : Thanh T Q, Kha N X, Tuan N, Tin N T, Anh T D, Xuan T V. **Assessing the characteristics of hydrocarbon is shown by integrating petrophysical data field X.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; SI70-SI83.