

# ÁP DỤNG PHƯƠNG PHÁP LẤY MẪU VÀ ĐẶC TÍNH HÓA LƯU THỂ VĨA ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ PHÁT TRIỂN KHAI THÁC VÀ QUẢN LÝ MỎ DẦU KHÍ

**Nguyễn Hải An**

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

Email: annh1@pvep.com.vn

## Tóm tắt

**Đặc tính của chất lưu trong vỉa chứa ảnh hưởng rất lớn đến công tác thiết kế, tối ưu khai thác/bơm ép và hệ thống thiết bị bề mặt để quản lý mỏ hiệu quả. Đặc tính hóa các chất lưu không chính xác sẽ dẫn đến các rủi ro và sai số lớn trong đánh giá trữ lượng tại chỗ, dự báo thu hồi dầu, từ đó ảnh hưởng đến kết quả xác định giá trị thương mại của mỏ. Quá trình đặc trưng hóa các tính chất lưu biến thay đổi theo điều kiện cụ thể áp suất/thể tích/nhiệt độ (Pressure/Volume/Temperature - PVT) của chất lưu được tiến hành trong phòng thí nghiệm dựa trên việc thu thập được số lượng mẫu đủ lớn. Bài báo trình bày phương pháp đặc trưng hóa các loại chất lưu như: dầu nặng, dầu thông thường, dầu nhẹ, dầu dễ bay hơi, khí khô, khí ẩm và khí ngưng tụ... cho các cơ chế khai thác từ giãn áp tự nhiên đến khai thác tam cấp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR).**

**Từ khóa:** Chất lưu vỉa, lấy mẫu, đặc tính hóa, mỏ/vỉa dầu, khí.

## 1. Giới thiệu

Các tính chất lưu biến PVT của chất lưu trong vỉa chứa có vai trò rất quan trọng trong công tác quản lý mỏ, từ thăm dò cho đến kết thúc khai thác và hủy mỏ. Các tham số này được sử dụng cho việc xác định trữ lượng tại chỗ, tính toán hệ số thu hồi và là các số liệu đầu vào quan trọng cho công tác mô phỏng khai thác mỏ. Đặc tính hóa được các chất lưu và sự phân bố của chúng trong vỉa chứa giúp đánh giá mức độ liên thông giữa các vùng trong vỉa và các tầng chứa khác nhau. Quá trình minh giải các số liệu thử vỉa và thiết kế hệ thống khai thác, xử lý dầu khí cũng đòi hỏi thông tin chính xác về các đặc tính chất lưu cùng với sự thay đổi của chúng theo thời gian.

Quá trình đặc tính hóa chất lưu bao gồm các bước chính sau: thu thập các chất lưu đại diện; xác định các chỉ tiêu cần thiết để thực hiện các phân tích, đo đặc tính chất lưu biến của chất lưu trong phòng thí nghiệm ở các điều kiện áp suất và nhiệt độ khác nhau; thực hiện các quy trình kiểm tra chất lượng (QC/QA) để đảm bảo tính chính xác của các kết quả phân tích; tiến hành mô hình hóa các tính chất lưu biến của chất lưu dựa trên các phương trình toán học và thành phần của chất lưu. Bài báo cũng đưa ra khuyến nghị cho công tác lấy mẫu, chiến lược thu thập số liệu phân tích mẫu và các phương pháp mô hình hóa cho nhiều loại chất lưu với các chế độ khai thác khác nhau như giãn áp tự nhiên, duy trì áp suất, bơm ép trộn lẫn...

Quá trình lấy mẫu phân tích các tính chất lưu biến của dầu khí hoặc các nghiên cứu phụ trợ khác như địa hóa, lọc hóa dầu... Để đảm bảo lấy mẫu thành công cần tránh để xảy ra hiện tượng dòng chảy 2 pha (khí, lỏng) trong vỉa,

giảm thiểu tối đa các nhiễm bẩn do quá trình khoan gây ra cũng như bảo toàn nguyên trạng mẫu như trong điều kiện vỉa. Chương trình lấy mẫu cần tập trung vào việc lựa chọn phương pháp lấy mẫu phù hợp và các thiết bị kèm theo, tối ưu bộ dụng cụ, quy trình vận chuyển và kiểm tra chất lượng. Các chương trình cụ thể được đưa ra phụ thuộc vào kiểu chất lưu, điều kiện vỉa (bão hòa hay chưa bão hòa), hàm lượng các thành phần không phải hydrocarbon (khí trơ), thành phần chất ở thể rắn như nhựa, sáp và asphaltene.

## 2. Phương pháp lấy mẫu và phân tích mẫu

### 2.1. Phương pháp lấy mẫu

Có 2 phương pháp lấy mẫu thông dụng là lấy mẫu bề mặt và lấy mẫu sâu. Phương pháp lấy mẫu sâu có ưu điểm lấy được mẫu ở gần hiện trạng trong điều kiện vỉa, trong khi lấy mẫu bề mặt có thể lấy được mẫu dầu và khí từ bình tách ở điều kiện dòng chảy ổn định. Các mẫu chất lưu lấy được từ bình tách sẽ được tái tạo theo tỷ số khí/dầu khai thác (GOR) nhằm thu được chất lưu đại diện cho vỉa. Cả 2 phương pháp trên đều có những nhược điểm riêng và cần được khắc phục nhằm đảm bảo chất lượng mẫu.

Đối với phương pháp lấy mẫu sâu, cần làm sạch tương đối vùng cận đáy giếng và kiểm soát được mức độ giảm áp suất đáy giếng để có thể thu được mẫu đại diện và không bị nhiễm bẩn. Việc kiểm soát giảm áp suất đáy giếng sẽ giúp không xảy ra dòng chảy 2 pha trong vỉa. Thiết bị lấy mẫu chất lưu ở đáy giếng được trang bị thêm các công cụ chuyên dụng để theo dõi mức độ nhiễm bẩn và đảm bảo chỉ có dòng chảy 1 pha trước khi tiến hành lấy mẫu. Các thiết bị đo đạc và lấy mẫu chất lưu này cần được cân chỉnh chính xác mới có thể xác định được các mức độ nhiễm bẩn vỉa.

Ngày nhận bài: 16/11/2017. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 16/11 - 18/12/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/2/2018.

Đối với phương pháp lấy mẫu bề mặt, giếng phải được khai thác ở điều kiện giảm áp tối thiểu với lưu lượng tối ưu nhằm duy trì giá trị tỷ số khí/dầu khai thác ổn định để thu được mẫu có chất lượng cao. Ngoài ra, hiệu quả tách và việc đo lường giá trị lưu lượng khí, dầu khai thác ở điều kiện mặt cũng ảnh hưởng đến chất lượng mẫu.

Trong khi phương pháp lấy mẫu sâu có ưu điểm thu được mẫu ở điều kiện vỉa thì phương pháp lấy mẫu bề mặt

có ưu điểm là thu được mẫu sạch, không nhiễm tạp chất và có số lượng lớn.

**2.2. Phân tích mẫu và kiểm tra chất lượng**

Mục đích của thu thập các số liệu đặc tính chất lưu là xác định được các thông số cần thiết phục vụ cho việc đánh giá vỉa chứa và phát triển mỏ. Số liệu nhiệt động học cần thu thập phụ thuộc vào loại chất lưu, cơ chế khai

*Bảng 1. Số liệu nhiệt động học cần thu thập cho từng loại chất lưu với các cơ chế khai thác khác nhau*

Loại chất lưu	Tính chất			Cơ chế khai thác	Các số liệu cần thu thập		
	°API	GOR (ft <sup>3</sup> tiêu chuẩn/ thùng)	C <sub>7+</sub> (%mol)		Thành phần	Kiểu thí nghiệm	Thông số cần xác định
Dầu nặng	7 - 25	10 - 200	> 40	Suy giảm tự nhiên /khai thác nguội	C <sub>30+</sub> , paraffin, asphaltene	CCE, DFL, ST	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub>
				Bơm ép dung môi		CCE, DFL, ST, PVT của dung môi	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub> và sự thay đổi theo nồng độ dung môi
				Bơm ép nước		CCE, DFL, ST, PVT của nước	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub> , B <sub>w</sub> , μ <sub>w</sub> , ρ <sub>w</sub>
				Bơm ép hơi nước		CCE, DFL, ST ở nhiệt độ và áp suất cao	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub> , B <sub>w</sub> , μ <sub>w</sub> , ρ <sub>w</sub>
Dầu thông thường "Black oil"	25 - 35	200 - 1.500	20 - 40	Suy giảm tự nhiên	C <sub>30+</sub> , paraffin, asphaltene	CCE, DFL, ST	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub>
				Bơm ép nước		CCE, DFL, ST, PVT của nước	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub> , B <sub>w</sub> , μ <sub>w</sub> , ρ <sub>w</sub>
				Bơm ép khí không trộn lẫn		CCE, DFL, ST, PVT của khí - dầu	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub> khi có sự thay đổi của khí
				Bơm ép hydrocarbon, khí trộn lẫn		CCE, DFL, ST, MMP, PVT của khí - dầu	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , và sự biến đổi thành phần khi có khí bơm ép
Dầu nhẹ	35 - 40	1.000 - 2.000	13 - 20	Suy giảm tự nhiên	C <sub>30+</sub> , paraffin, asphaltene	CCE, DFL, ST,	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub>
				Bơm ép nước		CCE, DFL, ST, PVT của nước	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , ρ <sub>o</sub> , B <sub>w</sub> , μ <sub>w</sub> , ρ <sub>w</sub>
				Bơm ép khí		CCE, DFL, ST, thí nghiệm trương nở	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> và sự thay đổi theo nồng độ khí
Chất lưu tới hạn (dầu dễ bay hơi và khí giàu condensate)	40 - 50	2.000 - 5.000	8 - 13	Suy giảm tự nhiên	C <sub>30+</sub> , wax, asphaltene	CCE, DFL, ST với độ chính xác cao	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub>
				Bơm ép hydrocarbon và khí trộn lẫn		CCE, DFL, ST với độ chính xác cao, thí nghiệm trương nở, MMP	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , số liệu thành phần, PVT khí - dầu
				Khai thác lựa chọn theo gradient thành phần	Thành phần biến đổi theo độ sâu	CCE, DFL, ST với độ chính xác cao, thí nghiệm trương nở, MMP với sự thay đổi thành phần	P <sub>b</sub> , R <sub>s</sub> , B <sub>o</sub> , μ <sub>o</sub> , số liệu thành phần, PVT khí - dầu
Khí condensate	> 50	> 5.000	< 8	Giảm áp tự nhiên	C <sub>20+</sub> , paraffin, asphaltene, hàm lượng nước, các thành phần phi hydrocarbon (N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S)	Condensate PVT-CCE, CVD, ST	P <sub>d</sub> , hệ số Z, CGR, ngưng tụ lỏng, thay đổi PVT theo hàm lượng nước
				Bơm ép khí duy trì áp suất		Phân tích PVT của chất lưu trong vỉa và khí bơm ép	P <sub>d</sub> , hệ số Z, CGR, ngưng tụ lỏng, thay đổi PVT theo hàm lượng nước và khí bơm ép

CCE: Thí nghiệm giãn đẳng thành phần; CVD: Thí nghiệm giãn đẳng tích; DFL: Thí nghiệm tách vi sai; ST (Separator test): Thí nghiệm tách khí; B<sub>g</sub>: Yếu tố thể tích của dầu; B<sub>g</sub>: Yếu tố thể tích của khí; B<sub>w</sub>: Yếu tố thể tích của nước; P<sub>g</sub>: Áp suất điểm bọt; P<sub>d</sub>: Áp suất điểm sương; R<sub>s</sub>: Hệ số khí hòa tan; μ<sub>g</sub>: Độ nhớt dầu; μ<sub>g</sub>: Độ nhớt khí; μ<sub>w</sub>: Độ nhớt nước; ρ<sub>g</sub>: Tỷ trọng dầu; ρ<sub>g</sub>: Tỷ trọng khí; ρ<sub>w</sub>: Tỷ trọng nước

thác và kế hoạch phát triển mỏ dự kiến. Bảng 1 trình bày các thông số cần thiết cho từng loại chất lưu với từng cơ chế khai thác khác nhau, làm cơ sở để có thể thiết kế được chương trình đo mẫu phù hợp trong phòng thí nghiệm.

Để đảm bảo chất lượng các kết quả phân tích, các quy trình thí nghiệm và số liệu đo đạc cần phải được kiểm tra, đánh giá thường xuyên, từ đơn giản như sử dụng phương pháp đồ thị cho đến phức tạp hơn như dùng tính toán cân bằng vật chất.

### 3. Mô hình hóa các tính chất chất lưu

Các phép tính toán công nghệ mỏ và nghiên cứu mô hình dòng chảy trong vỉa cần phải có các kết quả mô phỏng tính chất nhiệt động học của chất lưu. Có rất nhiều cách tiếp cận để mô hình hóa chất lưu, bao gồm: dùng các hàm liên kết cho dầu thông thường - "black oil", các công thức giả thành phần, các phương trình trạng thái (EOS). Các hàm liên kết cho dầu "black oil" chủ yếu được xây dựng dựa trên cơ sở số liệu về chất lưu trong một khu vực nào đó, do vậy phải thận trọng cho việc áp dụng các liên kết này trong trường hợp cụ thể. Ngoài ra chúng cũng chỉ được xây dựng dựa trên các số liệu thí nghiệm mà thiếu đi các cơ sở nhiệt động học, các tính toán ngoại suy ra ngoài dải phân bố của số liệu sẽ dẫn tới những sai số rất lớn. Các mô hình phương trình trạng thái EOS đều được xây dựng dựa trên các nguyên lý nhiệt động học cơ bản do vậy rất hữu ích cho việc ngoại suy các giá trị vượt ra ngoài số liệu. Hiện nay mô hình "black oil" được sử dụng nhiều cho các nghiên cứu mô hình mô phỏng khai thác vỉa. Nhưng để đảm bảo độ tin cậy, các tham số nhiệt động học trong mô hình "black oil" cần được mô phỏng dựa trên việc sử dụng các phương trình trạng thái đã được hiệu chỉnh với các số liệu đo từ phòng thí nghiệm. Quá trình mô hình hóa

chất lưu theo phương trình trạng thái gồm các bước quan trọng sau: tối ưu số lượng thành phần bằng cách đặc tính hóa các cấu tử  $C_{7+}$ , tính toán cân bằng pha, các phương pháp giải để đảm bảo tính hội tụ, hồi quy với các số liệu thí nghiệm.

Các thành phần nặng  $C_{7+}$  chứa rất nhiều các đồng đẳng khác nhau (paraffin, naphthene và chất thơm) có ảnh hưởng lớn đến việc xác định động thái pha nhiệt động học của chất lưu. Chẳng hạn như khí condensate, áp suất ngưng tụ bị ảnh hưởng cực kỳ mạnh bởi hàm lượng mol của  $C_{7+}$ . Trong dầu nặng, thành phần  $C_{7+}$  ảnh hưởng lớn đến độ nhớt, thành tạo asphaltene và wax. Tương tự trong dầu nhẹ, thể tích dầu và các tính chất khác ở áp suất thấp hơn áp suất bão hòa được xác định bởi hàm lượng các thành phần trung bình và nặng. Với vai trò quan trọng như vậy, việc đặc tính hóa các thành phần  $C_{7+}$  yêu cầu phải có độ chính xác cao. Hiện có rất nhiều phương pháp được sử dụng để nhóm các thành phần  $C_{7+}$  vào một thành phần giả định để áp dụng các mô hình phương trình trạng thái. Tuy nhiên phương pháp được sử dụng rộng rãi nhất vẫn là phương pháp Whitson [1] trong đó phân bố các thành phần  $C_{7+}$  được đặc trưng bởi kiểu phân bố gamma liên tục, sau đó được rời rạc hóa thành một số thành phần giả định. Việc lựa chọn số lượng các thành phần được quyết định dựa trên loại chất lưu và các cơ chế khai thác. Khi đặc tính hóa các chất lưu gần tới hạn hoặc quá trình trộn lẫn, cần đặc biệt chú ý đến các thành phần trung bình và nhẹ để mô phỏng được các quá trình ngưng tụ phức tạp và tái bay hơi.

### 4. Quá trình đặc tính hóa chất lưu đối với một số mỏ ở Việt Nam

Bài báo trình bày giải pháp thực hiện quá trình đặc tính hóa chất lưu đối với một số mỏ ở Việt Nam, với loại chất lưu từ dầu nặng cho đến khí condensate (Bảng 2).

**Bảng 2.** Thông số cơ bản dầu khí Việt Nam và các giải pháp đặc tính hóa chất lưu đối với một số mỏ ở Việt Nam

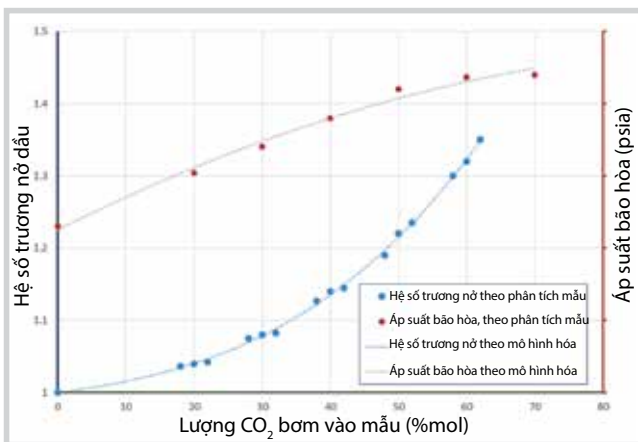
Loại chất lưu	Vỉa/mỏ	Áp suất (psia)	Nhiệt độ (°C)	Tỷ trọng (°API)	GOR (ft <sup>3</sup> tiêu chuẩn/thùng)	Giải pháp thực hiện
Dầu nặng	BI/Đồng Đô	2.038	78	15 - 28	10 - 50	Lấy mẫu sâu, thiết bị và quy trình lấy mẫu loại đặc biệt
Dầu thông thường	Miocene, móng/Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng	2.500 - 3.100	95 - 110	30 - 35	500 - 1.500	Xây dựng mô hình chất lưu
Dầu nhẹ	Móng/Bạch Hồ	3300 - 5.500	105 - 145	40 - 42	1.500 - 2.500	
Dầu dễ bay hơi /chất lưu tới hạn	Sư Tử Trắng - Hàm Rồng Nam	5.000 - 7.000	110 - 140	42 - 50	4.000 - 15.000	Lấy mẫu với thiết bị đặc biệt, mô phỏng biến đổi thành phần theo độ sâu
Khí - condensate	Miocene/Hải Thạch	7.500		55	20.000	PVT đặc biệt, phù hợp với điều kiện áp suất, nhiệt độ cao

**4.1. Dầu thông thường và dầu nhẹ**

Dầu thô khai thác từ các mỏ tại thềm lục địa Việt Nam cho dòng dầu ngọt với tỷ trọng trung bình 30 - 42°API, tỷ số khí dầu (GOR) trung bình khoảng 500 - 1.500ft<sup>3</sup>/thùng điều kiện tiêu chuẩn. Các vỉa được khai thác theo các giai đoạn: cơ chế giảm áp tự nhiên và sau đó chuyển sang bơm ép duy trì áp suất vỉa. Bão hòa dầu còn lại trong vỉa còn cao và được cho là tiềm năng cho tối ưu khai thác tam cấp và ứng dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu như bơm ép khí - nước luân phiên, bơm ép dung dịch hóa học (polymer, chất hoạt động bề mặt) hoặc bơm ép khí CO<sub>2</sub>. Kết quả nghiên cứu phòng thí nghiệm và một số thử nghiệm tại mỏ cho thấy phương pháp bơm ép khí ở điều kiện trộn lẫn có khả năng thu hồi thêm nhiều dầu nhất, do phát huy được tính trương nở của dầu cũng như giảm độ nhớt của dầu dẫn tới tăng mức độ đẩy và quét dầu trong hệ thống lỗ rỗng.

Phân tích mẫu lưu thể: Các phép đo đạc và phân tích cơ bản trong phòng thí nghiệm bao gồm: giãn đẳng thành phần, giãn vi phân và tách nhiều cấp đã được sử dụng với nhiều kinh nghiệm và cho kết quả tin cậy với điều kiện vỉa chứa cũng như chế độ thu gom, vận chuyển và xử lý. Các thí nghiệm đặc biệt như độ trương nở của dầu, tiếp xúc nhiều lần, xác định áp suất trộn lẫn (slim-tube), đẩy dầu bởi khí và đẩy dầu bởi nước qua mẫu lõi (flooding) cũng đã được thiết kế và thực hiện cho các đối tượng móng nứt nẻ và trầm tích lục nguyên. Mức độ cải thiện đáng kể hệ số thu hồi dầu tại vỉa Miocene dưới mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng Đông đã được nghiên cứu khi bơm ép khí và CO<sub>2</sub>. Những thông tin và kết quả từ phòng thí nghiệm đã được sử dụng để mô hình hóa chất lưu và ứng dụng đánh giá trong các mô hình mô phỏng khai thác.

Mô hình hóa: Dầu thô các mỏ của Việt Nam đều thuộc loại có hàm lượng paraffin cao, do vậy cần tách



**Hình 1.** Hệ số trương nở của dầu Miocene dưới bể Cửu Long theo hàm lượng CO<sub>2</sub> bơm thêm vào mẫu

thành phần nặng C<sub>7+</sub> thành nhiều phần giả định theo các khoảng C<sub>7</sub> - C<sub>9</sub>; C<sub>10</sub> - C<sub>12</sub>; C<sub>13</sub> - C<sub>16</sub>... Mô hình chất lưu theo phương trình trạng thái thể hiện tốt tính bay hơi của các thành phần hydrocarbon nhẹ và trung bình khi tương tác lý - hóa với khí bơm ép hoặc CO<sub>2</sub> (làm dầu trương nở và áp suất bão hòa tăng - Hình 1), đồng thời cho phép đánh giá mức độ thay đổi trạng thái lỏng - khí và lỏng - rắn (sáp - wax) trong các điều kiện dòng chảy trong giếng và hệ thống thu gom.

**4.2. Dầu nặng**

Dầu từ vỉa cát Miocene giữa (có độ liên kết kém) tại mỏ Đông Đô ở khu vực Đông Bắc bể Cửu Long lần đầu tiên được phát hiện và đưa vào phát triển khai thác [2]. Áp suất và nhiệt độ vỉa tương ứng vào khoảng 2.038psia và 78°C. Dầu thô đã tách khí có tỷ trọng vào khoảng 16 - 26°API. Kết quả phân tích mẫu mô phỏng điều kiện vỉa, dầu có chỉ số khí hòa tan khoảng 50ft<sup>3</sup>/thùng dầu và độ nhớt dầu vỉa từ 2,7 đến 30cP. Trong quá trình khai thác, ngay ở điều kiện áp suất nhỏ hơn áp suất bão hòa, khí rất khó tách ra khỏi dầu mà tồn tại dưới dạng bọt khí nhỏ. Đặc tính này là thách thức lớn đối với quá trình lấy mẫu và phân tích mẫu, đòi hỏi phải sử dụng thiết bị và quy trình phù hợp. Kinh nghiệm lấy mẫu tập vỉa BII.2.20 khi thử DST với lượng dầu thu được tương đối thấp (60 - 215 thùng dầu), hệ số khí - dầu chỉ vào khoảng 2 - 3ft<sup>3</sup>/thùng, nhưng lượng nước dung dịch khoan lớn dẫn tới lượng mẫu dầu và khí thu hồi rất nhỏ. Như vậy đối với dầu nặng, ưu tiên lấy mẫu sâu và để mang tính đại diện của mẫu cần phải đảm bảo nhiều yếu tố như: tránh tạo dòng chảy đa pha khi chất lưu vào buồng mẫu; lấy đủ lượng mẫu cho công tác phân tích; hạn chế nhiễm bẩn từ dung dịch khoan và cát. Như vậy, dụng cụ lấy mẫu cần được trang bị bơm với nhiều cấp lưu lượng thay đổi, lưới lọc cát, cơ cấu nhận biết dòng đa pha... Ngoài ra, quy trình bảo quản và vận chuyển mẫu cần thiết kế nhằm tránh ảnh hưởng đến tính nguyên trạng của mẫu.

Phân tích và mô hình hóa: Trước khi đưa vào thiết bị phân tích, nhằm hạn chế hàm lượng nước cho phép trong mẫu đảm bảo dưới 1%, mẫu dầu nặng cần được gia công bởi thiết bị phù hợp để loại bỏ các tạp chất, đặc biệt là nhũ tương. Trong quá trình đo thông số áp suất bão hòa, do khí thoát ra khỏi dầu rất chậm nên quy trình thí nghiệm cần được thiết kế với các bước giảm áp với thời gian phù hợp và tuân thủ nghiêm ngặt nhằm đạt trạng thái cân bằng. Hình 2 cho thấy quy trình khi đo mẫu đạt cân bằng sẽ tìm được chính xác điểm áp suất bão hòa trên cơ sở điểm giao nhau của 2 đường thẳng có độ nghiêng khác nhau. Trong

khi đó, áp suất bão hòa không thể xác định được ở điều kiện đo mẫu không đạt cân bằng. Điều kiện cân bằng thực sự được thể hiện trên Hình 3 theo dõi động thái áp suất theo thời gian trong các điều kiện không khuấy và có khuấy mẫu. Áp suất giảm mạnh (phần đoạn 1) được quan sát ngay khi buồng mẫu được giãn thể tích, cho thấy động thái của chất lỏng không chịu nén. Do áp suất giảm dưới giá trị áp suất bão hòa và mẫu không được khuấy, lượng khí thoát ra khỏi dầu chậm góp phần làm tăng áp suất ở phần đoạn 2, điều kiện cân bằng đã không đạt được sau 16 giờ. Tuy nhiên, khi mẫu được khuấy mạnh, điều kiện cân bằng được thiết lập nhanh chóng ở đoạn 3 và 4. Bằng cách tiếp cận đảm bảo điều kiện cân bằng, áp suất bão hòa được xác định một cách dễ dàng, đồng thời khuyến cáo cần áp dụng quy trình đo các đặc tính lưu thể ở các bước giảm áp đủ nhỏ, khoảng 50psi/bước.

Quá trình giãn áp còn ảnh hưởng lớn đến thông số độ nhớt, đặc biệt đối với thiết bị xác định độ nhớt theo cơ chế mao dẫn do khí dễ dàng thoát ra khỏi dầu. Khi giảm áp đo các cấp giãn áp vi phân cho mẫu dầu nặng từ áp suất vỉa đến gần áp suất bão hòa, cần thực hiện đo độ nhớt ngay mỗi bước nhằm tránh sai số và làm cơ sở ngoại suy.

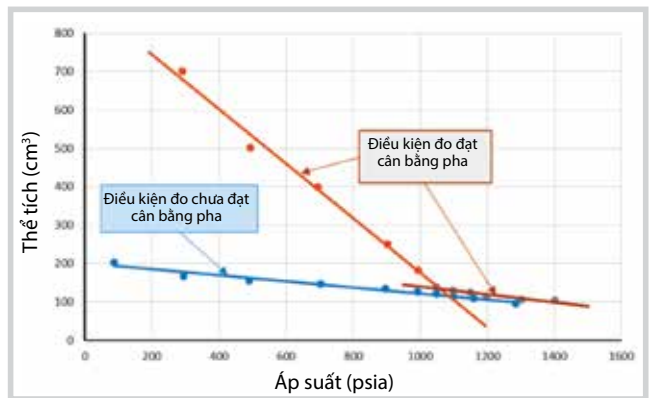
Công tác minh giải và mô hình hóa chất lưu cho dầu nặng cần giả định hợp lý thành phần nặng  $C_{7+}$  do thành phần chính của dầu nặng nằm trong dải này và dễ dàng chuyển sang trạng thái rắn như sáp hay asphaltene gây ảnh hưởng tới dòng chảy khi thu gom vận chuyển sản phẩm. Mô hình hóa độ nhớt theo các tham số áp suất, nhiệt độ và tỷ lệ khí - dầu - nước cần được xây dựng chi tiết với khoảng rộng do có vai trò quan trọng trong các phương trình và cấu trúc dòng chảy trong vỉa cũng như trong hệ thống khai thác.

**4.3. Dầu dễ bay hơi**

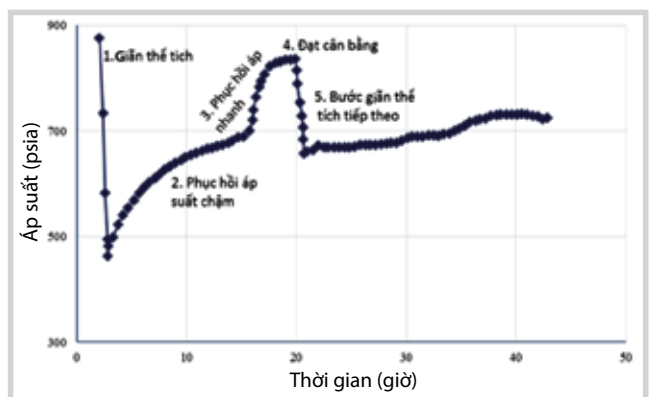
Một số vỉa chứa đang khai thác khí với hệ số CGR (Condensate Gas Ratio) tương đối cao, điển hình như vỉa cát kết Oligocene dưới E và F mỏ Sư Tử Trắng có kết quả thử vỉa DST#2 với chỉ số CGR rất cao (170 - 308 thùng/triệu ft<sup>3</sup> tiêu chuẩn) và tỷ trọng của condensate 35 - 45°API; hoặc vỉa LMH30 mỏ Hải Thạch được xác định là dầu dễ bay hơi có tỷ trọng 35 - 46°API, CGR vào khoảng 337 thùng/triệu ft<sup>3</sup> tiêu chuẩn, áp suất vỉa trên 10.500psia và nhiệt độ 151°C. Kết quả khảo sát lượng hydrocarbon lỏng ngưng tụ của các mẫu lưu thể mỏ Sư Tử Trắng (Hình 4) và tham khảo biểu đồ hành trạng pha đặc trưng của dầu dễ bay hơi (Hình 5) cho thấy điều kiện vỉa rất gần với điểm tới hạn và trạng thái chất lưu thay đổi mạnh khi được khai thác. Thực tế khai thác cho thấy

ban đầu giếng cho dòng khí tốt, nhưng condensate sớm hình thành tại lân cận đáy giếng do tổn hao áp suất khi chất lưu từ vỉa vào giếng.

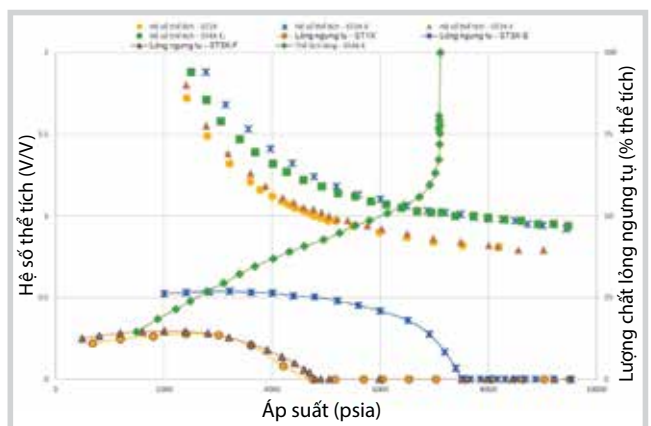
Kinh nghiệm trên thế giới đối với các mỏ này thường là bơm ép khí khô nhằm duy trì áp suất vỉa ở mức cao hơn áp suất tới hạn, đồng thời ứng dụng cơ chế hòa trộn để khai thác dẫn thành phần lỏng. Điểm lưu ý chính khi phân tích đặc trưng chất lưu tới hạn là khảo sát ảnh hưởng của thành phần lỏng tới hệ số thu hồi khí:



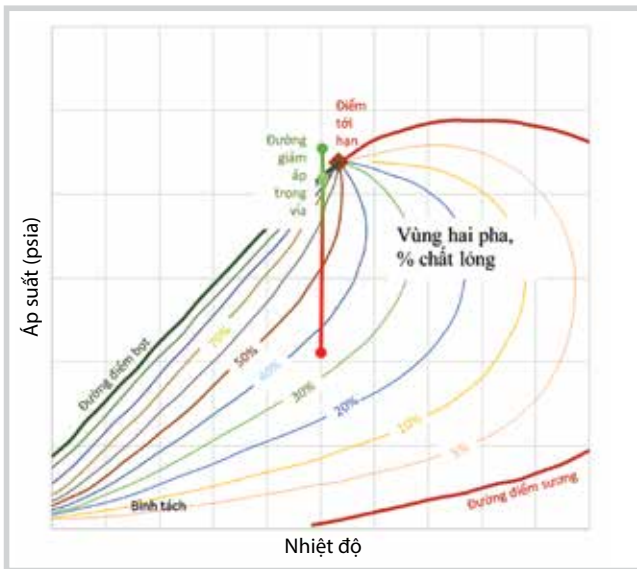
Hình 2. Xác định áp suất điểm bọt mẫu dầu nặng ở điều kiện cân bằng pha và chưa đạt cân bằng pha



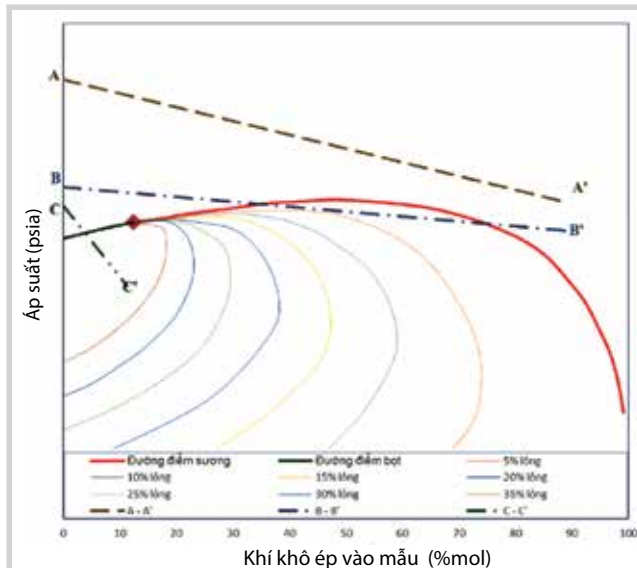
Hình 3. Động thái áp suất theo thời gian đo mẫu bằng phương pháp giãn vi phân



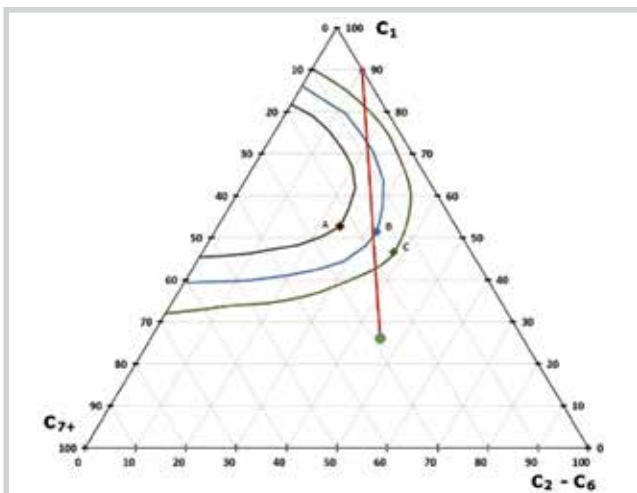
Hình 4. Kết quả khảo sát lượng lỏng ngưng tụ của mẫu dầu và mẫu khí mỏ Sư Tử Trắng [1]



Hình 5. Biểu đồ hành trạng pha mẫu dầu dễ bay hơi [3]



Hình 6. Thành phần - áp suất khí bơm ép khí và mẫu lưu thể



Hình 7. Biểu đồ tam giác tại 3 cấp áp suất trung gian ( $P_A > P_B > P_C$ ) được xây dựng trên cơ sở các phép đo tương ứng của lưu thể vỉa khi bơm ép khí khô

+ Thu thập các mẫu chất lưu tại các độ sâu khác nhau để có thể xây dựng phân bố thành phần trong vỉa ở thời điểm ban đầu;

+ Phân tích đầy đủ các chỉ tiêu tại các điều kiện nhiệt độ và áp suất khác nhau, cũng như xây dựng được hành trạng pha tại vùng tới hạn; đánh giá chiến lược bơm ép khí và thiết kế thiết bị tách lỏng - khí phù hợp;

+ Xây dựng mô hình chất lưu để dự báo các đặc tính gần điểm tới hạn cũng như khả năng thay đổi trong quá trình bơm ép khí;

+ Ứng dụng mô hình nhiệt động lực phù hợp với thay đổi thành phần theo độ sâu trong các nghiên cứu mô hình động.

Công tác lấy mẫu chất lưu ở điều kiện tới hạn đặt ra những thách thức từ thiết bị cho tới quy trình lấy mẫu phải đảm bảo chi tiết do chỉ cần có dao động nhỏ của áp suất và nhiệt độ đã có thể gây ra thay đổi lớn về thành phần, đặc biệt là khoảng gần với áp suất bão hòa. Các khoảng lấy mẫu cần đảm bảo cách ly cũng như định vị nghiêm ngặt do thành phần thay đổi theo độ sâu trong vỉa. Trong trường hợp lấy mẫu từ bình tách cần đảm bảo khoảng giảm áp suất đủ nhỏ, phân tách pha hoàn toàn và đo chính xác lưu lượng dầu và khí nhằm có được hệ số GOR đại diện khí tính toán tái tạo mẫu. Trong thực tế cần phải phối hợp cả phương pháp lấy mẫu sâu và lấy mẫu bình tách để thu thập được nhiều mẫu lưu thể vỉa ở các khoảng độ sâu khác nhau.

Các phép đo thí nghiệm PVT đối với mẫu chất lưu tới hạn/dầu dễ bay hơi đòi hỏi phải có kinh nghiệm thiết kế chương trình đo và minh giải tài liệu cùng với trang thiết bị hiện đại. Bước giãn áp phải đủ nhỏ và thời gian đủ dài để đạt được trạng thái cân bằng cần thiết đảm bảo phát hiện độ dốc trên các đường đặc tính lưu biến theo áp suất hoặc thành phần. Ngoài ra, nên phân tích độ tương nờ để xác định ranh giới pha và tính chất chất lưu thay đổi khi bơm ép khí khô như biểu đồ tam giác của chất lưu tới hạn khi được bơm thêm từng lượng nhỏ khí khô (methane -  $CH_4$ ). Hình 7 biểu diễn hành trạng pha theo áp suất và lượng khí ép vào mẫu lưu thể trên biểu đồ tam giác.

Thông số trên Hình 6 và 7 được mô hình hóa bằng phương trình trạng thái và cho phép đánh giá các chiến lược bơm ép khí khô để thu hồi phần lỏng từ vỉa được nhiều nhất.

Với chất lưu tới hạn có hành trạng pha như Hình 6, nếu áp dụng bơm ép khí ngay từ đầu và chiến lược giảm áp như đường A - A', đồng thời tương ứng với ranh giới các

pha tại áp suất PA trên Hình 7, khi đó khí sẽ trộn lẫn ngay vào dầu vỉa và hỗn hợp chất lưu sẽ luôn ở trạng thái đơn pha trong suốt quá trình bơm ép khí và tạo ra quá trình trộn lẫn tiếp xúc đầu tiên (first-contact miscible [4]). Kết quả của quá trình trộn lẫn này là dầu nhẹ chuyển thành condensate. Trong trường hợp áp dụng bơm ép khí sau một thời gian khai thác với áp suất vỉa giảm đến PB, chất lưu dần chuyển vào vùng 2 pha phía bên phải của điểm tới hạn trên biểu đồ áp suất - thành phần (Hình 6) đường B - B' và ranh giới pha tại áp suất PB trên biểu đồ tam giác. Khi vào vùng 2 pha, một lượng nhỏ dầu sẽ tách khỏi chất lưu vỉa. Nếu khí tiếp tục được bơm ép vào với hàm lượng đủ lớn, lượng dầu tách ra sẽ bay hơi trở lại vào dòng khí và được thu hồi trong hệ thống thiết bị khai thác. Nếu bơm ép khí vào vỉa có áp suất giảm mạnh tới PC và chất lưu chuyển vào trong vùng ranh giới 2 pha phía bên trái điểm tới hạn trên biểu đồ áp suất - thành phần theo đường C - C' và tương ứng ranh giới pha tại áp suất PC trên biểu đồ tam giác. Khí và chất lưu vỉa sẽ tạo ra quá trình trộn lẫn đa tiếp xúc (multicontact miscible [4]), khi đó pha khí di chuyển nhanh và liên tục thu nạp thêm các thành phần trung bình bay hơi từ chất lưu vỉa. Tuy nhiên, quá trình thu hồi thành phần nặng và trung bình diễn ra chậm hơn nhiều so với các cấp áp suất trước.

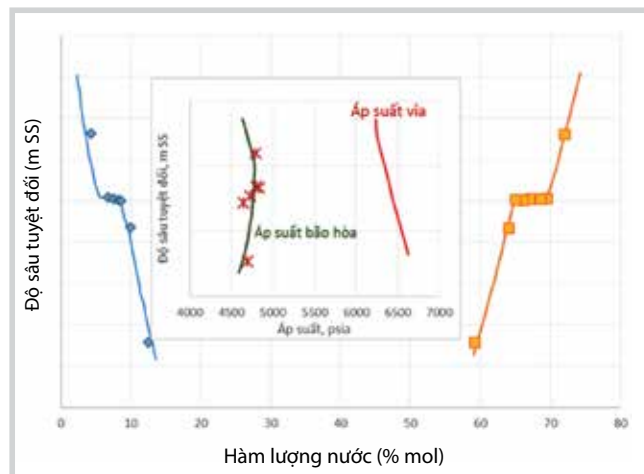
Các tính chất của chất lưu tới hạn chịu ảnh hưởng chủ yếu theo thành phần [5] nên phải xây dựng được mô hình chất lưu để sử dụng trong các tính toán, đánh giá trữ lượng thu hồi. Trong các phương trình trạng thái (EOS), thành phần nặng  $C_{7+}$  được chia thành các cấu tử giả định đủ để thể hiện tính lưu biến đặc thù của chất lưu tới hạn. Ngoài ra, trong mô hình nâng cao hệ số thu hồi (EOR) bằng bơm ép khí ở điều kiện trộn lẫn, mô hình chất lưu còn phải thể hiện đặc trưng nhiệt động học, cân bằng hóa học và thay đổi thành phần chất lưu theo chiều sâu

vỉa. Hình 8 biểu diễn kết quả khảo sát và kết quả mô hình trạng thái đánh giá thay đổi thành phần và áp suất bão hòa theo độ sâu của chất lưu tới hạn của mỏ Su Tử Trắng.

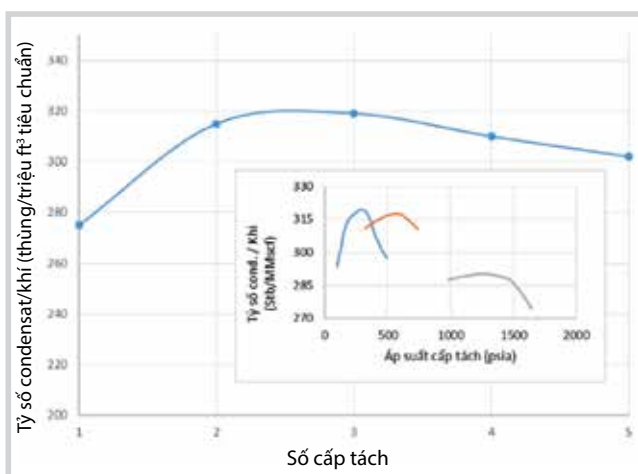
Số liệu và mô hình chất lưu được sử dụng rộng trong thiết kế hệ thống thiết bị tách lỏng - khí như số cấp tách, áp suất ở từng cấp tách nhằm thu hồi tối đa lượng sản phẩm hydrocarbon lỏng. Trên cơ sở mô hình chất lưu đã xây dựng, các phương án thu hồi lỏng được đánh giá ở các điều kiện áp suất và nhiệt độ tách khác nhau. Hệ thống tách và xử lý của các mỏ loại này thường được thiết kế từ 2 - 4 cấp tách nhằm tối ưu chi phí đầu tư và vận hành. Số liệu thực tế cho thấy chế độ làm việc của các cấp tách cuối thường có lượng lỏng tách ra nhiều nên cần đánh giá lựa chọn chính xác để được kết quả mong muốn.

**4.4. Khí condensate**

Khí condensate được khai thác từ các vỉa mỏ Mộc Tinh và mỏ Hải Thạch thuộc bể Nam Côn Sơn với điều kiện vỉa có áp suất và nhiệt độ cao. Các mỏ này đều có tỷ số hydrocarbon lỏng/khí trong khoảng 45 - 55 thùng/triệu  $ft^3$  ở điều kiện tiêu chuẩn. Áp suất vỉa ban đầu 10.000psia tại nhiệt độ 150°C các tính chất chất lưu được đo đạc chi tiết và xây dựng phương trình trạng thái để đánh giá lưu lượng lỏng có thể thu hồi cũng như thiết kế hệ thống xử lý phù hợp đối với chuẩn đầu vào của đường ống vận chuyển khí. Để quản lý và tối ưu khai thác các vỉa/mỏ khí condensate, động thái bay hơi của nước cũng như thay đổi thể tích của cả 3 pha (nước, condensate, khí) được đặc trưng hóa bởi phương trình trạng thái trên cơ sở số liệu đo đạc trong phòng thí nghiệm. Các nghiên cứu chuyên sâu (Hình 10) như tương tác nhị phân giữa nước và các cấu tử hydrocarbon cũng được sử dụng trong các phép hiệu chỉnh phù hợp từng điều kiện.



Hình 8. Thành phần chất lưu tới hạn thay đổi theo độ sâu



Hình 9. Tỷ số khí - condensate theo các cấp tách

Thiết bị và quy trình thí nghiệm để khảo sát tính chất lưu biến của khí condensate cần đặc biệt lưu ý đến khả năng xác định chính xác lượng hơi nước trong pha khí và mức độ thay đổi tỷ số condensate/nước theo các điều kiện: vỉa chứa, lân cận đáy giếng; lòng giếng và hệ thống thiết bị tách và xử lý. Kết quả thí nghiệm và mô hình hóa đều cho thấy hàm lượng nước tăng gấp đôi khi áp suất giảm từ áp suất vỉa tới 2.000psia và 1.000psia tương ứng với các điểm đầu giếng và đầu vào hệ thống tách. Lượng condensate tăng tại các vị trí tính toán khi áp suất và nhiệt độ giảm, đạt cực đại tại áp suất khoảng 2.500psia nhưng sau đó giảm mạnh do condensate bay hơi trở lại.

Hình 11 tổng hợp mức độ thay đổi hệ số thể tích của condensate và hơi nước (Condensate Water Ratio - CWR) tại các vị trí đánh giá theo áp suất và nhiệt độ. Nhìn chung, hệ số CWR phụ thuộc chính vào các giai đoạn giãn áp ban đầu. Tuy nhiên, khi áp suất vỉa giảm xuống thấp hơn áp suất điểm sương, hệ số CWR giảm nhanh do thể tích condensate giảm (đã ngưng tụ trong vỉa) và thể tích hơi nước tăng lên (hóa hơi ở nhiệt độ cao khi áp suất giảm). Tại điều kiện vỉa không có condensate hình thành cho đến khi áp suất giảm tới áp suất điểm sương, sau đó tăng mạnh đạt cực đại rồi giảm do bay hơi trở lại khi áp suất thấp. Tại cùng điều kiện vỉa, thể tích nước ban đầu tăng từ từ, sau đó tăng nhanh khi dòng chất lưu vào lòng giếng.

Khảo sát lưu lượng các thành phần tại đầu giếng cho thấy thể tích condensate ban đầu tăng do áp suất và nhiệt độ giảm theo thân giếng khoan. Tuy nhiên, lượng nước cũng tăng trong quá trình giãn áp và ngưng tụ rất nhiều tại đầu giếng dẫn tới hệ số CWR giảm nhanh. Trong điều kiện hệ thống tách và xử lý, động thái của thông số CWR tương tự tại đầu giếng, nhưng mức độ giảm thấp hơn và đạt tới điểm CWR = 1 sớm hơn nhiều. Kết quả nghiên cứu giá trị và động thái tham số CWR cho thấy các thiết bị đầu giếng và thu gom xử lý khí condensate có tồn tại khả năng

tạo nút nước ở đáy giếng; hoặc dòng chảy nút lỏng gây nghẽn trong các ống thu gom trong giai đoạn sau của quá trình khai thác khí condensate từ vỉa.

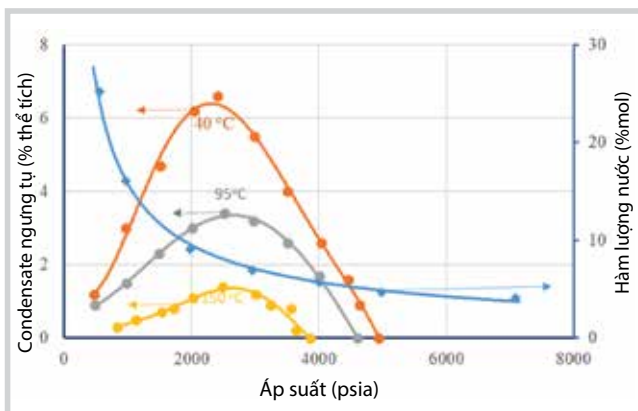
**5. Kết luận**

Đặc trưng hóa lưu thể vỉa ảnh hưởng rất lớn đến hệ số thu hồi dầu khí, chỉ số khai thác/bơm ép, cấu trúc dòng chảy và biến đổi pha tại các điều kiện cụ thể quyết định đến kết quả tính toán đánh giá và ra quyết định đầu tư. Mức độ chính xác của mô hình chất lưu làm giảm rủi ro kỹ thuật và cung cấp các tham số hợp lý khi đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án phát triển khai thác. Kết quả nghiên cứu 4 loại dầu và khí tiêu biểu đang khai thác từ các vỉa/mỏ tại thềm lục địa Việt Nam từ dầu nặng, chất lưu tới hạn tới khí condensate theo các chế độ khai thác khác nhau cho thấy một số bước quan trọng trong lấy mẫu và đặc trưng hóa lưu thể vỉa.

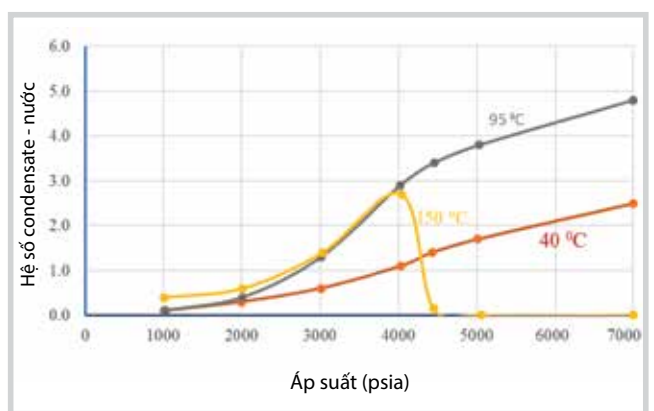
Chương trình lấy mẫu lưu thể cần được điều chỉnh phù hợp với từng loại chất lưu, loại đá chứa và điều kiện vỉa hoặc phân bố chất lưu trong vỉa. Các thiết bị lấy mẫu chuyên dụng và quy trình chặt chẽ sẽ cho phép thu thập được các mẫu chất lượng tốt và có tính đại diện cao.

Loại lưu thể và chế độ khai thác sẽ quyết định đến các tham số động học cần phải đo, phương pháp đo và mức độ chính xác. Các phương pháp trong phòng thí nghiệm và quy trình đo cần phải hiệu chỉnh hoặc thay đổi phù hợp với từng loại mẫu cụ thể và cần có ý kiến chuyên gia giàu kinh nghiệm. Thành phần nặng C<sub>7+</sub> cần được nghiên cứu và đặc trưng hóa chính xác trước khi áp dụng vào phương trình trạng thái. Đặc biệt, đối với chất lưu tới hạn, nên sử dụng kết hợp với các phương pháp mô hình hóa sơ bộ như giảm thiểu năng lượng và kỹ thuật tính toán tiên tiến.

Đối với chất lưu tới hạn, cần lấy mẫu theo chiều sâu và đánh giá tỷ lệ thành phần hydrocarbon theo chiều sâu



Hình 10. Hàm lượng nước và condensate tách khỏi mẫu đo ở các cấp áp suất và nhiệt độ



Hình 11. Tỷ lệ condensate - nước tại các vị trí có áp suất và nhiệt độ thay đổi

để mô hình hóa các động thái cũng như tính chất chất lưu trong các điều kiện khai thác từ vỉa, giếng đến hệ thống thiết bị thu gom xử lý.

#### Tài liệu tham khảo

1. Whitson. *Bài giảng "Phân tích và minh giải PVT mẫu condensate"*. Cuu Long JOC. 2007.

2. Bùi Thiếu Sơn. *Xây dựng mô hình mô phỏng vỉa chứa và đề xuất các phương án gia tăng trữ lượng thu hồi dầu nặng tầng Miocene giữa mỏ Đông Đô, Lô 01&02/97 bồn trũng Cửu Long*. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). 2017.

3. Tarek H.Ahmed. *Equations of state and PVT analysis: Application for improved reservoir modeling*. Gulf Publishing. 2007.

4. Apostolos Kantzas, Jonathan Bryan, Saeed Taheri. *Chapter 5: Miscible displacement*. Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media. 2016.

5. Yasser Salehirad. *Effect of compositional grading on reservoir fluid characterization: Case study*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 9 - 12 October, 2005.

---

## RESERVOIR FLUID SAMPLING AND CHARACTERISATION FOR EFFICIENT DEVELOPMENT AND MANAGEMENT OF OIL AND GAS FIELDS

**Nguyen Hai An**

*Petrovietnam Exploration and Production Corporation*

*Email: annh1@pvep.com.vn*

#### Summary

***The characteristics of the reservoir fluid play a great influence on the design and optimisation of production/injection strategies and surface facility for efficient reservoir management. Inaccurate characterisation of the fluids will lead to significant risks and uncertainties in the assessment of hydrocarbon in place and the recovery prediction, and thus affect the value of the asset. The characterisation of the pressure/volume/temperature (PVT) begins with collecting sufficient volumes of representative fluid samples followed by measuring the PVT data in relevant laboratory. The paper presents the fluid characterisation method for a wide spectrum of fluid types ranging from heavy oils, black oils, light oils to highly volatile oils, dry gas, wet gas and lean gas condensates undergoing a wide range of mechanisms from natural depletion to tertiary recovery for enhanced oil recovery (EOR).***

***Key words:*** Reservoir fluid, sampling, characterisation, oil and gas field/reservoir.