

NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG ÁP DỤNG GIẢI PHÁP BƠM HỆ HÓA PHẨM DUNG MÔI HYDROCARBON - HÓA NHIỆT TRONG XỬ LÝ ĐƠN GIẾNG NHẪM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU NẶNG TẠI MIOCENE DƯỚI VÀ OLIGOCENE TRÊN MỎ RỒNG

**KS. Phan Văn Minh¹, TS. Nguyễn Văn Ngọ¹, ThS. Đỗ Thành Trung¹
 ThS. Lê Văn Công¹, TS. Tống Cảnh Sơn², ThS. Nguyễn Vi Hùng²**

¹Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC)

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: minhvp@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu nghiên cứu khả năng áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi hydrocarbon - hóa nhiệt cho xử lý đơn giếng với mục đích gia tăng lưu lượng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng. Dung môi hydrocarbon đề xuất cho ứng dụng là khí hóa lỏng (LPG). Hệ hóa phẩm hóa nhiệt là hệ tạo nhiệt, tạo áp suất tan trong nước trên cơ sở các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl . Kết quả thực nghiệm mô phỏng điều kiện trên thiết bị PVT ở nhiệt độ 95°C và khoảng biến thiên áp suất từ 100 - 300atm cho thấy LPG làm giảm mạnh độ nhớt của dầu mỏ Rồng tái tạo.

Từ khóa: Tăng cường thu hồi dầu, dầu nặng, bơm ép dung môi, phản ứng tỏa nhiệt.

1. Đặt vấn đề

Dầu ở một số vùng thuộc Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng thuộc loại dầu nặng và có độ nhớt cao. Dầu này tập trung chủ yếu tại một số giếng khai thác trên giàn cố định RP1. Bảng 1 giới thiệu một số thông tin liên quan tới dầu vỉa và đặc tính vỉa chứa các đối tượng Miocene dưới, Oligocene trên mỏ Rồng [1].

Bảng 2 và 3 thể hiện các đặc tính trung bình dầu thô Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng [2].

Số liệu trên Bảng 1 và 2 cho thấy, dầu nặng có tại phân tầng 21, 22 Miocene dưới mỏ Rồng. Khối lượng riêng của dầu thuộc nhóm giếng 1 (nhóm giếng có dầu nặng) dao động trong khoảng 0,8855 - 0,9269g/cm³, xấp xỉ từ 28,296

- 21,159°API (theo phân loại API dầu nặng có tỷ trọng < 29,295°API). Khối lượng riêng của dầu nhóm 2 (nhóm giếng chứa dầu trung bình) dao động trong khoảng 0,8558 - 0,8762g/cm³, xấp xỉ từ 33,842 - 29,99°API (theo phân loại API dầu trung bình có tỷ trọng trong khoảng: 41,06 > ρ_o > 29,295°API). Số liệu trên Bảng 1 và 3 cho thấy, dầu nặng và dầu trung bình có tại tầng Oligocene trên mỏ Rồng. Khối lượng riêng của dầu Oligocene trên dao động trong khoảng 0,8608 - 0,9230g/cm³ (xấp xỉ từ 32,88 - 21,804°API).

Dầu mỏ Rồng có chứa hàm lượng paraffin, asphaltene và nhựa cao. Các hàm lượng này minh chứng cho chỉ tiêu độ nhớt cao của dầu (Bảng 2 và 3). Theo nghiên cứu của Vietsovetro [3], hệ số ổn định hệ keo (Colloidal Instability Index) của dầu mỏ Rồng dao động trong khoảng 2,94 -

Bảng 1. Tính chất dầu vỉa và đặc tính vỉa chứa các đối tượng Miocene dưới, Oligocene trên mỏ Rồng

TT	Thông số	Miocene dưới				Oligocene trên			
		Phân tầng 21	Phân tầng 22	Phân tầng 23	Phân tầng 24	I	II	III	IV
1	Khối lượng riêng của dầu (g/cm ³)	Nhóm 1: 0,8855 - 0,9269 Nhóm 2: 0,8558 - 0,8762		0,8285 - 0,8459		0,8608 - 0,9230			
2	Độ nhớt dầu ở 50°C (mm ² /s)	Nhóm 1: 19,47 - 106,2 Nhóm 2: 7,12 - 23,41		-	-	11,02 - 279,1			
3	Độ rỗng (%)	16 - 25,2 (Trung bình: 19,73	13 - 23 (Trung bình: 17,2)	17 - 22		6 - 16 (Đôi khi tới 22%)			
4	Độ thấm (mD)	-	15 - 500 (Trung bình: 77)	15 - 2.500		Tới 10			
5	Nhiệt độ (°C)	84 - 97				93 - 109			
6	Áp suất vỉa (MPa)	23,9 - 25,6				32,1 - 53,6			
7	Chiều dày vỉa chứa (m)	2,3 (Giếng 104) - 6m (Giếng R9)	7,1 (Giếng 9) - 58,7 (Giếng 116)	15,3 (Giếng R-115) 17,5 (Giếng R-112) 42 (Giếng R-101) đến 50,1 (Giếng R-105)		10,2 (Giếng G8) 20,3 (Giếng G6)			

Ghi chú: Nhóm 1 gồm các giếng: R-8, 9, 115, 109, 105, 116, 112; Nhóm 2 gồm các giếng: R-1, 2, 16, 104, 106, 108

Bảng 2. Đặc tính trung bình dầu thô Miocene dưới mỏ Rồng

Phức hệ sản phẩm			Miocene dưới	
Tầng sản phẩm			21 + 22 (nhóm 2 - dầu nặng)	
Giếng khoan			R9, R105, R112, R115	
Tên tham số		Số lượng mẫu	Khoảng biến thiên	Giá trị trung bình
1	Tỷ trọng (g/cm ³)	11	0,8855 - 0,9269	0,9115
2	Hàm lượng nhựa và asphaltene (% khối lượng)	11	14,66 - 21,90	19,27
3	Hàm lượng paraffin (% khối lượng)	11	11,08 - 15,49	12,89
4	Độ nhớt (mm ² /s)	Ở nhiệt độ 50°C	11	19,5 - 106,2
		Ở nhiệt độ 70°C	11	10,530 - 43,00
5	Nhiệt độ đông đặc (°C)	11	20,0 - 30,5	25,4

Bảng 3. Đặc tính trung bình dầu thô Oligocene trên mỏ Rồng

Phức hệ sản phẩm			Oligocene trên	
Giếng khoan			R2, R2, R6, R7, R16	
Tên tham số		Số lượng mẫu	Khoảng biến thiên	Giá trị trung bình
1	Tỷ trọng (g/cm ³)	12	0,8608 - 0,9230	0,8959
2	Hàm lượng nhựa và asphaltene (% khối lượng)	12	6,70 - 45,20	18,03
3	Hàm lượng paraffin (% khối lượng)	12	12,40 - 24,50	19,07
4	Độ nhớt (mm ² /s)	Ở nhiệt độ 50°C	12	11,0 - 279,1
		Ở nhiệt độ 70°C	10	8,365 - 78,480
5	Nhiệt độ đông đặc (°C)	12	29,0 - 41	34,5

5,27 trong khi hệ số ổn định hệ keo > 0,9 đã được coi là dễ mất ổn định. Điều này cho thấy, các giếng khai thác dầu nặng có nguy cơ nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng nói riêng, vỉa chứa nói chung là rất cao, nhất là sau một thời gian dài khai thác, áp suất vỉa và nhiệt độ vỉa đã giảm mạnh và làm dầu mất cân bằng lớn về pha (asphaltene tồn tại trong dầu dưới hai dạng là hòa tan và phân tán; khi áp suất, nhiệt độ giảm, asphaltene rơi vào trạng thái keo tụ và sa lắng).

Độ nhớt dầu nặng mỏ Rồng cao hơn nhiều so với dầu trung bình và khi nâng nhiệt độ thêm 20°C độ nhớt dầu giảm đi hơn một nửa (Bảng 2 và 3). Độ nhớt cao gây ảnh hưởng xấu tới hiệu quả bơm ép thông qua giảm chỉ tiêu độ linh động. Miocene dưới và Oligocene mỏ Rồng có khoảng dao động nhiệt độ tương ứng là 84 - 97°C và 93 - 109°C (Bảng 1).

Nhóm tác giả sử dụng những thông tin tóm tắt về thành phần dầu và nhiệt độ vỉa tại các tầng Miocene và Oligocene trên mỏ Rồng để luận giải việc chọn phương pháp công nghệ tác động nhằm khơi thông dòng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại các đối tượng này. Cơ sở khoa học và tính thực tế của công nghệ được nhóm tác giả làm rõ ở phần dưới đây.

Như chúng ta biết, một trong những phương pháp hữu hiệu trong nâng cao hệ số thu hồi dầu là phương pháp trích ly bằng dung môi hóa hơi (Vapor Extraction - VAPEX) [4 - 8]. Khi mới ra đời, phương pháp này được thực hiện cho xử lý đơn giếng ở các giếng đứng hoặc các giếng

có tầng với ngắn, sau dần được cải tiến chuyển sang sử dụng hai giếng khoan ngang chạy song song, một giếng ở phía trên và một giếng ở phía dưới. Dung môi được dùng trong trường hợp này là các hydrocarbon nhẹ (propane, butane, hoặc một số hỗn hợp hydrocarbon nhẹ, trong đó có LPG...). Dung môi hydrocarbon nhẹ được bơm vào giếng ngang nằm ở phía trên. Dung môi, hoặc hỗn hợp dung môi được chọn sao cho trong điều kiện nhiệt độ, áp suất vỉa, toàn bộ hoặc một phần dung môi tồn tại ở dạng hơi. Chính dạng hơi này đảm bảo cho dung môi tiếp xúc tốt với dầu, pha loãng, làm giảm mạnh độ nhớt dầu; làm dung môi len lỏi vào các kênh dẫn nơi dầu dư đang nằm lại ở dạng cục bộ; đảm bảo mất mát dung môi ít nhất cho lấp đầy lỗ rỗng đá vỉa. Theo quy luật tự nhiên, dạng hơi sẽ tạo điều kiện cho dung môi khuếch tán lên phía trên nóc vỉa, sau đó phát triển theo chiều ngang tạo ra buồng hơi dung môi. Trên ranh giới của buồng hơi, hơi dung môi tiếp xúc với dầu nặng tạo hỗn hợp dầu có độ nhớt thấp. Nhờ vào tác dụng của trọng lực, hỗn hợp dầu này chảy xuống và đi vào giếng khai thác. Kết quả cuối cùng của các quá trình là tạo điều kiện cho dầu chảy xuống, đi vào giếng khoan ngang phía dưới dưới tác dụng của lực trọng trường.

Bơm ép khí là dạng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu lớn thứ hai sau phương pháp nhiệt được sử dụng cho các mỏ dầu nặng [9].

Các quá trình bơm ép khí có thể được phân loại thành trộn lẫn và không trộn lẫn. Tuy nhiên, thực tế cho thấy, quá trình bơm ép khí sẽ hiệu quả nhất khi khí bơm xuống

trộn lẫn hoàn toàn hoặc gần như hoàn toàn với dầu vỉa [10]. Trong bơm ép khí dạng không trộn lẫn, hệ số thu hồi dầu tăng là nhờ vào sự tăng của chỉ số mao dẫn thông qua giảm sức căng bề mặt trên ranh giới pha dầu và khí bơm ép. Trong bơm ép khí dạng trộn lẫn, sự tăng của hệ số thu hồi dầu, ngoài cơ chế đưa chỉ số mao dẫn tới vô cùng thông qua giảm sức căng bề mặt tới 0, còn có thể nhờ vào cơ chế gây trương nở dầu và giảm độ nhớt dầu [11]. Diễn hình trong bơm ép không trộn lẫn là bơm ép khí N_2 và bơm ép LPG là bơm ép trộn lẫn. Còn khí CO_2 có thể được dùng trong bơm ép trộn lẫn và không trộn lẫn (tùy thuộc chính vào áp suất vỉa cụ thể trong bơm ép).

Hiệu quả của bất kỳ phương pháp nào nâng cao hệ số thu hồi dầu đều phụ thuộc vào hiệu suất quét vi mô và vĩ mô. Tuy nhiên, bão hòa dầu dư ở vùng quét trong bơm ép khí khá thấp, tức hiệu quả quét vi mô cao, nhưng do khí thường có độ nhớt thấp, nên thể tích quét, tức hiệu quả quét vĩ mô, thường bị hạn chế [12]. Để làm tăng hiệu quả quét vĩ mô, người ta sử dụng biện pháp bơm ép khí và nước luân phiên. Khí và nước được bơm ép thành từng tệp xen kẽ và nối tiếp nhau. Trong trường hợp này, hiệu suất thay thế vi mô cao của khí kết hợp với hiệu suất quét vĩ mô tốt hơn của nước sẽ làm tăng đáng kể hiệu quả khai thác của dự án bơm ép như trường hợp bơm ép khí CO_2 và nước luân phiên được đề cập trong các nghiên cứu [13, 14].

Theo quy luật tự nhiên nhiệt động học, một chất sẽ chuyển từ pha này sang pha khác, khi nhiệt độ hoặc áp suất hoặc cả hai thay đổi. Để đặc trưng cho quá trình

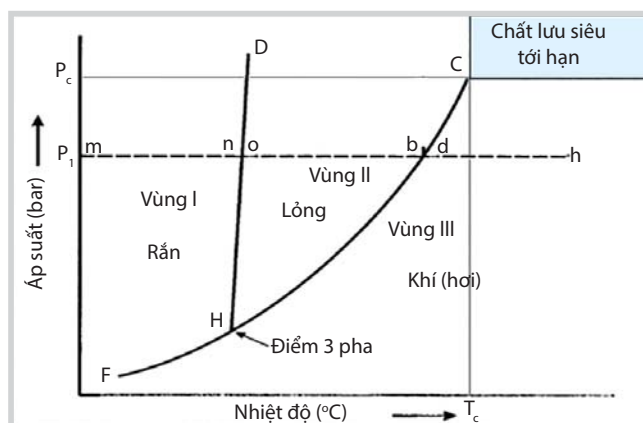
chuyển pha của một đơn chất, người ta thiết lập biểu đồ P-T của đơn chất đó ở điều kiện đẳng tích (giữ nguyên thể tích) (Hình 1).

Biểu đồ Hình 1 gồm 3 đường, chia đồ thị làm 3 vùng, tương ứng với 3 thể (hay 3 pha): rắn, lỏng, khí (hơi). Ba đường này đồng quy tại điểm H và điểm này được gọi là điểm 3 pha. Tại điểm này vật chất có thể tồn tại đồng thời cả 3 pha: rắn, lỏng và khí (hơi). Mỗi đường trong số 3 đường trong Hình 1 đều là đường phân chia ranh giới giữa 2 pha. Cụ thể, đường F-H là đường cân bằng giữa pha rắn và khí (hơi). Đường H-D là đường cân bằng giữa pha rắn và pha lỏng (đường hóa lỏng). Đường H-C là đường cân bằng giữa pha lỏng và pha khí (hơi) - (đường hơi bão hòa). Hiện tượng hóa hơi xảy ra khi nhiệt độ dịch chuyển từ trái qua phải của đường H-C.

Quan hệ áp suất hơi bão hòa - nhiệt độ của đơn chất bắt đầu từ điểm 3 pha (H) và kết thúc tại điểm C (Hình 1). Điểm C chính là điểm giới hạn cao nhất của áp suất và nhiệt độ mà ở đó tồn tại đồng thời cả pha lỏng và hơi - được gọi là điểm tới hạn. Tại điểm tới hạn C (điểm có tọa độ: nhiệt độ là T_c và áp suất là P_c), tính chất của pha lỏng và pha khí trở thành đồng nhất. Các trạng thái nằm bên ngoài điểm C nhưng trên T_c và P_c được gọi là trạng thái siêu tới hạn (vùng có màu xanh nhạt trên Hình 1). Chất lưu tồn tại trong vùng này được gọi là chất lưu siêu tới hạn (Supercritical Fluid). Về trạng thái, chất lưu siêu tới hạn là trạng thái trung gian giữa pha lỏng và pha khí (hơi). So với dạng lỏng và dạng khí thông thường khác, chất lưu siêu tới hạn có một số đặc tính đặc biệt (Bảng 4) như có khả năng (tốc độ) khuếch tán cao, có độ nhớt thấp, có sức căng bề mặt thấp (giống như chất khí). Chất lưu siêu tới hạn có khả năng hòa tan cao tương tự như dung môi lỏng.

Giản đồ trạng thái P-T của hỗn hợp propane/butane được thể hiện trong Hình 2 [15]. Thành phần chính của LPG nằm trong hỗn hợp này. Các điểm H_p và C_p tương ứng là điểm 3 pha và điểm tới hạn của propane. Tương tự như vậy, các điểm H_b và C_b tương ứng là điểm 3 pha và điểm tới hạn của butane.

Vùng màu xanh, với số thứ tự 5, tương ứng với thành phần propane trong hỗn hợp propane/butane là 52/48% mol. Các số thứ tự còn lại tương ứng với thành phần của



Hình 1. Biểu đồ P-T biểu diễn sự biến đổi pha, ở điều kiện đẳng tích, của chất tinh khiết - hệ một cấu tử

Bảng 4. So sánh một số tính chất của một số chất lưu

TT	Loại chất lưu	Độ nhớt (Pa.s)	Hệ số khuếch tán (mm^2/s)	Tỷ trọng (kg/m^3)
1	Chất khí	10	1 - 10	1
2	Chất lưu siêu tới hạn	50 - 100	0,01 - 0,1	100 - 1.000
3	Chất lỏng	500 - 1.000	0,001	1.000

propane trong hỗn hợp như sau: (1) 100% mol; (2) 92,50% mol; (3) 62,62% mol; (4) 75,45% mol; (6) 30,85% mol; (7) 14,68% mol và (8) 0,0% mol. Quy luật chung là khi hàm lượng propane trong hỗn hợp càng nhỏ thì nhiệt độ tới hạn càng tăng cao.

Về mặt trạng thái pha của hỗn hợp, theo Hình 2, trong phạm vi màu xanh tồn tại hỗn hợp pha lỏng và khí; dưới vùng màu xanh này nói chung và trong phạm vi giới hạn bởi các đường của tứ giác cong: điểm 3 pha (H_B) - điểm tới hạn (C_B) - điểm tới hạn hỗn hợp ($C_{52/48}$) - điểm C_{52B} nói riêng, tồn tại pha khí; còn phía trên vùng màu xanh nói chung và trong phạm vi giới hạn bởi các đường của tứ giác cong: điểm 3 pha (H_P) - điểm tới hạn (C_P) - điểm tới hạn của hỗn hợp ($C_{52/48}$) - điểm C_{52P} nói riêng, hỗn hợp tồn tại ở dạng lỏng. Cũng theo Hình 2, vùng đồng thời có nhiệt độ và áp suất lớn hơn so với tọa độ của điểm tới hạn $C_{52/48}$ (điểm này tương ứng với nhiệt độ $\approx 127^\circ\text{C}$ và áp suất 42,52bar) chính là vùng tồn tại trạng thái siêu tới hạn của hỗn hợp propane/butane.

Theo Hình 2, khi dùng nguồn khí hóa lỏng - LPG chứa 52% propane, 48% butane để bơm vào vỉa, ở trong các điều kiện cụ thể hỗn hợp này có tính chất đáp ứng các công dụng chính sau:

+ Ở điều kiện nhiệt độ vỉa thấp hơn nhiệt độ tới hạn của LPG, nhưng lớn hơn nhiệt độ điểm 3 pha của propane và áp suất $> 42,52\text{bar}$ (áp suất tới hạn của hỗn hợp), thì LPG này tồn tại ở dạng lỏng. Ở dạng lỏng, nó cho hiệu ứng pha loãng, làm giảm độ nhớt dầu, hòa tan lắng đọng hữu cơ... Những điều này giúp ích cho quá trình loại trừ nhiễm bẩn hữu cơ và gia tăng thu hồi dầu.

+ Ở điều kiện nhiệt độ vỉa lớn hơn nhiệt độ tới hạn và áp suất $> 42,52\text{bar}$, LPG này chuyển thành chất lưu siêu tới hạn. Ở trạng thái này, nó có khả năng khuếch tán cao, sức căng bề mặt thấp và khả năng hòa tan lắng đọng hữu cơ rất cao. Những đặc tính này vừa giúp ích cho loại trừ

nhiễm bẩn hữu cơ, nhiễm bẩn bởi các dạng nhũ tương và mở rộng vùng ảnh hưởng của lưu thể bơm vào tới những phần vỉa còn tồn tại dầu dư mà khí chưa ở trạng thái siêu tới hạn, lưu thể bơm vào không có khả năng quét qua. Kết quả sẽ giúp ích cho quá trình nâng cao hệ số thu hồi dầu nói riêng, gia tăng thu hồi dầu nói chung. Công nghệ với cách thức trích ly dầu dư này, về mặt nào đó, tương đồng với trích bằng dung môi hóa hơi.

+ Khi tiếp tục được duy trì ở áp suất cao hơn áp suất tới hạn, nhưng nhiệt độ vỉa giảm xuống, LPG này quay về trạng thái lỏng. Nhưng trạng thái lỏng của lưu thể đã từng ở trạng thái siêu tới hạn này vẫn tiếp tục dung nạp nhiễm bẩn hữu cơ và giữ cho dầu vỉa có độ nhớt thấp.

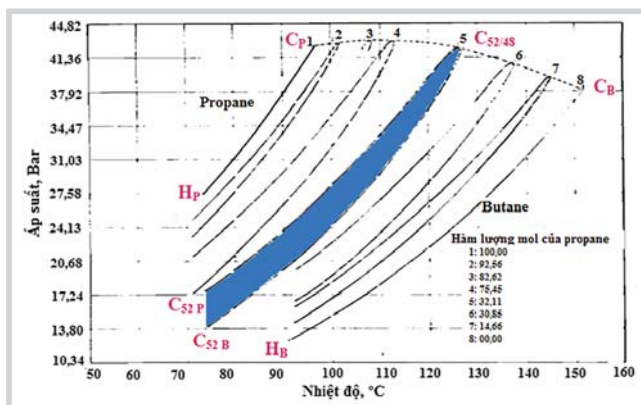
Các công dụng trên cho thấy rằng, trong quá trình bơm LPG vào vỉa, nếu đưa được nhiệt độ của vùng vỉa chịu tác động lên cao hơn nhiệt độ tới hạn của LPG, thì sẽ có cơ hội cao trong hòa tan thêm lắng đọng hữu cơ, dung nạp thêm những phần dầu dư bị kẹt lại trước đó ngoài hiệu ứng giảm độ nhớt thông thường khi nhiệt độ vỉa chưa đạt tới nhiệt độ tới hạn.

Để làm được điều này, nhóm tác giả đề xuất sử dụng kết hợp LPG với hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo áp suất tan trong nước trên cơ sở các muối NaNO_2 và NH_4Cl . Về khía cạnh hóa học, hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo áp suất tan trong nước sử dụng nhiệt lượng tỏa ra và áp suất của khí N_2 thoát ra từ phản ứng giữa dung dịch hai muối NaNO_2 và NH_4Cl theo phản ứng hóa học sau:



Ở nhiệt độ thường, giữa các muối này chưa xảy ra tương tác hóa học, nhưng ở nhiệt độ $> 70^\circ\text{C}$, chúng phản ứng với nhau tạo khí N_2 và tỏa ra lượng nhiệt rất lớn (333,293kJ/mol hay 79,6589kcal/mol) [16, 17]. Theo tính toán nhiệt động học, lượng nhiệt sinh ra khi 1m^3 dung dịch (bao gồm nước + 313kg NaNO_2 + 263kg NH_4Cl (có dư theo phương trình phản ứng)) là 1.534.293kJ/ m^3 . Nhiệt lượng của 1m^3 dung dịch này đủ để nâng cao thêm nhiệt độ của 25,4 m^3 đá vỉa Miocene dưới mỏ Rồng chứa nước + dầu trong lỗ rồng lên $\Delta = +20^\circ\text{C}$ từ nhiệt độ ban đầu trước đó là 90°C . Khí N_2 và hơi nước sinh ra do tăng nhiệt làm áp suất tăng mạnh. Tính toán nhiệt động học với trường hợp tính toán để nhiệt độ của đá vỉa lên $\Delta = +20^\circ\text{C}$, thì áp suất vỉa có thể tăng thêm khoảng 84atm (lên tới 304atm so với 220atm ban đầu).

Để có thể tạo được nhiệt lượng và áp suất trong vỉa, các dung dịch riêng rẽ được bơm vào vùng cận đáy giếng. Thể tích các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl với nồng độ gần bão hòa được tính toán để khi hòa trộn chúng phản ứng hết với nhau. Chất lỏng đậm đặc giữa 2 tệp muối là dung



Hình 2. Biểu đồ áp suất - nhiệt độ hệ hai cấu tử propane-butane [15]

môi hữu cơ. Thể tích chất lỏng đệm được tính toán sao cho khi cả 3 tệp được đẩy sâu vào vỉa qua chiều sâu thiết kế, dưới tác dụng của dòng chảy tỏa theo chiều tiếp tuyến với phương chảy ly tâm, độ dày vành dung môi tiến tới 0, các vành dung dịch muối cũng mỏng đi, hòa vào nhau và xảy ra phản ứng tỏa nhiệt, tạo khí. Bằng cách bơm nhiều nhóm tệp (NH_4Cl /dung môi hữu cơ/ NaNO_2) nối tiếp nhau với thể tích tính toán thích hợp, có thể làm cho phản ứng xảy ra ở vùng gần tâm giếng trước, ở vùng xa tâm giếng sau. Khí N_2 sinh ra tại vùng cận đáy giếng nhanh chóng xâm nhập vào lòng giếng, đi lên theo cần khai thác tạo cột dung dịch có áp suất thủy tĩnh thấp kéo dòng lưu thể khai thác độ nhớt thấp đã hòa tan và dung nạp nhiễm bẩn hữu cơ lên bề mặt. Tiếp sau đó các nhóm tệp được bơm sâu hơn nhóm sát thành giếng sẽ hoạt động tạo thể liên hoàn đẩy dầu vào giếng và làm sạch vùng vỉa lớn xung quanh giếng khai thác. Cách xử lý đơn giếng như vậy sẽ làm mới lại và mở rộng hệ thống kênh dẫn xung quanh giếng, tạo điều kiện cho dòng dầu trong vùng nuôi của giếng chảy vào giếng.

Trong công nghệ kết hợp hệ hóa phẩm tạo nhiệt, tạo khí trên cơ sở các muối NaNO_2 và NH_4Cl với LPG, thì một phần hoặc toàn bộ dung môi hữu cơ sẽ được thay thế bằng LPG. Cách thức bơm trong trường hợp có sự tham gia của LPG có thể liên tưởng tới dạng công nghệ bơm ép khí nước luân phiên như đã trình bày ở trên.

Khi kết hợp 2 công nghệ trên, các quá trình xảy ra theo thứ tự luôn nghiêng về phía có lợi cho nâng cao thu hồi dầu. Cụ thể là, khi mới được bơm vào vỉa và chưa xảy ra phản ứng tạo nhiệt, tạo khí của các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl , thì LPG đóng vai trò là dung môi trộn lẫn làm giảm độ nhớt dầu. Khi phản ứng ứng tạo nhiệt, tạo khí của các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl xảy ra, nhiệt độ tăng cao vượt nhiệt độ tới hạn của hỗn hợp propane/butane, LPG chuyển sang dạng chất lưu siêu tới hạn có thêm tác dụng mở rộng thể tích quét vào các vùng dầu bất động.

Tóm lại, có thể áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi LPG - hóa nhiệt trong xử lý đơn giếng với mục đích khơi thông dòng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rồng.

Nhóm tác giả đã phân tích một số kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của LPG tới độ nhớt và một số tính chất của dầu mỏ Rồng mô phỏng điều kiện vỉa trên thiết bị PVT để minh chứng cho khả năng hiện thực của giải pháp đề xuất.

Dầu đầu vào cho nghiên cứu là mẫu tái tạo từ mẫu dầu mỏ Rồng và khí bình tách. Khí bình tách được lấy tại các bình tách V-400 trên các giàn nhẹ mỏ Rồng như RC-4, RC-5, RC-6 và RC-DM. Khí tách ra có thành phần 77,6%

methane, 12,6% ethane, 6,8% propane, 2,5% butane và một số thành phần khác. Ở nhiệt độ vỉa 95°C, áp suất bão hòa mẫu tái tạo này là 99,47bar và độ nhớt ở 300bar là 4,17cP. Điều kiện tiêu chuẩn sử dụng trong nghiên cứu này là: 1.01325bar và 20°C. LPG được lấy từ nguồn của PV GAS. Thành phần chính của LPG gồm: 60,76% propane, 38,64% butane. Thành phần này có nhiệt độ tới hạn $\approx 120^\circ\text{C}$, áp suất tới hạn $\approx 42,51\text{ atm}$. Nhiệt độ mô phỏng điều kiện vỉa được chọn cho thí nghiệm là 95°C. Đây là nhiệt độ trung bình đặc trưng cho tầng Miocene và Oligocene trên mỏ Rồng. Nếu ở nhiệt độ này hệ hóa phẩm đã phát huy tác dụng, thì ở nhiệt độ cao hơn, nhất là cao hơn nhiệt độ tới hạn, hệ hóa phẩm sẽ phát huy tác dụng tốt hơn nữa.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

2.1. Tỷ trọng của LPG trong phòng thí nghiệm

Kết quả xác định tỷ trọng của LPG ở các áp suất khác nhau trong điều kiện nhiệt độ phòng (28°C) được thể hiện trong Bảng 5. Kết quả dưới dạng đồ thị về ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của LPG ở điều kiện nhiệt độ 28°C được thể hiện trong Hình 3.

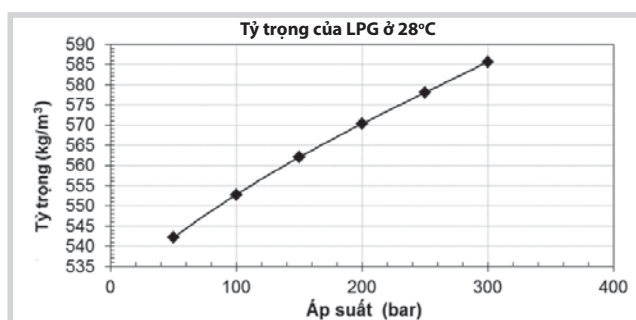
Tỷ trọng của LPG giảm mạnh khi bị nén. Ở áp suất 120bar, LPG có tỷ trọng 532,36kg/m³, còn ở áp suất 300bar, LPG có tỷ trọng lên tới 585,63kg/m³.

2.2. Đánh giá một số tính chất của hỗn hợp dầu vỉa với LPG (dầu pha trộn)

Hỗn hợp dầu vỉa chứa các hàm lượng LPG khác nhau được đánh giá về tính chất dầu. Thông số cần xác định ở

Bảng 5. Tỷ trọng của LPG ở các điều kiện áp suất khác nhau (điều kiện nhiệt độ 28°C)

TT	Áp suất thí nghiệm (bar)	Tỷ trọng nhận được (kg/m ³)
1	300	585,63
2	270	578,02
3	240	570,28
4	210	562,00
5	180	552,75
6	150	542,13
7	120	532,36



Hình 3. Ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của nguyên liệu LPG

đây là: áp suất bão hòa, tỷ lệ dầu khí, tỷ trọng dầu tách khí ở 20°C và tỷ trọng tương đối của khí tách (so với không khí). Kết quả thí nghiệm thu được thể hiện trong Bảng 6.

Hình 4 biểu diễn ảnh hưởng của hàm lượng LPG tới áp suất bão hòa của hỗn hợp dầu - LPG dưới dạng đồ thị.

Kết quả Hình 4 cho thấy, sự có mặt của LPG làm tăng áp suất bão hòa của hỗn hợp và áp suất này tăng tỷ lệ thuận với hàm lượng LPG thêm vào.

Khi thêm LPG vào dầu mỏ Rỗng, tỷ lệ khí/dầu tăng (cột 3, Bảng 6). Tỷ lệ này tăng từ 53,74m³ trên một tấn dầu khi chưa có LPG lên tới 151,04m³ trên một tấn dầu khi hàm lượng LPG thêm vào là 17,22%. Điều này hoàn toàn hợp quy luật và kết quả này cho phép hình dung rõ nét hơn về dầu chứa LPG.

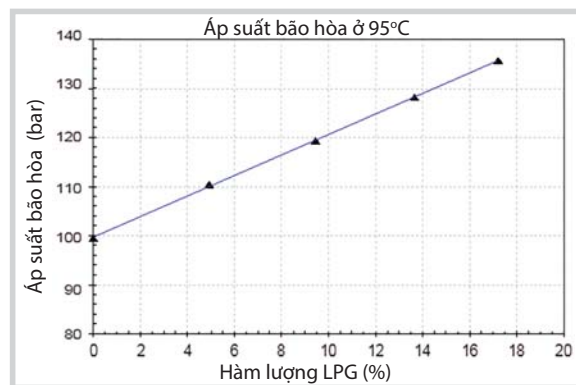
Từ kết quả trong cột 4, Bảng 6, có thể biểu diễn ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào tới tỷ trọng dầu tách khí ở 20°C dưới dạng đồ thị như Hình 5.

Khi thêm LPG vào dầu mỏ Rỗng sau đó tách khí, thì tỷ trọng của dầu giảm đi chứng tỏ khí, trong đó có LPG khi bay hơi đã mang theo một phần các phân đoạn nặng hơn. Điều này cũng được phản ánh qua việc tăng tỷ trọng tương đối của khí hòa tan (các cột 4 và 5, Bảng 6) tăng lên ở các mẫu chứa hàm lượng LPG cao hơn.

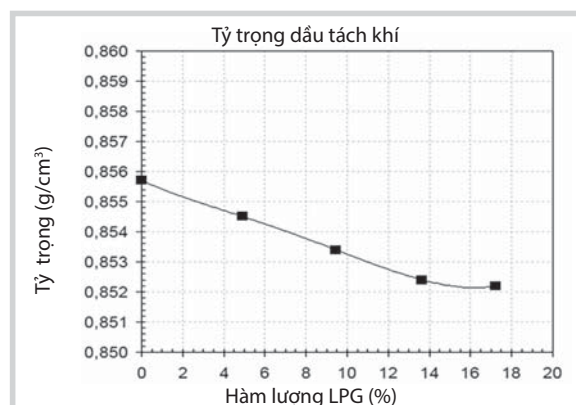
2.3. Đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của hỗn hợp dầu với LPG

Kết quả thực nghiệm về ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới tỷ trọng của hỗn hợp dầu với LPG, thực hiện ở điều kiện nhiệt độ 95°C được thể hiện trong Bảng 7 và Hình 6.

Kết quả Hình 6 cho thấy, tỷ trọng của dầu trong điều kiện vỉa giảm mạnh khi nó được hòa tan thêm hàm lượng LPG. Hình dạng đường cong biểu diễn sự phụ thuộc của tỷ trọng với hàm lượng LPG, phụ thuộc vào quy luật bị nén về thể tích ở các cấp áp suất khác nhau.



Hình 4. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG tới áp suất bão hòa của hỗn hợp dầu mỏ Rỗng - LPG



Hình 5. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG tới tỷ trọng của dầu đã tách khí

Bảng 6. Một số tính chất của hỗn hợp dầu tái tạo dầu mỏ Rỗng với LPG

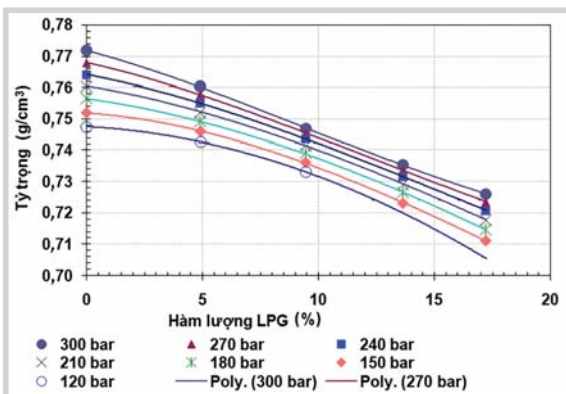
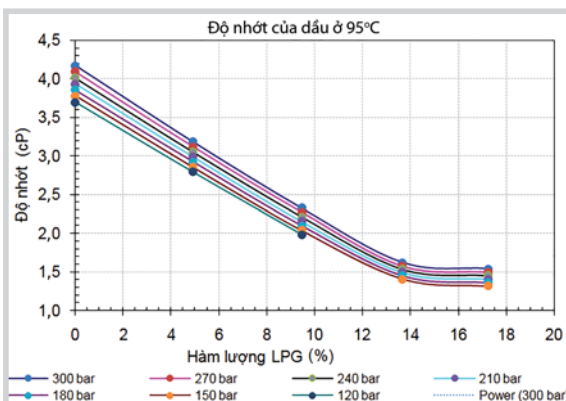
TT	Hàm lượng LPG thêm vào (%)	Áp suất bão hòa ở 95°C (bar)	Tỷ lệ khí/dầu (m ³ /t)	Tỷ trọng dầu tách khí ở 20°C (g/cm ³)	Tỷ trọng tương đối của khí tách (so với không khí)
(a)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	0,00	99,5	53,74	0,8557	0,9638
2	4,92	110,3	77,52	0,8545	1,1541
3	9,45	119,3	96,41	0,8534	1,2536
4	13,65	128,2	121,26	0,8524	1,3432
5	17,22	135,7	151,04	0,8522	1,4289

Bảng 7. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới tỷ trọng của hỗn hợp dầu vỉa với LPG ở điều kiện nhiệt độ 95°C

TT	Áp suất thử nghiệm (bar)	Tỷ trọng dầu (g/cm ³) với hàm lượng LPG (%) khác nhau và trong các điều kiện áp suất khác nhau				
		0,00	4,92	9,45	13,65	17,22
1	300	0,7718	0,7604	0,7470	0,7355	0,7261
2	270	0,7679	0,7578	0,7455	0,7337	0,7236
3	240	0,7641	0,7550	0,7437	0,7315	0,7208
4	210	0,7604	0,7521	0,7416	0,7291	0,7178
5	180	0,7565	0,7491	0,7391	0,7265	0,7146
6	150	0,7519	0,7460	0,7363	0,7232	0,7112
7	120	0,7475	0,7427	0,7332	-	-

Bảng 8. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới độ nhớt của hỗn hợp dầu vỉa với LPG ở điều kiện nhiệt độ 95°C

TT	Áp suất (bar)	Độ nhớt của dầu (cP) với hàm lượng LPG (%) khác nhau và trong các điều kiện áp suất khác nhau				
		0,00	4,92	9,45	13,65	17,22
1	300	4,170	3,185	2,330	1,623	1,545
2	270	4,091	3,120	2,272	1,581	1,500
3	240	4,013	3,054	2,215	1,539	1,456
4	210	3,934	2,989	2,158	1,497	1,411
5	180	3,855	2,924	2,101	1,454	1,365
6	150	3,777	2,859	2,044	1,411	1,319
7	120	3,698	2,794	1,987	-	-


Hình 6. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới tỷ trọng của dầu chứa LPG

Hình 7. Ảnh hưởng của hàm lượng LPG và áp suất tới độ nhớt của dầu chứa LPG

2.4. Đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới độ nhớt của hỗn hợp dầu vỉa với LPG

Kết quả thực nghiệm về ảnh hưởng của hàm lượng LPG thêm vào và ảnh hưởng của áp suất tới độ nhớt của hỗn hợp dầu vỉa với LPG, thực hiện ở điều kiện nhiệt độ 95°C thể hiện trong Bảng 8 và Hình 7.

Kết quả trên Hình 7 cho thấy, ở các điều kiện khác nhau trên áp suất bão hòa, độ nhớt dầu mỏ Rỗng giảm mạnh khi được bổ sung LPG. Độ nhớt này giảm gần như tỷ lệ thuận với hàm lượng LPG bổ sung, sau đó đạt trạng thái bão hòa, tức không giảm tiếp khi hàm lượng LPG vượt quá 14%.

Ở điều kiện áp suất 150atm độ nhớt dầu mỏ Rỗng chưa chứa LPG bằng 3,777cP. Khi bổ sung LPG với hàm lượng 13,65%, độ nhớt giảm xuống còn 1,411cP, tức giảm $[(3,777 - 1,411) \times 100]/3,777 = 62,6\%$. Còn ở điều kiện áp suất 270atm tức đã cao hơn áp suất vỉa Miocene mỏ Rỗng (áp suất vỉa Miocene mỏ Rỗng dao động trong khoảng 239 - 256atm), độ nhớt dầu mỏ Rỗng chưa chứa LPG bằng 4,091cP. Khi bổ sung LPG với hàm lượng 13,65%, độ nhớt giảm xuống còn 1,581cP, tức giảm $[(4,091 - 1,581) \times 100]/4,091 = 61,3\%$. Hai ví dụ này cho thấy mức độ giảm độ nhớt của dầu chứa LPG là đáng kể, đồng thời cho thấy áp suất ít ảnh hưởng tới hiệu quả giảm áp suất của LPG. Căn cứ vào kết quả nghiên cứu nêu trong Bảng 8 và Hình 7, có thể tính ra được hàm lượng LPG cần bổ sung ở áp suất 240 - 270atm, tức gần với áp suất vỉa mỏ Rỗng (239 - 256atm), để đạt được mức giảm độ nhớt 50% là $\approx 12\%$.

3. Kết luận

- Có thể áp dụng giải pháp bơm hệ hóa phẩm dung môi hydrocarbon - hóa nhiệt cho xử lý đơn giếng với mục đích gia tăng lưu lượng dầu và nâng cao hệ số thu hồi dầu nặng tại Miocene dưới và Oligocene trên mỏ Rỗng. Trong đó thành phần chính yếu của hệ hóa phẩm bao gồm LPG và các dung dịch muối NaNO_2 và NH_4Cl . Các hóa phẩm được bơm theo từng tệp tương tự như cách thức thực hiện trong bơm ép khí và nước luân phiên.

- Kết quả thực nghiệm mô phỏng điều kiện trên thiết bị PVT ở nhiệt độ 95°C và khoảng biến thiên áp suất từ 100 - 300atm cho thấy LPG làm giảm mạnh độ nhớt của dầu mỏ Rỗng tái tạo.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Đề án đổi mới và hiện đại hoá công nghệ trong ngành công nghiệp khai khoáng đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025 trong đề tài mã số ĐT.12.13/ĐMCNKK.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro. *Địa chất mỏ Rỗng từ tài liệu của Liên doanh Vietsovpetro và Báo cáo nghiên cứu khoa học: "Tính chất hóa lý dầu khí mỏ Bạch Hổ và mỏ Rỗng".* 12/1997.

2. Viện Dầu khí Việt Nam. Báo cáo tổng kết nhiệm vụ nghiên cứu khoa học cấp Ngành "Phân tích, đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam: Dầu thô mỏ Bạch Hổ, dầu thô mỏ Rồng".

3. Отчет о научно - исследовательской работе "Разработка технологических решений по совершенствованию системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на месторождениях СП Вьетсовпетро". 12/2003.

4. J.C.Allen, C.D.Woodward, A.Brown, C.H.Wu. Multiple solvent heavy oil recovery method. Assignee Texaco Inc., New York. United States Patent 3954141, Appl. No. 546,580. 1976.

5. R.M.Butler I.J.Mokrys. Closed-loop extraction method for the recovery of heavy oils and bitumens underlain by aquifers: the Vapex process. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998; 37(4): p. 41 - 50.

6. V.Ferron, C.Losi, H.J.Moreno, D.M.Piña, A.Terradillos. Enhanced oil recovery using natural gas in heavy oil fields. 2010.

7. H.Abukhalifeh. Determination of concentration-dependent dispersion of propane in vapor extraction of heavy oil. Chemical Engineering. Ryerson University. 2010.

8. Muhamad, Hameed. Optimal control of vapor extraction of heavy oil. Theses and dissertations. 2012.

9. M.M.Kulkarni. Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media. 2003.

10. Sigurd í Jákupsstovu, D.Zhou, J.Kamath, L.Durlofsky, E.H.Stebby. Upscaling of miscible displacement

processes. Proceedings of the 6th Nordic Symposium on Petrophysics, Trondheim, Norway. 15 - 16 May 2001.

11. F.B.Thomas, T.Okazawa, A.Erian, D.B.Bennion, D.W.Bennion. Does miscibility matter in gas injection?. Petroleum Society of Annual Technical Meeting, Canada Alberta, Canada. 7 - 9 June, 1995.

12. L.Hinderaker, R.H.Utseth, O.S.Hustad, I.Akervoll, M.Dalland, B.A.Kvanvik, T.Austad, J.E.Paulsen. RUTH-A comprehensive Norwegian R&D program on IOR. SPE-3684-MS. European Petroleum Conference, Milan, Italy. 22 - 24 October, 1996.

13. R.E.Hadlow. Update of industry experience with CO₂ injection. SPE-24928-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington D.C. 4 - 7 October, 1992.

14. J.R.Christensen, E.H.Syte, A.Skauge. Review of the WAG field experience. SPE-39883-MS. International Petroleum Conference and Exhibition, Villhermosa, Mexico. 3 - 5 March, 1998.

15. А.И.Брусилевский. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Издательский дом «Грааль». Москва 2002.

16. Nguyen Anh Duc, Flavio Faria de Moraes, H.Scott Fogler. Fused chemical reactions. 3. Controlled release of a catalyst to control the temperature profile in tubular reactors. Industrial and Engineering Chemistry Research. 2004; 43(18): p. 5862 - 5873.

17. Sarkar, Arrington, Powell. Methods and compositions for thermally treating a conduit used for hydrocarbon production or transmission to help remove paraffin wax buildup. US Patent 20080067108A1. 2008.

Research on the applicability of pumping hydrocarbon solvent-thermochemical system for single-well treatment to enhance heavy oil recovery in Lower Miocene and Upper Oligocene of Rong field

Phan Van Minh¹, Nguyen Van Ngo¹, Do Thanh Trung¹
Le Van Cong¹, Tong Canh Son², Nguyen Vi Hung²

¹Drilling Mud Corporation

²Vietsovetro

Email: minhpv@pvdmc.com.vn

Summary

The paper presents the research results on the applicability of pumping hydrocarbon solvent-thermochemical system for single-well treatment to increase the oil flow and enhance heavy oil recovery in the Lower Miocene and Upper Oligocene of Rong field. The hydrocarbon solvent recommended for application is liquefied petroleum gas (LPG). The thermochemical system is based on NaNO₂ and NH₄Cl capable of generating heat and creating pressure. Experimental simulation results on the PVT device at a temperature of 95°C and pressure varying between 100 - 300atm show that LPG drastically reduces the viscosity of the renewable crude oil of Rong field.

Key words: Enhanced oil recovery, heavy oil, solvent injection, exothermic reaction.