Tạp chí Phát triển Khoa học và Công nghệ – Engineering and Technology 2024, 6(SI7):145-155

Open Access Full Text Article

Bài nghiên cứu

Lựa chọn mô hình lưu biến phù hợp cho dung dịch khoan gốc nước có sử dụng vật liệu thân thiện môi trường

Đinh Phước Hậu[1,2], Lê Tấn Phát[1,2], Trần Hữu Phước[1,2], Lý Trung Hiếu[1,2], Trần Trung Dũng[1,2], Hoàng Trọng Quang[1,2], Trần Nguyễn Thiện Tâm[1,2], Lê Nguyễn Hải Nam[1,2,*]

TÓM TẮT

Dung dịch khoan là một phần quan trọng trong công tác khoan dầu khí. Hiện nay, nhằm phục vụ mục tiêu phát triển bền vững và bảo vệ môi trường, các vật liệu có nguồn gốc hữu cơ được sử dụng như là chất phụ gia cho dung dịch khoan. Vật liệu từ vỏ cam đã được sử dụng trong các nghiên cứu gần đây và được đánh giá cao về hiệu quả trong khả năng tăng cường chất lượng dung dịch khoan gốc nước. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã khảo sát các mô hình toán học để mô tả tính chất lưu biến của dung dịch khoan gốc nước có sử dụng vật liệu vỏ cam ở các tỷ lệ khác nhau.Việc lựa chọn mô hình lưu biến phù hợp giúp việc xác định tổn thất áp suất và tính toán thủy lực chính xác hơn. Ba mô hình lưu biến được khảo sát là: mô hình Bingham Plastic, Power Law và Herschel-Buckley. Để đánh giá mức độ chính xác của các mô hình so với số liệu đo thực tế tại phòng thí nghiệm, các thông số thống kê bao gồm: Sai số phần trăm trung bình tuyệt đối (MAPE), sai số bình phương trung bình (MSE) và hệ số tương quan (R^2) được sử dụng. Kết quả chỉ ra rằng tính chất lưu biến của dung dịch khoan có sử dụng vật liệu vỏ cam có thể được thể hiện bằng mô hình Herschel-Buckley với R^2 cao nhất, MAPE và MSE thấp nhất khi so sánh với mô hình Power Law và Bingham Plastic ở tất cả các tỷ lệ của vật liệu vỏ cam.

Từ khoá: Mô hình lưu biến, Vật liệu thân thiện môi trường, Bột vỏ cam, Dung dịch khoan gốc nước

[1]*Bộ môn Khoan- Khai thác dầu khí, Khoa KT Địa chất & Dầu khí, Trường Đại học Bách khoa TP. HCM*

[2]*Đại học quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh*

Liên hệ

Lê Nguyễn Hải Nam, Bộ môn Khoan- Khai thác dầu khí, Khoa KT Địa chất & Dầu khí, Trường Đại học Bách khoa TP. HCM

Đại học quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Email: lnhnam@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 30-9-2023
- Ngày chấp nhận: 15-1-2024
- Ngày đăng: 31-12-2024

DOI :10.32508/stdjet.v6iSI7.1252

Check for updates

Bản quyền

© ĐHQG Tp.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.

VNUHCM PRESS

MỞ ĐẦU

Một trong những hoạt động tiên quyết cho bất kì một dự án dầu khí chính là công tác khoan, vì vậy chi phí cho hoạt động này thường khá cao (50-80% trên tổng chi phí ở giai đoạn tìm kiếm thăm dò) và từ 30 đến 80% trên tổng chi phí phát triển mỏ[1] bởi mức độ phức tạp và những rủi ro liên quan. Trong đó, dung dịch khoan được xem như "huyết mạch" của công tác khoan, là một trong những nhân tố chủ chốt quyết định sự thành bại của một dự án khoan cũng như chiếm phần lớn chi phí trong quá trình khoan[2].

Dựa trên các đặc điểm địa chất cũng như điều kiện thiết bị, Việt Nam chủ yếu sử dụng 2 hệ dung dịch khoan là hệ gốc dầu và gốc nước[3]. Tuy dung dịch khoan gốc dầu có nhiều đặc tính tối ưu hơn hệ gốc nước như ổn định ở nhiệt độ cao, khả năng vận chuyển mùn khoan tốt hơn nhưng giá thành đắt và tác động tiêu cực đến môi trường vì có chứa dầu diesel và một số hoá phẩm khác[4], nên ứng dụng bị hạn chế. Vì vậy, hệ dung dịch khoan gốc nước là đối tượng tiềm năng được sử dụng cho giai đoạn khoan thăm dò, thẩm lượng cũng như khai thác dầu khí. Hiện nay, không riêng ở Việt Nam mà trên thế giới đã và đang tập trung nghiên cứu phát triển các loại dung dịch khoan gốc nước đáp ứng tốt về các yêu cầu kĩ thuật đồng thời thân thiện môi trường[5].

Với xu thế phát triển bền vững trong tương lai, Việt Nam đã và đang hướng tới mục tiêu phát triển đất nước gắn liền chính sách bảo vệ môi trường trên hầu hết các lĩnh vực, trong đó có ngành công nghiệp dầu khí. Trước đây, nước ta đã nghiên cứu và phát triển thành công dung dịch khoan gốc nước KLATROL, với thành phần KCl nhằm tăng cường tính ức chế sự trương nở của sét, barite làm tăng tỉ trọng dung dịch khoan và một số chất phụ gia khác[6]. Tuy nhiên, quá trình sử dụng các hoá phẩm phụ gia công nghiệp truyền thống như KCl, NaOH, Polyamine,…[7] đang gặp phải những hạn chế về yếu tố môi trường, vì thế việc tìm kiếm và tạo ra loại vật liệu góp phần kiểm soát các tính chất của dung dịch khoan đồng thời đảm bảo an toàn môi trường đang là xu thế cấp thiết hiện nay. Một trong số vật liệu nổi bật chính là các loại chất thải có nguồn gốc hữu cơ, với nguồn có sẵn và tiện dụng trong việc pha chế[2].

Ngày nay, đã và đang có nhiều nghiên cứu trên thế giới tổng hợp các loại rác thải hữu cơ như vỏ bưởi, vỏ chuối, vỏ quýt, đậu bắp,… làm chất phụ gia cho hệ dung dịch khoan gốc nước được trình trong Bảng 1.

Trích dẫn bài báo này: Hậu D P, Phát L T, Phước T H, Hiếu L T, Dũng T T, Quang H T, Tâm T N T, Nam L N H. **Lựa chọn mô hình lưu biến phù hợp cho dung dịch khoan gốc nước có sử dụng vật liệu thân thiện môi trường** . *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.* 2024; 6(SI7):145-155.

Bên cạnh đó, Việt Nam cũng đã có những nghiên cứu ứng dụng chất thải hữu cơ trong lĩnh vực kĩ thuật liên quan đến môi trường (Bảng 2) song còn hạn chế. Do đó, ý tưởng phát triển hệ dung dịch khoan ứng dụng vật liệu sinh khối hữu cơ làm phụ gia là hướng đi có tính mới mẻ đối với nghiên cứu khoa học Việt Nam nói chung cũng như ngành công nghiệp dầu khí nói riêng, vừa tận dụng được nguồn nông sản dồi dào của nước ta đồng thời đáp ứng mục tiêu môi trường bền vững trong tương lai.

Vỏ quả cam được lựa chọn sử dụng trong nghiên cứu này bởi vì theo những dữ liệu được cung cấp từ Tổng cục Thống kê Việt Nam, sản lượng cam năm 2021 là 1.55 triệu tấn, tăng 33.2% so với năm 2020 và đứng thứ hai nước ta[8]. Vì thế, đây có thể là nguồn vật liệu dồi dào và tiềm năng hướng đến mục tiêu phát triển hệ dung dịch khoan với các đặc tính: giá thành rẻ, đáp ứng hiểu quả về kĩ thuật đồng thời tận dụng hiệu quả nguồn sinh khối địa phương nhằm hạn chế tối đa lượng rác thải ra môi trường.

Để chọn được mô hình lưu biến tối ưu cho dung dịch khoan, trước hết phải đánh giá hiệu quả của dung dịch khoan thông qua tính chất lưu biến của chúng. Nhìn chung, chất lưu được phân chia thành hai loại chính, chất lưu Newton (Newtonian fluid) với ứng suất cắt tỉ lệ thuận với tốc độ cắt và chất lưu phi Newton (non-Newtonian fluid) có ứng suất cắt là một hàm của tốc độ cắt. Mô hình lưu biến của chất lưu phi Newton được có thể chia thành ba nhóm: (i) mô hình thực nghiệm bắt nguồn từ việc kiểm tra dữ liệu thí nghiệm, điển hình là mô hình Power Law; (ii) mô hình cấu trúc gồm mô hình Casson[9] và mô hình Herschel-Buckley[10] (còn được gọi là mô hình yield Power Law[11]; (iii) mô hình lý thuyết chỉ ra các yếu tố ảnh hưởng đến thông số lưu biến, ví dụ mô hình Krieger-Dougherty[8] cho độ nhớt tương đối và mô hình Bingham Plastic[12].

Cụ thể, nghiên cứu tập trung vào việc phân tích so sánh và lựa chọn mô hình lưu biến tối ưu cho các mẫu dung dịch khoan bentonite với hàm lượng bột vỏ cam khác nhau. Đầu tiên, quy trình tổng hợp bột vỏ cam (BVC) và dung dịch khoan được đưa ra với các thông số chi tiết cho từng giai đoạn. Tiếp đến, tiến hành phân tích ba mô hình lưu biến Power Law, Bingham Plastic và Herschel-Bulkley từ những thông số đã được đo, qua đó đánh giá và chọn ra mô hình tối ưu cho mẫu dung dịch khoan dựa trên các thông số thống kê bao gồm: Sai số phần trăm trung bình tuyệt đối (MAPE), sai số bình phương trung bình (MSE) và hệ số tương quan (R^2).

VẬT LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP THÍ NGHIỆM

Tổng hợp vật liệu

Để tạo ra vật liệu hữu cơ, tiến hành thu thập rác thải vỏ cam từ địa phương để phân loại và rửa sạch. Sau khi để khô, thái nhỏ thành từng miếng hình vuông có độ dài cạnh khoảng 1 cm để thuận lợi cho việc sấy và xay vật liệu. Chúng được sấy ở nhiệt độ 80^0C trong 48 tiếng bằng máy sấy (Hình 1a). BVC sẽ được hình thành khi tiến hành xay bằng máy xay bột khô QE-500 (Hình 1b) và cuối cùng được ray để thu các kích thước hạt trong khoảng 45-100μm (Hình 1c). BVC, nước cất và bentonite là những chất được sử dụng để chuẩn bị dung dịch khoan phục vụ cho quá trình nghiên cứu được thể hiện trong Hình 2. Quy trình thực nghiệm được thể hiện ở Hình 3. Các chất cần thiết được định lượng bằng cân điện tử Explorer Balances (Ohaus Corporation, Hoa Kỳ) (Hình 1d). Hỗn hợp BVC và nước cất được khuấy sơ bộ bằng thiết bị (Hình 1e) để hạn chế việc tạo bọt, sau đó khuấy cùng với bentonite bằng máy Hamilton Beach (Hình 1f) với tốc độ cao 6000 vòng/phút trong 30 phút được chứa trong cốc như Hình 2. Phần trăm khối lượng của các chất trong dung dịch được trình bày ở Bảng 3. Thiết bị Model 800 Viscometer (OFI Testing Equipment, Inc, Hoa Kỳ) (Hình 1g) để đo độ nhớt sau khi khuấy trộn dung dịch. Tất cả các thí nghiệm được thực hiện theo tiêu chuẩn của Viện dầu khí Hoa Kỳ (American Petroleum Institude –API).

Mô hình lưu biến

Lực cần thiết để duy trì chuyển động của chất lưu cụ thể thông qua diện tích gọi là ứng suất cắt (τ):

τ = lực/(diện tích) (1)

Ngoài ra ứng suất cắt có thể được tính bằng công thức:

τ = số đọc (lb/100ft^2)$\times$1.067$\times$0.51 (2)

trong đó: 1.067 là giá trị chuyển đổi từ số đọc qua ứng suất cắt

0.51 là hệ số chuyển đổi từ đơn vị lb/100ft^2 sang Pa.

Tốc độ cắt γ được định nghĩa là tốc độ thay đổi vận tốc khi một lớp chất lỏng đi qua một lớp liền kề chia cho khoảng cách giữa 2 lớp chất lỏng đó:

γ = 1.703$\times$tốc độ quay (RPM) (3)

với 1.703 là hệ số chuyển đổi từ tốc độ quay sang tốc độ cắt.

Có rất nhiều mô hình phi Newton đã được dùng để mô tả ứng xử của dung dịch khoan. Nhưng trong nghiên cứu này chỉ sử dụng ba mô hình: Power Law, Bingham Plastic và Herschel-Bulkley. Ba mô hình này mô tả mối quan hệ giữa ứng suất cắt-tốc độ cắt của dung dịch khoan. Ngoài ra, những mô hình này còn được sử dụng để mô tả đặc tính của dòng chảy nhằm

Bảng 1: Nghiên cứu thế giới ứng dụng vật liệu chất thải hữu cơ làm chất phụ gia trong dung dịch khoan gốc nước

Tài liệu tham khảo	Vật liệu	Hàm lượng %	Công thức dung dịch khoan	Tính lưu biến	
				Độ nhớt dẻo (PV)	Giới hạn chảy (YP)
[4]	Vỏ bưởi	1	600ml H_2O 18.6g Bentonite	Giảm	Giảm
[13]	Vỏ chuối	0.285, 0.57, 1.425	325.5ml H_2O 24.5g Bentonite	Tăng đáng kể đến 0.285%, sau đó giảm	Tăng đáng kể đến 0.285%, sau đó giảm
[14]	Vỏ khoai tây	1,2,3,4	600ml H_2O 0.6g NaOH 36g Bentonite	Tăng	Giảm
	Vỏ quýt			Tăng	Tăng
[15]	Đậu bắp	10	340ml H_2O 21g Bentonite	Tăng	Tăng
		20	340ml H_2O 21g Bentonite		

Bảng 2: Một số nghiên cứu ứng dụng vật liệu từ chất thải hữu cơ tại Việt Nam

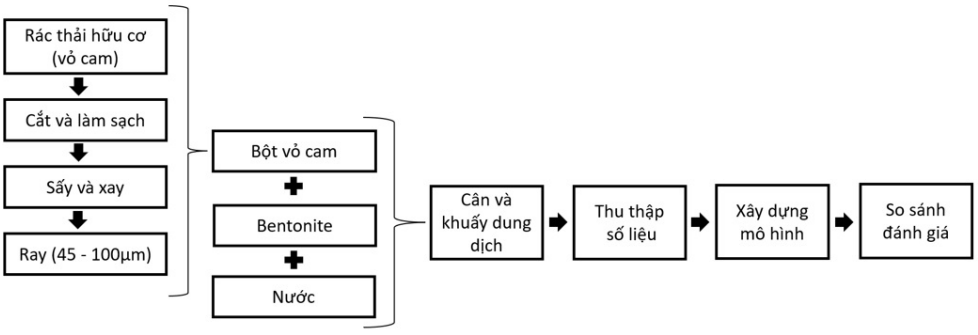
Tài liệu tham khảo	Vật liệu	Hiệu quả kỹ thuật
[16]	Nghiên cứu ứng dụng pectin từ vỏ bưởi làm chất trợ keo tụ sinh học trong xử lý nước thải	Hiệu suất tách chiết Pectin trong vỏ bưởi lên đến 87.8% ở điều kiện tối ưu (pH = 2). Việc kết hợp PAC và pectin cho hiệu quả xử lý TSS và COD lên tới 91.5% và 65% (cải thiện đáng kể so với việc chỉ dùng PAC)
[17]	Sinh khối từ phụ phẩm nông nghiệp: tiềm năng và hướng ứng dụng cho năng lượng tái tạo tại Đồng bằng sông Cửu Long	Kết quả nghiên cứu cho thấy lượng sinh khối dồi dào ở Đồng bằng sông Cửu Long có thể tạo ra lượng điện tương đương 113000 GWh, chiếm 33.4% cả nước
[18]	Tổng quan về tro trấu và khả năng hấp phụ các chất ô nhiễm hữu cơ và vô cơ trong nước của vật liệu chế tạo từ tro trấu	Nghiên cứu cho thấy chất hấp phụ chitosan-tro trấu có khả năng hấp phụ dầu thô từ nguồn nước ô nhiễm đạt 20.66 mg/g

Bảng 3: Phần trăm khối lượng các thành phần trong dung dịch

Phần trăm khối lượng	Mẫu A	Mẫu B	Mẫu C
BVC (%)	0.00	0.25	0.50
Bentonite (%)	5.00	5.00	5.00
Nước cất (%)	95.00	94.75	94.50

Hình 1: Thiết bị thí nghiệm

Hình 2: Mẫu thí nghiệm trước khi khuấy



Hình 3: Sơ đồ quy trình thực nghiệm

xác định khả năng thực hiện một số chức năng cụ thể như làm sạch giếng khoan, chống ăn mòn, mang các hạt vụn trong quá trình khoan lên bề mặt và tính toán thủy lực.

Mô hình Power Law (PLM) thể hiện thông qua:

$$\tau = K(\gamma)^n \quad (4)$$

trong đó n là chỉ số ứng xử dòng chất lỏng (flow behavior index) biểu thị xu hướng ứng xử của chất lỏng và không có thứ nguyên, K là hệ số đồng nhất (consistency coefficient) đóng vai trò là chỉ số độ nhớt của hệ thống có đơn vị là lb.sec^n/100ft^2 hoặc Pa.s^n. Khi n < 1 thu được chất lỏng ở dạng shear-thinning và khi n > 1 cho dạng shear-thickening[19].

Mô hình Bingham Plastic (BPM) được trình bày với công thức:

$$\tau = YP + PV(\gamma) \quad (5)$$

trong đó: YP (yield point) là giới hạn chảy, đơn vị lb/100ft^2 hoặc Pa

PV (plastic viscosity) là độ nhớt dẻo, đơn vị cP hoặc Pa.s

Mở rộng ra, sự kết hợp của mô hình Power Law và Bingham Plastic cũng như gọi là mô hình Power Law cải tiến tựu chung là cách để nói đến mô hình Herschel-Bulkley[20].

Mô hình Herschel-Bulkley (HBM) được giới thiệu qua:

$$\tau = \tau_0 + K_{HB}\gamma^{n_{HB}} \quad (6)$$

trong đó τ_o là ứng suất căng (Herschel-Bulkley yield stress) có đơn vị Pa, KHB (đơn vị: Pa.s^n) là chỉ số đồng nhất (Herschel-Bulkley consistency index) còn nHB là chỉ số ứng xử dòng chất lỏng (Herschel-Bulkley flow behavior index). Khi $\tau \geq \tau_{HB}$ thì phương trình (6) có thể dùng được[21].

Chỉ số đo lường độ chính xác

Các chỉ số thống kê sau đây đã được sử dụng để dự đoán mức độ sai lệch của từng mô hình lưu biến so với ứng suất cắt đo đạc.

1. Giá trị sai số bình phương trung bình (MSE) được cho bởi công thức:

$$MSE = \frac{1}{n}\sum_{1}^{n}(\tau_{measured} - \tau_{calculated})^2 \quad (7)$$

2. Giá trị sai số phần trăm trung bình tuyệt đối (MAPE) được thể hiện bằng công thức sau:

$$MAPE = \left[\frac{1}{n}\sum_{1}^{n}\left|\frac{\tau_{measured} - \tau_{calculated}}{\tau_{measured}}\right|\right] \times 100 \quad (8)$$

3. Giá trị hệ số tương quan (R^2) được tính bằng công thức:

$$R^2 = 1 - \frac{\Sigma(\tau_{measured} - \tau_{calculated})^2}{\Sigma(\tau_{measured} - (\tau_{measure})_{ave})^2} \quad (9)$$

Trong đó:

$\tau_{measured}$: ứng suất cắt đo đạc

$\tau_{calculated}$: ứng suất cắt tính toán

$(\tau_{measured})_{ave}$: trung bình ứng suất cắt đo đạc

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Như được trình bày ở Bảng 4, những thông số được đo đạc dựa trên việc phân tích PLM (n, K), BPM (PV, YP) và HBM (τ_{HB}, n_{HB}, K_{HB}) tại các mẫu dung dịch khoan trong điều kiện nhiệt độ phòng.

Phân tích tính chất lưu biến mẫu A

Bảng 5 trình bày kết quả đạt được với các chỉ số từ máy đo độ nhớt ở mẫu A. Phương trình (2) áp dụng để tính ứng suất cắt đo đạc từ số đọc. Tốc độ cắt được tính bằng công thức từ phương trình (3). Với hệ số nhất quán K = 14.78 Pa.s^n, chỉ số ứng xử dòng chảy n = 0.04 , giới hạn chảy YP = 16.47 Pa, độ nhớt dẻo PV = 0.0051 Pa.s, ứng suất τ_o = 16.75 Pa, chỉ số n_{HB} = 1.41, chỉ số đồng nhất K_{HB} = 0.0003 Pa.s^n được lấy từ Bảng 4. Từ đó, xây dựng được phương trình ứng suất cắt tính toán của mẫu A:

$$PLM: \ \tau = 14.78(\gamma)^{0.04};$$
$$BPM: \ \tau = 16.47 + 0.0051\gamma;$$
$$HBM: \ \tau = 16.75 + 0.0003\gamma^{1.41}$$

Phân tích tính chất lưu biến mẫu B và C

Việc thêm vào BVC với hàm lượng 0.25% và 0.5% tương ứng ở mẫu B và C, có thể thấy được ảnh hưởng của loại vật liệu này lên tính chất của dung dịch khoan bentonite. Đối với hệ dung dịch khoan thông thường, khoảng giá trị tối ưu cho chỉ số n dao động từ 0.2 đến 0.9[22]. Với mô hình Power Law, chỉ số ứng xử dòng chảy n tăng đáng kể từ 0.04 (Mẫu A) lên 0.157 ở mẫu có hàm lượng 0.50% BVC, có thể thấy việc thêm BVC đã tác động chỉ số n theo hướng tăng dần đến khoảng giá trị tối ưu nêu trên. Ngược lại, hệ số nhất quán K có xu hướng giảm mạnh còn 4.42 Pa.s^n ở mẫu C, so với 14.78 Pa.s^n của mẫu A ban đầu (Bảng 4). Bên cạnh đó, các thông số PV và YP từ mô hình Bingham Plastic cũng thay đổi khi có sự xuất hiện của BVC. Giá trị YP ảnh hưởng không nhỏ đến khả năng bơm của dung dịch khoan và gây ra sự thất thoát áp suất, vì vậy YP trong khoảng 10 - 25 lb/100ft^2 hay 5.1 - 12.75 Pa được xem là khoảng giá trị ổn định đối với quá

Bảng 4: Các thông số của ba mô hình Power Law, Bingham Plastic và Herschel-Bulkley

Mô hình	Thông số	Mẫu A (0% BVC)	Mẫu B (0.25% BVC)	Mẫu C (0.50% BVC)
Power Law		0.04	0.12	0.157
	K (Pa.s^n)	14.78	6.31	4.42
Bingham Plastic	YP (Pa)	16.47	9.08	7.33
	PV (Pa.s)	0.0051	0.0073	0.0077
Herschel-Bulkley	τ_o (Pa)	16.75	8.94	6.95
	nHB	1.41	0.91	0.80
	KHB (Pa.s^n)	0.0003	0.0136	0.0311

Bảng 5: Các chỉ số từ máy đo độ nhớt ở mẫu A

Tốc độ quay	Số đọc	Tốc độ cắt	Ứng suất cắt đo đạc	Ứng suất cắt tính toán		
				PLM	BPM	HBM
(RPM)	(lb/100ft^2)	(s^{-1})	(Pa)	(Pa)	(Pa)	(Pa)
600	43	1021.80	21.97	19.64	21.69	22.01
300	37	510.90	18.90	19.09	19.08	18.73
200	35	340.60	17.88	18.77	18.21	17.86
100	33	170.30	16.86	18.25	17.34	17.17
60	33	102.18	16.86	17.87	16.99	16.95
30	33	51.09	16.86	17.37	16.73	16.82
6	33	10.22	16.86	16.26	16.52	16.75
3	33	5.11	16.86	15.80	16.49	16.75

trình khoan[23]. Cụ thể, ở hàm lượng 0.25% và 0.5% BVC, giá trị YP tương ứng là 9.08 và 7.33 Pa, giảm hơn một nửa so với YP của mẫu dung dịch khoan ban đầu. So với thông số YP, kết quả từ Bảng 4 cho thấy giá trị của PV tăng nhẹ tỉ lệ với hàm lượng BVC thêm vào và đạt giá trị lớn nhất ở mẫu C (0.50% BVC) với 0.0077 Pa.s. Xu hướng tăng của PV có thể đến từ sự gia tăng hàm lượng hạt rắn có trong dung dịch khoan gốc nước, điều đó gây ra tổn thất áp suất do ma sát trong giai đoạn đầu của quá trình khoan[2].

Bảng 6 trình bày kết quả đạt được với các chỉ số từ máy đo độ nhớt ở mẫu B. Từ phương trình (2) và (3) lần lượt tính được ứng suất cắt đo đạc từ số đọc và tốc độ cắt. Với hệ số nhất quán K = 6.31 Pa.s^n, chỉ số ứng xử dòng chảy n = 0.12, giới hạn chảy YP = 9.08 Pa, độ nhớt dẻo PV = 0.0073 Pa.s, ứng suất τ_o = 8.94 Pa, chỉ số n_{HB} = 0.91, chỉ số đồng nhất K_{HB} = 0.0136 Pa.s^n được lấy từ Bảng 4. Qua đó, xây dựng được phương trình ứng suất cắt tính toán của mẫu B:

$$PLM:\ \tau = 6.31\,(\gamma)^{0.12};$$
$$BPM:\ \tau = 9.08 + 0.0073\gamma;$$
$$HBM:\ \tau = 8.94 + 0.0136\gamma^{0.0136}$$

Tương tự, có thể tính được ứng suất cắt đo đạc từ số đọc và tốc độ cắt ở mẫu C dựa trên phương trình (2), (3) và kết quả các chỉ số từ máy đo độ nhớt từ Bảng 7. Bên cạnh đó, ứng suất cắt tính toán của mẫu C cũng được biểu diễn qua phương trình sau:

$$PLM:\ \tau = 4.42\,(\gamma)^{0.157};$$
$$BPM:\ \tau = 7.33 + 0.0077\gamma;$$
$$HBM:\ \tau = 6.95 + 0.0311\gamma^{0.80}$$

So sánh các mô hình lưu biến

Như được trình bày ở Hình 4(a), Hình 5(a) và Hình 6(a), giá trị ứng suất cắt tính toán từ PLM thấp hơn giá trị đo tại tốc độ cắt cao và thấp. Do đó, kết quả từ PLM không thể hiện chính xác ứng xử của

Bảng 6: Các chỉ số từ máy đo độ nhớt ở mẫu B

Tốc độ quay	Số đọc	Tốc độ cắt	Ứng suất cắt đo đạc	Ứng suất cắt tính toán		
				PLM	BPM	HBM
(RPM)	(lb/100ft^2)	(s^{-1})	(Pa)	(Pa)	(Pa)	(Pa)
600	32	1021.80	16.35	14.35	16.59	16.47
300	26	510.90	13.28	13.22	12.83	12.95
200	23	340.60	11.75	12.60	11.58	11.71
100	20	170.30	10.22	11.60	10.33	10.41
60	19	102.18	9.71	10.92	9.83	9.86
30	18	51.09	9.20	10.06	9.46	9.43
6	18	10.22	9.20	8.31	9.16	9.05
3	18	5.11	9.20	7.65	9.12	9.00

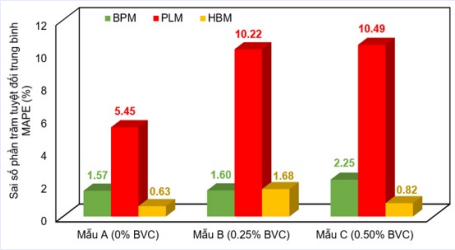
Bảng 7: Các chỉ số từ máy đo độ nhớt ở mẫu C

Tốc độ quay	Số đọc	Tốc độ cắt	Ứng suất cắt đo đạc	Ứng suất cắt tính toán		
				PLM	BPM	HBM
(RPM)	(lb/100ft^2)	(s^{-1})	(Pa)	(Pa)	(Pa)	(Pa)
600	29	1021.80	14.82	13.11	15.17	14.89
300	23	510.90	11.75	11.76	11.25	11.51
200	20	340.60	10.22	11.03	9.94	10.25
100	17	170.30	8.68	9.89	8.64	8.85
60	16	102.18	8.17	9.13	8.11	8.21
30	15	51.09	7.66	8.19	7.72	7.68
6	14	10.22	7.15	6.36	7.41	7.15
3	14	5.11	7.15	5.71	7.37	7.07

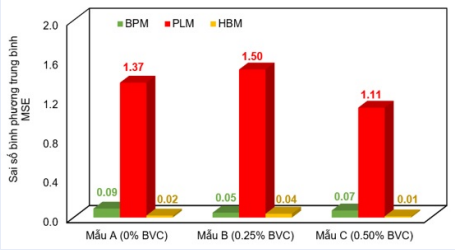
dung dịch khoan của ba mẫu tại tốc độ cắt thấp khi dung dịch nằm trong khoảng không vành xuyến và ở tốc độ cắt cao khi dung dịch từ trong cột cần đi ra ngoài choòng khoan[24]. Trong khi đó, BPM và HBM thể hiện được chính xác ứng xử của dung dịch ở cả hai trường hợp so với giá trị đo. Hình 4(b), Hình 5(b) và Hình 6(b) cho thấy giá trị của HBM ở cả ba mẫu đều tiệm cận với đường thẳng X = Y hơn so với PLM và BPM. Điều này thể hiện giá trị ứng suất cắt tính toán từ HBM gần giống với giá trị ứng suất cắt đo đạc. Trong khi đó, các giá trị của PLM có xu hướng lệch ra xa so với đường X = Y, nguyên nhân là do có sự sai lệch giữa kết quả tính toán và kết quả đo đạc.

Sai số bình phương trung bình (MSE), sai số phần trăm trung bình tuyệt đối (MAPE), hệ số tương quan (R^2) được tính từ công thức (7), (8), (9) để đánh giá mức độ sai lệch kết quả tính toán ứng suất cắt từ hai mô hình so với giá trị ứng suất cắt đo đạc. Hình 7 cho thấy giá trị MAPE ở PLM dao động từ 5.45 - 10.49%, cao hơn rất nhiều so với số liệu sai số thu được từ BPM và HBM, tương ứng với giá trị sai số cao nhất là 2.25% tại mẫu C và 1.68% tại mẫu B. Điều này cho thấy giá trị ứng suất cắt tính toán được từ HBM gần đúng hơn so với giá trị đo đạc. Tương tự, Hình 8 thể hiện giá trị MSE ở PLM cao hơn so với BPM và HBM. Có thể khẳng định rằng PLM không thực sự tối ưu trong việc tính toán ứng suất cắt ứng với ba mẫu trong nghiên cứu này. Hơn thế nữa, BPM có sai số bình phương trung bình khá thấp từ 0.05-0.09, con số chỉ ở khoảng 0.01-0.04 thu được tại HBM qua đó thể hiện được độ chính xác cao đồng thời ước lượng giá trị ứng suất cắt xấp xỉ so với giá trị đo đạc. R^2 là giá trị để đánh giá

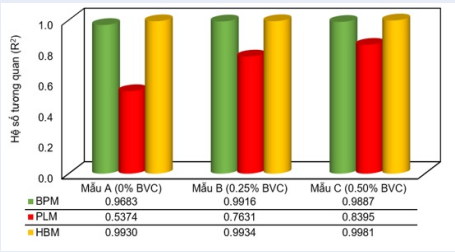
độ chính xác của các mô hình [25]. Ngược lại với MSE và MAPE, Hình 9 thể hiện giá trị hệ số tương quan ở PLM thấp hơn so với BPM và HBM.



Hình 7: Giá trị MAPE ở ba mẫu



Hình 8: Giá trị MSE ở ba mẫu



Hình 9: Giá trị hệ số tương quan (R^2) ở ba mẫu

KẾT LUẬN

Đánh giá được tiến hành cho cả ba mẫu dung dịch khoan gốc nước để lựa chọn mô hình lưu biến phù hợp và dự đoán chính xác ứng suất cắt bằng cách sử dụng ba mô hình lưu biến Power Law, Bingham Plastic và Herschel-Bulkley cùng với việc sử dụng ba thông số thống kê để tính toán ứng suất cắt gần nhất so với ứng suất cắt đo đạc.

Một vài kết luận chính được rút ra từ đánh giá:

- Mô hình Herschel-Bulkley dự đoán chính xác các ứng xử của dung dịch khoan hơn mô hình Power Law và Bingham Plastic ngay cả khi có sự có mặt BVC với hàm lượng tăng dần dựa trên các thông số thống kê MSE, MAPE, và R^2. Điều này giải thích cho việc lý do Herschel-Bulkley là một mô hình cải tiến của mô hình Power Law [20].
- Mô hình Power Law đưa thông tin chính xác hơn tại điều kiện tốc độ cắt thấp nhưng có một bất lợi tại điều kiện tốc độ cắt cao.
- Mô hình Bingham Plastic dự đoán không chính xác ứng xử dòng chất lỏng tại tốc độ cắt thấp.

Vật liệu bột vỏ cam có ảnh hưởng tích cực lên dung dịch khoan giúp làm tăng chỉ số n đến khoảng tối ưu (từ 0.2 đến 0.9) [22] của dung dịch khoan và làm giảm giá trị YP hạn chế việc tổn hao áp suất khi bơm nhưng vẫn trong khoảng giá trị chấp nhận được (10 - 25 lb/100ft^2 hay 5.1 - 12.75 Pa) [23] vẫn có khả năng mang theo các hạt. Tuy nhiên giá trị PV có xu hướng tăng nhẹ, điều này gây ra tổn thất áp suất do ma sát trong giai đoạn đầu của quá trình khoan [2].

LỜI CẢM ƠN

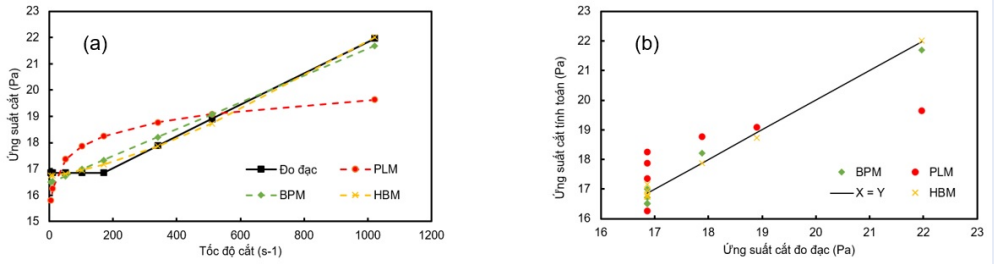
Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM đã hỗ trợ nghiên cứu này.

KÝ HIỆU VIẾT TẮT

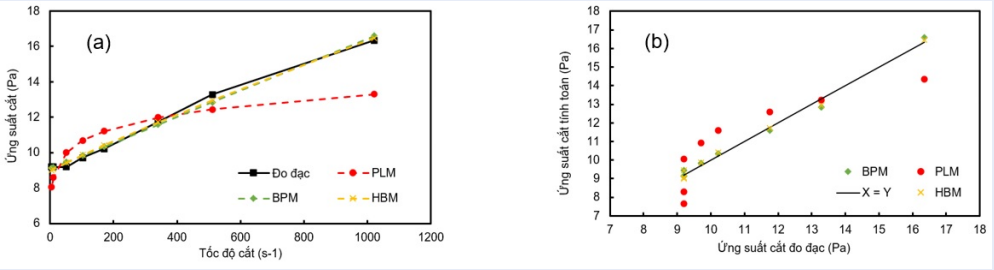
MSE Sai số bình phương trung bình (Mean Squared Error)
MAPE Sai số phần trăm trung bình tuyệt đối (Mean Average Percentage Error)
R^2 Hệ số tương quan (Coefficient of Determination)
n Chỉ số ứng xử dòng chảy (Flow Behavior Index)
K Hệ số nhất quán (Consistency Coefficient)
YP Giới hạn chảy (Yield Point)
PV Độ nhớt dẻo (Plastic Viscosity)
τ Ứng suất cắt (Shear stress)
γ Tốc độ cắt (Shear rate)
τ_o Herschel-Bulkley yield stress
K_{HB} Herschel-Bulkley consistency index
n_{HB} Herschel-Bulkley flow behavior index
BVC Bột vỏ cam (Organe Peel Powder)
PLM Mô hình Power Law (Power Law model)
BPM Mô hình Bingham Plastic (Bingham Plastic model)
HBM Mô hình Herschel-Bulkley (Herschel-Bulkley model)

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

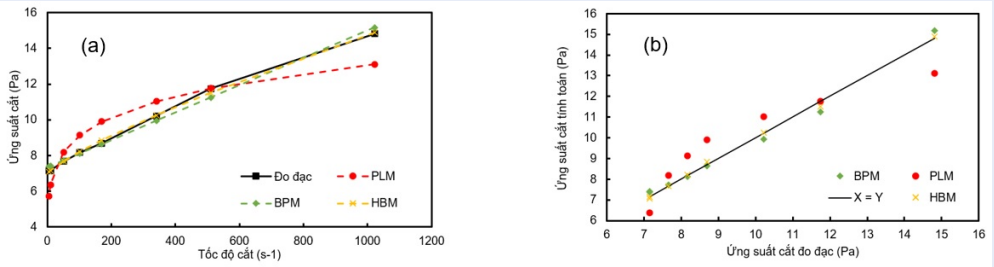
Tập thể tác giả cam đoan bài báo này là công trình nghiên cứu của tập thể tác giả, chưa được công bố ở đâu, không sao chép lại các bài nghiên cứu trước đây; không có sự tranh chấp lợi ích đối với bất kì cá nhân, cơ quan, tổ chức nào.



Hình 4: Mối quan hệ mẫu A giữa: (a) ứng suất cắt và tốc độ cắt; (b) ứng suất cắt tính toán và ứng suất cắt đo đạc



Hình 5: Mối quan hệ mẫu B giữa: (a) ứng suất cắt và tốc độ cắt; (b) ứng suất cắt tính toán và ứng suất cắt đo đạc



Hình 6: Mối quan hệ mẫu C giữa: (a) ứng suất cắt và tốc độ cắt; (b) ứng suất cắt tính toán và ứng suất cắt đo đạc

ĐÓNG GÓP CỦA CÁC TÁC GIẢ

Đinh Phước Hậu và Lý Trung Hiếu đưa ra ý tưởng, thu thập dữ liệu, và viết bản thảo. Trần Hữu Phước và Lê Tấn Phát thu thập dữ liệu, phân tích và viết bản thảo. Trần Trung Dũng, Hoàng Trọng Quang và Trần Nguyễn Thiện Tâm đã đóng góp định hướng nghiên cứu và chỉnh sửa bản thảo. Lê Nguyễn Hải Nam đã đóng góp ý tưởng, giám sát, phân tích và viết bản thảo. Tất cả các tác giả đã đọc và duyệt bản thảo cuối cùng.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Mitchell RF, Miska SZ. Fundamentals of Drilling Engineering. Spe Textbook Series Vol. 12, vol. 12. 2011;Available from: https://doi.org/10.2118/9781555632076.
2. Mohammed NA, AL Khalaf H, Kovacsne GF, Yalman E, Depci T. Effect of Banana Peels Waste on the Properties of Water Based Mud. Petroleum and Coal. 2023;65(1):107-117;.
3. Pham S, Nguyen T, Nguyen H, Thai C, Pham T, Nguyen T. Thử nghiệm hệ dd khoan Protrol tại mỏ Rồng.pdf. PETROVIETNAM. 2018;5:35-41;.
4. Zhang L, Wu X, Sun Y, Cai J, Lyu S. Experimental study of the pomelo peel powder as a novel shale inhibitor in water-based drilling fluids. Energy Exploration and Exploitation. 2020;38(2):569-588;Available from: https://doi.org/10.1177/0144598719882147.
5. Phạm KS, Sơn Đ, Nguyễn T, Hùng M, Thái TS, Chương H. Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan ức chế trương nở sét cao KLATROL. Petrovietnam. 2012. [Online];Available from: http://pvj.com.vn/index.php/TCDK/article/view/953.
6. Phạm KS, Sơn Đ, Nguyễn T, Hùng M, Thái TS, Chương H. Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan ức chế trương nở sét cao KLATROL. Petrovietnam. 2012;.
7. Medved I, Gaurina-me N, Mavar KN. Fluid Additive. 2022;.
8. Krieger IM, Dougherty TJ. A Mechanism for Non-Newtonian Flow in Suspensions of Rigid Spheres. Trans Soc Rheol. 1959;3(1):137-152;Available from: https://doi.org/10.1122/1.548848.

9. Casson M. The Rheology of Disperse Systems. Pergamon Press, London. 1959;.
10. Herschel WH, Bulkley R. Konsistenzmessungen von gummi-benzollösungen. Kolloid-Zeitschrift. 1926;39:291-300;Available from: https://doi.org/10.1007/BF01432034.
11. Gautam S, Guria C. An improved prediction of frictional pressure drop using an accurate shear rate equation for high-yield stress drilling fluids at the surface and downhole conditions. J Pet Sci Eng. 2022;218(July):110981;Available from: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110981.
12. Bingham EC. Fluidity and Plasticity. McCraw-Hill Book Company, 439th ed. New York, London. 1922;.
13. Al-saba MT, Amadi KW, Al-Hadramy KO, Al Dushaishi MF, Al-Hameedi A, Alkinani H. Experimental investigation of biodegradable environmentally friendly drilling fluid additives generated from waste. Soc Pet Eng. 2018;190655;Available from: https://doi.org/10.2118/190655-MS.
14. Al-Hameedi ATT, Alkinani HH, Dunn-Norman S, Alkhamis MM, Feliz JD. Full-set measurements dataset for a water-based drilling fluid utilizing biodegradable environmentally friendly drilling fluid additives generated from waste. Data Br. 2020;28:104945;PMID: 31890794. Available from: https://doi.org/10.1016/j.dib.2019.104945.
15. Murtaza M, Ahmad HM, Zhou X, Al-Shehri D, Mahmoud M, Shahzad Kamal M. Okra mucilage as an environmentally friendly and non-toxic shale swelling inhibitor in water-based drilling fluids. Fuel. 2022;320;Available from: https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123868.
16. Thi HN. Nghiên cứu ứng dụng Pectin từ vỏ bưởi làm chất trợ keo tụ sinh học trong xử lý nước thải. VNU Journal of Science: Earth and Environmental Sciences. 2017;33(1S):157-162. [Online];Available from: https://js.vnu.edu.vn/EES/article/view/4169.
17. Nguyen N. Sinh khối từ phụ phẩm nông nghiệp: Tiềm năng và hướng ứng dụng cho năng lượng tái tạo tại đồng bằng Sông Cửu Long.pdf. 2022;58;Available from: https://doi.org/10.22144/ctu.jvn.2022.206.
18. Toan PP. TỔNG QUAN VỀ TRO TRẤU VÀ KHẢ NĂNG HẤP PHỤ CÁC CHẤT Ô NHIỄM HỮU CƠ VÀ VÔ CƠ TRONG NƯỚC CỦA VẬT LIỆU CHẾ TẠO TỪ TRO TRẤU.pdf. AGU Int J Sci. 2022;30(1):71-82;.
19. Johnson FA, Dosunmu A, Boniface OA. An Improved Model for Accurate Description of Drilling Fluid Rheological Behaviour in Enhanced-Water and Low-Toxicity Oil-Based Muds. Soc Pet Eng. 2023;217171;Available from: https://doi.org/10.2118/217171-MS.
20. Andaverde JA, Wong-Loya JA, Vargas-Tabares Y, Robles M. A practical method for determining the rheology of drilling fluid. J Pet Sci Eng. 2019;180(December 2018):150-158;Available from: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.039.
21. Dallagi H, Aloui F, Bouvier L, Wauquier L, Benezech T. Numerical and experimental investigations into the rheological behaviour of wet foam flowing under a fence. Food Bioprod Process. 2022;132:211-225;Available from: https://doi.org/10.1016/j.fbp.2021.12.009.
22. King RP. Introduction to Practical Fluid Flow. 2002. [Online];Available from: https://www.beyonddiscovery.org/newtonian-fluids/531-dense-slurries.html.
23. Murtaza M, Tariq Z, Zhou X, Al-Shehri D, Mahmoud M, Kamal MS. Okra as an environment-friendly fluid loss control additive for drilling fluids: Experimental & modeling studies. J Pet Sci Eng. 2021;204(April):108743;Available from: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108743.
24. Becker TE, Morgan RG, Chin WC, Griffith JE. Improved Rheology Model and Hydraulics Analysis for Tomorrow's Wellbore Fluid Applications. Proceedings - SPE Production Operations Symposium. 2003;675-684;Available from: https://doi.org/10.2523/82415-MS.
25. Arain SUIAH, Ridha S, Suppiah RR, Irawan S. Developing an efficient ester-based drilling fluid based on Calophyllum Inophyllum oil for eco-friendly drilling of unconventional shale formation. J Pet Sci Eng. 2022;Available from: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111141.

Science & Technology Development Journal – Engineering and Technology 2024, 6(SI7):145-155

Open Access Full Text Article

Selecting an Appropriate Rheological Model for Environmentally Friendly Water-Based Drilling Fluid

Đinh Phuoc Hau[1,2], Le Tan Phat[1,2], Tran Huu Phuoc[1,2], Ly Trung Hieu[1,2], Tran Trung Dung[1,2], Hoang Trong Quang[1,2], Tran Nguyen Thien Tam[1,2], Le Nguyen Hai Nam[1,2,*]

ABSTRACT

A vital component of oil and gas drilling operations is drilling fluid. Water-based drilling fluids have been enhanced with organic-based components to encourage the protection of the environment and sustainable development. Recently, materials derived from orange peels have been studied and found useful in improving the quality of water-based drilling fluids. This study examined mathematical models to describe the rheological properties of water based drilling fluids incorporating orange peel powder in various concentration. Selecting a suitable rheological model facilitates the estimation of pressure losses and enables more precise hydraulic calculations. Three rheological models, namely Bingham Plastic, Power Law and Herschel-Bulkley, were investigated. To assess the accuracy of the models compared to experimental data obtained in the laboratory, performance metrics including Mean Absolute Percentage Error (MAPE), Mean Squared Error (MSE), and Coefficient of Determination (R^2) were employed. The results indicate that the rheological behavior of drilling fluids incorporating orange peel powder can be adequately represented by the Herschel-Bulkley model, exhibiting the highest R^2 value, lowest MAPE and MSE values when compared to the Power Law model and Bingham Plastic model.

Key words: Rheological model, Environmentally friendly material, Orange peel powder, Water based drilling fluid

[1]*Department of Drilling and Production Engineering, Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), 268 Ly Thuong Kiet Street, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam*

[2]*Vietnam National University Ho Chi Minh City, Linh Trung Ward, Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam*

Correspondence

Le Nguyen Hai Nam, Department of Drilling and Production Engineering, Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), 268 Ly Thuong Kiet Street, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

Vietnam National University Ho Chi Minh City, Linh Trung Ward, Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: lnhnam@hcmut.edu.vn

History

- Received: 30-9-2023
- Accepted: 15-1-2024
- Published Online: 31-12-2024

DOI :10.32508/stdjet.v6iSI7.1252

Check for updates

Cite this article : Hau D P, Phat L T, Phuoc T H, Hieu L T, Dung T T, Quang H T, Tam T N T, Nam L N H. **Selecting an Appropriate Rheological Model for Environmentally Friendly Water-Based Drilling Fluid**. *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology* 2024; 6(SI7):145-155.