

ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐỊA HÓA ĐỂ GIẢM THIỂU CHI PHÍ PHÂN CHIA TỶ PHẦN KHAI THÁC ĐỐI VỚI CÁC GIẾNG KHAI THÁC ĐA TẦNG

ThS. Kiều Anh Trung¹, ThS. Hà Thu Hương¹
ThS. Nguyễn Minh Quý¹, ThS. Hoàng Long¹
ThS. Lê Thị Thu Hường¹, ThS. Trần Văn Lâm²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC)

E-mail: trungka.epc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp sử dụng các dấu vân sắc ký để phân chia tỷ phần khai thác đối với các giếng khai thác đa tầng. Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã thu thập và phân tích sắc ký khí các mẫu dầu thu được tại một số bể trầm tích của Việt Nam, để xác định dấu vân sắc ký và định lượng tỷ phần khai thác. Kết quả tính toán định lượng được thực hiện trên phần mềm Geochemical Allocation dựa trên các dữ liệu sắc ký khí thu được, phù hợp với kết quả đo đạc hiện trường (MPLT). Phương pháp này giúp giảm thiểu chi phí, nâng cao hiệu quả vận hành và quản lý mỏ.

Từ khóa: Phân chia sản phẩm, sắc ký khí, dấu vân sắc ký.

1. Giới thiệu

Việc thu gom dòng dầu đa pha từ nhiều giếng khai thác vào một hệ thống bình tách, hay sử dụng chung một hệ thống đường ống vận chuyển cho dòng dầu khai thác từ nhiều mỏ giúp giảm thiểu chi phí, nâng cao hiệu quả khai thác và quản lý mỏ. Dòng dầu từ các giếng khác nhau có đặc tính hóa lý khác nhau sẽ được trộn lẫn trong một dòng dầu thu gom chung có đặc tính hóa lý ở mức độ trung gian. Các dòng dầu riêng biệt thường được kiểm soát bằng các thiết bị đo đạc riêng trước khi trộn lẫn. Tuy nhiên, có trường hợp việc đo đạc khó được thực hiện như: việc đo lưu lượng các vỉa riêng biệt trong giếng khai thác đồng thời chỉ thực hiện được khi tiến hành khảo sát giếng; các dòng dầu có sự khác biệt lớn về tính chất (ví dụ độ API) dẫn đến thay đổi tổng thể tích; cần tính toán phân chia lưu lượng dòng sản phẩm khai thác riêng biệt bằng các phương pháp độc lập để kiểm tra so sánh hoặc bổ sung số liệu để việc phân chia lưu lượng dựa trên hệ thống đo đếm lắp đặt sẵn chính xác hơn.

Phương pháp phân chia tỷ phần khai thác dựa trên đặc điểm địa hóa được áp dụng cho các dòng dầu của giếng khai thác đa tầng hoặc của các đường ống kết nối nhiều mỏ khác nhau. Đây là phương pháp đã được nghiên cứu trong khoảng hơn 10 năm trở lại đây và đã được áp dụng tại một số mỏ trên thế giới [1, 2]. Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam đã triển khai nghiên cứu và áp dụng thành công phương pháp này. Nguyên tắc chung

của phương pháp này sử dụng các cặp cấu tử đặc trưng để định lượng tỷ phần đóng góp của các dòng dầu riêng biệt vào dòng dầu thu gom chung. Các cặp cấu tử đặc trưng là dấu vân tự nhiên để phân biệt từng loại dầu, xác định chính xác tỷ phần phối trộn của dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn [3].

2. Cơ sở lý thuyết

Cơ sở kỹ thuật của phương pháp này dựa trên giả thuyết đã được khẳng định tin cậy là: dấu thô khai thác từ các đối tượng riêng biệt thường có một nhóm thành phần cấu tử đặc trưng mà hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng riêng của chúng trong từng đối tượng riêng biệt vẫn được bảo toàn trong mẫu dầu trộn lẫn [4]. Hàm lượng (hoặc tỷ lệ hàm lượng) của các cấu tử đặc trưng sẽ được xác định cho: i) các mẫu dầu thô lấy từ các đối tượng vỉa/giếng riêng biệt hoặc mẫu dầu chiết tách từ mẫu đá chứa của vỉa khai thác và ii) các mẫu dầu thô lấy từ đầu ra của hệ thống khai thác thu gom chung; từ các số liệu về hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng các cấu tử đặc trưng này có thể tính toán xác định được phần trăm của mỗi đối tượng dầu riêng biệt trong thành phần dầu trộn lẫn thông qua việc giải hệ phương trình phối trộn tuyến tính.

Các đối tượng dầu được nhận dạng và phân biệt thông qua một tập hợp các đặc tính hóa lý nhất định được gọi là dấu vân dầu. Tùy theo mục đích ứng dụng mà đặc điểm dấu vân dầu có thể được xác định bằng phương pháp: phân tích sắc ký xác định thành phần hydrocarbon; khối phổ xác định phân tử vết sinh học

(biomarker); quang phổ hấp phụ (hồng ngoại, tử ngoại - khả kiến...); thành phần vi nguyên tố và thành phần đồng vị. Khi sử dụng kết quả phân tích này có thể cho khả năng nhận dạng rất cao, ví dụ có thể xác định được loại dầu thô ban đầu qua phân tích xăng thành phẩm từ nhà máy lọc dầu; nguồn gốc dầu tràn từ phân tích thành phần các hạt dầu tích tụ đã bị phong hóa biến đổi qua thời gian hàng chục năm.

Phương pháp nhận dạng và phân biệt các đối tượng dầu được sử dụng nhiều nhất là xác định dấu vân qua phân tích sắc ký GC-FID mẫu dầu toàn phần, gọi là dấu vân sắc ký dầu (GC oil fingerprint). Phương pháp này sử dụng một vài chục đỉnh (peak) sắc ký đặc trưng trên giản đồ sắc ký để tính tỷ lệ chiều cao hoặc diện tích và sử dụng các tỷ lệ này để nhận dạng đối tượng dầu. Cường độ hay diện tích của một đỉnh trên giản đồ sắc ký là biểu hiện tương ứng cho hàm lượng của một cấu tử hydrocarbon nhất định trong thành phần dầu. Do số lượng lớn đến gần 1.000 đỉnh sắc ký trên một giản đồ phân tích GC-FID mẫu dầu toàn phần (tương ứng là gần 1.000 hợp chất hydrocarbon trong thành phần dầu), các đỉnh sắc ký đặc trưng thường được chọn theo kinh nghiệm hơn là bản chất hóa học của hợp chất hydrocarbon tương ứng với các đỉnh sắc ký đó nên có khá nhiều bộ dấu vân GC-FID khác nhau do các cơ sở phân tích dầu khác nhau thực hiện.

Có thể xác định nhóm thành phần cấu tử hydrocarbon đặc trưng cho từng đối tượng dầu riêng biệt do có nhiều yếu tố và quá trình biến đổi địa hóa có thể dẫn đến sự phân dị thành phần hydrocarbon. Đặc trưng thành phần hydrocarbon của một đối tượng dầu có thể do nguồn gốc đá mẹ, quá trình thành dầu, di chuyển, tích tụ và các quá trình biến đổi sau tích tụ, thậm chí ngay cả lịch sử khai thác cũng có thể tạo ra khác biệt trong thành phần dầu [5].

- Nguồn gốc đá mẹ sinh dầu: Với nguồn đá mẹ sinh dầu khác nhau sẽ dẫn đến điều kiện, thời gian hình thành, chu trình di chuyển và tích tụ dầu khác nhau, do đó thành phần dầu trong các vỉa chứa khác nhau...

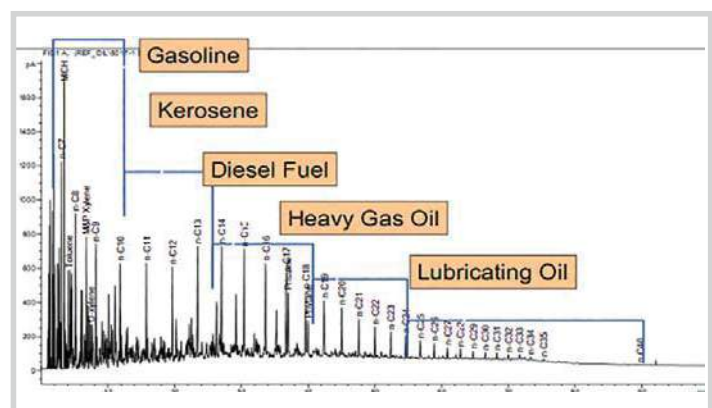
- Thời gian sinh dầu và chu trình di chuyển tích tụ khác nhau dẫn đến sự khác biệt thành phần hydrocarbon mặc dù dầu được hình thành từ cùng một nguồn đá mẹ. Khác biệt này thể hiện ở mức độ

trưởng thành, nhiệt độ, áp suất của vỏ thành tạo dầu. Do đó, các đối tượng dầu tách biệt dù có chung nguồn gốc đá mẹ song vẫn có thành phần hydrocarbon khác nhau.

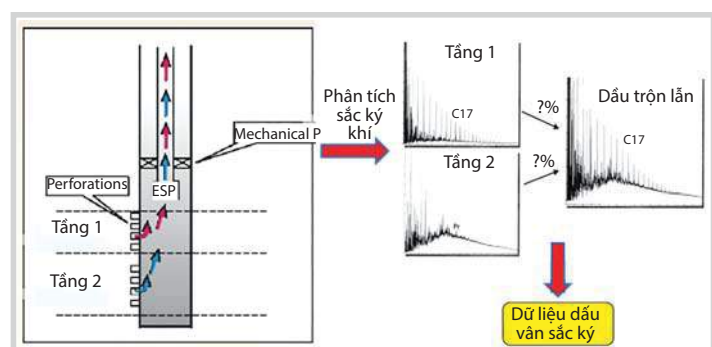
- Các quá trình diễn ra sau khi dầu đã di chuyển vào tầng chứa như: tách và thoát khí từng phần, tách đẩy nước, phân hủy sinh học... diễn ra ở mức độ khác nhau, tùy thuộc vào vị trí và cấu tạo địa chất của từng đối tượng chứa. Do đó, dầu trong các đối tượng này sẽ có thành phần cấu tử với hàm lượng đặc trưng mặc dù nguồn gốc, lịch sử di chuyển và tích tụ dầu vào các đối tượng này tương tự nhau.

Nếu dầu từ đối tượng địa chất (tầng 1 và 2) được thu gom chung, tỷ phần tương đối của từng tầng trong mẫu dầu trộn lẫn có thể xác định dựa vào sự khác biệt về đặc điểm địa hóa của các dầu gốc, là các mẫu dầu đặc trưng cho tầng khai thác được thu thập từ mẫu core hoặc từ các giếng khai thác đơn tầng. Tỷ lệ phối trộn của các dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn được phản ánh chính xác thông qua hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng của một số cấu tử hydrocarbon đặc trưng. Bằng việc phân tích thành phần của các mẫu dầu trộn lẫn và dầu gốc (thông qua đánh giá phổ sắc ký khí), sau đó sử dụng các công cụ toán học sẽ cho phép định lượng tỷ phần của từng loại dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn.

Thành phần cấu tử của một hỗn hợp dầu thu gom chung sẽ là tổng hợp thành phần cấu tử của mỗi đối tượng dầu riêng



Hình 1. Phổ sắc ký khí dầu toàn phần của một mẫu dầu thô [6]



Hình 2. Quá trình khai thác và tính toán tỷ phần dầu trong các mẫu dầu trộn lẫn [7]

biệt (gọi là dầu gốc hay end-member) nhân với tỷ số (hay %) góp mặt của mỗi đối tượng dầu trong hỗn hợp dầu khai thác chung. Hàm lượng của một cấu tử trong hỗn hợp dầu thu gom chung từ m đối tượng dầu gốc riêng biệt được xác định bằng công thức sau:

$$Y = \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_m X_m \quad (1)$$

Trong đó:

Y: Hàm lượng của một cấu tử trong hỗn hợp dầu thu gom chung từ m đối tượng dầu gốc riêng biệt;

X_1, X_2, \dots, X_m : Hàm lượng của các cấu tử này trong mỗi dầu gốc tương ứng;

$\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$: Tỷ phần (%) của mỗi dầu gốc tương ứng trong hỗn hợp dầu thu gom chung.

Bài toán phân chia sản phẩm khai thác giúp xác định các giá trị $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ cho từng đối tượng dầu tương ứng.

Với mỗi cấu tử đặc trưng, sẽ có một liên hệ toán học như phương trình (1); về mặt toán học khi có số lượng m dầu gốc trong thành phần hỗn hợp dầu khai thác chung thì chỉ cần dùng số lượng m cấu tử đặc trưng để có m phương trình (1) là đủ để xác định các giá trị $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ qua việc giải hệ phương trình tuyến tính.

Tuy nhiên, trong thực tế luôn có sai số trong việc xác định hàm lượng cấu tử, gồm: sai số phân tích trong việc xác định chiều cao đỉnh sắc ký; sai số phân tích do mẫu dầu bị nhiễm bẩn; sai số do việc chọn lựa dầu gốc không hoàn toàn phản ánh đúng vĩa dầu được sử dụng để đối chứng so sánh.

Vì vậy, việc xác định các giá trị Y và lựa chọn các giá trị X_1, X_2, \dots, X_m đặc trưng cho các dầu gốc tương ứng thường có sai số nhất định, do đó phương trình (1) trong thực tế sẽ là:

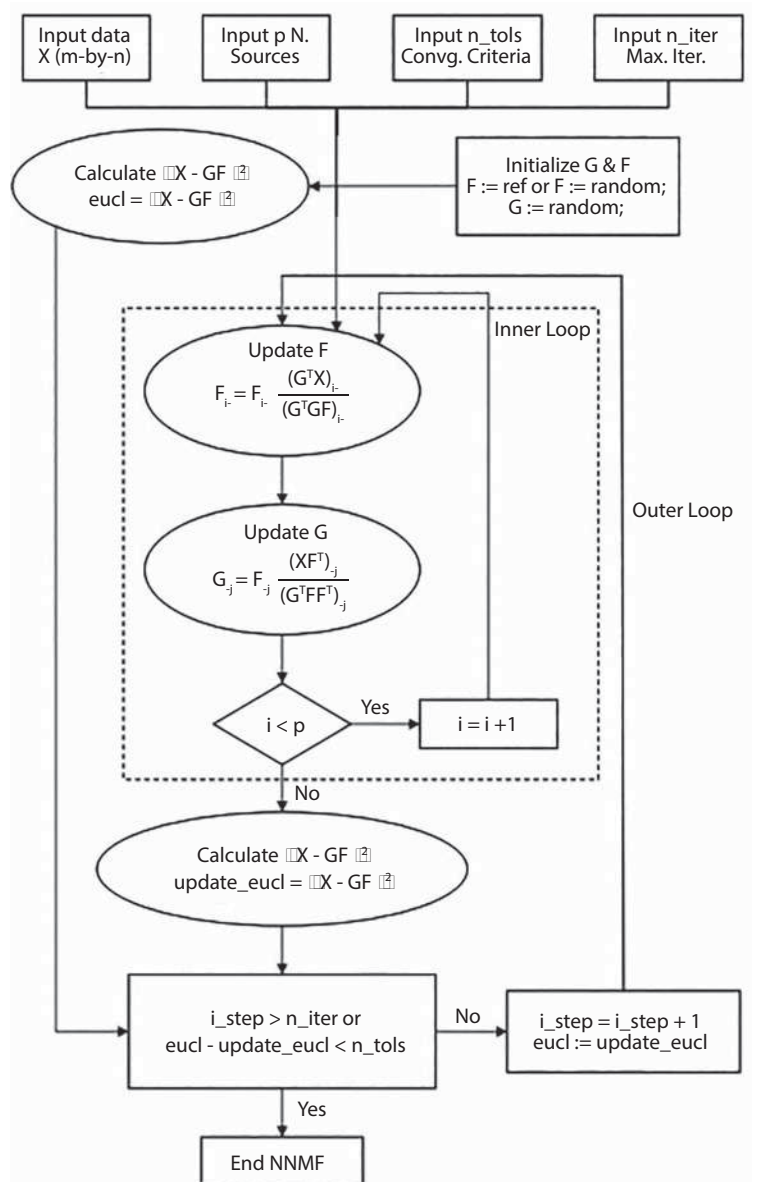
$$Y = \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_m X_m + E \quad (2)$$

Với E là sai số. Để có kết quả tính toán $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ ổn định và hạn chế sai số do phân tích và lựa chọn Y, X_1, X_2, \dots, X_m một quy tắc kinh nghiệm để xây dựng thuật toán là số lượng cấu tử đặc trưng n cần nhiều hơn 3 lần m số lượng dầu gốc tham gia vào hỗn hợp. Khi đó, số lượng phương trình (2) sẽ dư hơn 3 lần so với số lượng cần thiết tối thiểu để giải và xác định $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$. Hệ phương trình sẽ được giải

gần đúng theo nghĩa bình phương tối thiểu, tức là các giá trị $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ được xác định sao cho tổng bình phương của sai số E là nhỏ nhất ($\min|E|^2$).

2.1. Ưu điểm của phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác

Kỹ thuật dấu vân sắc ký để phân chia tỷ phần khai thác đối với các giếng khai thác đa tầng cho phép tiết giảm chi phí tới hơn 90% so với các phương pháp đo đặc hiện trường truyền thống như: Metering, PLT hay MPLT. Vì vậy, phương pháp này giúp kiểm soát sản lượng khai thác liên tục trong thời gian dài (tuần, tháng, quý), đồng thời cho phép xác định sớm các bất thường trong quá trình khai thác mỏ. Trong khi đó, các phương pháp đo đặc truyền thống chỉ có thể sử dụng với tần suất rất thấp (khoảng 1 lần/năm với phương pháp đo MPLT), do đó chỉ cung cấp số liệu phân chia tỷ

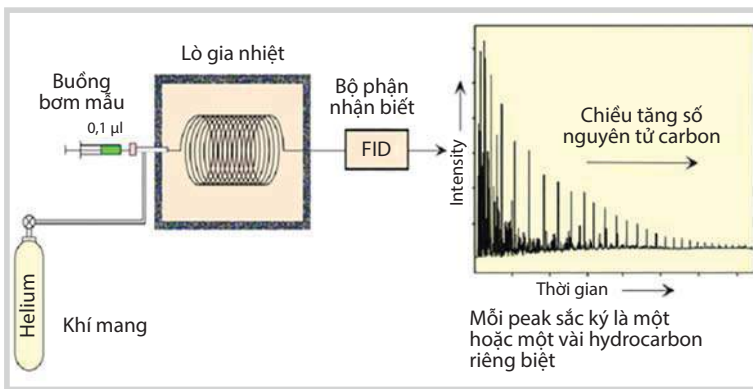


Hình 3. Ví dụ về thuật toán NNMF để trong phương pháp tính tổng bình phương tối thiểu [8]

phần trong một thời điểm nhất định và không phản ánh đúng thực trạng khai thác trong một khoảng thời gian liên tục.

Kỹ thuật dấu vân sắc ký có thể sử dụng tính toán tỷ phần khai thác cho cả giếng khoan nghiêng, khoan ngang và khoan thẳng trong khi phương pháp đo đặc truyền thống (PLT, MPLT) thường gặp khó khăn với các giếng khoan có độ nghiêng cao. Kỹ thuật này có thể áp dụng được với các giếng hoàn thiện đặc biệt (ví dụ dạng chữ Y) hoặc các giếng sử dụng bơm như bơm điện chìm, bơm trực vít, do các thiết bị bơm ngăn cản các dụng cụ đo đặc đến được khoảng mở vỉa cần đo.

Ngoài ra, phương pháp này có thể áp dụng để phân chia tỷ phần khai thác dầu từ các mỏ lân cận trên đường ống thu gom chung, đặc biệt trong các trường hợp không có hệ thống đo đặc hiện trường hoặc để phát hiện các bất thường của thiết bị đo.



Hình 4. Sơ đồ nguyên lý của hệ thống phân tích sắc ký khí GC-FID [6]



Hình 5. Thiết bị sắc ký khí Agilent 6890N tại Phòng thí nghiệm Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thâm dò và Khai thác Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam

Bảng 1. Các mẫu dầu thu thập từ mỏ Đại Hùng

Ký hiệu mẫu	Số lượng mẫu	Đối tượng khai thác	Điểm lấy mẫu
VPI-DH01	16	Clastic + Carbonate	Đầu giếng DH01
VPI-DH02	12	Clastic	Đầu giếng DH02
VPI-DH03	10	Carbonate	Đầu giếng DH03

2.2. Phương pháp

Mẫu dầu thu thập tại đầu giếng được chuyển về phòng thí nghiệm để tiến hành phân tích sắc ký khí xác định đặc điểm địa hóa hydrocarbon dầu. Các dữ liệu phân tích sắc ký được xử lý bằng các công cụ hóa lượng và phân tích thống kê đa biến cho phép định tính phân nhóm dầu và xác định các cặp cấu tử đặc trưng, sau đó sử dụng phần mềm toán học để định lượng tỷ phần khai thác dựa trên các cặp cấu tử đặc trưng này.

3. Áp dụng phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác

Phương pháp phân chia tỷ phần khai thác dựa trên đặc điểm địa hóa hydrocarbon đã được Viện Dầu khí Việt Nam áp dụng cho hàng trăm mẫu dầu trộn lẫn thu thập từ các mỏ khác nhau. Bài báo giới thiệu phương pháp phân chia tỷ phần khai thác cho giếng khai thác đa tầng DH01 thuộc mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn.

3.1. Thu thập mẫu và phân tích

Dầu khai thác từ tầng Miocene mỏ Đại Hùng gồm 2 đối tượng chính là: trầm tích lục nguyên và đá vôi. Giếng DH01 bắt đầu khai thác từ năm 2011, được hoàn thiện ở cả 2 vỉa trầm tích lục nguyên và đá vôi. Để xác định tỷ phần đóng góp của các dòng dầu từ 2 vỉa trầm tích này vào giếng khai thác DH01, các mẫu dầu của các giếng khai thác đơn tầng chỉ từ vỉa đá vôi và trầm tích lục nguyên được thu thập và sử dụng như mẫu đối chứng dầu gốc (đó là các giếng DH02 từ vỉa trầm tích lục nguyên và DH03 từ vỉa đá vôi).

Các mẫu dầu (Bảng 1) được phân tích đặc điểm địa hóa hydrocarbon bằng thiết bị sắc ký khí Agilent 6890N. Kết quả phân tích được sử dụng làm dữ liệu đầu vào để chạy trên phần mềm Geochemical Allocation (do Viện Dầu khí Việt Nam phát triển) cho phép định tính phân nhóm dầu và định lượng tỷ phần khai thác.

3.2. Định tính phân nhóm dầu

Các nhà nghiên cứu [1, 9] đã đề xuất kỹ thuật để đánh giá mối tương quan giữa các

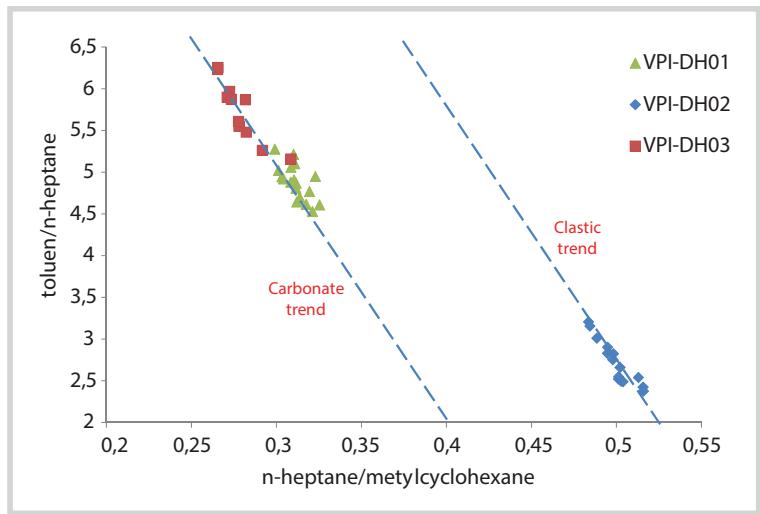
loại dầu khác nhau, trong đó 2 kỹ thuật chính thường được sử dụng gồm:

- Phân bố hydrocarbon nhẹ (dựa trên thành phần của 3 loại hydrocarbon C7);
- Phân tích ghép nhóm (dựa trên thành phần của tất cả các cấu tử đặc trưng trong dầu).

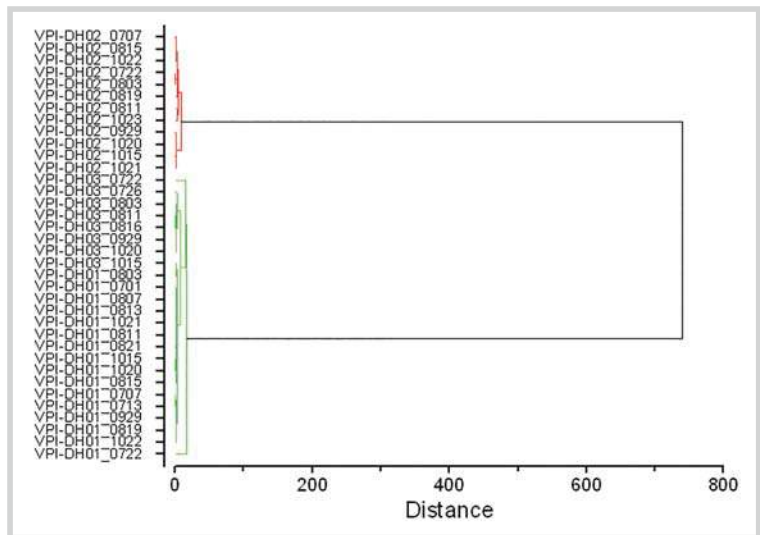
Phân bố hydrocarbon nhẹ (giản đồ B-F) được sử dụng để xác định sự khác nhau của các đối tượng dầu Miocene chứa trong vỉa đá vôi và trầm tích lục nguyên của mỏ Đại Hùng. Biểu diễn mối quan hệ của chỉ số thơm hóa (toluene/n-heptane, B) với chỉ số no hóa (n-heptane/methylcyclohexane, F), giản đồ phân bố hydrocarbon nhẹ của các mẫu thu thập được trình bày trong Hình 4. Sự khác biệt giữa các đối tượng dầu trong nghiên cứu được thể hiện qua mối quan hệ giữa 3 nhóm hydrocarbon của đồng phân C7: nhóm hydrocarbon no, nhóm thơm và nhóm vòng no (naphthene). Đường thẳng có hệ số góc âm (nét đứt) đặc trưng cho biến đổi sau tích tụ của một đối tượng dầu nhất định như tách và thoát khí hay tách pha từng phần trong quá trình khai thác [9]. Khi đường này tịnh tiến dần theo hướng vuông góc về bên phải thể hiện mức độ trưởng thành của các đối tượng dầu.

Các mẫu dầu VPI-DH02 và VPI-DH03 nằm trên 2 khu vực tách biệt nhau, chứng tỏ có đặc điểm địa hóa rất khác nhau (dầu VPI-DH01 đặc trưng cho dầu khai thác từ trầm tích lục nguyên và dầu VPI-DH03 đặc trưng cho dầu khai thác từ đá vôi). Ngoài ra, các mẫu dầu của 2 giếng này phân bố tập trung dọc theo 2 đường thẳng với hệ số góc âm và có thể coi đây là 2 đường xu hướng phân bố của dầu đá vôi và dầu trầm tích lục nguyên. Các mẫu dầu của giếng khai thác đa tầng DH01 nằm rất gần đường xu hướng phân bố của dầu đá vôi. Kết quả định tính này có thể dự báo dầu từ vỉa đá vôi chiếm tỷ phần lớn trong dòng dầu khai thác của giếng DH01.

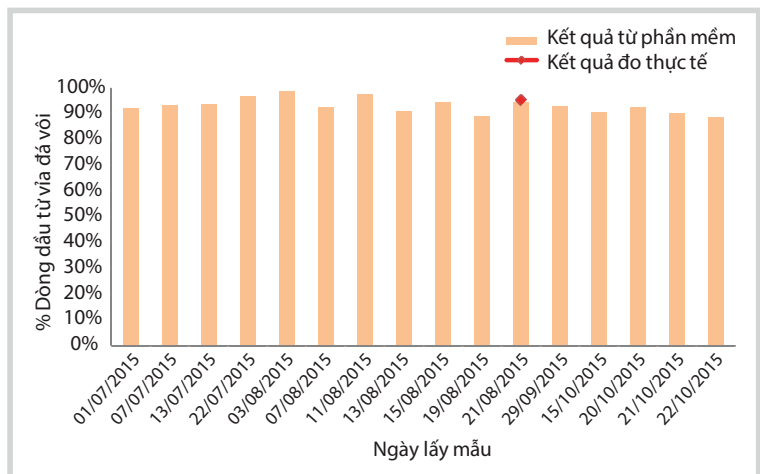
Sử dụng phương pháp khác với số liệu đầu vào là các đỉnh sắc ký đặc trưng, đó là phân tích ghép nhóm HCA. Phương pháp này cho phép định tính ghép các mẫu dầu có cùng đặc trưng địa hóa vào một nhóm



Hình 6. Giản đồ B-F của các giếng DH01, DH02 và DH03



Hình 7. Giản đồ ghép nhóm HCA đối với các mẫu dầu VPI-DH01, VPI-DH02 và VPI-DH03



Hình 8. Kết quả định lượng phân chia tỷ phần khai của dòng dầu từ giếng DH01 trong thời gian từ tháng 7 - 10/2015

(Hình 5). Kết quả cho thấy có 2 nhóm dầu đặc trưng: các mẫu dầu khai thác từ giếng DH01 (giếng khai thác đa tầng) và giếng DH03 (giếng khai thác đơn vỉa từ vỉa đá vôi); các mẫu dầu khai thác từ

giếng DH02 (giếng khai thác đơn tầng từ vỉa đá trầm tích lục nguyên). Hai nhóm này có khoảng cách rất xa nhau, chứng tỏ chúng có mối tương quan rất thấp. Việc sử dụng một tập hợp dữ liệu lớn hơn (so với phương pháp sử dụng các hydrocarbon nhẹ chỉ có 3 cấu tử đồng phân C7) cũng cho ra kết quả định tính là mẫu dầu của giếng DH01 mang đặc trưng dầu khai thác từ vỉa đá vôi.

3.3. Phân chia tỷ phần khai thác

Với giả thiết ban đầu, mẫu dầu VPI-DH02 được sử dụng làm dầu gốc của dầu khai thác từ vỉa trầm tích lục nguyên, mẫu dầu VPI-DH03 được sử dụng làm dầu gốc của dầu khai thác từ vỉa đá vôi. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã tiến hành định lượng tỷ phần khai thác của dòng dầu từ giếng DH01 là giếng khai thác đa tầng. Từ gần 1.000 đỉnh sắc ký (tương ứng với gần 1.000 hợp chất hydrocarbon có trong các mẫu dầu từ dải hydrocarbon C6 - C35), sử dụng các giải thuật toán học tương tác đã xác định được vài chục cấu tử đặc trưng. Dựa trên chiều cao đỉnh sắc ký của các cấu tử đặc trưng này, tiến hành xác định tỷ phần khai thác của dòng dầu từ giếng DH01 bằng phần mềm Geochemical Allocation.

Kết quả phân chia tỷ phần khai thác của dòng dầu từ giếng DH01 (Hình 6) cho thấy có sự đóng góp từ cả 2 vỉa sản phẩm đá vôi và trầm tích lục nguyên vào dòng dầu của giếng DH01 và tỷ lệ đóng góp thay đổi theo thời gian. Tuy nhiên, trong suốt thời gian theo dõi, tỷ phần dầu đóng góp từ vỉa đá vôi luôn chiếm hơn 90%, tức là dòng dầu từ giếng DH01 mang đặc trưng dầu khai thác từ đá vôi. Kết quả này phù hợp với kết quả định tính phân nhóm dầu đã trình bày ở mục 3.2.

Để đánh giá tính chính xác và hiệu chỉnh phương pháp, nhóm tác giả so sánh kết quả định lượng phân chia tỷ phần khai thác dựa trên đặc điểm địa hóa hydrocarbon dầu với kết quả đo MPLT. Kết quả cho thấy tỷ phần khai thác được tính toán dựa trên đặc điểm địa hóa hydrocarbon dầu tương đồng với kết quả đo đặc hiệu trường thực tế với sai số dưới 1%.

4. Kết luận

Qua các nghiên cứu áp dụng thử nghiệm phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai thác dựa trên kết quả phân tích sắc ký khí và tính toán trên phần mềm do Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu phát triển, có thể rút ra một số kết luận sau:

- Phương pháp địa hóa phân chia tỷ phần khai

thác dựa trên kết quả phân tích sắc ký khí dầu toàn phần có tính khả thi cao, có thể áp dụng rộng rãi và hiệu quả cho các giếng khai thác đa tầng và giàn thu gom chung.

- Kết quả phân chia tỷ phần khai thác khi so sánh với phương pháp đo đặc hiệu trường (MPLT) có sai số dưới 3%.
- Phương pháp này có thể thay thế cho các phương pháp đo đặc hiệu trường truyền thống, cho phép xác định lưu lượng dòng sản phẩm thường xuyên hơn với chi phí thấp hơn, góp phần nâng cao hiệu quả công tác vận hành và quản lý mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. R.J.Hwang, D.K.Baskin. *Reservoir connectivity and oil homogeneity in a applications in the Gulf of Mexico*. Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, New Orleans. 1 October, 1990.
2. R.L.Kaufman, H.Dashti, C.S.Kabir, J.M.Pederson, M.S.Moon, R.Quttainah, H.Al-Wael. *Characterizing the Greater Burgan field: Use of geochemistry and oil fingerprinting*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2002; 5(3): p. 190 - 196.
3. Barry Bennett, Jennifer J.Adams, Stephen R.Larter. *Oil fingerprinting for production allocation: Exploiting the natural variations in fluid properties encountered in heavy oil and oil sand reservoirs*. 2009.
4. Marcio M.Lobão, Jari N.Cardoso, Marcio R.Mello, Paul W.Brooks, Claudio C.Lopes, Rosangela S.C.Lopes. *Identification of source of a marine oil-spill using geochemical and chemometric techniques*. Marine Pollution Bulletin. 2010; 60(12): p. 2263 - 2274.
5. Nguyễn Xuân Thanh. *Reservoir geochemical evaluation of the Rang Dong basement oils in offshore Vietnam*. 1999.
6. David K.Baskin, Alan S.Kornacki, Mark A.McCaffrey. *Allocating the contribution of oil from Eagle Ford formation, the Buda formation, and the Austin Chalk to commingled production from wells in South Texas using geochemical fingerprinting technology*. AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania. 19 - 22 May, 2013.
7. Scott Ramos, Brian Rohrback, Glenn Johnson, Russell Kaufman. *Using gas chromatography and curve resolution to quantify contributions to mixed crude oils*. 56th Pittsburgh Conference, Orlando, FL Presentation #950-9.

8. Daniel D.Lee, H.Sebastian Seung. Algorithms for non-negative matrix factorization. *Advances in neural information processing systems* 13. MIT Press. 2001; p. 556 - 562.

9. H.I.Halpern. *Development and application of light-hydrocarbon based star diagrams*. AAPG Bulletin. 1995; 79(6): p. 801 - 815.

Application of geochemical technique to reduce allocation cost for commingled production wells from multiple reservoirs

Kieu Anh Trung¹, Ha Thu Huong¹, Nguyen Minh Quy¹
Hoang Long¹, Le Thi Thu Huong¹, Tran Van Lam²

¹Vietnam Petroleum Institute

²PVEP-POC

E-mail: trungka.epc@vpi.pvn.vn

Summary

This paper presents a technique using chromatographic fingerprint to back allocate commingled wells from multiple reservoirs, based on which oil samples were collected from some sedimentary basins in Vietnam and analysed by gas chromatography by the Vietnam Petroleum Institute (VPI) for their fingerprint and production allocation. Quantitative results were attained using the Geochemical Allocation computer programme which calculates relative contributions of end member oils based on chromatographic data. The geochemical allocation results compare very favourably with the metering data. This method allows reduction of the cost of field operation and effective support to the production management.

Key words: Back allocation, gas chromatography, chromatographic fingerprinting.