

PHÂN TÍCH TÍNH CHẤT SẢN PHẨM KHÍ, CONDENSATE MỎ THÁI BÌNH NHẪM BỔ SUNG CHO HỆ THỐNG CƠ SỞ DỮ LIỆU DẦU KHÍ VIỆT NAM

**Nguyễn Bá Khoa, Nguyễn Huỳnh Anh
Nguyễn Phan Trí, Nguyễn Xuân Hợp**
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: khoanb@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích chi tiết mẫu khí và condensate mỏ Thái Bình, so sánh với tính chất sản phẩm của các mỏ khí và condensate khác tại Việt Nam. Thành phần của khí mỏ Thái Bình chủ yếu là methane với hàm lượng từ 89,14 - 89,61%mol. Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C₂₊) chiếm tỷ lệ thấp từ 7,75 - 8,04%mol và hàm lượng hydrocarbon lỏng (C₆₊) rất thấp từ 0,20 - 0,39%mol. Khí mỏ Thái Bình có chất lượng tốt do hàm lượng H₂S thấp, ít tạp chất và khí phi hydrocarbon.

Kết quả nghiên cứu này góp phần hoàn thiện Hệ thống cơ sở dữ liệu tính chất dầu khí Việt Nam, từ đó có cơ sở lựa chọn thiết kế, công nghệ phù hợp để sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên thiên nhiên.

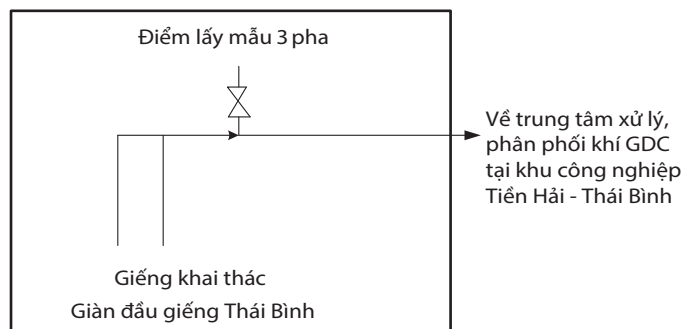
Từ khóa: Khí, condensate, Thái Bình.

Mỏ khí Thái Bình với trữ lượng tại chỗ khoảng 140 tỷ ft³ nằm trong khu vực Lô 102-106 thuộc bể Sông Hồng, ngoài khơi vịnh Bắc Bộ, cách bờ biển tỉnh Thái Bình khoảng 20km.

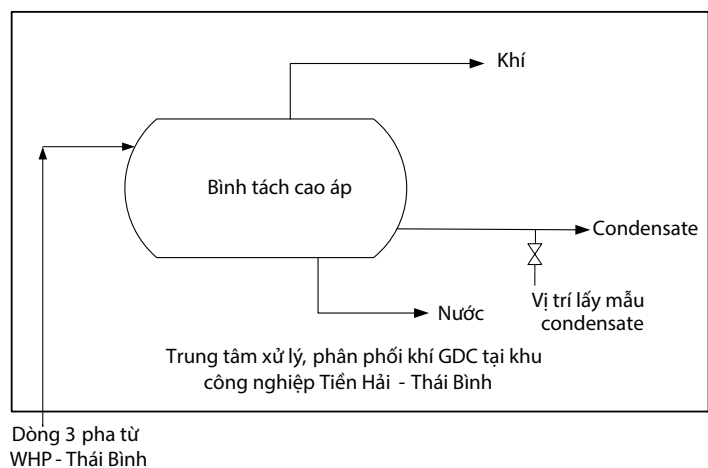
Hệ thống đường ống Thái Bình - Hàm Rồng được thiết kế để thu gom khí từ mỏ Hàm Rồng (Lô 106), mỏ Thái Bình (Lô 102) và các mỏ lân cận (Hồng Long, Sapa Nam, Hồng Hà - Lô 103 và 107) vận chuyển về bờ bằng đường ống 12inch dài 25km. Ngày 7/8/2015, dòng khí đầu tiên từ mỏ Thái Bình đã được đưa vào bờ bằng hệ thống đường ống này.

Giàn khai thác của mỏ Thái Bình được thiết kế đơn giản, trên giàn không có các thiết bị xử lý, do đó sản phẩm sau khi thu gom được vận chuyển trực tiếp về bờ. Tại Trung tâm Phân phối khí Tiên Hải, bộ tách/ lọc 3 pha được sử dụng để tách nước, các cặn rắn, condensate và khí thương phẩm.

Để phân tích tính chất chi tiết, mẫu khí mỏ Thái Bình được lấy tại giàn đầu giếng Thái Bình dưới dạng mẫu 3 pha, theo tiêu chuẩn ASTM D3700. Tại phòng thí nghiệm, mẫu được tách pha khí lỏng tại điều kiện bình tách sau đó thu mẫu khí đem phân tích. Số lượng mẫu lấy tại mỏ là 4 mẫu, lấy làm 4 đợt cách



Hình 1. Sơ đồ vị trí lấy mẫu khí mỏ Thái Bình



Hình 2. Sơ đồ vị trí lấy mẫu condensate mỏ Thái Bình

Bảng 1. Điều kiện, vị trí lấy mẫu mỏ Thái Bình

TT	Tên mẫu	Vị trí lấy mẫu	Thời điểm lấy mẫu	Áp suất (barg)	Nhiệt độ (°C)
1	TB-1	Đường ống 3 pha	10/2015	21,5	24,7
2	TB-2	Đường ống 3 pha	11/2015	22,7	27,3
3	TB-3	Đường ống 3 pha	12/2015	22,3	29,3
4	TB-4	Đường ống 3 pha	01/2016	22,0	33,0

Bảng 2. Các chỉ tiêu phân tích mẫu khí

TT	Tiêu chuẩn	Phương pháp
1	Mẫu khí - thành phần hóa học	
1.1	Thành phần khí hydrocarbon C ₁ - C ₁₂	ASTM D1945
1.2	Thành phần khí phi hydrocarbon (O ₂ ; CO; CO ₂ ; H ₂ ; N ₂ ; He; Ar)	ASTM D1945
2	Mẫu khí - tạp chất	
2.1	Hàm lượng sulfur oxide	ASTM D 5504
2.2	Hàm lượng hydro sulfur	ASTM D 5504
2.3	Hàm lượng mercaptan và COS	ASTM D 5504
2.4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng	ASTM D 5504
2.5	Hàm lượng hơi nước	ASTM D 5454

Bảng 3. Các chỉ tiêu phân tích mẫu condensate

TT	Tiêu chuẩn	Phương pháp
1	Tỷ trọng	ASTM D 1298-12b ASTM D 5002-11
2	Điểm chảy	ASTM D 97-09
3	Độ nhớt động học	ASTM D 445-12
4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng	ASTM D 4294-10
5	Khối lượng phân tử	Phương pháp nghiệm lạnh
7	Hàm lượng paraffin rắn	UOP A 46-85
8	Hàm lượng nitrogen	ASTM D 3228-08
9	Trị số acid	ASTM D664-11a
10	Hàm lượng nhựa	GOST 11858
11	Hàm lượng asphalt	IP 143-04
12	Nhiệt lượng cháy	ASTM D 4809-13
13	Hàm lượng thủy ngân	UOP 938-10
14	Trị số octane	ASTM D 2699-12

Bảng 4. Thành phần các mẫu khí tách mỏ Thái Bình

TT	Thành phần	Phương pháp	Đơn vị	Giá trị
1	Nitrogen	ASTM D1945	%mol	1,387
2	Carbon dioxide			1,287
3	Methane			89,375
4	Ethane			4,483
5	Propane			1,799
6	iso-Butane			0,568
7	n-Butane			0,445
8	neo-Pentane			0,004
9	iso-Pentane			0,210
10	n-Pentane			0,125
11	C ₆₊			0,318
12	Hydro sulfur (H ₂ S)	ASTM D5504	ppmV	0,6
13	Lưu huỳnh tổng			0,6
14	Hơi nước	ASTM D5454	lb/mm scf	9,5
15	Thủy ngân tổng	ASTM D6350	ppbV	0,57

Bảng 5. Tính chất hóa lý khí tách mỏ Thái Bình

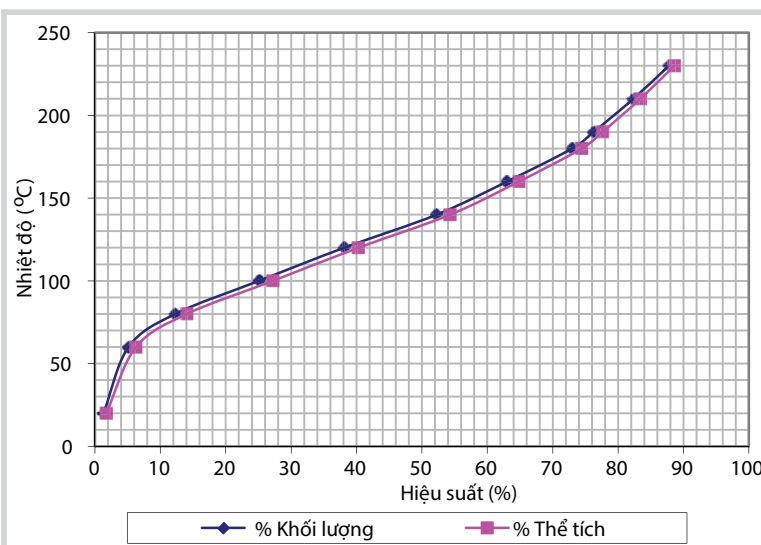
TT	Tính chất	Phương pháp	Đơn vị	Giá trị
1	Khối lượng riêng (15°C, 1atm)	ASTM D3588	kg/m ³	0,788
2	Tỷ trọng so với không khí (15°C, 1atm)	ASTM D3588		0,6430
3	Khối lượng phân tử	ASTM D3588	kg/kmol	18,58
4	Nhiệt cháy cao	ASTM D3588	MJ/m ³	40,8
5	Nhiệt cháy thấp	ASTM D3588	MJ/m ³	36,9

Bảng 6. Các tính chất chung của condensate mỏ Thái Bình

TT	Chỉ tiêu phân tích	Trung bình
1	Khối lượng riêng ở 15°C, g/mL	0,7506
2	Điểm đông đặc/điểm chảy, °C	-57/-54
3	Độ nhớt ở 40°C, cSt	0,7382
4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng, % khối lượng	0,0108
5	Khối lượng phân tử	124,83
6	Hàm lượng paraffin rắn, % khối lượng	0,014
7	Hàm lượng nitrogen, % khối lượng	0,013
8	Áp suất hơi bão hòa, psi	3,95
9	Hàm lượng nhựa, % khối lượng	0,031
10	Hàm lượng asphalt, % khối lượng	0,0012
11	Nhiệt lượng cháy trên, kcal/kg	11.256
	Nhiệt lượng cháy dưới, kcal/kg	10.541

Bảng 7. Số liệu chung cất điểm sôi thực theo ASTM D 2892

TT	Nhiệt độ cất (°C)	% khối lượng cộng dồn	Tỷ trọng d_4^{15}	% thể tích cộng dồn	°API
1	C1 - C4	1,31	0,5765	1,74	113,9
2	80	12,27	0,6925	14,05	72,77
3	140	52,25	0,7613	54,31	54,29
4	180	72,97	0,7788	74,45	50,12
5	230	87,76	0,7881	88,59	47,98
6	> 230	100,00	0,8060	100,00	44,06



Hình 3. Đường cong chưng cất điểm sôi thực condensate mỏ Thái Bình

Bảng 8. Tính chất của phân đoạn ($T_{sd} - 180^\circ\text{C}$)

TT	Chỉ tiêu phân tích	Kết quả
1	Hiệu suất, % khối lượng	71,66
	% thể tích	72,71
2	Khối lượng riêng ở 15°C, g/mL	0,7428
	Tỷ trọng, d_{60}^{60}	0,7431
	Tỷ trọng, °API	58,9
3	Hàm lượng lưu huỳnh tổng, % khối lượng	0,0009
4	Hàm lượng nitrogen, % khối lượng	0,0007
5	Áp suất hơi bão hòa, psi	2,61
6	Trị số acid, mgKOH/g	0,0093
7	Trị số octane RON	55,0

nhau 1 tháng. Điều kiện và vị trí lấy mẫu được thể hiện trong Bảng 1 và Hình 1.

Mẫu condensate mỏ Thái Bình được lấy ở áp suất khí quyển sau bình tách cao áp tại Trung tâm Phân phối khí Tiền Hải, mẫu được lấy làm 4 đợt cách nhau 1 tháng (từ tháng 11/2015 đến tháng 1/2016). Vị trí lấy mẫu condensate mỏ Thái Bình được thể hiện trong Hình 2.

Nhóm tác giả đã sử dụng các tiêu chuẩn quốc tế ASTM, UOP, ISO và tiêu chuẩn Việt Nam TCVN để phân tích các tính chất hóa lý của mẫu khí và condensate (Bảng 2 và 3) [1, 2].

2. Kết quả phân tích tính chất sản phẩm mỏ Thái Bình

2.1. Tính chất khí mỏ Thái Bình

Kết quả trung bình thành phần và tính chất hóa lý của mẫu khí mỏ Thái Bình được trình bày trong Bảng 4 và 5.

2.2. Tính chất condensate mỏ Thái Bình

2.2.1. Tính chất chung

Tính chất chung của mẫu condensate mỏ Thái Bình được trình bày trong Bảng 6 [3].

2.2.2. Kết quả chưng cất đường cong điểm sôi thực

Số liệu chưng cất điểm sôi thực theo ASTM D 2892 được trình bày trong Bảng 7.

2.2.3. Tính chất phân đoạn $T_{sd} - 180^\circ\text{C}$

Đặc điểm của condensate mỏ Thái Bình là nhẹ, hiệu suất chiếm chủ yếu ở phân đoạn xăng có nhiệt độ sôi đến 180°C [4]. Tính chất đặc trưng của phân đoạn này được trình bày trong Bảng 8.

3. So sánh tính chất sản phẩm khí, condensate mỏ Thái Bình với các mỏ khí khác tại Việt Nam

3.1. Tính chất khí

3.1.1. Hàm lượng methane

Thành phần khí mỏ Thái Bình không thay đổi nhiều trong thời gian khảo sát (4 tháng). Khí mỏ Thái Bình có thành phần chủ yếu là methane với hàm lượng từ 89,14 - 89,61%mol.

Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C_{2+}) chiếm tỷ lệ thấp từ 7,75 - 8,04%mol và hàm lượng hydrocarbon lỏng (C_{6+}) rất thấp từ 0,20 - 0,39%mol. So với các khí thiên nhiên khác, khí mỏ Thái Bình có hàm lượng methane khá cao và C_{6+} thấp (Hình 4 và 5).

3.1.2. Hàm lượng khí trơ

Thành phần khí trơ mỏ Thái Bình chỉ chứa nitrogen với giá trị dao động từ 1,331 - 1,458%mol, trung bình là 1,387%mol. So với các mỏ khí - condensate khác, thành phần khí trơ ở mỏ Thái Bình khá cao (Hình 6).

Mỏ Thái Bình có tổng hàm lượng khí nitrogen + CO_2 dao động từ 2,568 - 2,820%mol. So với chất lượng khí cam kết trong hợp đồng mua bán khí với các hộ tiêu thụ thành phần khí nitrogen + CO_2 mỏ Thái Bình đáp ứng được yêu cầu (< 6,6%mol).

3.1.3. Hàm lượng hơi nước

Hàm lượng hơi nước trong khí mỏ Thái Bình từ 7,6 - 12,1lb/mmscf, cao hơn so với tiêu chuẩn của khí vận chuyển bằng đường ống (< 7lb/mmscf) [5]. Do trên giàn Thái Bình không có thiết bị tách nước trước khi đưa vào đường ống vận chuyển, do đó cần áp dụng các biện pháp nhằm hạn chế sự tạo thành hydrate và ăn mòn đường ống. Trong đó, có thể xem xét bổ sung hệ thống làm khô khí để giảm nguy cơ ăn mòn và hydrate hóa trong hệ thống vận chuyển và xử lý.

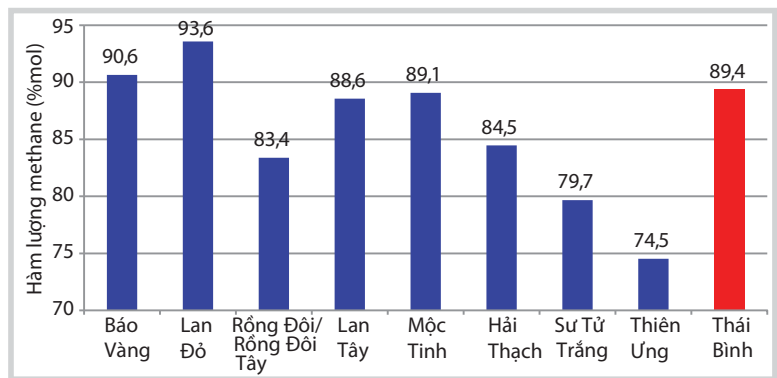
3.1.4. Hàm lượng H_2S và CO_2

Hàm lượng H_2S và CO_2 được thể hiện trong Bảng 9. Khi so sánh với khí từ các mỏ khí - condensate khác, có thể thấy khí mỏ Thái Bình có hàm lượng CO_2 thấp hơn và hàm lượng H_2S là thấp nhất (Hình 7).

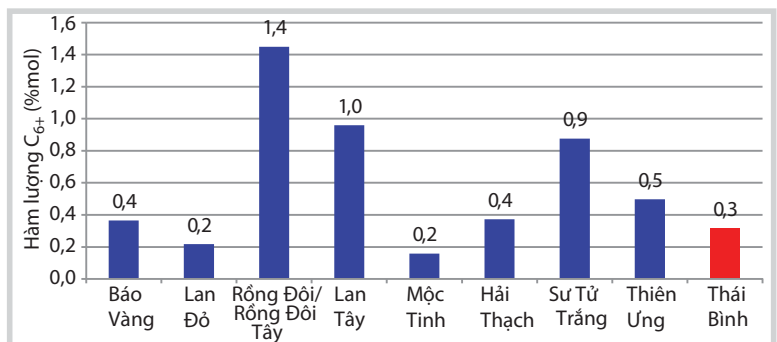
3.1.5. Hàm lượng thủy ngân

So với các mỏ khí thiên nhiên khác ở Việt Nam, khí mỏ Thái Bình có thành phần thủy ngân thấp nhất. Hàm lượng từ 0,513 - 0,609ppbV (Hình 9).

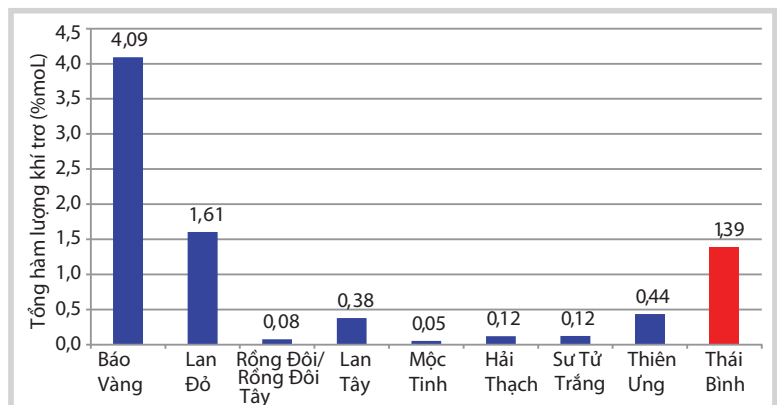
Qua số liệu phân tích có thể phân loại khí mỏ Thái Bình là khí ngọt do hàm lượng



Hình 4. Hàm lượng methane trong khí các mỏ khí - condensate



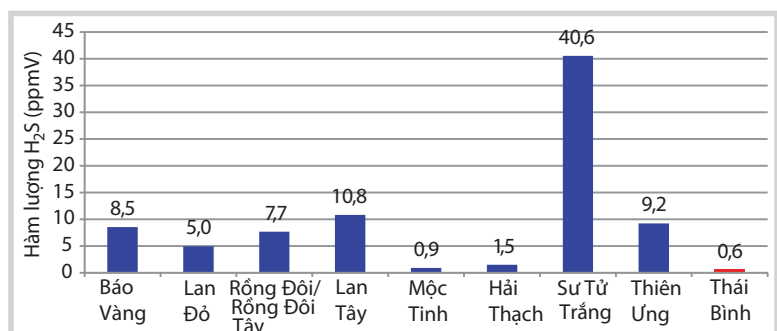
Hình 5. Hàm lượng C_{6+} trong khí các mỏ khí - condensate



Hình 6. Hàm lượng khí trơ trong khí các mỏ khí - condensate

Bảng 9. Thành phần H_2S và CO_2 khí mỏ Thái Bình

Thành phần	Đơn vị	Giá trị nhỏ nhất	Giá trị lớn nhất	Trung bình
CO_2	%mol	1,237	1,362	1,287
H_2S	ppmV	0,5	0,8	0,6



Hình 7. Hàm lượng H_2S trong khí các mỏ khí - condensate

H₂S trong khí thấp hơn 4ppmV [6], các tạp chất khác (như thủy ngân, lưu huỳnh...) đều thấp; nhiệt trị của khí nằm trong khoảng 40,5 - 40,9MJ/m³. So với các nguồn khí Cửu Long, Nam Côn Sơn và PM3, thì khí mỏ Thái Bình có chất lượng cao nhưng sản lượng thấp.

3.2. So sánh tính chất cơ bản của condensate mỏ Thái Bình

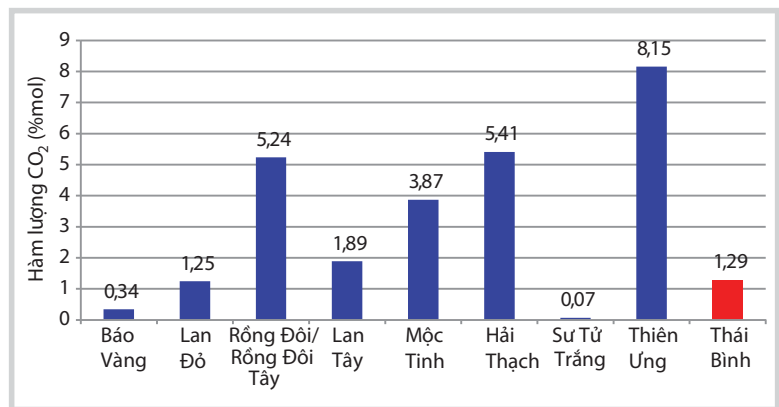
Tỷ trọng và hàm lượng paraffin rắn là 2 tính chất quan trọng của condensate. Bài báo giới thiệu kết quả so sánh 2 chỉ tiêu này của condensate mỏ Thái Bình với các loại condensate khác tại Việt Nam (Hình 10 và 11).

Tỷ trọng của các loại condensate tại Việt Nam từ 0,74 - 0,82g/mL, trong đó tỷ trọng thấp nhất là condensate mỏ Lan Tây (0,7491g/mL), tiếp đến là condensate mỏ Thái Bình (0,7516g/mL) và cao nhất là condensate mỏ Mộc Tinh (0,8291g/mL).

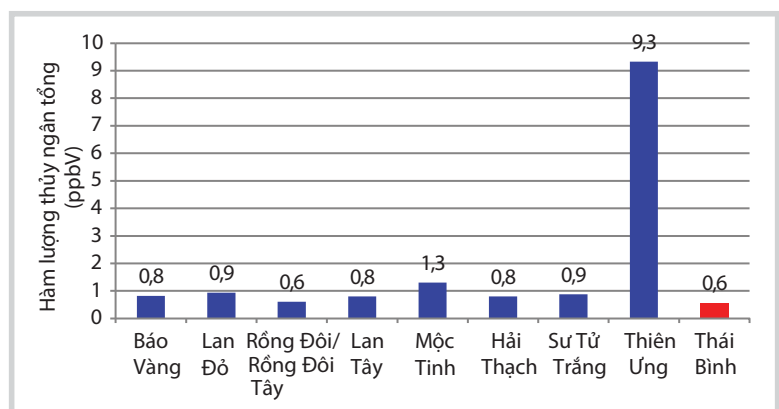
Hàm lượng paraffin rắn của condensate mỏ Thái Bình rất nhỏ (0,014% khối lượng), trong khi hàm lượng paraffin rắn của một số condensate khác tại Việt Nam cao như: condensate mỏ Mộc Tinh (10,82% khối lượng), condensate mỏ Hải Thạch (10,95% khối lượng) và condensate mỏ Sư Tử Trắng (13,36% khối lượng), dẫn đến điểm chảy của condensate mỏ Thái Bình khá thấp (-54°C), condensate mỏ Mộc Tinh, condensate mỏ Hải Thạch và condensate mỏ Sư Tử Trắng có điểm chảy tương ứng là 12°C, 27°C và 18°C. Với condensate có điểm chảy cao 27°C trong khi nhiệt độ của vùng cận đáy biển Việt Nam trong khu vực có các mỏ dầu khí dao động từ 22 - 28°C [7], thấp hơn nhiệt độ đông đặc có khi đến 5 - 10°C, do đó có thể là nguyên nhân gây ra lắng đọng paraffin, làm tắc nghẽn đường ống trong quá trình khai thác và vận chuyển, gây thiệt hại về kinh tế.

4. Kết luận và kiến nghị

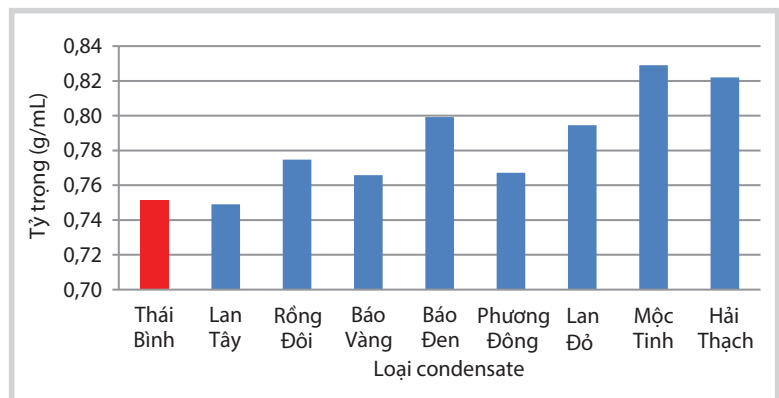
Khí mỏ Thái Bình là khí tự nhiên, do đó thành phần chứa chủ yếu là methane với hàm lượng từ 89,14 - 89,61%mol. Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C₂₊) chiếm tỷ lệ thấp từ 7,75 - 8,04%mol và hàm lượng hydrocarbon lỏng (C₆₊) rất thấp từ 0,20 - 0,39%mol. Khí mỏ



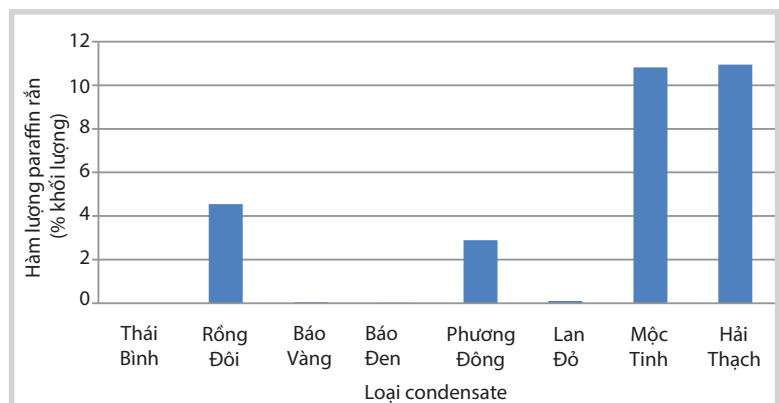
Hình 8. Hàm lượng CO₂ trong khí các mỏ khí - condensate



Hình 9. Hàm lượng thủy ngân các mỏ khí - condensate



Hình 10. Tỷ trọng của các loại condensate tại Việt Nam



Hình 11. Hàm lượng paraffin rắn của các loại condensate

Thái Bình có hàm lượng H_2S thấp hơn 4ppmV, ít tạp chất và khí phi hydrocarbon nên có chất lượng tốt. Do khí được vận chuyển dưới dạng 3 pha về bờ nên cần kiểm soát, ngăn ngừa hiện tượng ăn mòn và tạo hydrate, đảm bảo đường ống vận hành an toàn.

Condensate mỏ Thái Bình thuộc dạng nhẹ so với các mỏ condensate đã từng khai thác trước đây tại Việt Nam [3], có hiệu suất phân đoạn naphtha cao (71,66% khối lượng), có hàm lượng hydrocarbon thơm trung bình, mang đặc tính chung của dầu thô và condensate Việt Nam. Hàm lượng lưu huỳnh, nitrogen, nhựa và asphalt thấp; kim loại vi lượng nickel, vanadium rất thấp. Condensate Thái Bình có hàm lượng lưu huỳnh và chỉ số acid phù hợp với yêu cầu chất lượng làm nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Tuy nhiên, do thuộc loại condensate rất nhẹ (0,7516g/mL), phân đoạn cận khí quyển +370°C gần như không có, trong khi hiệu suất phân đoạn naphtha lên đến khoảng 70% nên việc pha trộn sẽ ảnh hưởng đến cơ cấu sản phẩm của nhà máy. Ngoài ra, sản lượng khai thác condensate của mỏ Thái Bình thấp, do đó việc sử dụng condensate này làm nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là không khả thi về mặt hiệu quả kinh tế cũng như khả năng cung cấp. Phân đoạn $T_{sd} - 180^\circ C$ phù hợp để làm nguyên liệu cho Phân xưởng reforming xúc tác liên tục (CCR) trong các nhà máy lọc dầu [8].

Tài liệu tham khảo

1. Annual Book of ASTM Standards. *Petroleum products and lubricants*. 2010; 05.01- 05.04.
2. Đinh Thị Quỳnh Như và nnk. *Xây dựng danh mục các chỉ tiêu phân tích dầu thô phục vụ xây dựng dữ liệu cơ sở*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.
3. Trương Đình Hợi. *Hóa học dầu mỏ và tính chất dầu thô Việt Nam*. Nhà xuất bản Tổng hợp Tp. Hồ Chí Minh. 2007.
4. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Xăng không chì - Yêu cầu kỹ thuật*. Tiêu chuẩn quốc gia số TCVN 6776:2013. 2013.
5. Saeid Mokhatab, William A.Poe, James G.Speight. *Handbook of natural gas transmission and processing*. Gulf Professional Publishing. 2006.
6. J.M.Campbell. *Gas conditioning and processing, Vol 4 - Gas and liquid sweetening*. 1994.
7. Đào Thị Hải Hà, Hoàng Linh, Lương Văn Tuyên. *Tổng hợp phụ gia giảm nhiệt độ đông đặc cho dầu thô nhiều parafin mỏ Bạch Hổ trong quá trình khai thác và vận chuyển trên nền ester của poly - triethanolamine*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 5: trang 26 - 35.
8. Trịnh Ngọc Trung và nnk. *Nghiên cứu khả năng bổ sung nguyên liệu naphtha nặng cho cụm CCR của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để đáp ứng tối đa công suất phân xưởng CCR và tăng trị số octan cho xăng*. 2009.

Analysing the properties of Thai Binh gas and condensate products to update the oil and gas database of Vietnam

Nguyen Ba Khoa, Nguyen Huynh Anh
 Nguyen Phan Tri, Nguyen Xuan Hop
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: khoanb@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the results of detailed analysis of gas and condensate samples from Thai Binh field, and compares them with the properties of products from other gas and condensate fields in Vietnam. The composition of Thai Binh gas is mainly methane with the content of 89.14 - 89.61mol%. The content of the remaining hydrocarbon elements (C_{2+}) is low, ranging from 7.75 to 8.04mol%, and that of liquid hydrocarbon (C_{6+}) is very low, from 0.20 to 0.39mol%. Thai Binh gas is of good quality due to its low H_2S content, low impurities and non-hydrocarbon gas.

The results of this study contribute to the improvement of the database on oil and gas properties of Vietnam, which serves as the basis to select suitable designs and technologies for effective use of natural resources.

Key words: Gas, condensate, Thai Binh.