

# PHƯƠNG PHÁP ỨNG DỤNG ĐỊA NHIỆT TRONG XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN Ở MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG, BỂ CỬU LONG

**Phan Đức Tuấn<sup>1</sup>, Nguyễn Thúc Kháng<sup>2</sup>, Trần Đình Kiên<sup>3</sup>  
Nguyễn Văn Minh<sup>2</sup>, Nguyễn Văn Trung<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

<sup>2</sup>Hội Dầu khí Việt Nam

<sup>3</sup>Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

## Tóm tắt

Dầu thô khai thác từ các giàn nhẹ BK/RC tại mỏ Bạch Hổ và Rồng có nhiệt độ miệng giếng rất thấp (35 - 45°C), chứa nhiều paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Để vận chuyển bằng đường ống ngầm dưới biển từ các giàn nhẹ đến giàn cố định hoặc giàn công nghệ trung tâm, dầu thô cần phải được xử lý bằng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc (depressant). Kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng cho thấy để xử lý dầu nhiều paraffin đạt hiệu quả thì dầu thô phải có nhiệt độ không thấp hơn 65°C ( $T \geq 65^\circ\text{C}$ ) (cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin khoảng 5 - 10°C).

Bài báo giới thiệu phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong xử lý dầu để vận chuyển dầu nhiều paraffin, đồng thời xác lập công thức cụ thể cho sự thay đổi của nhiệt độ theo chiều sâu cho các tầng sản phẩm: tầng móng, Oligocene và Miocene từ đó chính xác hóa thông số, để lắp đặt van bơm ép hóa phẩm xử lý paraffin đạt hiệu quả cao nhất.

**Từ khóa:** Paraffin, biến thiên nhiệt độ theo độ sâu, nhiệt độ đông đặc, tính chất lưu biến, Bạch Hổ, Rồng.

## 1. Giới thiệu

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu ở các đối tượng móng và collector lục nguyên (Miocene dưới, Oligocene dưới, Oligocene trên). Dầu thô khai thác chứa nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường. Bảng 1 trình bày một số tính chất lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Kết quả nghiên cứu cho thấy dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng có các tính chất đặc trưng sau:

- Dầu có nhiệt độ cao và hàm lượng paraffin lớn, dao động ở mức 16 - 33% khối lượng. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô khoảng 29 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C, trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C.

**Bảng 1.** Tính chất lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng [1]

Các thông số lý hóa		Mỏ dầu	
		Bạch Hổ	Rồng
Khối lượng riêng ở 20°C (kg/m <sup>3</sup> )		830 - 870,7	850 - 873,9
Nhiệt độ đông đặc (°C)		33,5 - 37,5	31,5 - 36,5
Nhiệt độ kết tinh paraffin (°C)		58 - 61	58 - 60
Khối lượng phân tử (g/mol)		257,7 - 295,7	251,9 - 278,7
Độ nhớt (mm <sup>2</sup> /s)	ở 70°C	6,61 - 10,44	7,5 - 15,35
	ở 50°C	3,63 - 6,24	4,6 - 11,8
Hàm lượng lưu huỳnh (% khối lượng)		0,039 - 0,084	0,0759 - 0,952
Hàm lượng paraffin (% khối lượng)		21,7 - 32,5	19,34 - 24,73
Asphaltene và nhựa (% khối lượng)		2,92 - 10,06	6,35 - 13,26
Hàm lượng cốc (% khối lượng)		0,58 - 3,74	1,98 - 4,11
Tỷ số khí dầu (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )		195 - 220	49 - 120
Nhiệt độ sôi ban đầu (°C)		95,8	80
Thành phần phân đoạn (% thể tích)			
đến 100°C		0,1	0,1
đến 150°C		5,7	6
đến 200°C		15,7	14
đến 250°C		26,2	22
đến 300°C		37,3	32,8
đến 350°C		52,6	49

Ngày nhận bài: 31/5/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 31/5 - 9/6/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/5/2018.

- Đặc tính lý hóa của dầu giữa các mỏ có sự khác biệt rõ rệt, dầu ở mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao hơn mỏ Rồng.

- Sự khác biệt trong đặc tính lý hóa không chỉ thể hiện ở các mỏ khác nhau mà còn ở giữa các giếng thuộc các địa tầng khác nhau trong cùng một mỏ. Dầu khai thác ở tầng Miocene có tỷ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa, asphaltene cao hơn, còn hàm lượng paraffin thì thấp hơn so với dầu khai thác ở tầng Oligocene và móng.

Từ các kết quả nghiên cứu tính chất của dầu thô, Vietsovpetro đã nghiên cứu và áp dụng các phương pháp xử lý và vận chuyển dầu thô cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, cụ thể [1]:

- Gia nhiệt cho dầu thô;
- Gia nhiệt kết hợp với xử lý bằng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc;
- Hòa trộn dầu chứa nhiều paraffin với condensate;
- Vận chuyển dầu ở điều kiện nhũ tương thuận;
- Vận chuyển dầu ở trạng thái bão hòa khí tối ưu;
- Tối ưu trạng thái động lực học bên trong đường ống vận chuyển dầu và khí;
- Bơm nước bổ sung tăng tốc độ dòng chảy.

Kết quả nghiên cứu cho thấy nếu chỉ xử lý bằng một phương pháp riêng lẻ thì hiệu quả xử lý không cao. Nếu chỉ xử lý bằng phương pháp nhiệt (gia nhiệt) thì tác dụng không bền vững, dầu sau khi xử lý sẽ phục hồi tính chất lưu biến rất nhanh. Nếu chỉ áp dụng phương pháp hóa học thì các hóa chất gần như không có tác dụng ở điều kiện nhiệt độ thấp. Kết quả nghiên cứu đã chỉ ra các hóa phẩm xử lý paraffin chỉ có tác dụng tốt khi dầu được nung nóng ở nhiệt độ  $\geq 65^{\circ}\text{C}$ .

Một trong các phương pháp mang lại hiệu quả cao cho công tác xử lý, vận chuyển dầu chứa nhiều paraffin là sử dụng kết hợp phương pháp hóa và nhiệt. Việc gia nhiệt được thực hiện bằng: lò nung điện, lò đốt dùng khí, các bình trao đổi nhiệt... tiêu hao năng lượng lớn, làm tăng giá thành xử lý vận chuyển dầu.

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu phương pháp ứng dụng địa nhiệt, công thức tính gradient địa

hiệt cho các tầng sản phẩm mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng nhằm phục vụ cho việc xác định độ sâu cần thiết để bơm hóa phẩm xử lý paraffin đạt hiệu quả cao nhất.

## 2. Ứng dụng địa nhiệt trong xử lý, vận chuyển dầu nhiều paraffin ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

### 2.1. Gradient địa nhiệt và xác định gradient địa nhiệt thêm lục địa Việt Nam

Gradient địa nhiệt giếng khoan là nhiệt độ biến đổi theo chiều sâu trên 100m, ký hiệu là G, đơn vị vật lý  $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ . Tham số địa nhiệt này được xác định bằng nhiệt độ đáy giếng khoan trừ đi nhiệt độ bề mặt  $26^{\circ}\text{C}$  (với vùng nhiệt đới) hoặc  $15^{\circ}\text{C}$  (với vùng ôn đới) và chia cho độ sâu giếng khoan nhân với 100m...

Các kết quả nghiên cứu cho thấy gradient nhiệt độ ở một số bể trầm tích trên thêm lục địa Việt Nam được trình bày trong Bảng 2 [2].

Gradient nhiệt độ trung bình của trái đất từ 2,5 -  $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ . Như vậy ở thêm lục địa Việt Nam gradient nhiệt độ của bể Cửu Long tương đương với gradient nhiệt độ trung bình trái đất, các bể còn lại nói trên thì cao hơn.

### 2.2. Sự biến đổi nhiệt độ theo độ sâu ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng [3]

Mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng thuộc bể Cửu Long, độ sâu nước biển tại vùng mỏ khoảng 50m, được Vietsovpetro khai thác từ năm 1986.

Do số lượng giếng khai thác ở Vietsovpetro nhiều, công tác tiến hành đo nhiệt độ ở các giếng khi khảo sát hay nhiệt độ đo được ở các giếng được đóng để theo dõi cho phép thu thập được nhiều số liệu để tổng hợp phục vụ cho công tác nghiên cứu.

Nhóm tác giả đã tổng hợp và nghiên cứu bổ sung để xác định đường nhiệt độ theo độ sâu H cụ thể cho từng đối tượng vỉa ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Qua đó, đường đặc tính gradient địa nhiệt được xác định dựa trên phương trình đường thẳng  $y = ax + b$ .

Từ các kết quả tổng hợp được, nhóm tác giả đã xác định được các biến số đặc trưng cho đường nhiệt độ theo độ sâu H như sau:

**Bảng 2.** Giá trị về độ dẫn nhiệt, gradient nhiệt độ và dòng nhiệt của các bể trầm tích chứa dầu khí thêm lục địa Việt Nam [2]

TT	Bể trầm tích	Gradient nhiệt độ ( $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ )		
		Nhỏ nhất	Lớn nhất	Trung bình
1	Sông Hồng	2,93	4,24	3,59
2	Nam Côn Sơn	2,6	4,15	3,59
3	Cửu Long	2,26	3,35	2,28

$$T_{m\acute{o}ng} = 0,0329H + 0,2736 \quad (1)$$

$$T_{Oligocene} = 0,0225H + 42,907 \quad (2)$$

$$T_{Miocene} = 0,0217H + 26,103 \quad (3)$$

Trong đó: H: Chiều sâu tuyệt đối, m.

Các công thức trên chỉ sử dụng cho các khoảng độ sâu của các vỉa sản phẩm nghiên cứu và là công thức động, tùy theo thời gian được phân tích, nhiệt độ thực tế tại thời điểm phân tích mà các thông số trên sẽ được chính xác hóa cho từng đối tượng vỉa.

Các kết quả phân tích xác định đường nhiệt độ biến thiên theo độ sâu cho các đối tượng được thể hiện trong Hình 1 - 3.

**2.3. Phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong giải pháp xử lý hóa - nhiệt để vận chuyển dầu nhiều paraffin ở Vietsovpetro**

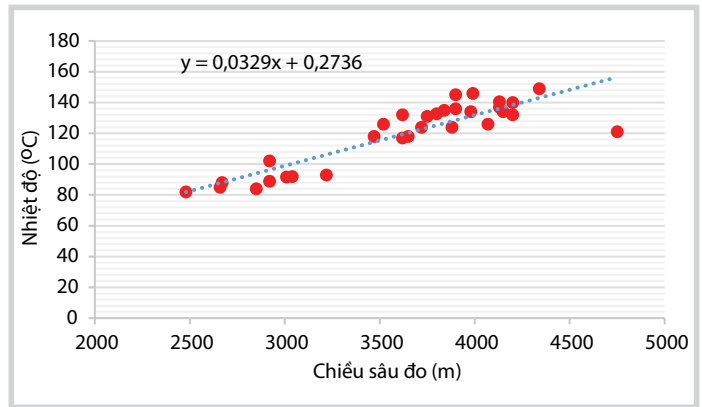
Hình 4 trình bày hiệu quả xử lý dầu phụ thuộc vào nhiệt độ ở Vietsovpetro.

Hiệu quả xử lý dầu bằng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc chỉ đạt được ở nhiệt độ  $T \geq 65^{\circ}\text{C}$ , vì vậy việc thiết kế vị trí đặt van bơm ép và lắp đặt đường ống dẫn hóa phẩm xuống giếng ở độ sâu có nhiệt độ  $T \geq 65^{\circ}\text{C}$  là cần thiết. Công tác xác định vị trí đặt van bơm ép được thực hiện dựa vào đường đặc tính nhiệt độ biến thiên theo độ sâu của mỏ làm cơ sở cho việc xác định vị trí bơm ép xử lý dầu.

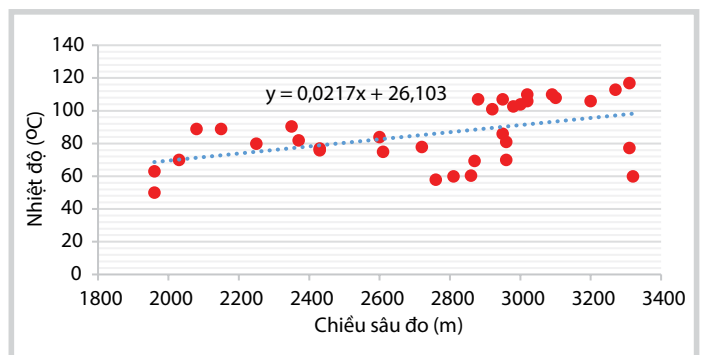
**3. Ứng dụng địa nhiệt để xác định chiều sâu lắp đặt van bơm ép hóa phẩm**

Sự biến đổi của nhiệt độ theo độ sâu ở mỏ Bạch Hổ và Rồng tuân theo quy luật phân bố trong Hình 1 - 3. Tuy nhiên, đây là sự biến đổi nhiệt độ khi không có dòng chảy chất lưu trong giếng, nên để xác định vị trí lắp đặt van hóa phẩm có nhiệt độ  $T \geq 65^{\circ}\text{C}$ , cần phải xem xét thêm ảnh hưởng của dòng chất lưu lên gradient địa nhiệt, thông số này được gọi là gradient nhiệt độ dọc thân giếng khi trong giếng có dòng chảy của chất lưu (giếng đang hoạt động).

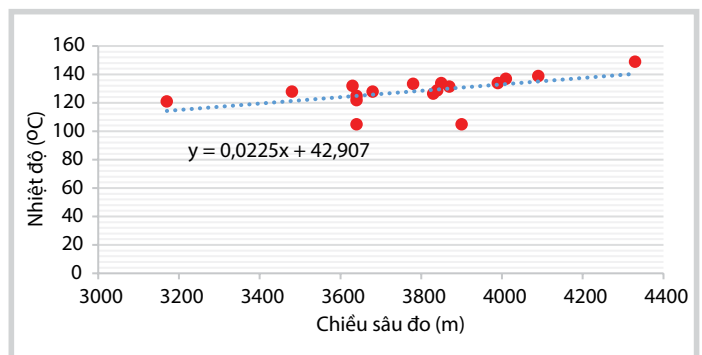
Nhiệt độ dọc thân giếng phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố: hàm lượng nước trong sản phẩm, lưu lượng khai thác của giếng, phương pháp khai thác... mà gradient nhiệt độ ở các giếng khác nhau sẽ khác nhau. Các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift thì sự biến thiên của nhiệt độ theo độ sâu sẽ thấp hơn so với đường sự biến thiên nhiệt độ ở các giếng tự phun.



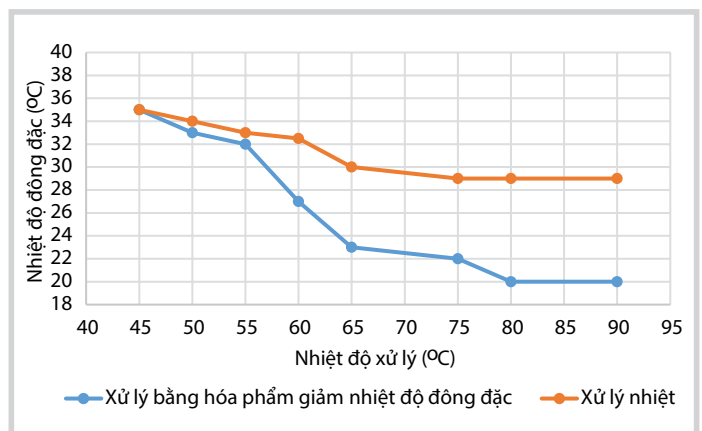
Hình 1. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng mòng



Hình 2. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Miocene



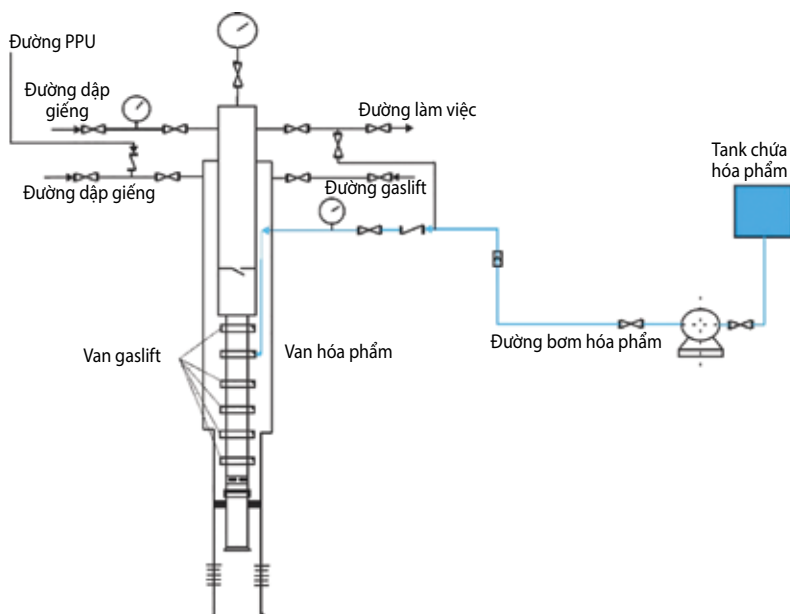
Hình 3. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Oligocene



Hình 4. Biểu diễn tương quan giữa nhiệt độ xử lý dầu và nhiệt độ đông đặc của dầu đạt được sau khi xử lý gia nhiệt

Hiện nay, đa số các giếng khai thác ở Vietsovpetro đều khai thác bằng gaslift nên vận chuyển dầu nhiều paraffin gặp khó khăn do sự giảm nhiệt độ của dòng dầu. Việc xử lý dầu trong lòng giếng trước khi đưa vào đường ống thu gom sẽ góp phần nâng cao hiệu quả của công tác vận chuyển, do vậy việc xác định vị trí lắp đặt van hóa phẩm bơm ép cần được xem xét tất cả yếu tố trên.

Trên cơ sở các kết quả thu được về đường đặc tính địa nhiệt cho các tầng sản phẩm cụ thể, nhiệt độ ở tầng sản phẩm ở một số giếng cụ thể



Hình 5. Sơ đồ nguyên tắc vị trí lắp đặt và bơm ép hóa phẩm vào giếng

Bảng 3. Thông số vỉa, lưu lượng dự kiến, PVT giếng A

TT	Thông số	Giá trị	Đơn vị
1	Áp suất vỉa	148,898	atm
2	Chỉ số khai thác (PI)	1,9	m <sup>3</sup> /ngày/atm
3	Nhiệt độ vỉa	87	°C
4	Tỷ lệ nước	5	%
5	Lưu lượng dầu	95	m <sup>3</sup> /ngày
6	Tỷ số khí dầu (GOR)	60	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
7	Tỷ trọng khí	0,72	
8	Tỷ trọng dầu	0,8519	
9	Tỷ trọng nước	1,02	
10	Đường kính ống khai thác	73	mm
11	Áp suất đầu giếng	26	atm
12	Áp suất khí gaslift	88	atm
13	Lưu lượng khí gaslift	25.000	m <sup>3</sup> /ngày

Bảng 4. Chiều sâu lắp đặt van gaslift của giếng A

TT	Thông số	Đặc tính	Chiều sâu (m)
1	Van gaslift số 1	Van khởi động	786
2	Van gaslift số 2	Van khởi động	1.325
3	Van gaslift số 3	Van khởi động	1.707
4	Van gaslift số 4	Van khởi động	1.954
5	Van gaslift số 5	Van khởi động	2.163
6	Van gaslift số 6	Van khởi động	2.381
7	Van gaslift số 7	Van làm việc	2.951

được chính xác hóa được sử dụng làm số liệu đầu vào cho phần mềm tính toán chính xác vị trí lắp đặt van hóa phẩm, nơi có nhiệt độ  $T \geq 65^\circ\text{C}$ .

Các ứng dụng cụ thể để xác định vị trí lắp đặt van để đưa hóa phẩm xử lý vào giếng:

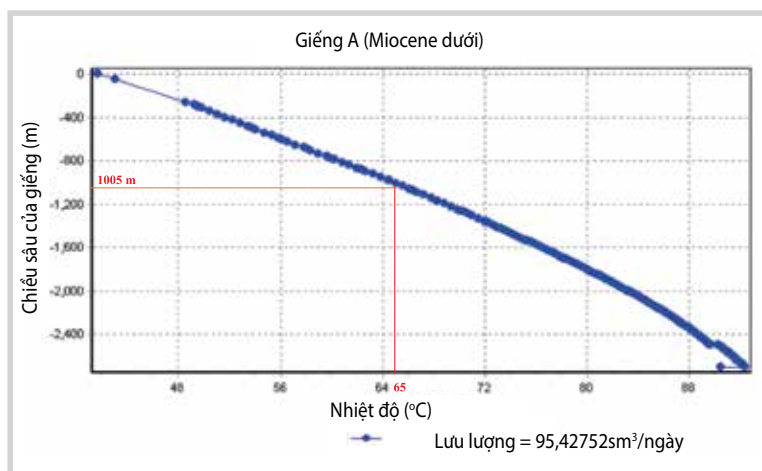
### 3.1. Giếng A

Giếng A thuộc mỏ Bạch Hổ, dự kiến khoan đến chiều sâu 2.926m, khoảng vỉa khai thác 2.819 - 2.845m, đối tượng Miocene dưới. Kết quả phân tích mẫu dầu thu được từ khoan thăm dò cho thấy dầu có hàm lượng paraffin cao và nhiệt độ dầu ở bề mặt thấp (29 - 45°C), do vậy phải lắp đặt van hóa phẩm để làm giảm nhiệt độ đồng đặc của dầu.

Việc xác định vị trí đặt van bơm ép dựa vào đường đặc tính nhiệt độ dòng chất lưu và xác định từ các thông số vỉa (trong đó nhiệt độ vỉa tùy thuộc vào tầng sản phẩm khai thác được xác định từ các công thức khác nhau (1) (2) (3) trong trường hợp này là công thức (3)), PVT, độ lệch giếng khoan, điểm bơm ép khí và lưu lượng khí gaslift đưa vào thông qua phần mềm ứng dụng.

Phần mềm ứng dụng này mô phỏng chất lưu ở chế độ ổn định với mục đích giúp mô hình hóa dòng chảy nhiều pha trong hệ thống "vỉa - giếng" và cả trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí; mô hình hóa các thiết kế giếng và thiết bị lòng giếng từ đơn giản tới phức tạp, thiết kế thiết bị khai thác nhân tạo như gaslift hoặc bơm điện chìm, tối ưu hóa hệ thống gaslift hoặc bơm điện chìm nhằm nâng cao tối đa sản lượng khai thác, giảm thiểu lượng khí gaslift hoặc năng lượng cần thiết cho bơm điện chìm để giảm chi phí đến mức tối thiểu. Việc tính toán đường gradient nhiệt độ của giếng là một quy trình trong thiết kế và tối ưu khai thác gaslift, bơm điện chìm.

Sau khi nhập đầy đủ các thông số cần thiết cho việc xây dựng mô hình khai thác của giếng A, tiếp tục phân tích nhiệt độ theo chiều sâu của giếng, với lưu lượng của



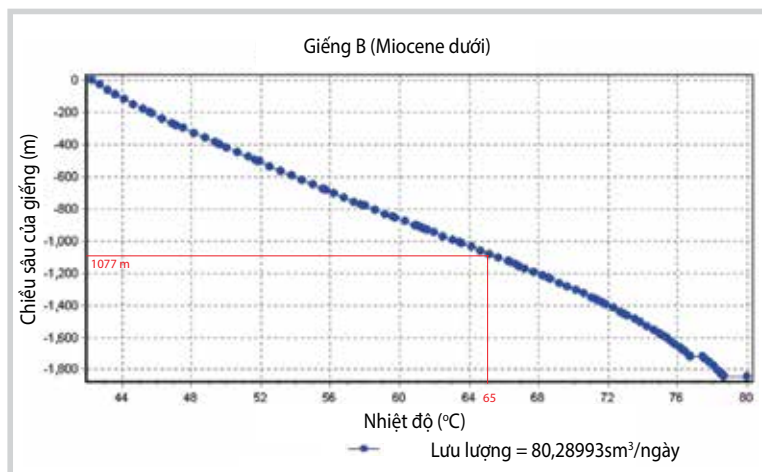
Hình 6. Biến thiên nhiệt độ theo chiều sâu của giếng A với Q = 95m³/ngày

Bảng 5. Thông số vỉa, lưu lượng dự kiến, PVT giếng B

TT	Thông số	Giá trị	Đơn vị
1	Áp suất vỉa	91,76	atm
2	Chỉ số khai thác (PI)	2,3	m³/ngày/atm
3	Nhiệt độ vỉa	80	°C
4	Tỷ lệ nước	0	%
5	Lưu lượng dầu	80	m³/ngày
6	Tỷ số khí dầu (GOR)	138,6	m³/m³
7	Tỷ trọng khí	0,72	
8	Tỷ trọng dầu	0,8557	
9	Tỷ trọng nước	1,02	
10	Đường kính ống khai thác	73	mm
11	Áp suất đầu giếng	9	atm
12	Áp suất khí gaslift	94	atm
13	Lưu lượng khí gaslift	10.000	m³/ngày

Bảng 6. Chiều sâu lắp đặt van gaslift của giếng B

TT	Thông số	Đặc tính	Chiều sâu (m)
1	Van gaslift số 1	Van khởi động	892,9
2	Van gaslift số 2	Van khởi động	1.598,6
3	Van gaslift số 3	Van làm việc	2.050,6



Hình 7. Biến thiên nhiệt độ theo chiều sâu của giếng B với Q = 80m³/ngày

giếng dự kiến khai thác là 95m³/ngày. Kết quả thu được thể hiện trong Hình 6.

Như vậy, chiều sâu lắp đặt van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu có hiệu quả là ≥ 1.005m.

### 3.2. Giếng B

Giếng B thuộc khu vực trung tâm của mỏ Rồng, dự kiến khoan đến chiều sâu 2.303m, khoảng vỉa khai thác 2.200 - 2.245m, đối tượng Miocene dưới. Kết quả phân tích mẫu dầu thu được từ kết quả khoan thăm dò trong khu vực mỏ cho thấy dầu có hàm lượng paraffin cao và nhiệt độ dầu ở bề mặt thấp (30 - 44°C), do vậy phải lắp đặt van hóa phẩm để làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu.

Việc xác định vị trí đặt van bơm ép dựa vào đường đặc tính nhiệt độ dòng chất lưu được xác định tương tự như giếng B thông qua phần mềm ứng dụng, với nhiệt độ vỉa được xác định từ công thức (3) cho tầng Miocene.

Kết quả thu được với lưu lượng của giếng dự kiến khai thác là 80m³/ngày (Hình 7).

Như vậy, chiều sâu lắp đặt van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu có hiệu quả là ≥ 1.077m.

### 4. Kết luận

Từ các số liệu khảo sát giếng ở Vietsovpetro, bài báo đã phân tích và đưa ra phương trình đường biến thiên nhiệt độ theo độ sâu cho các đối tượng khai thác khác nhau: Miocene dưới, Oligocene và móng.

Dựa trên cơ sở sự biến thiên nhiệt độ theo độ sâu, kết hợp với thông số khai thác cụ thể cho từng giếng, nhóm tác giả đã đề xuất hiệu chỉnh và ứng dụng có hiệu quả cho việc tính toán chiều sâu để bơm ép hóa phẩm nhằm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu, góp phần nâng cao hiệu quả của công tác vận chuyển dầu có nhiệt độ miệng giếng thấp ở các giếng khai thác trên các giàn nhẹ mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro.

Việc lắp đặt van hóa phẩm đến độ sâu cụ thể cho từng giếng sẽ cho phép Vietsovpetro xử lý dầu có nhiệt độ miệng giếng thấp trên

các công trình biển (đặc biệt là các giếng gaslift có lưu lượng khai thác thấp) đảm bảo cải thiện dòng chảy, để vận chuyển dầu bằng đường ống đến nơi xử lý và chứa dầu.

Ngoài ra, việc áp dụng phương pháp địa nhiệt này còn có các ưu điểm sau:

- Đảm bảo được việc vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm, không cần phải lắp đặt bộ gia nhiệt cho dầu trên các giàn nhẹ, không cần tiêu tốn thêm nhiên liệu, do đó sẽ giúp giảm giá thành xử lý dầu.

- Có thể sử dụng van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm tách nước (demulsifier) cùng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc của dầu, tận dụng nhiệt độ cao để xử lý tách nước trong dầu.

### Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiển, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ. *Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Nam Việt Nam*. 2016.
2. Trần Huyền. *Năng lượng và năng lượng địa nhiệt ở Việt Nam (Kỳ 2)*. Hội Dầu khí Việt Nam. 2015.
3. Phòng Thiết kế khai thác, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Tuyển tập Báo cáo Thủy động lực học mỏ Bạch Hổ*. 2013.

## GEOHERMAL APPLICATIONS IN TREATMENT AND TRANSPORTATION OF HIGH PARAFFIN OIL IN BACH HO AND RONG FIELDS

Phan Duc Tuan<sup>1</sup>, Nguyen Thuc Khang<sup>2</sup>, Tran Dinh Kien<sup>3</sup>  
 Nguyen Van Minh<sup>2</sup>, Nguyen Van Trung<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Vietsovpetro

<sup>2</sup>Vietnam Petroleum Association

<sup>3</sup>Hanoi University of Mining and Geology

### Summary

**Crude oil produced on satellite platforms (BK/RC) at Bach Ho and Rong fields has very low surface temperature ((35 - 45°C), high paraffin content, high viscosity and high pour point temperature. To transport this produced oil by submarine pipelines from the satellite platforms to the fixed platform or central processing platform (CPP), crude oil needs to be treated with a chemical that reduces the pour point temperature. The results of research on the rheological properties of crude oil at Bach Ho and Rong fields show that for effective treatment of high paraffin oil, crude oil must have a temperature of not less than 65°C ( $T \geq 65^\circ\text{C}$ ) (5-10°C higher than paraffin crystallization temperature).**

**The paper presents a geothermal application method in crude oil treatment for transportation of high paraffin oil, and determines the depth, where the temperature is higher than 65°C, for installation of the chemical injection valve for paraffin treatment with the highest effectiveness.**

**Key words:** Paraffin, geothermal gradient, pour point temperature, rheological properties, Bach Ho, Rong.