

10.

ĐÁNH GIÁ CÁC MÔ HÌNH DỰ ĐOÁN LẮNG ĐỘNG PARAFIN TRONG ĐƯỜNG ỐNG VẬN CHUYỂN DẦU THÔ

TS. Lê Quang Duyệt, TS. Trần Hữu Kiên, PGS.TS. Nguyễn Thế Vinh

Trường Đại học Mở - Địa chất

Nguyễn Thế Dũng

Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro

Tóm tắt

Lắng đọng paraffin trong đường ống là một thách thức nghiêm trọng đối với công nghiệp dầu khí không những trong vận chuyển dầu thô mà còn cả trong công tác khai thác dầu khí. Độ nhám bề mặt đường ống là nguyên nhân ban đầu của sự lắng đọng, sau đó theo thời gian, tiết diện ngang hiệu dụng của đường ống bị giảm do sự bám dính paraffin trong đường ống, làm tăng áp suất bơm, hỏng hóc thiết bị và tắc nghẽn, dẫn đến chi phí cho thời gian dừng sản xuất không cần thiết và trong tình huống xấu nhất là phải hủy bỏ đường ống. Trong bài viết này, nhóm tác giả đánh giá các mô hình toán học và vòng lặp thử nghiệm được sử dụng để dự đoán và tính toán lắng đọng paraffin trong đường ống bằng các hàm của áp suất, nhiệt độ và thành phần chất lưu; bằng cách đánh giá các giả lập và ưu nhược điểm của mô hình. Chúng ta thấy rằng, hầu hết các mô hình toán học áp dụng cơ chế khuếch tán phân tử vào mô hình và bỏ qua các hiệu ứng cắt; dẫn đến dự báo sai mức độ lắng đọng paraffin. Thiết bị thử nghiệm tốn thời gian do việc tạo và xử lý cũng như đo kiểm quá trình lắng đọng paraffin; hiệu chỉnh mô hình bao gồm nhiều thao tác như tích hợp cảm biến để phát hiện, đo lường và phân tích sự lắng đọng paraffin. Các mô hình dự đoán paraffin đáng tin cậy là cần thiết để thiết kế đường ống đúng cách và áp dụng các chiến lược tiết kiệm chi phí để ngăn ngừa, kiểm soát và loại bỏ sự lắng đọng paraffin.

Từ khóa: *Lắng đọng paraffin, dầu thô, đường ống*

1. GIỚI THIỆU

Đường ống được sử dụng rộng rãi để vận chuyển dầu thô; để sử dụng thực tế, việc đảm bảo dòng chảy là rất quan trọng. Sự hình thành lớp parafin lắng đọng trong đường ống là một trong những khó khăn chính về đảm bảo dòng chảy mà ngành dầu mỏ phải đối mặt (Diaz và Theyab, 2017); đó là thách thức chính về đảm bảo dòng chảy trong các đường ống vận chuyển và khai thác dầu thô (Zhao và cộng sự, 2017). Parafin là tên gọi chung cho nhóm các

hydrocarbon dạng ankan với phân tử lượng lớn có công thức tổng quát C_nH_{2n+2} , trong đó n lớn hơn 20. Parafin được Carl Reichenbach phát hiện ra trong thế kỷ 19. Nó là một dung dịch rắn có cấu trúc lamellar (dạng hình tấm) tương tự như n -alkan nguyên chất với các tiểu ô hình thoi (Clavell-Grunbaum và cộng sự, 1997). Vấn đề lắng đọng parafin trong đường ống có tác động lớn do sự hình thành độ nhám bề mặt đường ống ở giai đoạn đầu của quá trình kết tủa, dẫn đến tăng lắng đọng và giảm áp suất; sau đó làm giảm tiết diện ngang hiệu dụng của đường ống (Hình 1) làm giảm khả năng vận chuyển, đòi hỏi áp suất bơm lớn hơn để duy trì lưu lượng (Singh và cộng sự, 2000), cuối cùng giảm sản lượng (Garcia-james và cộng sự, 2012) và gây hư hỏng thiết bị. Nhiều thời điểm tắc nghẽn và gián đoạn dòng chảy dẫn đến chi phí bảo trì tăng (Sulaiman và cộng sự, 2014) và tổn thất kinh tế (Wang và cộng sự, 2015) do phải xử lý làm sạch, xử lý hóa học, tiêu hao nhân công (Chen và cộng sự, 1997), kiểm tra bằng pigging do tắc nghẽn parafin (Kang và cộng sự, 2014; Schaefer, 1991; Wang và cộng sự, 2015; Zhang và Liu, 2010). Kết quả tổng thể là việc dừng đường ống (xem Hình 2 và 3).

Hình 1. Lượng sáp làm giảm đường kính hiệu quả trong đường ống



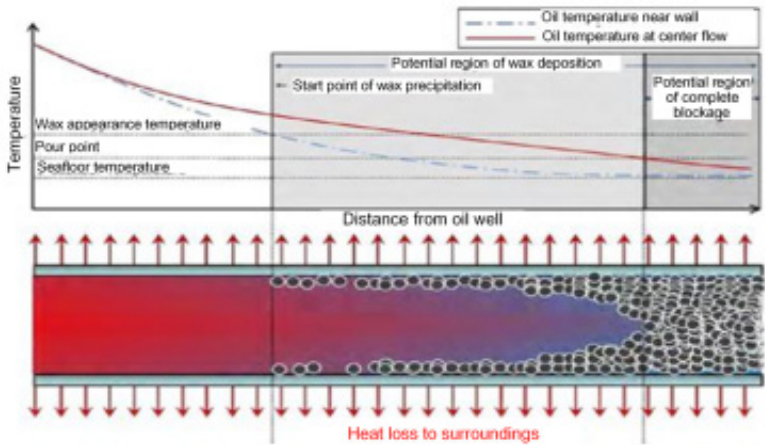
Hình 2. Đường ống bị nghẽn



Nguồn: Handal (2008); Lee (2008); Nguyen và cộng sự (2001); Singh và cộng sự (2000)

Nguồn: Zhu và cộng sự (2008)

Hình 3. Quá trình lắng đọng paraffin



Nguồn: Kang và cộng sự (2014)

Nhiều nghiên cứu đã phát triển các mô hình toán học (Burger và cộng sự, 1981; Hsu và Brubaker, 1995; Rosvold, 2008; Singh và cộng sự, 2000) và vòng lặp thử nghiệm (Miao và cộng sự, 2008; Wang và Huang, 2014; Trương và Lư, 2010) để dự báo parafin và tính toán lưu lượng trong đường ống dựa trên áp suất, nhiệt độ và thành phần của chất lưu. Việc dự báo chính xác lượng parafin lắng đọng bằng mô hình rất hữu ích cho các hoạt động thực tế và thiết kế can thiệp đường ống. Các đặc tính cơ học và hóa học của parafin lắng đọng cũng hữu ích để lựa chọn phương pháp xử lý phù hợp.

Mặc dù các mô hình này có thể dự báo lượng parafin lắng đọng trên bề mặt đường ống, nhưng các hiểu biết về chúng còn hạn chế. Do đó, việc đánh giá tổng quan các mô hình dự báo lắng đọng parafin là cần thiết. Nghiên cứu này đã tổng hợp chi tiết về các mô hình toán học và vòng lặp thử nghiệm hiện có được sử dụng để dự báo lắng đọng parafin trong đường ống nhằm cải thiện tính toàn vẹn của hệ thống vận chuyển đường ống và đề xuất vòng lặp thử nghiệm tốt nhất để dự báo lắng đọng parafin. Nhiệm vụ tổng quan này được thực hiện bằng cách đánh giá các giả định, ưu nhược điểm của từng mô hình dự báo.

Dự báo parafin đóng vai trò quan trọng trong việc thiết kế các hoạt động xử lý parafin (Zheng, 2017). Do đó, việc dự báo chính xác độ dày của lớp parafin lắng đọng trong các hoạt động khai thác, vận chuyển dầu thô là cần thiết để hỗ trợ thiết kế kỹ thuật và vận hành thực tế (Zhao và cộng sự, 2017).

1.1. Lý thuyết về paraffin, quá trình kết tinh và lắng đọng

Sự tồn tại của paraffin trong dầu thô gây ra những thách thức cho các nhà thầu, vận chuyển và lọc dầu (Sanjay và cộng sự, 1995). Tất cả các chất rắn được kết tủa hoặc hòa tan trong quá trình làm mát hoặc đun nóng tương ứng đều được gọi là sáp (Baltzer Hansen và cộng sự, 1991). Hai loại sáp chính là sáp macro tinh thể cấu tạo từ paraffin thông thường và sáp micro tinh thể từ iso-paraffin và naphthene (cyclo-paraffin) (Thanh và cộng sự, 1999). Phân tích thành phần dầu thô SARA (Saturates, Aromatics, Resins, and Asphaltenes - Nhóm các chất bão hòa, thơm, nhựa, và nhựa đường) đóng vai trò quan trọng (Fan và cộng sự, 2002; Klein và cộng sự, 2006) để biết được tiềm năng lắng đọng paraffin, thành phần và tính ổn định của dầu thô. Lượng hydrocarbon thơm lớn hơn trong dầu thô có tính ổn định và giữ lại paraffin nặng trong dung dịch, giảm lắng đọng. Tuy nhiên, hệ thống dầu thô quá bão hòa (paraffin) thì không ổn định (Carbognani và cộng sự, 1999) và dễ dàng kết tủa, lắng đọng paraffin. Do đó, tính ổn định của dầu phụ thuộc vào hàm lượng chất rắn và sự cân bằng giữa các hợp chất thơm và độ bão hòa (Ashoori và cộng sự, 2017).

Quá trình kết tinh tạo thành tinh thể từ trạng thái khí hoặc lỏng (Jones, 2002); sự hình thành và phát triển tinh thể được gọi là quá trình kết tinh (De Yoreo và Vekilov, 2003). Trong nhiều trường hợp, do sự nảy mầm của tinh thể có kiểu hình thành gần giống quá trình lắng đọng nên các kết tinh hoặc kết tủa được sử dụng thay thế cho lắng đọng (Zhu và cộng sự, 2008). Lắng đọng paraffin được hình thành từ một pha rắn đã được kết tủa (paraffin), trong khi kết tủa không nhất thiết dẫn đến lắng đọng do các điều kiện vận hành hiện hành (Theyab, 2018). Sự kết tủa của các thành phần paraffin ra khỏi dầu thô làm thay đổi các tính chất của dầu thô có sáp như độ đông đặc dầu thô, tính lưu biến và độ nhớt tăng (Li và Zhang, 2003). Sáp tồn

tại trong dung dịch như các thành phần tự nhiên của dầu thô cho đến khi nhiệt độ hạ đến hoặc thấp hơn giới hạn hòa tan của chúng, phụ thuộc trực tiếp vào nhiệt độ và là yếu tố quan trọng dẫn đến kết tủa và lắng đọng paraffin (Srivastava và cộng sự, 1997). Các yếu tố khác tạo thuận lợi cho việc lắng đọng bao gồm thành phần dầu, áp suất dầu, lưu lượng và độ nhám bề mặt của ống hoặc lớp bám (Zougari và Sopkow, 2007).

1.2. Cơ chế lắng đọng paraffin

Để dự đoán tốc độ lắng đọng paraffin, cần nắm rõ các cơ chế tích tụ hoặc loại bỏ lớp bám (Yang và cộng sự, 2020). Nhiều nhà khoa học đã công bố về các cơ chế lắng đọng paraffin (Azevedo và Teixeira, 2003; Brown và cộng sự, 1993; Burger và cộng sự, 1981; Hsu và cộng sự, 1998; Hunt Jr, 1962; Majeed và cộng sự, 1990; Singh và cộng sự, 1999; Weingarten và Euchner, 1986; Weispfennig, 2001) đã thống nhất rằng, khuếch tán phân tử, phân tán cắt, khuếch tán Brown và lắng trọng lực là các cơ chế lắng đọng paraffin chính (Bhattacharya, 1991; Burger và cộng sự, 1981; Fusi, 2003; Hamouda và Ravneøy, 1992; Hsu và Brubaker, 1995; Navaneetha Kannan và cộng sự, 2018; Todi và Deo, 2006). Tuy nhiên, lắng trọng lực ít được quan tâm do tác động thấp hơn đến quá trình lắng đọng paraffin trong điều kiện dòng chảy (Golchha và cộng sự, 2015).

1.2.1. Khuếch tán phân tử

Trong quá trình vận chuyển, dầu bị hạ nhiệt độ do quá trình trao đổi nhiệt qua thành ống, tạo ra gradien nhiệt theo hướng xuyên tâm giữa thành trong và lớp biên của dòng chảy. Một lớp phụ mỏng dạng tầng mỏng tồn tại giữa chất lỏng trong đường ống và thành ống (Burger và cộng sự, 1981). Sự lắng đọng paraffin xảy ra khi nhiệt độ thành ống thấp hơn nhiệt độ xuất hiện paraffin (WAT) (Xiao và cộng sự, 2012). Gradien nhiệt độ xung quanh thành ống tạo ra gradien nồng độ của paraffin hòa tan sau đó được di chuyển đến thành ống bằng quá trình khuếch tán (Burger và cộng sự, 1981; Coto và cộng sự, 2011). Phương trình khuếch tán Fick biểu thị tốc độ lắng đọng paraffin của các phân tử paraffin lên thành ống:

$$\frac{dG}{dt} = \rho_w D_m \frac{dC}{dr} \quad (1)$$

dG/dt là tốc độ khuếch tán của các phân tử paraffin trên một đơn vị diện tích đơn vị thời gian và dC/dr là nồng độ xuyên tâm của các phân tử paraffin.

Các nhà khoa học (Giacchetta và cộng sự, 2019) đã công bố về quá trình lắng đọng paraffin do khuếch tán phân tử được tóm tắt trong năm bước sau:

(1) Sự kết tủa của các phân tử paraffin hòa tan và hình thành một lớp bám ban đầu trên bề mặt thành ống.

(2) Sự tạo thành gradien nồng độ xuyên tâm của các thành phần sáp hòa tan dẫn đến khuếch tán các phân tử paraffin từ dầu thô ra thành ống.

(3) Sau đó, các thành phần sáp kết tủa trên bề mặt của lớp bám hiện có, góp phần làm tăng độ dày.

(4) Kéo theo sự khuếch tán các phân tử paraffin bên trong lớp bám, làm tăng tỷ lệ phần sáp rắn của lớp lắng đọng.

(5) Cuối cùng, quá trình khuếch tán ngược của dầu đã tách sáp ra khỏi lớp bám; hai bước cuối cùng (4 và 5) gây nên sự lão hóa của lớp bám do tỷ lệ phần sáp rắn của lớp bám tăng lên.

1.2.2. Khuếch tán Brown

Khuếch tán Brown xảy ra ở các vùng của dòng dầu trong đường ống nơi nhiệt độ thấp hơn điểm sương. Tinh thể paraffin kết tủa ra khỏi dung dịch và lơ lửng trong dầu va chạm với các phân tử dầu bị kích động nhiệt, tạo ra chuyển động ngẫu nhiên không đều của các tinh thể (Azevedo và Teixeira, 2003). Với sự hiện diện của gradien, nồng độ của các tinh thể rắn, có một sự vận chuyển dòng các tinh thể theo hướng giảm nồng độ. Quá trình này được đặc trưng bởi hệ số khuếch tán Brown của các hạt (tinh thể) và dòng các hạt được đưa ra bởi định luật khuếch tán của Fick trong phương trình (2).

$$\frac{dm_B}{dt} = \rho_d D_B A \frac{dC^*}{dr} \quad (2)$$

1.2.3. Phân tán cắt

Xuất hiện khi các hạt paraffin đã kết tủa chảy với tốc độ trung bình của dòng chất lỏng bị tác động bởi lực thành ống và lực liên kết phân tử của dòng chảy (Burger và cộng sự, 1981; Rosvold, 2008). Một trường cắt tồn tại ở nơi các hạt chuyển động chậm hơn tương tác với các hạt chuyển động nhanh hơn gần đó ở trung tâm dòng chảy trong dòng chất lỏng. Đối với nồng độ cao của các hạt paraffin, sự tương tác của chúng tạo ra sự dịch chuyển tạm thời lớn, tạo ra quá trình vận chuyển ngang dòng của sáp trên thành dòng chảy (Burger và cộng sự, 1981). Burger đã tiến hành công việc thực nghiệm ở điều kiện thông lượng nhiệt độ thấp, nơi dự kiến lắng đọng bằng khuếch tán phân tử bằng 0; thí nghiệm của ông cho thấy ít hoặc không đo được lượng paraffin lắng đọng, do đó kết luận rằng phân tán cắt chỉ trở nên liên quan trong điều kiện nhiệt độ thấp và thông lượng nhiệt độ thấp.

1.2.4. Lắng trọng lực

Sự lắng xuống của các tinh thể sáp kết tủa đặc hơn pha dầu lỏng xung quanh (Theyab, 2018) đã kết luận về mối quan hệ giữa sự tương tác của các hạt và lắng đọng; phát hiện ra các hạt không tương tác lắng trong trường trọng lực và lắng xuống đáy ống. Ngoài ra, các hạt tinh thể paraffin kết tủa từ dầu nặng hơn các hạt tinh thể dầu lỏng lắng xuống đáy ống do tác dụng của trọng lực (Xiao và cộng sự, 2012). Các tinh thể sáp kết tủa đặc hơn pha dầu và gây ra lắng trọng lực, một cơ chế lắng đọng có thể xảy ra (Burger và cộng sự, 1981). Tất cả các nhà nghiên cứu trong lĩnh vực này đều đồng ý rằng, khuếch tán phân tử của sáp hòa tan là yếu tố quan trọng nhất góp phần vào lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển và ngành dầu khí nói chung (Forsdyke, 1997; Todi và Deo, 2006).

2. MÔ HÌNH DỰ BÁO

Nghiên cứu này nhằm mục đích tổng hợp các mô hình toán học và vòng lặp thử nghiệm dự báo lắng đọng paraffin chi tiết trong đường ống. Đánh giá và thảo luận các mô hình khác

nhau do một số nhà khoa học phát triển dựa trên các hạn chế, giả định phát triển, thông số, ưu nhược điểm giữa chúng.

2.1. Mô hình dự báo toán học

Các mô hình toán học nhằm mục đích dự báo lắng đọng paraffin trong đường ống để tính toán vị trí và tốc độ hình thành paraffin trên bề mặt thành ống. Hầu hết các mô hình được xem xét được xây dựng dựa trên các nguyên tắc nhiệt động lực học, cân bằng pha, truyền khối lượng/nhiệt và cơ học chất lưu.

2.1.1. Mô hình Burger và cộng sự (1981)

Mô hình Burger và cộng sự (1981) nghiên cứu quá trình lắng đọng paraffin và xác định bản chất, độ dày của lớp bám như một hàm của thời gian và khoảng cách. Họ định lượng tốc độ lắng đọng paraffin trong đường ống bằng cách xác định chính xác tổng lượng vật liệu dạng hạt rắn được vận chuyển trong thành ống như paraffin, nhựa, nhựa đường và asphaltenes. Lượng tinh thể paraffin trong dầu được xác định và phân tích lần đầu bằng sắc ký khí - lỏng, và phát hiện ra rằng, cấu trúc rỗng xốp của lớp bám tinh với các khoảng trống chứa đầy dầu lỏng là do quá trình vận chuyển ngang và kết hợp các tinh thể paraffin đã kết tủa trước đó.

Mô hình Burger và cộng sự (1981) đưa ra các giả định sau:

- (1) Động học và tốc độ kết hợp các hạt rắn vào lớp tinh là bước kiểm soát.
- (2) Tinh thể paraffin ra khỏi dung dịch tại giao diện hai pha rắn - lỏng do khuếch tán phân tử được kết hợp hoàn toàn vào lớp bám rắn.
- (3) Tốc độ lắng đọng tỷ lệ thuận với tốc độ cắt thành khi tốc độ cố định phụ thuộc vào sự tương tác của các hạt rắn tại giao diện pha.
- (4) Tốc độ kết hợp các lớp bám rắn vào lớp bất động W_{sb} là cơ chế kiểm soát được đưa ra bởi phương trình (3).

$$W_{sb} = k^* C_w^* \gamma \quad (3)$$

Hằng số tốc độ lắng đọng (k^*) và nồng độ thể tích (C_w^*) được xác định bằng thực nghiệm.

Tốc độ cố định và lắng đọng các hạt rắn trong đường ống bị ảnh hưởng bởi các yếu tố hằng số tốc độ lắng đọng (k^*), nồng độ thể tích (C^*) và tốc độ cắt theo tỷ lệ (g). Tổng tốc độ lắng đọng paraffin trên thành ống (W_t) bao gồm khuếch tán phân tử và tốc độ kết hợp các lớp bám rắn vào lớp tinh được nêu ra bởi phương trình (4).

$$W_t = \rho A D_m \times \frac{dC}{dT} \times \frac{dT}{dy} + W_{sb} \text{ or } W_t = \rho A D_m \times \frac{dC}{dT} \times \frac{dT}{dy} + k^* C_w^* \gamma_A \quad (4)$$

Trong đó: dC/dT là hệ số hòa tan của tinh thể paraffin trong dầu, và dT/dy là gradien nhiệt theo hướng xuyên tâm tại thành ống được xác định từ các giá trị đo được.

Các thông số trên được xác định từ dữ liệu phòng thí nghiệm và được xác nhận trong các nghiên cứu kiểm tra thực địa. Chúng tôi nhận thấy rằng, sự lắng đọng paraffin trên thành ống là do vận chuyển cả tinh thể paraffin hòa tan và kết tủa trong điều kiện dầu chảy ngược.

2.1.2. Mô hình Singh và cộng sự (2000)

Các học giả (Singh và cộng sự, 2000) đã đề xuất ý tưởng về lão hóa paraffin và phát triển một mô hình dự báo tốc độ lắng đọng paraffin, sự gia tăng hàm lượng paraffin trong lớp bám; dựa trên hiệu ứng gradien nhiệt và nén cơ học đối với lão hóa. Họ phát hiện ra rằng, tốc độ lão hóa lớp gel giảm đáng kể khi chênh lệch nhiệt độ giữa lớp gel giảm, cho thấy lão hóa lớp bám phụ thuộc mạnh vào chênh lệch nhiệt độ giữa lớp bám do các lực đẩy cần thiết cho quá trình lắng đọng paraffin. Bản chất gồ ghề của gel lắng đọng và dòng chất lỏng chảy trên bề mặt gel không cho thấy bất kỳ hiệu ứng nào của lực cắt và lực nén lên lớp bám dựa trên nén cơ học. Sự giảm chênh lệch nhiệt độ làm cho gradien nồng độ của paraffin hòa tan giảm trong biểu thức khuếch tán phân tử, dẫn đến giảm độ dày tổng thể của lớp bám. Tuy nhiên, quá trình lão hóa phụ thuộc yếu hơn nhiều vào lực nén so với chênh lệch nhiệt độ giữa lớp bám. Phân tích vòng lặp dòng chảy cho thấy lão hóa là do gradien nhiệt truyền qua lớp gel từ quá trình khuếch tán ngược của paraffin và các phân tử vào và ra khỏi lớp gel.

Giả định của mô hình Singh và cộng sự (2000):

(1) Họ coi khuếch tán phân tử là cơ chế chi phối của quá trình lắng đọng paraffin và bỏ qua các cơ chế khuếch tán hạt và lắng trọng lực.

(2) Họ bỏ qua ứng suất cắt loại bỏ gel lắng đọng trong vòng lặp dòng chảy.

(3) Tất cả các quá trình đều được coi là trạng thái quasi-steady (xấp xỉ phụ thuộc thời gian).

(4) Truyền nhiệt một chiều từ bề mặt dầu - gel đến thành ống lạnh.

(5) Không có sự thay đổi theo hướng xuyên tâm về hàm lượng paraffin của lớp gel mỏng được giả định.

(6) Họ coi độ dẫn nhiệt của gel là một hàm của hàm lượng paraffin của nó.

Người ta thấy rằng, một khi chịu tác động của lực cắt; lớp gel cao hơn lực kết dính - lực dính kết bên trong gel do dòng dầu và lực cắt phá vỡ một phần lớp gel. Lượng nhỏ gel sập - dầu bong ra được quan sát thấy ở số Reynolds 5200; giả định không bong ra là hợp lý đối với số Reynolds nhỏ hơn 2100. Độ dẫn nhiệt của gel là hàm của hàm lượng paraffin; và liên quan đến cân bằng khối lượng, tốc độ tăng trưởng của lớp bám, cân bằng năng lượng và cân bằng khối lượng tổng thể trong quá trình lắng đọng paraffin.

Cân bằng khối lượng giúp hiểu về nồng độ sáp lỏng ở đường tâm, thành chất lỏng, gradien nồng độ và dòng đối lưu của các phân tử paraffin hướng về thành ống. Tốc độ thay đổi của paraffin trong lớp gel tương đương với dòng đối lưu xuyên tâm của các phân tử paraffin từ khối lượng lớn đến giao diện gel lỏng được đưa ra bởi phương trình (5).

$$\pi(R^2 - r^2) \frac{d\bar{F}_w(t)}{dt} - 2\pi r_i \bar{F}_w(t) \frac{dr_i}{dt} = \frac{2\pi r_{ik1}}{\rho_{gel}} [C_{wb} - C_{ws(T_i)}] \quad (5)$$

Tốc độ tăng độ dày lớp bám và hàm lượng paraffin của tốc độ tăng trưởng lớp bám gel được đưa ra bởi phương trình (6).

$$\bar{F}_w(t)\rho_{gel} = \frac{k_1}{dt} [C_{wb} - C_{ws}(T_i)] + \frac{D_e}{R} \frac{DC_{ws}}{dT} \frac{dT}{dr} \Big|_i \quad (6)$$

Cân bằng năng lượng xác định tốc độ truyền nhiệt qua độ dày của lớp bám được đưa ra bởi phương trình (7).

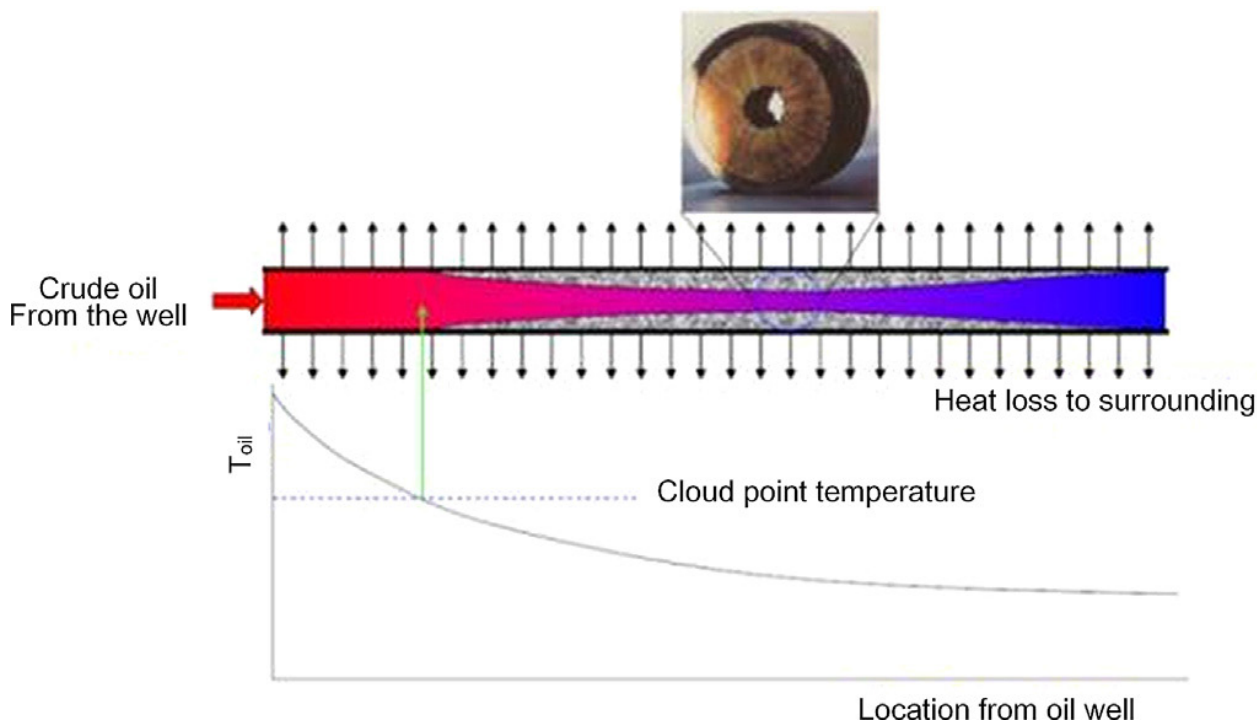
$$2\pi r_i h i (T_b - T_i) = \frac{2\pi k_e (T_i - T_a)}{\ln\left(\frac{R}{r_i}\right)} - 2\pi r_i k_1 [(C_{wb} - C_{ws}(T_i))] \Delta H_f \quad (7)$$

Cân bằng khối lượng tổng thể có tính tới sự thay đổi hàm lượng paraffin của dầu thô thành tổng lượng paraffin lắng đọng dưới dạng gel được hiển thị trong phương trình (8).

$$V_R(C_{wbo} - C_{wb}) = \int_0^L \pi R^2 y (2 - y) \bar{F}_w \rho_{gel} dL \quad (8)$$

Burger đã dự đoán tốc độ lắng đọng paraffin và dự đoán độ dày lớp bám theo thời gian và khoảng cách, bên cạnh phương trình Fick. Burger cho rằng, động học và tốc độ kết hợp các hạt rắn vào lớp tinh xốp hoặc lớp bám là bước kiểm soát (Burger và cộng sự, 1981) do vận chuyển ngang và kết hợp các tinh thể paraffin đã kết tủa trước; độ rỗng tăng độ dày lắng đọng paraffin (Jung và cộng sự, 2014). Sự lắng đọng paraffin trên thành ống là do vận chuyển cả tinh thể paraffin hòa tan và kết tủa trong điều kiện dầu chảy ngược.

Mô hình của Singh và cộng sự coi hàm lượng paraffin tổng thể của lớp gel là hàm chỉ phụ thuộc vào thời gian và vị trí trục. Họ coi khuếch tán phân tử là cơ chế chi phối của quá trình lắng đọng paraffin và phát triển quá trình lão hóa lớp gel do độ dày thay đổi. Hàm lượng paraffin tăng theo thời gian, phụ thuộc vào lưu lượng dầu và nhiệt độ thành ống; quá trình khuếch tán ngược chịu trách nhiệm cho lão hóa. Nhiệt độ thành ống và lưu lượng tăng dẫn đến giảm độ dày gel và độ dày paraffin tương ứng; hàm lượng sáp gel và lớp bám phụ thuộc mạnh vào quá trình lão hóa và chênh lệch nhiệt độ giữa nó. Mô hình của Singh hoạt động rất tốt trong dòng chảy tầng, nhưng các vùng chảy rối cần một số điều chỉnh do các hiệu ứng bong tróc hoặc loại bỏ, chúng cao hơn ở vùng chảy rối so với vùng chảy tầng (Venkatesan, 2004). Singh sử dụng tỷ lệ khung của các tinh thể paraffin thay đổi từ 1 đến 14 phụ thuộc vào lưu lượng để phù hợp với các giá trị lý thuyết và thực nghiệm cho thấy, nó giảm theo lưu lượng của dầu thô. Nghiên cứu chỉ ra các tinh thể paraffin có tỷ lệ khung thấp bền hơn do diện tích tiếp xúc lớn giúp dễ lắng đọng (Li và cộng sự, 2019) (Hình 4).

Hình 4. Quá trình lắng đọng sáp trong đường ống hydrocarbon thể hiện qua nhiệt độ dầu (T_{oil}) tại thành ống

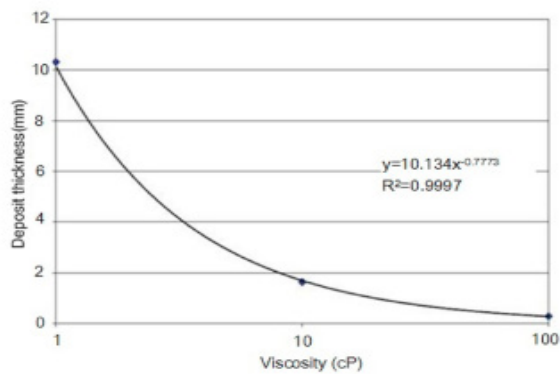
Nguồn: Al-Yaari (2011); Lee (2008); Theyab (2018)

2.1.3. Mô hình Singh và cộng sự (2011)

Singh sau khi phát triển mô hình 2000 đến năm 2011 (Singh và cộng sự, 2011) đã giới thiệu mô phỏng TUXAX cho Mô hình cân bằng (EM) và Truyền khối lượng màng (FMT), lần lượt cho kết quả trong 10 ngày & 2 ngày và sử dụng độ nhớt; cả hai mô phỏng đều chạy với độ nhớt 1, 10, 100 cP. Trong quá trình dự báo paraffin, độ nhớt dầu, phân tử dầu, độ dẫn nhiệt, tỷ lệ khung “Ka” và các thông số loại bỏ ứng suất cắt được sử dụng để so sánh. Tốc độ tăng trưởng lắng đọng paraffin trung bình được phân tích bằng dữ liệu lưu lượng tạm thời và giảm áp suất từ thực địa. Người ta đã xác nhận rằng, mô hình FMT cho tỷ lệ lắng đọng paraffin cao hơn mô hình EM. Tỷ lệ lắng đọng dự đoán từ cả mô hình FMT và EM đều thấp hơn dữ liệu thực tế; tuy nhiên, sử dụng độ nhớt mặc định, cả hai mô hình đều đưa ra các dự đoán hợp lý so với kết quả thực tế. Nếu không có bất kỳ loại bỏ ứng suất cắt nào, người ta thấy rằng tỷ lệ lắng đọng thực địa cao hơn so với dự đoán của mô hình EM. Kết quả từ cả hai mô hình đều cho thấy độ dày lắng đọng paraffin giảm đáng kể khi độ nhớt của dầu thô tăng (Hình 5 và Hình 6), và tác động của độ nhớt đến từ khả năng khuếch tán (xem Hình 7).

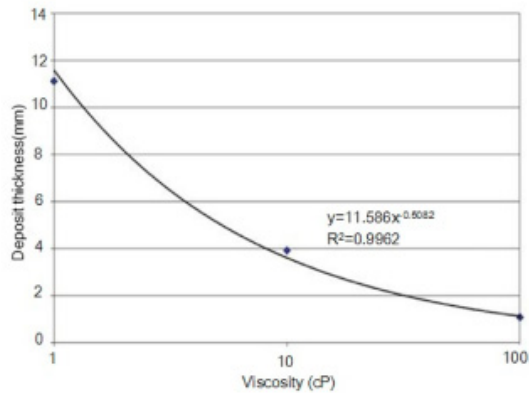
Độ dẫn nhiệt từ giá trị mặc định sang giá trị do người dùng xác định là 1, 2 và 3 thu được từ phân tích nhạy cảm cho cả hai mô hình. Kết quả cho thấy dự đoán độ dày lớp bám không phải là hàm phụ thuộc mạnh của độ dẫn nhiệt; cũng được hỗ trợ bởi Jung và cộng sự (2014), những người đã thảo luận về mối quan hệ giữa lắng đọng paraffin và độ dẫn nhiệt đã thấy rằng nó không ảnh hưởng đến độ dày lắng đọng paraffin.

Hình 5. Độ dày cặn tối đa quan hệ với độ nhớt sau 10 ngày lắng đọng sử dụng EM



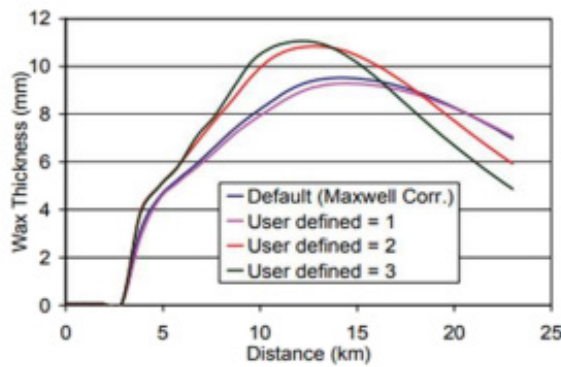
Nguồn: Singh và cộng sự (2011)

Hình 6. Độ dày cặn tối đa quan hệ với độ nhớt sau hai ngày lắng đọng bằng FMT



Nguồn: Singh và cộng sự (2011)

Hình 7. Dự đoán EM sau 10 ngày

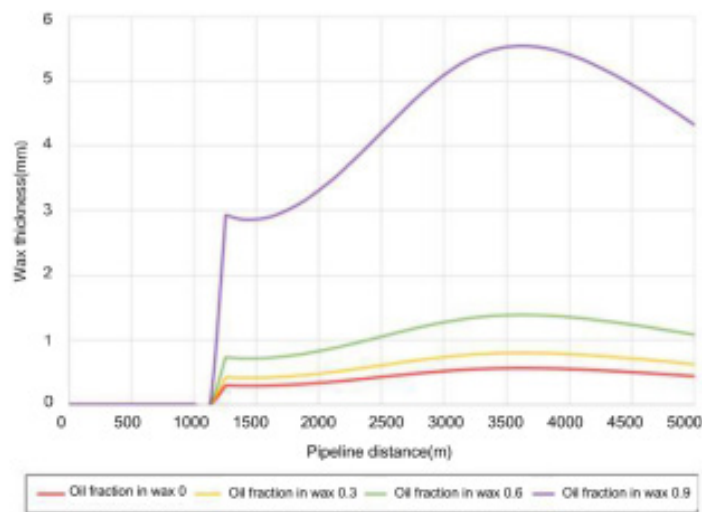


Nguồn: Singh và cộng sự (2011)

Lượng paraffin được phát hiện tăng theo sự gia tăng của tỷ lệ dầu trong cả hai mô hình đơn giản vì tốc độ tăng trưởng của lắng đọng paraffin phụ thuộc vào độ rỗng của paraffin, cho biết lượng dầu bị giữ lại trong lớp sáp được hỗ trợ bởi Zhao và cộng sự (2017), Jung và cộng sự (2014) – những nhà khoa học chỉ ra rằng, tỷ lệ dầu lớn hơn trong sáp làm tăng độ rỗng của nó dẫn đến tăng độ dày lắng đọng paraffin (Hình 8). Mối quan hệ giữa độ rỗng của paraffin và độ dày cũng được Diaz và Theyab (2017) thảo luận và thấy rằng, độ dày paraffin dự đoán tăng theo độ rỗng tăng và ngược lại. Singh và các nhà nghiên cứu khác xác nhận tỷ lệ dầu và độ rỗng của paraffin có liên quan, ảnh hưởng đến tổng lượng lắng đọng paraffin (Hình 9).

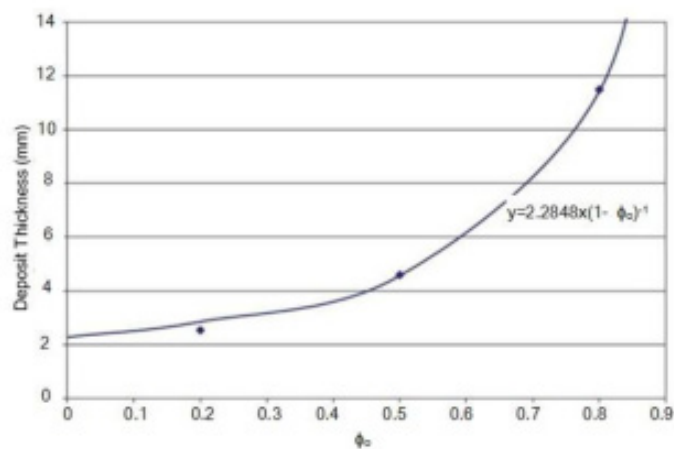
Tác động của tỷ lệ khung tinh thể (Ka) cũng được Singh và cộng sự (2011) thảo luận, những người đã xem xét tỷ lệ khung trong mô hình FMT và thấy rằng khi kết hợp với quá trình lão hóa, giá trị tham số $Ka = 1$ được Singh và cộng sự (2000) định nghĩa phù hợp với dữ liệu lắng đọng paraffin thực địa. Tỷ lệ khung lượng hóa khả năng khuếch tán hiệu quả của paraffin qua lớp bám và trong trường hợp này, được sử dụng để so sánh các giá trị giữa dữ liệu lý thuyết và dữ liệu thực địa (Hình 10).

Hình 8. Đường cong độ dày sáp cho các thành phần dầu khác nhau



Nguồn: Jung và cộng sự (2014)

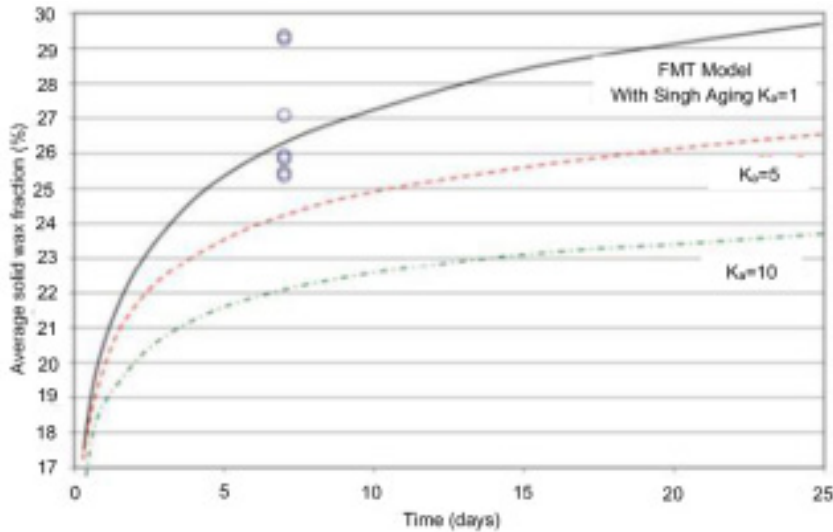
Hình 9. Độ dày lắng đọng sau hai ngày lắng đọng theo thành phần dầu sử dụng FMT



Nguồn: Singh và cộng sự (2011)

Singh và cộng sự (2011) đã lựa chọn cẩn thận các mô hình Matzain và Venkatesan trong mô hình của họ và thấy rằng tốc độ loại bỏ ứng suất cắt trong mô hình Matzain dẫn đến độ dày lắng đọng thấp hơn.

Hình 10. Lắng đọng trung bình là hàm tỷ lệ với thuận



Nguồn: Singh và cộng sự (2011)

2.1.4. Mô hình Matzain (2000)

Matzain và cộng sự (2000) đã thiết kế một mô hình động học bán kinh nghiệm kết hợp các cơ chế giảm sáp được gọi là cắt bằng cắt, giúp giảm tốc độ lắng đọng cùng với phân tán cắt khuếch tán phân tử để mô phỏng lắng đọng paraffin (Giacchetta và cộng sự, 2019). Matzain và cộng sự thấy rằng, tốc độ tích tụ paraffin trong mô hình Matzain được tính toán bằng định luật Fick được sửa đổi theo kinh nghiệm, tích hợp các mối tương quan theo kinh nghiệm trong mô hình tính đến các tác động của độ rỗng đến tốc độ tích tụ paraffin (Π1) và hiệu ứng giới hạn sáp của cắt tách (Π2)

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{\Pi_1}{1 + \Pi_2} D_{w0} + \left[\frac{DC_{ws}}{dT} \times \frac{dT}{dr} \right] \tag{9}$$

Các giá trị Π1; Π2 và N_{SR} được tìm thấy như thể hiện trong phương trình (10).

$$\Pi_1 = \frac{C_1}{1 - \frac{C_{oil}}{100}}, \Pi_2 = 1 + C_2 N_{SR}^{C_3} \text{ and } N_{SR} = \frac{\rho_L V_L \delta}{\mu_L} \tag{10}$$

C1, C2 và C3 là các hằng số kinh nghiệm bằng 15, 0.055 và 1.4 (Giacchetta và cộng sự, 2019).

Mô hình Matzain sử dụng hệ số khuếch tán hiệu dụng của sáp giảm để tính đến các hiệu ứng cắt; mô hình này hiệu quả và chính xác ở lưu lượng cao. Với mô hình này, tỷ lệ lắng đọng paraffin không tăng theo sự gia tăng tốc độ cắt của chất lỏng, do đó loại bỏ cắt Matzain dẫn đến dự báo quá mức về lắng đọng paraffin.

Từ những điều trên, chúng ta nhận thấy mô hình Singh (2011) đã sử dụng độ nhớt trong các dự đoán của họ bằng các mô hình EM và FMT; độ nhớt mặc định được sử dụng bởi cả hai mô hình đều đưa ra các dự đoán hợp lý so với kết quả thực tế; mô hình FMT xác nhận tỷ lệ lắng đọng paraffin cao hơn mô hình EM do độ dày lớp bám giảm đáng kể khi độ nhớt của dầu thô tăng.

Từ mô hình Matzain, chúng tôi quan sát thấy hệ số khuếch tán hiệu dụng của sáp giảm đề tính đến các ứng suất cắt, hữu ích và chính xác ở lưu lượng cao hơn, và tốc độ loại bỏ cắt cao hơn dẫn đến độ dày lắng đọng thấp hơn. Loại bỏ cắt Matzain cho thấy dự báo quá mức về tác động của cắt đối với tốc độ lắng đọng paraffin.

2.1.5. Mô hình Hsu và Brubaker (1995)

Hsu và Brubaker (1995) đã phát triển một mô hình để mở rộng quy mô kết quả lắng đọng paraffin phòng thí nghiệm cho các dây chuyền sản xuất dầu thô có paraffin. Họ dự đoán cấu hình lắng đọng paraffin dọc theo đường ống lạnh, các vấn đề tiềm ẩn về paraffin và tần suất đánh pig. Mô hình cho thấy hiệu ứng của độ nhiễu loạn làm tăng độ chính xác dự đoán và xác nhận rằng hiệu ứng độ nhiễu loạn của dòng chảy làm nổi bật quá trình lắng đọng paraffin và không nên bỏ qua khi mô hình hóa lắng đọng paraffin. Mô hình sử dụng tổng khối lượng paraffin lắng đọng được kiểm soát bởi cơ chế khuếch tán phân tử. Họ giả định mật độ paraffin không đổi vì một phần lớn của lớp paraffin là dầu bị giữ lại (lên đến 80%) và biểu thị tốc độ lắng đọng paraffin là độ dày y (mm) của paraffin lắng đọng trong một đơn vị thời gian (giờ) được xác định bởi phương trình (11).

$$\frac{dy}{dt} = \frac{1}{\rho_{WA}} \times \frac{dW}{dt} \quad (11)$$

Lắng đọng paraffin chỉ do cơ chế khuếch tán phân tử được gọi là xu hướng lắng đọng paraffin (Ω) được xác định bởi phương trình (12).

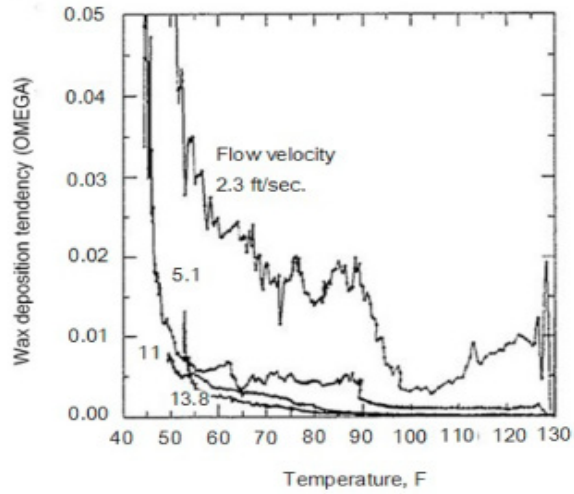
$$\Omega = \frac{\frac{dy}{dt}}{(VD) \frac{dT}{dL}} = \left(\frac{k_m}{\mu} \right) \left(\frac{\rho_0 C_p}{4k_0} \right) \left(\frac{dC}{dT} \right) \quad (12)$$

Đối với dầu phi Newton, độ nhớt và xu hướng lắng đọng paraffin (Ω) là các hàm của nhiệt độ dầu và tốc độ cắt cho loại dầu nhất định được xác định bởi phương trình (13).

$$\Omega = F_1(T, C, \gamma) = \left(\frac{k_m}{\mu} \right) \left(\frac{\rho_0 C_p}{4k_0} \right) \left(\frac{dC}{dT} \right) \quad (13)$$

Mô hình nhớt của dầu được kiểm tra cho thấy dầu hoạt động giống như chất lỏng Newton ở nhiệt độ trên 80°F, do đó làm cho Ω trong phương trình (12) và (13) không phụ thuộc vào lưu lượng ở nhiệt độ đó. Tuy nhiên, kết quả trong (Hình 11) cho thấy tác động quan trọng của lưu lượng đối với Ω . Họ thấy cần có một vài thông số để giải thích các tác động của lưu lượng. Nếu bỏ qua, thì ở điều kiện dòng chảy rối, dự đoán lắng đọng paraffin có thể quá thông thường và được ước tính quá cao.

Hình 11. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến Omega của bể chứa dầu



Nguồn: Hsu và Brubaker (1995)

Khi quá trình lắng đọng paraffin được kiểm soát bởi cả cơ chế khuếch tán phân tử và các hiệu ứng cắt, xu hướng lắng đọng paraffin (Ω) của nó được xác định bởi phương trình (14).

$$\Omega = F_1 + F_2 \quad (14)$$

F_1 = hiệu ứng cắt từ rơi và F_2 = xu hướng lắng đọng paraffin của nhiệt độ dầu/tốc độ cắt.

Hsu và Brubaker nhận ra rằng, khi sử dụng tốc độ cắt và ứng suất cắt làm bộ nhân, tốc độ lắng đọng paraffin là không hợp lý cao vì các đường ống lớn có vận tốc rất nhỏ dẫn đến tắc nghẽn đường ống ngay cả trong điều kiện dòng chảy rối; khi số Reynolds được sử dụng làm bộ nhân trong mô hình lắng đọng paraffin, đường ống đường kính lớn hơn, vận tốc dòng chảy áp dụng cho ống mô hình cũng vô cùng lớn; ở vận tốc này, sáp không lắng đọng trên thành ống, do đó không có tham số nào trong ba tham số được sử dụng làm bộ nhân. Tuy nhiên, họ đề xuất khái niệm sức căng bề mặt tới hạn của sáp như một bộ nhân; đối với một loại dầu và nhiệt độ dầu nhất định, dữ liệu lắng đọng paraffin phòng thí nghiệm được mở rộng theo mật độ dòng nhiệt và vận tốc dòng chảy, sức căng bề mặt tới hạn của sáp và hồ sơ dự đoán mở rộng cuối cùng được đưa ra bởi phương trình (15).

Sức căng bề mặt tới hạn của wax:

$$\frac{\Delta PD^{1+n}}{\Delta L} = K \rho^{1-n} \mu^n V^{2-n} \quad (15)$$

Kỹ thuật sức căng bề mặt tới hạn của sáp được áp dụng cho điều kiện dòng chảy đa pha. Sức căng bề mặt của sáp và các hiệu ứng cắt là các hàm của nhiệt độ dầu, thành phần (T; C) và nhiệt độ dầu, thành phần và vận tốc dòng chảy (T; C; V) tương ứng. Hsu và Brubaker tính đến các hiệu ứng cắt cho xu hướng lắng đọng paraffin và đưa ra phương trình (16).

$$\Omega = \frac{\frac{dy}{dt}}{(VD) \frac{dT}{dL}} = F_1(T, C) + F_2(T, C, V) \quad (16)$$

Tỷ lệ lắng đọng paraffin được mở rộng từ dữ liệu phòng thí nghiệm cho dòng chảy dầu nhất định qua đường ống ở nhiệt độ và vận tốc dòng chảy không đổi được ước tính khi bỏ qua hiệu ứng cắt trong phương trình (16). Quy mô thí nghiệm được tiến hành bằng cách chạy các bài kiểm tra vòng lặp dòng chảy rồi thu được dữ liệu thí nghiệm được chuyển đổi thành phương trình và đề xuất bốn lưu lượng khác nhau là 2,3 ft³/s, 5,1 ft³/s, 11 ft³/s và 13,8 ft³/s để độ chính xác cao hơn. Nhiệt độ cục bộ của đường ống được xác định bằng tính toán truyền nhiệt và vận tốc dòng chảy (v) trong đường ống, sử dụng cùng nhiệt độ và vận tốc xu hướng lắng đọng paraffin (Ω) được xác định bằng thực nghiệm. Tỷ lệ chênh lệch nhiệt độ dầu giữa đầu vào và đầu ra của một đoạn đường ống với chiều dài đoạn (dT/dL) được xác định. Cuối cùng, tốc độ lắng đọng paraffin trên đường ống toàn diện được xác định như thể hiện trong phương trình (17).

$$\left(\frac{dy}{dt}\right)_F = \Omega_M \left(VD \frac{dT}{dL} \right)_F \quad (17)$$

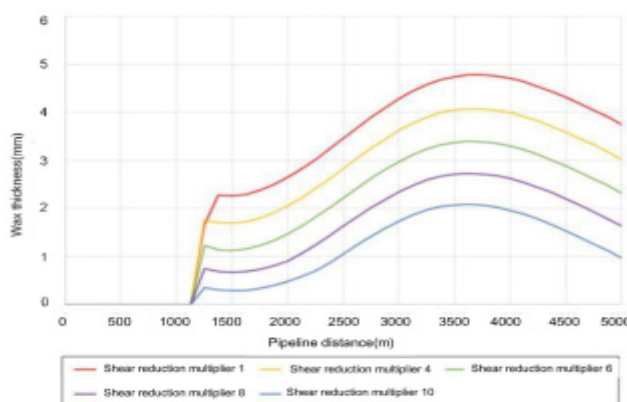
Việc xác minh mô hình lắng đọng paraffin đã được hoàn thành bằng cách sử dụng vòng lặp dòng chảy rồi áp suất cao.

2.1.6. Mô hình Jung và cộng sự (2014)

Jung và cộng sự (2014) đã thực hiện phân tích dòng chảy tầng của mô hình đơn pha về lắng đọng paraffin trong đường ống và nêu lên các tác động của hệ số nhân khuếch tán phân tử, hệ số nhân giảm cắt, độ nhám paraffin, tỷ lệ dầu trong paraffin, độ dẫn nhiệt paraffin, độ dẫn nhiệt của ống, và các biến độ nhám bên trong ống đối với quá trình lắng đọng.

Về độ nhám bên trong ống, có thể thấy lắng đọng paraffin tăng theo độ nhám bề mặt, Xiao và cộng sự (2012) chỉ ra độ nhám có ảnh hưởng lớn đến số lượng các trung tâm kết tinh và dễ dàng kết tinh. Diaz và Theyab (2017) đã thảo luận về mối quan hệ giữa liên kết dính tại bề mặt và tổng diện tích tiếp xúc và thấy chúng tỷ lệ thuận với nhau. Rashidi và cộng sự (2016) nghiên cứu về liên quan vật liệu với độ nhám bề mặt và thấy rằng các vật liệu khác nhau có cách lắng đọng paraffin khác nhau, ví dụ như thép (5,06 mm), Polyvinyl chloride (PVC) (2,01 mm) và Ethylene Tetra Fluor Ethylene (ETFE) (0,1 mm) lần lượt cho thấy lượng lắng đọng tính bằng gam/4 giờ là 110, 62 và 15; do đó độ nhám bề mặt có ảnh hưởng lớn đến độ dày lắng đọng paraffin và đây là yếu tố quan trọng khi tìm kiếm phương pháp kiểm soát sập bằng đánh pig tốt nhất.

Hình 12. Đường cong lắng đọng quan hệ với hệ số giảm lực cắt



Nguồn: Jung và cộng sự (2014)

Trong trường hợp của độ rỗng của paraffin, mô hình quan sát thấy độ rỗng nhiều hơn làm tăng độ dày lắng đọng paraffin. Trong khi hệ số nhân giảm ứng suất cắt cho thấy tác động đến độ dày paraffin vì hệ số nhân giảm cắt cao dẫn đến độ dày paraffin ít hơn và ngược lại (Hình 12). Hệ số nhân khuếch tán phân tử cũng góp phần làm tăng độ dày paraffin và ngược lại. Về độ dẫn điện của ống, người ta nhận thấy độ dày lắng đọng paraffin tăng theo độ dẫn điện của ống; độ dẫn điện thấp của ống làm chậm quá trình lắng đọng paraffin. Tốc độ biến dạng của paraffin trong mô hình paraffin đơn pha được tính toán như thể hiện trong phương trình (18).

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_i^{sp} = -D_i \frac{\frac{dc_i^{wax}}{dr} - k\tau^b}{1 - \phi} \quad (18)$$

Chúng tôi thấy rằng, Hsu và Brubaker đã phát triển một mô hình để mở rộng quy mô kết quả lắng đọng paraffin phòng thí nghiệm cho các dây chuyền sản xuất dầu thô có paraffin bằng cách sử dụng tốc độ cắt, ứng suất cắt và số Reynolds làm bộ nhân và không tìm thấy sáp được lắng đọng. Họ giới thiệu xu hướng lắng đọng paraffin (U) khi quá trình lắng đọng vừa được kiểm soát bởi cơ chế khuếch tán phân tử vừa chịu tác động của cắt. Tuy nhiên, sức căng bề mặt tới hạn của sáp được sử dụng để mở rộng quy mô lắng đọng paraffin. Mặt khác, hiệu ứng độ nhiễu loạn của dòng chảy cho thấy tầm quan trọng đối với việc mô hình hóa lắng đọng paraffin. Việc xác minh mô hình lắng đọng paraffin đã được thực hiện bằng cách sử dụng vòng lặp dòng chảy rối áp suất cao.

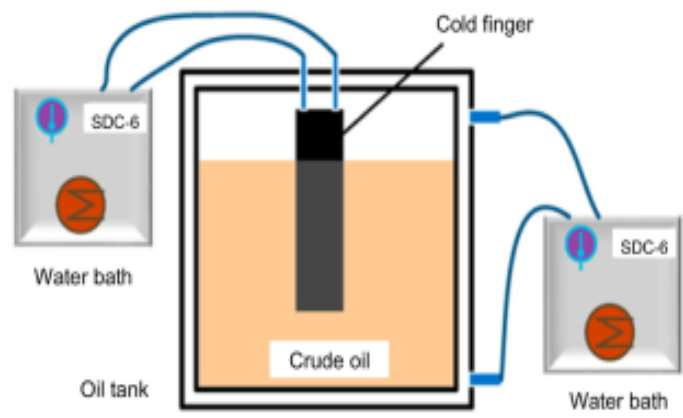
Từ phân tích sự ảnh hưởng của dòng chảy tầng được thực hiện bởi Jung và cộng sự (2014), chúng tôi nhận thấy lắng đọng paraffin trong mô hình của họ tăng theo độ nhám bề mặt, độ dẫn điện của ống, độ rỗng của paraffin và hệ số nhân khuếch tán phân tử. Như vậy, ở hệ số nhân giảm cắt tăng, mô hình cho thấy ít lắng đọng paraffin hơn.

2.2. Thiết bị thí nghiệm lắng đọng paraffin

2.2.1. Thiết bị dạng ngón lạnh

Thiết bị thí nghiệm sử dụng ngón lạnh (Cold finger) để nghiên cứu lắng đọng paraffin. Hệ thống bao gồm các ngón lạnh và thùng chứa dầu được làm bằng thép không gỉ. Thông thường, ngón lạnh và thùng chứa dầu được bao bọc bởi các lớp vỏ áo. Nhiệt độ được kiểm soát bởi hai bể nước SDC-6 trong phạm vi từ -5 đến 100°C với độ chính xác $\pm 0,05^\circ\text{C}$ (Fan và cộng sự, 2021). Nhiệt độ cài đặt của ngón lạnh thường thấp hơn WAT (nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin), trong khi nhiệt độ thùng chứa dầu được kiểm soát ở giá trị cao hơn để tạo ra gradient nồng độ paraffin. Điều này thúc đẩy quá trình khuếch tán và lắng đọng các thành phần paraffin (Fan và cộng sự, 2021). Hình 13 dưới đây minh họa sơ đồ thiết bị ngón tay lạnh.

Hình 13. Sơ đồ thiết bị ngón tay lạnh



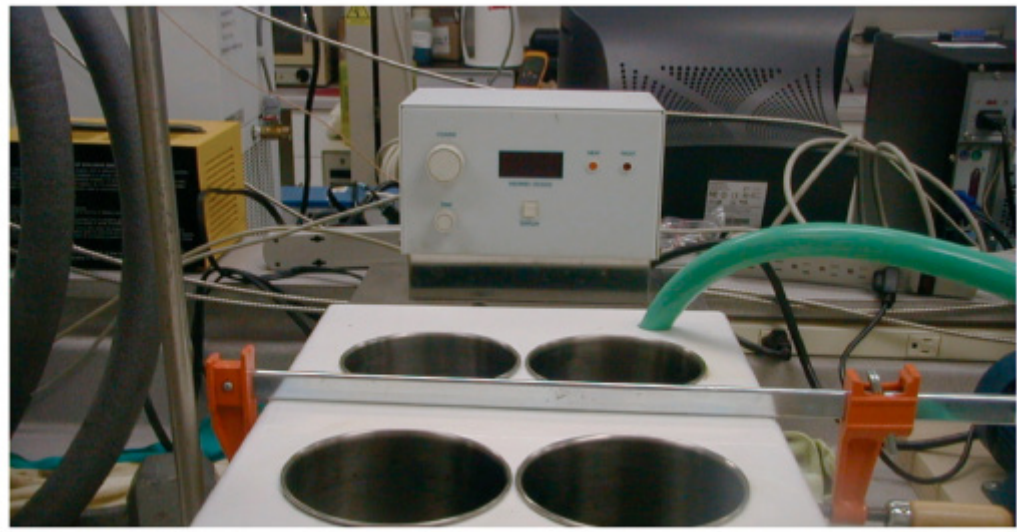
Nguồn: Chi và cộng sự (2017); Fan và cộng sự (2021)

2.2.2. Thiết bị dạng tấm lạnh (Cold plate)

Đây là một thiết bị thí nghiệm được sử dụng để xác định tỷ lệ lắng đọng paraffin thông qua cơ chế khuếch tán (Leontaritis và Geroulis, 2011). Thiết bị bao gồm một thiết bị đo lường paraffin lắng đọng trên tấm lạnh. Nó được làm bằng nhôm nhẹ để giảm thiểu sai số cân bằng vật liệu. Hệ thống được thiết kế để làm yếu các khía cạnh khuếch tán của quá trình lắng đọng paraffin bằng cách kết hợp một bề mặt lạnh phẳng để các phân tử paraffin khuếch tán.

Tỷ lệ lắng đọng paraffin của bài kiểm tra tấm lạnh được xác định trong bài kiểm tra phòng thí nghiệm tấm lạnh; bằng cách chạy nó trong 4 giờ. Sau đó, lớp cặn được thu hồi, cân nặng và phân tích các chất có thể ngưng tụ như asphaltenes, nhựa và sáp. Lượng chất lỏng đi kèm được xác định sau khi nâng tấm để ráo nước. Thiết lập cho tấm lạnh được hiển thị trong (Hình 14) bên dưới.

Hình 14. Thiết bị thí nghiệm tấm lạnh



Nguồn: Leontaritis and Geroulis (2011)

2.2.3. Mô hình vòng lặp thí nghiệm

Các vòng lặp thí nghiệm dự đoán quá trình lắng đọng paraffin trong đường ống bằng cách tận dụng ưu điểm của việc giảm áp suất sử dụng hệ thống ống thí nghiệm (đoạn tham chiếu và đoạn kiểm tra), hệ thống tuần hoàn nước, hệ thống thu thập dữ liệu và hệ thống rửa.

Nhiệt độ của đoạn kiểm tra được duy trì dưới Nhiệt độ xuất hiện paraffin (WAT), và nhiệt độ dầu trong quá trình thí nghiệm gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin trên thành ống lạnh. Nhiệt độ thành trên đoạn tham chiếu được giữ giống như nhiệt độ dầu để ngăn chặn quá trình lắng đọng paraffin. Đoạn kiểm tra vòng lặp có thể tháo rời và lắp lại trong quá trình đo các đặc tính vật lý của cặn paraffin (Huang và cộng sự, 2009). Hai chỉ báo áp suất vi sai (Δp_1 và Δp_2) được đặt trên cả hai đoạn để đo áp suất giảm trên cả hai đoạn. Hệ thống thu thập dữ liệu liên tục ghi lại lưu lượng, nhiệt độ thành và nhiệt độ đầu vào của chất lỏng, cùng với các giá trị áp suất vi sai ở các đoạn kiểm tra và tham chiếu. Tuy nhiên, việc lắp và tháo đoạn kiểm tra rất tốn thời gian (Wang và Huang, 2014). Ba vòng lặp thí nghiệm (Miao và cộng sự, 2008; Wang và Huang, 2014; Zhang và Liu, 2010) được chọn để tham khảo.

Nhà nghiên cứu Miao (Miao và cộng sự, 2008) đã thiết lập mô hình thu nhỏ thông dụng phù hợp để dự báo quá trình lắng đọng paraffin trong đường ống cho 9 mẫu dầu thô được thử nghiệm phụ thuộc vào các bài kiểm tra vòng lặp phòng thí nghiệm và cuối cùng được xác minh với dữ liệu thực địa trong 7 chu kỳ đánh pig. Người ta thấy rằng, quá trình thử nghiệm mất nhiều thời gian, lên đến 50 ngày và tiêu tốn một lượng lớn mẫu khoảng 500 kg (Miao và cộng sự, 2008).

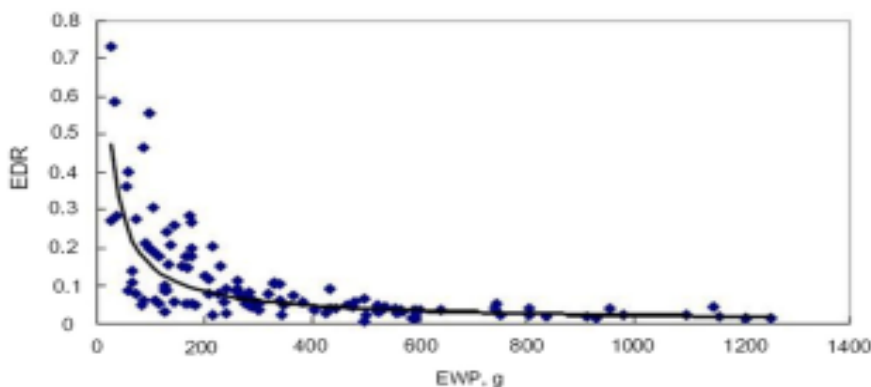
Mô hình giới thiệu mối quan hệ định lượng giữa Tỷ lệ lắng đọng hiệu quả EDR (ký hiệu ϕ) và Lượng kết tủa paraffin EWP (ký hiệu W_E) như sau: $\phi = W_d/W_E$ trong đó W_d là tổng lượng lắng đọng paraffin và $W_E = M_d \times w$. Mối quan hệ theo quy tắc thống kê của EDR và EWP được thể hiện bằng lũy thừa dưới dạng toán học được hiển thị trong phương trình (19).

$$\phi = k_0 W_E^m \quad (19)$$

Trong đó: k_0 và m là các hằng số.

Mối quan hệ giữa (EDR) và (EWP) đối với 9 loại dầu thô được thể hiện trong (Hình 15). Người ta thấy rằng, EDR giảm khi EWP tăng. Tuy nhiên, với EWP thấp, EDR thay đổi nhanh chóng; khi EWP tăng, EDR thay đổi chậm.

Hình 15. Đường cong EDR và EWP cho 9 mẫu dầu



Nguồn: Miao và cộng sự (2008)

Khái niệm EWP giải thích mối liên hệ bên trong giữa quá trình lắng đọng paraffin với sự kết tủa, do đó cung cấp một phương pháp để tách phần đóng góp vào lắng đọng paraffin ra khỏi toàn bộ lượng paraffin kết tủa trong đường ống. Khi EWP chưa biết đối với các loại dầu thô mới chưa từng được thử nghiệm trong vòng lặp, họ đã vượt qua bằng cách xem xét (W_E) liên quan đến độ dày của lớp biên nhiệt, phụ thuộc vào vận tốc ống nghiệm và phân bố nhiệt độ. Độ nhớt, ứng suất cắt, độ dốc nhiệt độ bán kính thành ống, nhiệt độ dầu trung tâm và vận tốc dòng chảy ảnh hưởng đến EWP, và do đó, mô hình lắng đọng paraffin phổ biến mới trở thành:

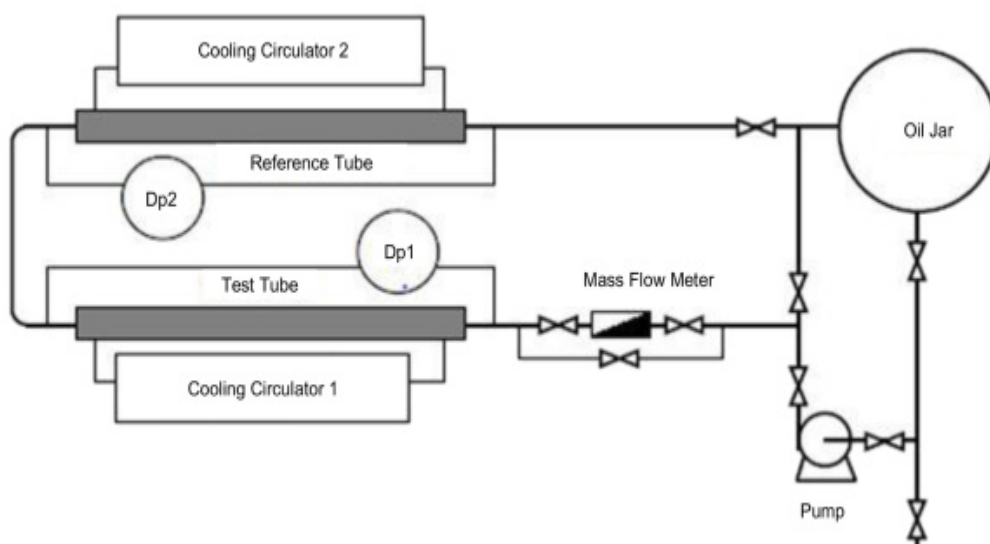
$$\varnothing = k_0 \mu^{k_1} \tau_w^{k_2} \left(\frac{dT}{dr} \right)^{k_3} \left(\frac{dC}{dT} \right)^{k_4} T^{k_5} V^{k_6} \quad (20)$$

Dạng cuối cùng của mô hình lắng đọng paraffin phổ biến áp dụng cho hầu hết các loại dầu thô và hồi quy tuyến tính đa biến từng bước trở thành:

$$\varnothing = 0.0204 \mu^{1.03} \left(\frac{dT}{dr} \right)^{-0.157} \left(\frac{dC}{dT} \right)^{-0.576} \tau^{-1.036} \quad (21)$$

Thí nghiệm vòng lặp (Hình 16) được sử dụng để xác định các phép đo cơ bản cho các đặc tính của dầu thô mới để tạo ra lắng đọng paraffin. Kết quả cho thấy sai số dự đoán trung bình của mô hình là -4,215% và sai số tối đa là -20%, tốt hơn nhiều so với sai số dự đoán trung bình $\pm 30\%$ (Miao và cộng sự, 2008) được chấp nhận trong ứng dụng kỹ thuật của việc dự báo lắng đọng paraffin trên toàn thế giới.

Hình 16. Mô hình mở rộng quy mô để dự đoán sự lắng đọng trong đường ống dầu thô



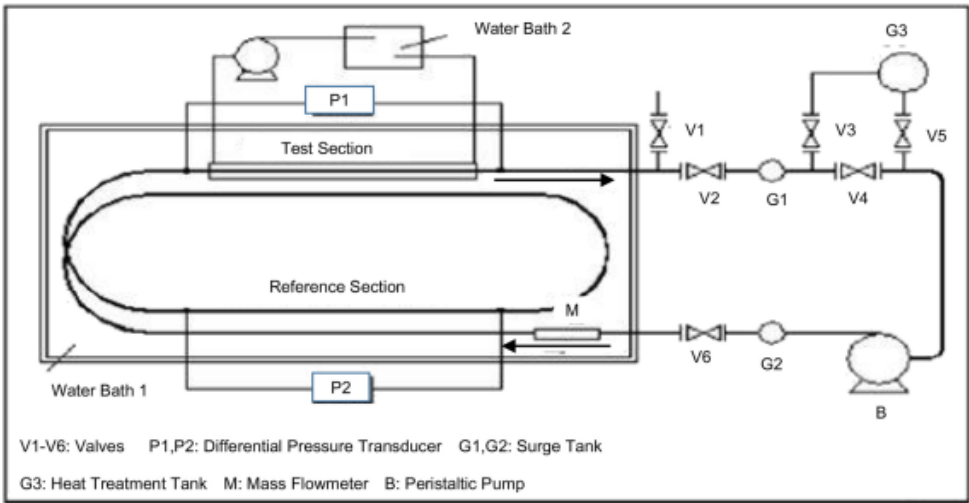
Nguồn: Miao và cộng sự (2008)

Các học giả (Zhang và Liu, 2010) đã thiết lập một phương pháp mới để xác định độ dày của lớp lắng đọng paraffin trong một vòng lặp thí nghiệm (Hình 17). Mô hình tính đến các tác động của việc giảm nhiệt độ tiết diện thử nghiệm trên thành ống, độ nhớt tăng và sự biến dạng của trường dòng trong đường ống bằng cách liên quan giữa nhiệt độ thành ống của tiết diện thử nghiệm dầu và lắng đọng paraffin. Sự gia tăng độ dày của lớp lắng đọng paraffin là kết quả

của sự gia tăng chậm áp suất vi sai của tiết diện thử nghiệm. Người ta thấy rằng, lớp lắng đọng tăng theo thời gian do chênh lệch nhiệt độ giữa dầu và thành ống; ở các chênh lệch nhiệt độ cao hơn, tốc độ lắng đọng paraffin trung bình lớn hơn được quan sát; rất ít lắng đọng xuất hiện khi nhiệt độ không chỉ cao hơn điểm xuất hiện paraffin mà còn thấp hơn nhiệt độ đông đặc. Người ta kết luận rằng, sự phân tán cắt của các hạt tinh thể paraffin đóng vai trò nhỏ trong quá trình lắng đọng paraffin khi độ cắt cao. Độ dày của lớp paraffin được tính toán dựa trên áp suất vi sai của cả tiết diện thử nghiệm và tham chiếu.

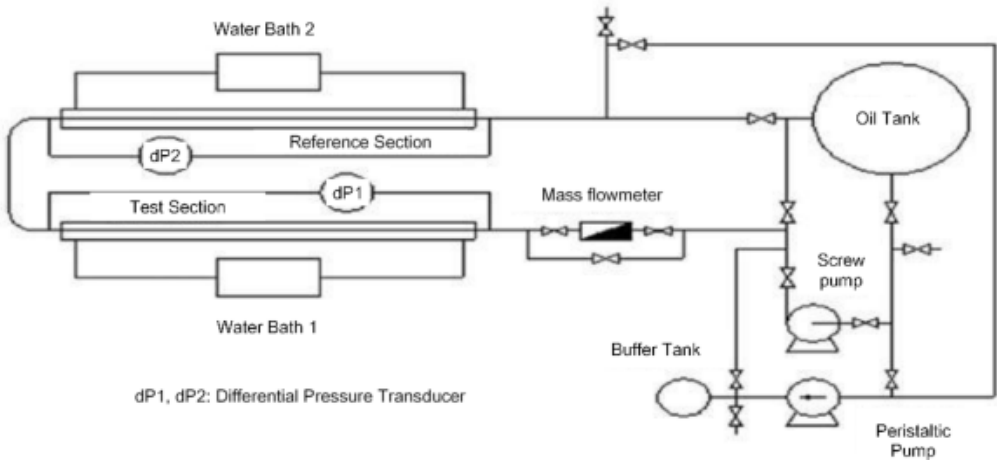
Các nhà nghiên cứu Wang và Huang (2014) đã phát triển một mô hình vòng lặp thử nghiệm thống nhất (Hình 18) để dự báo lắng đọng paraffin dựa trên dữ liệu thử nghiệm vòng lặp cho 9 loại dầu thô kết hợp với các khái niệm (EWP) và (EDR). Kết quả phân bố lắng đọng paraffin dọc theo đường ống được sử dụng để thực hiện chương trình đánh pig. Một loạt các thí nghiệm về lắng đọng paraffin liên quan đến hiệu ứng bong tróc đã được thực hiện.

Hình 17. Thiết bị thí nghiệm cho việc dự báo lắng đọng



Nguồn: Zhang và Liu (2010)

Hình 18. Thiết bị thí nghiệm vòng lặp



Nguồn: Wang và Huang (2014)

Vòng lặp được tạo ra cho các loại dầu thô khác nhau và số lượng lớn các mô phỏng vòng lặp do người khác thực hiện. Theo mẫu dầu, các tính chất vật lý của lớp lắng đọng paraffin trong đường ống được dự báo bằng phương trình (22).

$$W_m = 87.1 \tau_w^{-0.03008} \frac{1}{\mu} \left(\frac{dC}{dT} \right) \left(\frac{dT}{dr} \right)^{0.2737} \quad (22)$$

Ứng suất cắt của dòng chảy rối dựa trên mối tương quan nhiễu loạn của hệ số ma sát Darcy/Fanning với số Reynolds trên ống trơn được tính bằng phương trình 23(a).

$$(a) \quad \tau_w = 4.94 \times 10^{-3} Re^{0.75} \frac{8V}{d} \mu \quad (23)$$

$$(b) \text{ Cho chảy tầng} \quad \tau_w = \frac{8V}{d} \mu$$

Giá trị của m được xác định bởi đường cong nội suy độ nhớt - nhiệt độ. dC/dT là sự thay đổi nồng độ paraffin hòa tan theo nhiệt độ gần thành ống ($10^{-3}/^{\circ}\text{C}$); dT/dr là độ dốc nhiệt độ bán kính gần thành ống ($^{\circ}\text{C}/\text{m}$) được xác định bằng phương trình (24).

$$\frac{dT}{dr} = \frac{\left(\frac{dT}{dL} \right) GC_p}{\lambda \pi d} \quad (24)$$

Sáu bộ thí nghiệm vòng lặp dòng chảy lắng đọng paraffin đã được thực hiện để thẩm định tính phù hợp của mô hình. So sánh tốc độ lắng đọng paraffin giữa giá trị thực nghiệm và giá trị tính toán cho thấy hầu hết các độ lệch đều nằm trong biên độ sai số 20%, ngoại trừ điều kiện vận hành (nhiệt độ dầu/thành ống = $20/14^{\circ}\text{C}$) với sai số 24,9%. Nhìn chung, hiệu suất của mô hình dự báo được phát triển là tốt.

Trong tất cả các trường hợp, chúng tôi thấy rằng, tiết diện thử nghiệm vẫn có thể tháo rời trong quá trình đo các đặc tính vật lý của cặn paraffin, làm cho toàn bộ quá trình tốn thời gian do việc lắp và tháo rời tiết diện thử nghiệm (Wang và Huang, 2014). Nhận thấy những hạn chế này, chúng tôi tin rằng, hiệu quả phát hiện paraffin có thể được cải thiện khi đường ống được lắp các cảm biến đặc biệt có thể phát hiện sự hiện diện và mức độ lắng đọng paraffin và ghi lại các giá trị đo trực tiếp trong quá trình thí nghiệm. Bằng cách kết hợp các cảm biến có khả năng phát hiện sự kết tủa paraffin trong đường ống như các nghiên cứu dưới đây.

Các nhà nghiên cứu của Han và cộng sự (2003) đã phát minh ra thiết bị phân tích lớp lắng đọng trên bề mặt bên trong của thành ống. Thiết bị này có thể nhận tín hiệu từ phản xạ của bề mặt thành ngoài - bên trong và tính toán các hệ số và trở kháng của lớp lắng đọng. Bộ chuyển đổi áp điện được trang bị có khả năng phát hiện và đặc tính của các cặn paraffin, asphaltenes hoặc hydrate trên thành bên trong của đường ống cho phép phát hiện kịp thời và đảm bảo lưu lượng.

Các nhà khoa học Zaman và cộng sự (2004) đã đưa ra một hệ thống máy dò chất rắn bằng cách đo độ truyền sáng để phát hiện asphaltenes; bộ chuyển đổi sử dụng photodiodes để đo độ truyền sáng của paraffin lỏng và siêu âm, máy đo ứng suất để phát hiện paraffin rắn.

Tương tự, Paso và cộng sự (2009) đã sử dụng kỹ thuật tán xạ gần hồng ngoại (NIR) có khả năng đo WAT của một số chất lỏng dầu mỏ trong điều kiện không tĩnh lặng và ở bước sóng 1100 nm; có khả năng phát hiện các tinh thể paraffin có kích thước nhỏ hơn 55 nm.

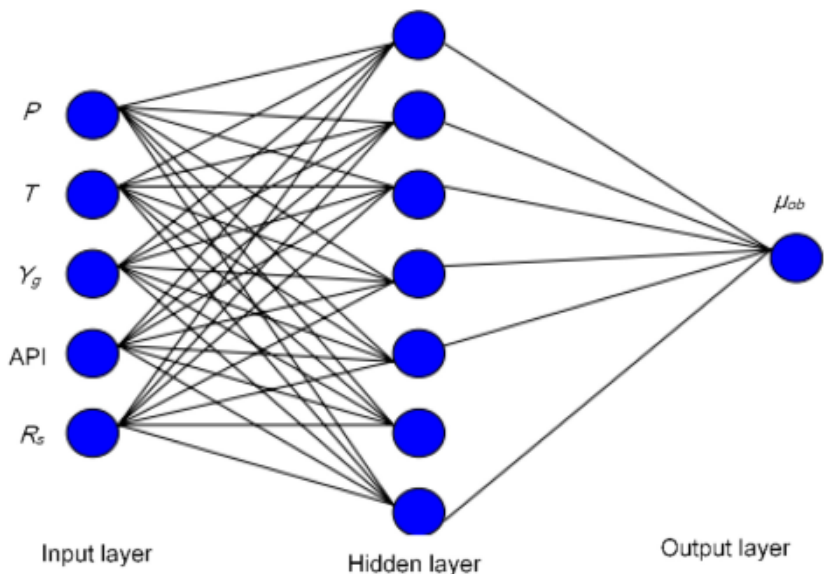
Cuối cùng, Al Hosani và cộng sự (2015) đã phát hiện ra máy chụp cắt điện dung (ECT) với tái tạo hình ảnh cắt lớp vùng hạn chế sử dụng bộ lọc thông dải hẹp để nâng cao độ phân giải của hình ảnh tạo ra, trong đó các chế độ lắng đọng paraffin khác nhau và lớp lắng đọng mịn được phát hiện với độ nét cao và độ phân giải. Máy ECT nhanh, nhỏ gọn, an toàn, dễ giải thích và tiết kiệm chi phí, với độ phân giải được cải thiện.

2.3. Thuật toán thông minh

2.3.1. Mạng lưới thần kinh nhân tạo (ANN)

Mạng lưới thần kinh nhân tạo (ANN) dự đoán tính chất lưu biến của lưu chất trong vỉa dầu hoặc tiềm năng lắng đọng paraffin của dầu thô (Omole và cộng sự, 2009). Đầu vào của mô hình là nhiệt độ và áp suất, trong khi đầu ra là độ nhớt của dầu thô (Oladiipo và cộng sự, 2009). Tuy nhiên, đầu vào của mô hình trong nghiên cứu của Omole và cộng sự (2009) là nhiệt độ, áp suất, độ API của dầu, tỷ trọng khí và tỷ lệ khí - dầu hòa tan; trong khi đầu ra là độ nhớt của dầu thô tại áp suất điểm sôi. Thông thường, mô hình ANN xác định tiềm năng lắng đọng paraffin của dầu thô và condensate khí cho các thiết bị thượng lưu và hạ lưu. ANN bao gồm ba lớp: lớp đầu vào, lớp ẩn và lớp đầu ra. Dữ liệu đầu vào được thu thập bởi lớp đầu vào, trong khi dữ liệu đầu ra được tạo bởi lớp đầu ra và lớp ẩn trích xuất mối phụ thuộc tiềm ẩn giữa dữ liệu đầu vào và đầu ra (Gholami và cộng sự, 2018; Omole và cộng sự, 2009) như được hiển thị trong Hình 19.

Hình 19. Sơ đồ cấu trúc liên kết mạng thần kinh nhân tạo



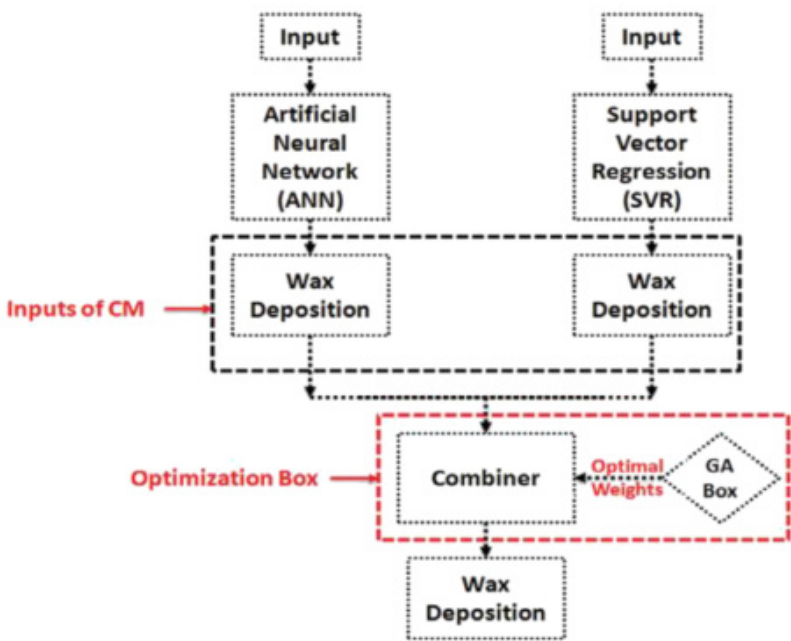
Nguồn: Omole và cộng sự (2009)

Mô hình mạng lưới thần kinh nhân tạo (ANN) nhân tạo mới được phát triển bởi Omole và cộng sự (2009) được gọi là mô hình mạng lưới thần kinh truyền ngược (BPNN) dự đoán độ nhớt của dầu thô bằng cách sử dụng 32 tập dữ liệu được thu thập từ vùng đồng bằng Niger

của Nigeria; trong đó khoảng 17, 10 và 5 tập dữ liệu được sử dụng để train mô hình, kiểm tra độ chính xác của mô hình và thẩm định mối quan hệ được thiết lập trong quá trình training. BPNN hoạt động tốt trong việc dự đoán độ nhớt của dầu thô về độ lệch sai số tuyệt đối trung bình và hệ số tương quan; do đó có thể được sử dụng cho các vỉa dầu mỏ khác nhau để dự đoán độ nhớt và tổng lượng lắng đọng paraffin.

Mặt khác, ANN có thể được kết hợp với các thuật toán thông minh khác như vector tương hỗ (SVR) trong quá trình dự báo lắng đọng paraffin. Máy CM chạy một tập hợp các mô hình khác nhau như một cách tiếp cận tổng hợp, tích hợp, song song để đạt được độ chính xác và tổng quát hóa cao hơn trong dự báo lắng đọng paraffin cuối cùng, trong khi thuật toán di truyền (GA) kiểm tra từng giải pháp với hàm cần tối ưu và chọn giải pháp tốt nhất. Do đó, độ lắng đọng cuối cùng thu được như được hiển thị trong Hình 20.

Hình 20. Sơ đồ kết hợp ANN và SVR cho dự đoán lắng đọng



Nguồn: Gholami và cộng sự (2018)

2.3.2. Máy vectơ hỗ trợ (SVM)

Nhiều nghiên cứu đã được thực hiện để dự đoán hiệu suất lắng đọng paraffin trong đường ống (Burger và cộng sự, 1981; Hamouda và Ravneøy, 1992; Hsu và cộng sự, 1994). Tuy nhiên, Kamari và cộng sự (2013b) đã phát triển một mô hình hiệu quả dựa trên phương pháp toán học máy vectơ hỗ trợ bình phương nhỏ nhất (LSSVM) để dự đoán chính xác lượng lắng đọng paraffin (Kamari và cộng sự, 2013). LSSVM ước tính tốc độ lắng đọng paraffin bằng cách sử dụng một số thông số như độ nhớt động của dầu thô, ứng suất cắt, gradien nồng độ phân tử paraffin và sự khác biệt về nhiệt độ trong các thông số hệ thống đường ống. Các thông số này được tối ưu hóa bằng cách sử dụng ủ mô phỏng ghép nối (CSA), và kết quả lắng đọng paraffin, kết quả LSSVM và ANN được hiển thị dưới đây.

So với mô hình ANN, mô hình LSSVM vượt trội hơn về cả độ chính xác và tính tổng quát so với mạng lưới neural và các mô hình đa rần (Kamari và cộng sự, 2013) và được hỗ trợ bởi Bảng 1.

Bảng 1. Nghiên cứu so sánh giữa dữ liệu được báo cáo trong tài liệu, kết quả thu được bằng mô hình ANN và LSSVM

Viscosity mPa.sec	Shear stress Pa	Concentration Gradient $10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	Gradient of Temperature $^{\circ}\text{C.mm}^{-1}$	Reported Wax Deposition Rate, g/m ² h	ANN (Wei et al., 2010) ARD,%	LSSVM ARD,%
180.13	17.4	2.875	3.675	11.1	11.0	0.2
130.52	17.81	2.45	3.1456	9.5	9.0	4.6
23.09	2.29	1.201	1.8375	12.6	12.6	0.1
177.12	27.51	2.819	4.4166	8.5	8.4	0.0
64.83	7.76	2.218	3.9486	17.4	17.1	1.5
62.29	10.08	2.111	2.2083	12.6	12.6	0.1
64.08	6.4	2.172	1.8375	15.3	15.1	0.9
66.71	6.51	2.271	3.675	18.3	18.1	1.0
63.72	10.24	2.212	4.4166	15.7	15.6	0.5
22.95	3.2	1.223	3.1456	11.8	11.7	0.5

Nguồn: Kamari và cộng sự (2014); Wei và cộng sự (2010)

3. KẾT LUẬN

Bài viết đánh giá các mô hình dự đoán lắng đọng parafin trong đường ống vận chuyển dầu thô này cung cấp những hiểu biết rất có giá trị về các mô hình vòng lặp toán học và thực nghiệm dự báo lắng đọng paraffin; tập trung vào các giả định được sử dụng, ưu điểm và nhược điểm của các nghiên cứu, chúng tôi thấy rằng, kiến thức được tổng hợp trong bài viết này sẽ hữu ích cho các nhà thiết kế đường ống để tránh mất thời gian thông thường cho việc phát hiện và khắc phục vấn đề lắng đọng paraffin trên thành ống bên trong, do đó tối đa hóa thời gian hoạt động. Các hiện tượng ứng suất cắt không nên bị bỏ qua trong các mô hình dự báo paraffin vì nó dẫn đến việc dự báo quá mức về lượng paraffin lắng đọng. Sự khuếch tán phân tử của paraffin hòa tan đã được chứng minh là quá trình chi phối trong quá trình lắng đọng paraffin, do đó cần được ưu tiên trong quá trình thiết kế đường ống. Thí nghiệm vòng lặp thực nghiệm cần được tích hợp với các cảm biến để phát hiện, đo lường và phân tích lắng đọng paraffin được hiển thị trên màn hình máy tính với sự hỗ trợ của bộ thu thập dữ liệu. Bên cạnh đó, vòng lặp cần được tích hợp với các bộ truyền động tự động được lắp đặt cách một khoảng cách sau các cảm biến để bơm các hóa chất tẩy rửa bề mặt làm sạch paraffin kết tủa và vận chuyển chúng cùng với dầu thô đến nhà máy lọc dầu, do đó giảm thiểu các vấn đề tắc nghẽn đường ống.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Al-Yaari, M. (2011), *Paraffin wax deposition: mitigation and removal techniques*. In: SPE Saudi Arabia Section Young Professionals Technical Symposium. [https:// doi.org/10.2118/155412-MS](https://doi.org/10.2118/155412-MS).

2. Al Hosani, E., Zhang, M., Soleimani, M. (2015), *A limited region electrical capacitance tomography for detection of deposits in pipelines*. IEEE Sensor. J. 15, 6089e6099. <https://doi.org/10.1109/JSEN.2015.2453361>

3. Ashoori, S., Sharifi, M., Masoumi, M., Salehi, M. M. (2017), The relationship between SARA fractions and crude oil stability. *Egyptian Journal of Petroleum* 26 (209e213. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.04.002>
4. Azevedo, L., Teixeira, A. (2003), A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms. *Petrol. Sci. Technol.* 21, 393e408. <https://doi.org/10.1081/LFT120018528>
5. Baltzer Hansen, A., Larsen, E., Batsberg Pedersen, W., Nielsen, A.B., Roenningsen, H.P. (1991), Wax precipitation from North Sea crude oils. 3. Precipitation and dissolution of wax studied by differential scanning calorimetry. *Energy Fuels*. 5, 914e923.
6. Bhattacharya, A. (1991), *Effect of thermal environment on wax deposition in a crude oil pipeline: Analysis of some critical aspects*. In: The First International Offshore and Polar Engineering Conference.
7. Brown, T., Niesen, V., Erickson, D. (1993), *Measurement and prediction of the kinetics of paraffin deposition*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/26548-MS>
8. Burger, E., Perkins, T., Striegler, J. (1981), Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline. *J. Petrol. Technol.* 33 (1), 71e75. <https://doi.org/10.2118/8788-PA>, 086
9. Carbognani, L., Orea, M., Fonseca, M. (1999), Complex nature of separated solid phases from crude oils. *Energy Fuels*. 13, 351e358. <https://doi.org/10.1021/ef9801975>
10. Chen, X., Butler, T., Volk, M., Brill, J. (1997), *Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/38773-MS>
11. Chi, Y., Daraboina, N., Sarica, C.J. (2017), Effect of the flow field on the wax deposition and performance of wax inhibitors: Cold finger and flow loop testing. *Energy Fuels*. 31, 4915e4924. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00253>
12. Clavell-Grunbaum, D., Strauss, H., Snyder, R. (1997) Structure of model waxes: Conformational disorder and chain packing in crystalline multicomponent nalkane solid solutions. *J. Phys. Chem. B* 101, 335e343. <https://doi.org/10.1021/jp962616p>
13. Coto, B., Martos, C., Espada, J.J., Robustillo, M.D., Merino-García, D., Pena, J.L. (2011), A new DSC-Based method to determine the wax porosity of mixtures precipitated from crude oils. *Energy Fuels*. 25 (1707e1713). <https://doi.org/10.1021/ef200206h>
14. De Yoreo, J.J., Vekilov, P.G. (2003), Principles of crystal nucleation and growth. *Rev. Mineral. Geochem.* 54, 57e93. <https://doi.org/10.2113/0540057>.
15. Diaz, P., Theyab, M. (2017), An experimental and simulation study of wax deposition in hydrocarbon pipeline. *Global Journal of Engineering and Science and B.M. Lonje and G. Liu Petroleum Research* 7 (2022) 220e235 233 Researches. 4, 85e98. <https://doi.org/10.5281/zenodo.821334>
16. Fan, K., Li, S., Li, R.J. (2021), Development of wax molecular diffusivity correlation suitable for crude oil in wax deposition: Experiments with a cold-finger apparatus. *J. Petrol. Sci. Eng.* 205 (108851. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108851>

17. Fan, T., Wang, J., Buckley, J.S. (2002), *Evaluating Crude Oils by SARA Analysis*. <https://doi.org/10.2118/75228-MS>.
18. Forsdyke, I. (1997), *Flow assurance in multiphase environments*. In: International Symposium on Oilfield Chemistry. <https://doi.org/10.2118/37237-MS>
19. Fusi, L. (2003), *On the stationary flow of a waxy crude oil with deposition mechanisms*. Nonlinear Anal. Theor. Methods Appl. 53, 507e526. [https://doi.org/10.1016/S0362-546X\(02\)00315-2](https://doi.org/10.1016/S0362-546X(02)00315-2)
20. Garcia-james, C.J., Pino, F., Marin, T., Maharaj, U.S. (2012), *Influence of resin/asphaltene ration on paraffin wax deposition in crude oils from Barrackpore Oilfield in Trinidad*. In: SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/158106-MS>.
21. Gholami, A., Ansari, H.R., Oliaei, S.A. (2018), Combining of intelligent models through committee machine for estimation of wax deposition. *J. Chin. Chem. Soc.* 65, 925e931. <https://doi.org/10.1002/jccs.201700329>
22. Giacchetta, G., Marchetti, B., Leporini, M., Terenzi, A., Dall'Acqua, D., Capece, L., Grifoni, R.C. (2019), Pipeline wax deposition modeling: a sensitivity study on two commercial software. *Petroleum*. 5 (206e213. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.12.007>
23. Golchha, A., Sarica, C., Venkatesan, R. (2015), *Settling of wax particles in near-gelling systems under quiescent conditions*. In: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/25652-MS>
24. Hamouda, A., Ravneøy, J. (1992), *Prediction of wax deposition in pipelines and field experience on the influence of wax on drag-reducer performance*. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/7060-MS>
25. Han, W., Shah, V.V., Birchak, J.R., Storm Jr., B.H., Amin, R.M., Kalpakci, B., Fleyfel, F. (2003), *Acoustic Sensor for Pipeline Deposition Characterization and Monitoring*. Alliburton Energy Services, Inc.
26. Houston, TX. Handal, A.D. (2008), *Analysis of Some Wax Deposition Experiments in a Crude Oil Carrying Pipe*. University of Oslo.
27. Hao, L.Z., Al-Salim, H.S., Ridzuan, N. (2019), A review of the mechanism and role of wax inhibitors in the wax deposition and precipitation. *Pertanika Journal of Science & Technology*. 27, 499e526.
28. Henderson, D.W. (1979), Experimental analysis of non-isothermal transformations involving nucleation and growth. *J. Therm. Anal.* 15, 325e331.
29. Hsu, J., Brubaker, J. (1995), *Wax deposition scale-up modeling for waxy crude production lines*. In: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/7778-MS>.
30. Hsu, J., Lian, S., Liu, M., Bi, H., Guo, C. (1998), *Validation of wax deposition model by a field test*. In: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. <https://doi.org/10.2118/48867-MS>

31. Hsu, J., Santamaria, M., Brubaker, J. (1994), *Wax deposition of waxy live crudes under turbulent flow conditions*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/28480-MS>
32. Huang, Q., Wang, J., Zhang, J. (2009), Physical properties of wax deposits on the walls of crude pipelines. *Petrol. Sci.* 6, 64e68.
33. Hunt Jr., E.B. (1962), Laboratory study of paraffin deposition. *J. Petrol. Technol.* 14 (1), 251e269. <https://doi.org/10.2118/279-PA>, 259.
34. Jones, A.G. (2002), *Crystallization Process Systems*. Elsevier.
35. Jung, S.-Y., Lee, D.-G., Lim, J.-S. (2014), *A simulation study of wax deposition in subsea oil production system*. In: The Twenty-Fourth International Ocean and Polar Engineering Conference.
36. Kamari, A., Khaksar-Manshad, A., Gharagheizi, F., Mohammadi, A.H., Ashoori, S. (2013), *Robust model for the determination of wax deposition in oil systems*. *Ind. Eng. Chem. Res.* 52 (15664e15672). <https://doi.org/10.1021/ie402462q>
37. Kamari, A., Mohammadi, A.H., Bahadori, A., Zendehboudi, S. (2014), *A reliable model for estimating the wax deposition rate during crude oil production and processing*. *Petrol. Sci. Technol.* 32, 2837e2844. <https://doi.org/10.1080/10916466.2014.919007>
38. Kang, P.-S., Lee, D.-G., Lim, J.-S. (2014), *Status of wax mitigation technologies in offshore oil production*. In: The Twenty-Fourth International Ocean and Polar Engineering Conference.
39. Kishawy, H.A., Gabbar, H.A. (2010), *Review of pipeline integrity management practices*. *Int. J. Pres. Ves. Pip.* 87, 373e380. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2010.04.003>.
40. Klein, G.C., Angstrom, A., Rodgers, R.P., Marshall, A.G. (2006), Use of saturates/aromatics/resins/asphaltenes (SARA) fractionation to determine matrix effects in crude oil analysis by electrospray ionization Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. *Energy Fuels.* 20, 668e672. <https://doi.org/10.1021/ef050353p>
41. Lee, H.S. (2008), *Computational and Rheological Study of Wax Deposition and Gelation in Subsea Pipelines*. University of Michigan.
42. Leontaritis, K.J., Geroulis, E. (2011), *Wax deposition correlation-application in multiphase wax deposition models*. In: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/21623-MS>
43. Li, H., Zhang, J. (2003), *A generalized model for predicting non-Newtonian viscosity of waxy crudes as a function of temperature and precipitated wax**. *Fuel* 82 (1387e1397). [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(03\)00035-8](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(03)00035-8)
44. Li, W., Huang, Q., Wang, W., Ren, Y., Dong, X., Zhao, Q., Hou, L. (2019), *Study on wax removal during pipeline-pigging operations*. *SPE Prod. Oper.* 34, 216e231. <https://doi.org/10.2118/194010-PA>

45. Majeed, A., Bringedal, B., Overa, S. (1990), *Model calculates wax deposition for N. Sea oils*. Oil Gas J. 88, 63e69.
46. Matzain, A., Zhang, H., Volk, M., Redus, C., Brill, J., Apte, M., Creek, J. (2000), *Multiphase Flow Wax Deposition Modelling*. <https://doi.org/10.1115/ETCE2001-17114>.
47. Miao, Q., Jiang, B., Huang, Q., Jiang, Z., Hu, S. (2008), *Developing a common model for predicting the wax deposition in crude pipelines*. International Pipeline Conference. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64150>
48. Navaneetha Kannan, S., Daraboina, N., Venkatesan, R., Sarica, C. (2018), *Settling and re-entrainment of wax particles in near-gelling systems*. *AIChE J.* 64, 765e772. <https://doi.org/10.1002/aic.15948>
49. Nguyen, D.A., Fogler, H.S., Chavadej, S. (2001), *Fused chemical reactions. 2. Encapsulation: application to remediation of paraffin plugged pipelines*. Ind. Eng. Chem. Res. 40, 5058e5065. <https://doi.org/10.1021/ie0009886>
50. Oladiipo, A., Bankole, A., Taiwo, E. (2009), *Artificial neural network modeling of viscosity and wax deposition potential of Nigerian crude oil and gas condensates*. In: Nigeria Annual International Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/128600-MS>
51. Omole, O., Falode, O., Deng, A. (2009), *Prediction of Nigerian crude oil viscosity using artificial neural network*. Petroleum and Coal. 51 (181e188).
52. Paso, K., Kallevik, H., Sjoblom, J. (2009) *Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering*. *Energy Fuels*. 23, 4988e4994. <https://doi.org/10.1021/ef900173b>
53. Rashidi, M., Mombekov, B., Marhamati, M. (2016), *A Study of a Novel Inter Pipe Coating Material for Paraffin Wax Deposition Control and Comparison of the Results with Current Mitigation Technique in Oil and Gas Industry*. Offshore Technology Conference Asia. <https://doi.org/10.4043/26695-MS>
54. Rosvold, K. (2008), *Wax Deposition Models*. Department of Petroleum Engineering. NTNU, Taipei, Taiwan.
55. Sanjay, M., Simanta, B., Kulwant, S. (1995), *Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review*. SPE Prod. Facil. 10, 50e54.
56. Schaefer, E. (1991), *Pigging of subsea pipelines*. In: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/6769-MS>
57. Singh, A., Lee, H.S., Singh, P., Sarica, C. (2011), *Flow assurance: validation of wax deposition models using field data from a subsea pipeline*. In: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/21641-MS>
58. Singh, P., Fogler, H.S., Nagarajan, N. (1999), *Prediction of the wax content of the incipient wax-oil gel in a pipeline: an application of the controlled-stress rheometer*. *J. Rheol.* 43 (1437e1459). <https://doi.org/10.1122/1.551054>

59. Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H.S., Nagarajan, N. (2000), Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. *AIChE J.* 46 (1059e1074). <https://doi.org/10.1002/aic.690460517>
60. Srivastava, S., Handoo, J., Agrawal, K., Joshi, G. (1993), Phase-transition studies in nalkanes and petroleum-related waxesda review. *J. Phys. Chem. Solid.* 54, 639e670. [https://doi.org/10.1016/0022-3697\(93\)90126-C](https://doi.org/10.1016/0022-3697(93)90126-C)
61. Srivastava, S.P., Saxena, A.K., Tandon, R.S., Shekher, V. (1997), Measurement and prediction of solubility of petroleum waxes in organic solvents. *Fuel.* 76, 625e630. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(97\)00046-X](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(97)00046-X)
62. Sulaiman, I.A.-D., Ajienka, J.A., Ikiensikimama, S.S. (2014) *Development of piezoelectric tool for preventing wax deposition in oil flow lines*. In: International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17790-MS>
63. Thanh, N.X., Hsieh, M., Philp, R. (1999), *Waxes and asphaltenes in crude oils*. *Org. Geochem.* 30 (119e132). [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00208-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00208-3)
64. Theyab, M. (2018), Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. *Open Access J. Sci* 2 (112e118).
65. Todi, S., Deo, M. (2006) *Experimental and modeling studies of wax deposition in crude-oil-carrying pipelines*. In: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/18368-MS>.
66. Venkatesan, R. (2004). *The Deposition and Rheology of Organic Gels*. University of Michigan.
67. Wang, W., Huang, Q. (2014), Prediction for wax deposition in oil pipelines validated by field pigging. *J. Energy Inst.* 87 (196e207). <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.03.013>
68. Wang, W., Huang, Q., Liu, Y., Sepehrnoori, K. (2015), *Experimental study on mechanisms of wax removal during pipeline pigging*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/174827-MS>
69. Wei, Y., Wu, M., Zhao, L. (2010), *Wax Deposition Rate Model for Crude Oil Pipeline Based on Neural Network*. 2010 Sixth International Conference on Natural Computation. <https://doi.org/10.1109/ICNC.2010.5583186>
70. Weingarten, J., Euchner, J. (1986), *61st annual technical conference and exhibition*.
71. Weispfennig, K. (2001), *Advancements in paraffin testing methodology*. In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. <https://doi.org/10.2118/64997-MS>.
72. Xiao, R.G., Wei, B.Q., Yao, P.F., Yi, D.R. (2012), *Study on the pipeline wax deposition mechanism and influencing factors*. *Adv. Mater. Res.* 516e517 (1018e1021. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.516-517.1018>
73. Yang, J., Lu, Y., Daraboina, N., Sarica, C. (2020), *Wax deposition mechanisms: Is the B.M. Lonje and G. Liu Petroleum Research* 7 (2022) 220e235 234 current description sufficient? *Fuel* 275 (117937. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117937>