



(12) BẢN MÔ TẢ SÁNG CHẾ THUỘC BẢNG ĐỘC QUYỀN SÁNG CHẾ

(19) Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (VN)
CỤC SỞ HỮU TRÍ TUỆ

(11)



1-0034615

(51)⁷ F04D 11/00

(13) B

(21) 1-2019-03384

(22) 26/06/2019

(45) 25/01/2023 418

(43) 25/01/2021 394

(73) Viện Dầu khí Việt Nam (VN)

Tòa nhà Viện Dầu Khí, 167 Trung Kính, phường Yên Hòa, quận Cầu Giấy, thành phố Hà Nội

(72) Nguyễn Minh Quý (VN); Hoàng Long (VN); Hà Thu Hương (VN); Kiều Anh Trung (VN); Lê Thị Thu Hương (VN); Trương Văn Dũng (VN); Đào Thị Hải Hà (VN); Hoàng Linh (VN).

(54) PHƯƠNG PHÁP PHÂN CHIA SẢN PHẨM DẦU THÔ CHO CÁC GIẾNG KHAI THÁC ĐA TẦNG

(57) Sáng chế đề cập đến phương pháp phân chia sản phẩm dầu thô cho các giếng khai thác đa tầng tại các mỏ dầu trên thêm lục địa Việt Nam. Phương pháp bao gồm bước 1: thu thập các mẫu dầu theo thời gian và không gian giếng khai thác; bước 2: phân tích sắc ký khí dầu toàn phần trên thiết bị phân tích sắc ký khí; bước 3: xử lý phổ sắc ký khí dầu toàn phần và xác định chiều cao các đỉnh sắc ký bằng các công cụ xử lý phổ; bước 4: xác định các cấu tử đặc trưng sử dụng các công cụ thống kê đa biến; bước 5: định lượng tỷ phần (%) từng dầu gốc (End Member) trong mẫu dầu trộn lẫn (Commingle) bằng thuật toán ma trận bình phương tối thiểu.

Lĩnh vực kỹ thuật được đề cập

Sáng chế đề cập đến phương pháp phân chia sản phẩm dầu thô cho các giếng khai thác đa tầng sử dụng đặc trưng địa hóa học các cấu tử dầu thô trên thêm lục địa Việt Nam.

Tình trạng kỹ thuật của sáng chế

Trong quá trình khai thác dầu khí, việc khai thác dầu từ nhiều tệp vỉa trong cùng một giếng khai thác, hay 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.

Thông thường các dòng dầu riêng biệt được kiểm soát bằng các thiết bị đo đếm riêng trước khi trộn lẫn, nhưng có nhiều trường hợp khó thực hiện được việc đo đếm thường xuyên lưu lượng các dòng dầu riêng biệt trước khi trộn lẫn bằng các thiết bị đo đếm lắp đặt sẵn, ví dụ như đo lưu lượng các vỉa riêng biệt trong giếng khai thác đồng thời chỉ thực hiện được khi khảo sát giếng; hoặc khó khớp các lưu lượng đo riêng biệt với lưu lượng đo tổng do khai thác khí rất dễ bị thất thoát hoặc có sự thay đổi điều kiện nhiệt độ và áp suất. Mặt khác, việc áp dụng các phương pháp đo đặc hiện trường truyền thống đối với các mỏ dầu đòi hỏi chi phí rất cao và không thể thực hiện thường xuyên.

Để tiết giảm chi phí và thời gian cho công việc phân chia sản phẩm dầu của các giếng khai thác đồng thời nhiều tầng sản phẩm, cần thiết phải có phương pháp khác đơn giản, hiệu quả và chi phí thấp hơn các phương pháp đo đặc truyền thống. Do đó các tác giả sáng chế đã nghiên cứu và xây dựng phương pháp theo sáng chế này.

Cơ sở kỹ thuật của phương pháp này dựa trên giả thuyết đã được khẳng

định tin cậy là: dầu 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. 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.

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.

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 hydrocacbon 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 số thành tạo dầu. Do đó, các đối tượng dầu tách biệt dù có chung nguồn gốc đá mẹ song vẫn có thành phần hydrocacbon 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, v.v. 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.

Bản chất kỹ thuật của sáng chế

Sáng chế đề xuất phương pháp xác định tỷ phần dầu thô cho các giếng khai thác đa tầng sử dụng đặc trưng địa hóa học các cấu tử dầu thô trên thêm lục địa Việt Nam.

Dầu thô khai thác từ các đối tượng riêng biệt (dầu gốc) thường có một nhóm thành phần cấu tử đặc trưng mà hàm lượng hoặc tỉ lệ hàm lượng của chúng trong dầu khai thác đa tầng phản ánh đúng tỉ lệ phối trộn theo quy luật tuyến tính. Các cấu tử/nhóm cấu tử đặc trưng cho các đối tượng dầu riêng biệt được xác định trên cơ sở thỏa mãn các điều kiện:

Tập hợp các cấu tử hydrocacbon này ổn định trên cùng một đối tượng dầu theo cả không gian (các tầng khai thác, đối tượng khai thác, giếng khai thác) và thời gian khai thác.

Tập hợp các cấu tử hydrocacbon này phải có sự khác biệt lớn nhất khi so sánh giữa các đối tượng khai thác riêng biệt.

Hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng của các cấu tử đặc trưng này được xác định thông qua tỷ lệ chiều cao đỉnh sắc ký thu được khi phân tích sắc ký khí dầu toàn phần. Nếu Y là hàm lượng của một cấu tử trong hỗn hợp dầu thu gom từ m đối tượng dầu riêng biệt (dầu gốc); $X_1, X_2, \dots, X_m$ là hàm lượng của cùng cấu tử này trong mỗi dầu gốc tương ứng, khi đó:

$$Y = p_1X_1 + p_2X_2 + \dots + p_mX_m \quad (1)$$

Trong đó $p_1, p_2, \dots, p_m$ là tỷ phần (hay %) góp mặt của mỗi dầu gốc tương ứng trong hỗn hợp dầu thu gom chung.

Với mỗi cấu tử đặc trưng ta sẽ có một phương trình như trên. Về mặt toán học với m dầu gốc đóng góp vào dầu hỗn hợp ta chỉ cần m cấu tử đặc trưng là sẽ xác định được các hệ số $p_1, p_2, \dots, p_m$, từ đó xác định được tỷ phần đóng góp của các dầu riêng biệt vào hỗn hợp dầu trộn lẫn.

Tuy nhiên thực tế luôn có một sai số nào đó trong phân tích xác định hàm lượng các cấu tử đặc trưng, do vậy việc xác định Y luôn gặp một sai số nhất định, do đó phương trình (1) trong thực tế sẽ là:

$$Y = p_1X_1 + p_2X_2 + \dots + p_mX_m + E \quad (2)$$

Với E là sai số. Để có thể tính toán các tỷ số $p_1, p_2, \dots, p_m$ ổn định và hạn chế sai số phân tích, một quy tắc kinh nghiệm là số lượng các cấu tử sử dụng n phải gấp 3 lần số lượng dầu gốc m tham gia vào hỗn hợp. Khi đó số lượng phương trình (2) sẽ dư ra ba lần số phương trình tối thiểu để giải hệ và xác định $p_1, p_2, \dots, p_m$.

Mô tả vắn tắt các hình vẽ

Hình 1 là hình vẽ thể hiện sự đóng góp của các dầu thành phần vào mẫu dầu trộn lẫn;

Hình 2 là hình ảnh máy sắc ký khí;

Hình 3 là hình vẽ thể hiện phổ sắc ký khí trước và sau khi căn hàng, loại nền;

Hình 4 là hình vẽ thể hiện kết quả ghép nhóm dầu;

Hình 5 là hình thể hiện kết quả tính toán tỷ phần dầu.

Mô tả chi tiết sáng chế

Phương pháp phân chia sản phẩm dầu thô cho các giếng khai thác đa tầng, bao gồm bước 1: Thu thập các mẫu dầu theo thời gian và không gian giếng khai thác; bước 2: phân tích sắc ký khí dầu toàn phần trên thiết bị phân tích sắc ký khí; bước 3: xử lý phổ sắc ký khí dầu toàn phần và xác định chiều cao các đỉnh sắc ký bằng các công cụ xử lý phổ; bước 4: xác định các cấu tử đặc; bước 5: định lượng tỷ phần (%) từng dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn.

Trong đó, bước 1: Thu thập các mẫu dầu theo thời gian và không gian giếng khai thác:

Các mẫu dầu thu thập bao gồm 2 loại mẫu: (1) mẫu end-member hay còn gọi là mẫu dầu gốc là mẫu dầu được lấy từ miệng giếng (wellhead) của các giếng khai thác đơn tầng hoặc các mẫu thử vỉa (DST); (2) mẫu dầu trộn lẫn lấy từ miệng giếng của các giếng khai thác đa tầng cần phân chia sản phẩm dầu. Để đánh giá mức độ ổn định của thành phần cấu tử, mỗi giếng thường được lấy mẫu nhiều lần với thời gian lấy mẫu khoảng 1 tháng. Tất cả các mẫu sau khi lấy được chuyển về phòng thí nghiệm phân tích dầu, tách loại cặn, loại nước và sẽ được phân tích sắc ký khí dầu toàn phần trên máy sắc ký khí.

Bước 2: phân tích sắc ký khí dầu toàn phần trên thiết bị phân tích sắc ký khí:

Sau khi làm sạch, khoảng 2-3g dầu được cân chính xác và lấy vào lọ đựng mẫu, chất chuẩn so sánh được cân chính xác và thêm vào mẫu, sau đó mẫu được thêm dung môi CS₂ để pha loãng và lắc đều để hòa tan. Mẫu đã được thêm chuẩn so sánh sẽ được đưa vào chạy sắc ký lần 1. Sau đó mẫu được thêm tiếp hệ nội chuẩn từng bước để chạy sắc ký lần 2. Phân tích sắc ký được thực hiện trên máy sắc ký khí Agilent lắp cột không phân cực HP-1 với khí mang He. Chương trình nhiệt độ sẽ tăng dần nằm trong khoảng từ 35°C đến 300°C và thời gian cuối ở 300°C trong 11 phút. Mẫu được bơm vào buồng bơm ở chế độ chia dòng 1:30,

nhệt độ buồng bơm 300°C. Đầu ghi tín hiệu FID được đặt ở nhiệt độ 320°C với ngọn lửa ion hóa được duy trì bằng dòng khí hydro và dòng không khí nén.

Bước 3: xử lý phổ sắc ký khí dầu toàn phần và xác định chiều cao các đỉnh sắc ký bằng các công cụ xử lý phổ:

Xử lý phổ sắc ký thu được và xác định chiều cao các đỉnh sắc ký, kết quả phân tích nhận được dưới dạng số và được xử lý để tạo ra các bảng số liệu dưới dạng excel làm đầu vào cho tính toán phân chia tỷ phần dầu.

Bước 4: Xác định các cấu tử đặc trưng:

Các cấu tử đặc trưng được xác định dựa trên 2 nguyên tắc (1) ổn định trong cùng một đối tượng theo không gian và thời gian khai thác, (2) khác biệt cao nhất khi so sánh giữa các đối tượng riêng biệt. Các công cụ hóa lượng như (1) phân tích thành phần chính, (2) phân tích yếu tố được sử dụng để xác định các cấu tử đặc trưng.

Xác định tỷ lệ các cặp cấu tử, ghép nhóm dầu để xác định dầu gốc và các dầu trộn lẫn từ các mẫu dầu trong tập hợp số liệu mẫu lấy theo quá trình khai thác dầu khí của giếng và của toàn mỏ.

Bước 5: Định lượng tỷ phần (%) từng dầu gốc (End Member) trong mẫu dầu trộn lẫn (Commingled) bằng thuật toán ma trận bình phương tối thiểu.

YÊU CẦU BẢO HỘ

1. Phương pháp phân chia sản phẩm dầu thô cho các giếng khai thác đa tầng, bao gồm:

bước 1: thu thập các mẫu dầu theo thời gian và không gian giếng khai thác bao gồm hai loại mẫu: mẫu dầu gốc được lấy từ miệng của các giếng khai thác đơn tầng hoặc các mẫu thử vỉa; mẫu dầu trộn lẫn lấy từ miệng của các giếng khai thác đa tầng cần phân chia sản phẩm dầu; mỗi giếng được lấy mẫu nhiều lần với thời gian lấy mẫu khoảng 1 tháng;

bước 2: phân tích sắc ký khí dầu toàn phần trên thiết bị phân tích sắc ký khí, bao gồm: làm sạch dầu mẫu, khoảng 2-3g dầu được cân chính xác và lấy vào lọ đựng mẫu, chất chuẩn so sánh được cân chính xác và thêm vào mẫu, thêm dung môi CS₂ để pha loãng và hòa tan; mẫu đã được thêm chuẩn so sánh sẽ được đưa vào chạy sắc ký lần 1; thêm tiếp hệ nội chuẩn từng bước để chạy sắc ký lần 2; phân tích sắc ký được thực hiện trên máy sắc ký khí Agilent lắp cột không phân cực HP-1 với khí mang He;

chương trình nhiệt độ sẽ tăng dần nằm trong khoảng từ 35°C đến 300°C và thời gian cuối ở 300°C trong 11 phút; mẫu được bơm vào buồng bơm ở chế độ chia dòng 1:30, nhiệt độ buồng bơm 300°C; đầu ghi tín hiệu FID được đặt ở nhiệt độ 320°C với ngọn lửa ion hóa được duy trì bằng dòng khí hydro và dòng không khí nén;

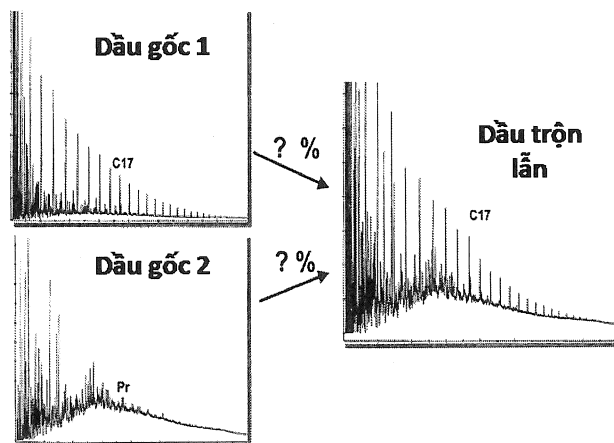
bước 3: xử lý phổ sắc ký khí dầu toàn phần và xác định chiều cao các đỉnh sắc ký bằng các công cụ xử lý phổ; tạo bảng số liệu dưới dạng excel để làm dữ liệu đầu vào cho các công cụ hóa lượng căn hàng, loại nền từ các kết quả nhận được sau khi phân tích sắc ký khí dầu toàn phần; căn hàng, loại nền để chính xác hóa diện tích và chiều cao đỉnh sắc ký; tính diện tích và chiều cao các đỉnh sắc ký để làm dữ liệu đầu vào cho xác định các cấu tử đặc trưng, phân nhóm dầu và tính toán tỷ phần khai thác dầu;

bước 4: xác định các cấu tử đặc trưng sử dụng các công cụ thống kê đa biến; xác định các cấu tử đặc trưng trên nguyên tắc: ổn định trong một đối tượng

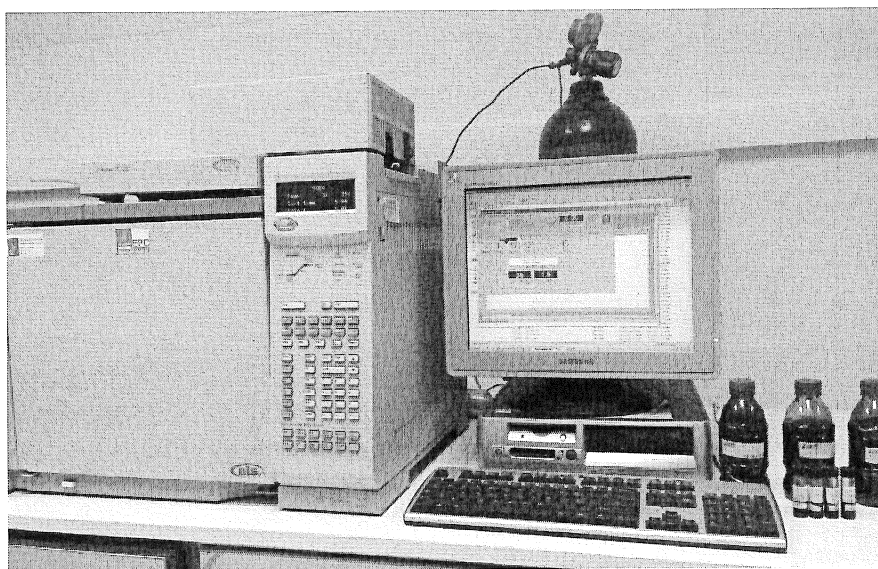
khai thác và khác nhau lớn nhất giữa các đối tượng khai thác khác nhau;

bước 5: định lượng tỷ phần (%) từng dầu gốc trong mẫu dầu trộn lẫn bằng thuật toán ma trận bình phương tối thiểu.

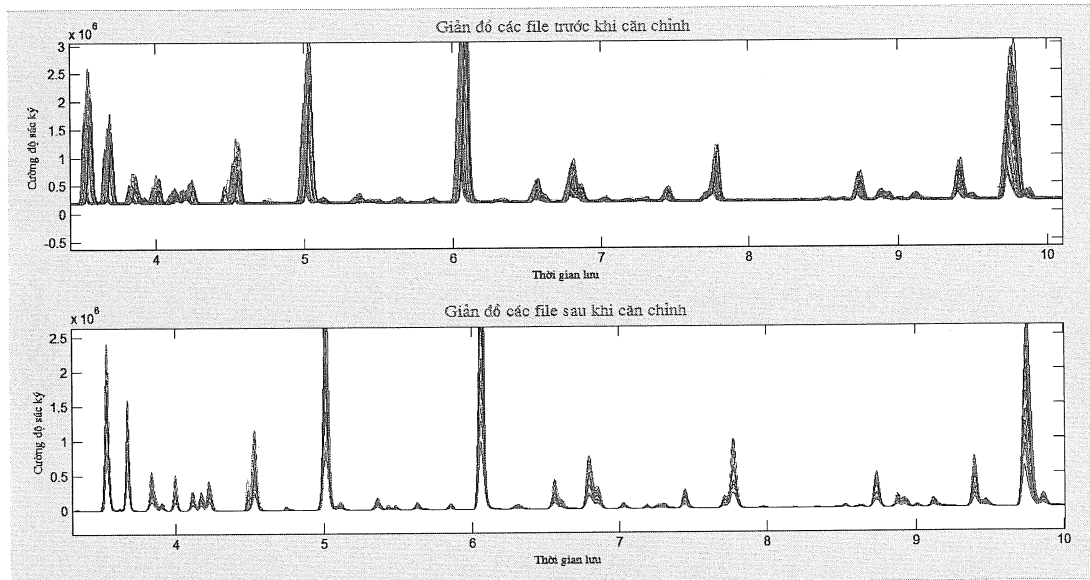
Hình 1



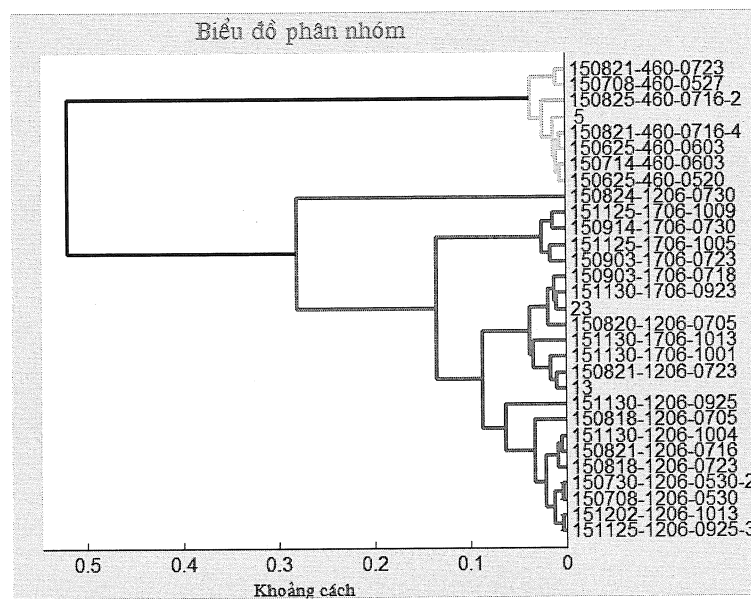
Hình 2



Hình 3



Hình 4



Hình 5

Các file sắc ký đưa vào tính toán

Lựa chọn	Mẫu	Giếng	Ngày lấy mẫu	Ngày phân tích		
☐	39 1705	23/07	04/09/15			
☐	40 1705	30/07	14/09/15			
☒	41 1706	20/05	16/06/15			
☒	42 1706	27/05	29/06/15			
☒	43 1706	03/06	07/07/15			
☒	44 1706	18/07	03/09/15			
☒	45 1706	23/07	03/09/15			
☒	46 1706	30/07	14/09/15			
☒	47 1706	05/10	25/11/15			
☒	48 1706	09/10	25/11/15			
☒	49 1706	23/09	30/11/15			
☒	50 1706	01/10	30/11/15			
☒	51 1706	13/10	30/11/15			
☐	52 1708	20/05	25/06/15			
☐	53 1708	27/05	14/07/15			
☐	54 1708	03/06	14/07/15			

Kết quả định lượng

	Mẫu	Giếng/Giàn	T lấy mẫu	T phân tích	Micocen dưới	Oligocen trên
1	41 1706	20/05	16/06/15	2.23%	97.77%	
2	42 1706	27/05	29/06/15	0.00%	100.00%	
3	43 1706	03/06	07/07/15	0.00%	100.00%	
4	44 1706	18/07	03/09/15	0.00%	100.00%	
5	45 1706	23/07	03/09/15	0.69%	99.31%	
6	46 1706	30/07	14/09/15	0.00%	100.00%	
7	47 1706	05/10	25/11/15	0.00%	100.00%	
8	48 1706	09/10	25/11/15	0.00%	100.00%	
9	49 1706	23/09	30/11/15	0.00%	100.00%	
10	50 1706	01/10	30/11/15	0.00%	100.00%	
11	51 1706	13/10	30/11/15	0.00%	100.00%	
12	Trung ... 1706			0.26%	99.74%	