

Bài báo khoa học

Khảo sát ảnh hưởng của muối lên tính chất của dung dịch khoan bentonite ở khu vực bị nhiễm mặn

Lê Tấn Phát¹, Đinh Phước Hậu¹, Lý Trung Hiếu¹, Trần Hoàng Khương¹, Huỳnh Trần Tố Nga¹, Trần Hữu Phước¹, Lê Nguyễn Hải Nam^{1*}

¹ Khoa KT Địa chất & Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa - Đại học quốc gia TP. HCM; phat.ledaukhi@hcmut.edu.vn; hau.dinhchau1220@hcmut.edu.vn; hieu.ly0986@hcmut.edu.vn; khuong.tran021002@hcmut.edu.vn; nga.huynh1009@hcmut.edu.vn; phuoc.tranthp2304@hcmut.edu.vn; lnhnam@hcmut.edu.vn

*Tác giả liên hệ: lnhnam@hcmut.edu.vn; Tel.: +84-909479185

Ban Biên tập nhận bài: 8/7/2023; Ngày phản biện xong: 18/8/2023; Ngày đăng bài: 25/9/2023

Tóm tắt: Dung dịch khoan đóng một vai trò quan trọng trong công tác khoan phục vụ khảo sát địa chất, xây dựng và khai thác nước. Tính chất của dung dịch khoan bị ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố khác nhau. Một trong số đó là ảnh hưởng của muối khi khoan ở các khu vực bị nhiễm mặn. Trong bài báo này, ảnh hưởng của hàm lượng bentonite, thời gian ủ và hàm lượng muối lên tính chất của dung dịch khoan được đánh giá thông qua các thí nghiệm theo tiêu chuẩn của Viện dầu khí Hoa kỳ (API). Kết quả từ thí nghiệm chỉ ra rằng, hàm lượng bentonite và thời gian ủ có ảnh hưởng lớn đến độ nhớt, khả năng thất thoát nước của dung dịch khoan. Khi tăng lượng bentonite từ 1% lên 5% khối lượng, độ nhớt dẻo tăng từ 0,5 cP lên 5,5 cP trong khi lượng nước thải ra giảm từ 43,2 ml xuống 18,3 ml. Ngược lại, sự nhiễm mặn do muối NaCl làm giảm chất lượng của dung dịch khoan. Các thông số độ nhớt giảm đáng kể khi tăng nồng độ NaCl. Kết quả ghi nhận được từ thí nghiệm độ thất thoát nước cho thấy lượng nước thất thoát tăng xấp xỉ gấp 2 lần khi tăng lượng NaCl từ 0,5% lên 2% tỉ lệ theo khối lượng. Các kết quả từ thí nghiệm là cơ sở để tiếp tục nghiên cứu ảnh hưởng của các yếu tố khác lên dung dịch khoan, góp phần nâng cao hiệu quả của công tác khoan ở các khu vực nhiễm mặn, ven biển.

Từ khóa: Dung dịch khoan; Ảnh hưởng của muối; Bentonite; Ngập mặn.

1. Giới thiệu

Khoan là quá trình phá hủy đất đá trong lòng đất tạo ra giếng hoặc đường dẫn nhằm phục vụ: Khai thác dầu khí, khai thác nước, hầm ngầm, khoan cọc nhồi và khảo sát địa chất, ... Đặc biệt, trong ngành công nghiệp dầu khí thì công tác khoan được xem như là một hoạt động tiên quyết bắt buộc cần phải có đối với bất kỳ một dự án lớn nhỏ nào. Về mặt tài chính, chi phí khoan cho một dự án dầu khí bình quân sẽ chiếm từ 50-80% trên tổng chi phí ở giai đoạn tìm kiếm thăm dò và 30 đến 80% trên tổng chi phí phát triển mỏ [1].

Trong khi khoan, chất lượng dung dịch ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả của một giếng khoan vì chi phí cho dung dịch khoan được ước tính chiếm khoảng 25-40% của toàn bộ chi phí công tác khoan [2]. Để đảm bảo quá trình khoan đạt hiệu quả tốt nhất, hỗn hợp dung dịch khoan sẽ đảm bảo một số chức năng chính như: (i) Giảm nhiệt độ và ma sát do quá trình phá hủy đất đá gây ra [3]. Chức năng thứ hai của dung dịch khoan là đưa các đất đá bị phá hủy trong quá trình khoan tạo ra đi lên bề mặt [3]; (ii) Làm sạch đáy giếng, dung dịch khoan sẽ

được bơm thông qua chuỗi cần khoan và tạo ra áp lực để đẩy các vụn đất đá phá hủy trong quá trình khoan lên bề mặt; (iii) Duy trì áp suất đáy giếng, giảm nguy cơ xâm nhập của nước hoặc khí tự nhiên từ thành hệ vào giếng [3]; (iv) Ổn định thành giếng khoan, ngăn không cho mất mát dung dịch khoan nhờ vào lớp sét xung quanh thành giếng [4]; (v) Hỗ trợ thu thập và minh giải các dữ liệu từ mẫu lõi, địa vật lý [5].

Các loại dung dịch khoan khác nhau được xác định dựa trên chất nền bao gồm gốc nước, gốc dầu và dung dịch dạng khí [5]. Dung dịch khoan dạng khí được hiểu mùn khoan được vận chuyển bởi áp lực từ việc thổi khí tốc độ cao. Với các tính chất thành hệ và điều kiện kỹ thuật, các nhà thầu khoan tại Việt Nam thường ưu tiên sử dụng các loại dung dịch gốc nước và gốc dầu [6]. Dung dịch khoan gốc dầu được sử dụng khi khoan qua các địa tầng phức tạp để bị sự cố do sét trương nở, nhiệt độ phức tạp. Nhược điểm của dung dịch khoan gốc dầu là nguy cơ ô nhiễm môi trường và chi phí cao. Vì vậy, dung dịch khoan gốc nước được ưu tiên sử dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực như khoan dầu khí, khoan khảo sát địa chất, xây dựng và khai thác nước. Dung dịch khoan gốc nước được pha chế đơn giản với thành phần chính là sét bentonite, chi phí hợp lý và giảm thiểu tác động môi trường.

Gần đây, tại Việt Nam, nhiều dự án được phát triển dọc theo các vùng ven biển [7], cũng như nước biển dâng làm tình trạng nhiễm mặn tăng cao [8] kéo theo đó công tác khoan và thi công các công trình ở những vùng này diễn ra thường xuyên hơn [9]. Tuy nhiên, một trong những thách thức khi khoan ở những vùng ven biển này là sự tác động của muối (chủ yếu là NaCl) lên tính chất của dung dịch khoan [10]. Một số nghiên cứu về ảnh hưởng của muối lên tính chất của dung dịch khoan đã được công bố bởi các tác giả trên thế giới. Tác giả [11] đã tiến hành các thí nghiệm trên dung dịch khoan gốc nước có chứa muối KCl. Sự có mặt của muối KCl làm giảm độ nhớt của dung dịch khoan gốc nước. Nghiên cứu chưa đưa ra kết quả về độ thải nước của dung dịch. Nghiên cứu của [12] chỉ ra rằng sự nhiễm bẩn của muối NaCl làm cho dung dịch bị giảm độ nhớt và điện trở suất khoảng từ 10-18%. Nghiên cứu của [13] đã đánh giá ảnh hưởng của muối $MgCl_2$ lên chất lượng của dung dịch khoan. Tác giả kết luận rằng muối $MgCl_2$ làm suy giảm các tính chất độ nhớt của dung dịch và làm tăng lượng nước thất thoát vào thành hệ. Tại Việt Nam, các nghiên cứu về dung dịch khoan sử dụng trong khảo sát địa chất, xây dựng và khai thác nước vẫn còn ít. Nghiên cứu nhóm tác giả [6] trình bày bài báo về đánh giá tính chất dung dịch khoan áp dụng cho khu vực có hàm lượng CO_2 cao. Nhóm tác giả khảo sát ảnh hưởng của khí CO_2 lên tính chất của dung dịch trong quá trình thi công tại thực địa. Do đó, việc nghiên cứu tính chất của dung dịch khoan bentonite dưới tác động của muối là rất cấp thiết.

Ở nghiên cứu này, ảnh hưởng của hàm lượng bentonite, thời gian ủ dung dịch và hàm lượng muối NaCl lên các tính chất của dung dịch khoan sẽ được đánh giá. Các mẫu dung dịch được pha trộn và đánh giá các tính chất lưu biến và thải nước ở điều kiện phòng thí nghiệm. Thực nghiệm cho thấy, sự xuất hiện của muối NaCl làm giảm chất lượng của dung dịch khoan bentonite. Hàm lượng muối càng cao có thể gây ra sụt giảm về độ nhớt của dung dịch và gia tăng lượng nước thải ra trong suốt thời gian thí nghiệm. Từ đó giúp đưa ra các giải pháp khắc phục và nâng cao chất lượng của dung dịch khoan bentonite trong các nghiên cứu kế tiếp.

2. Vật liệu và phương pháp thí nghiệm

2.1. Vật liệu

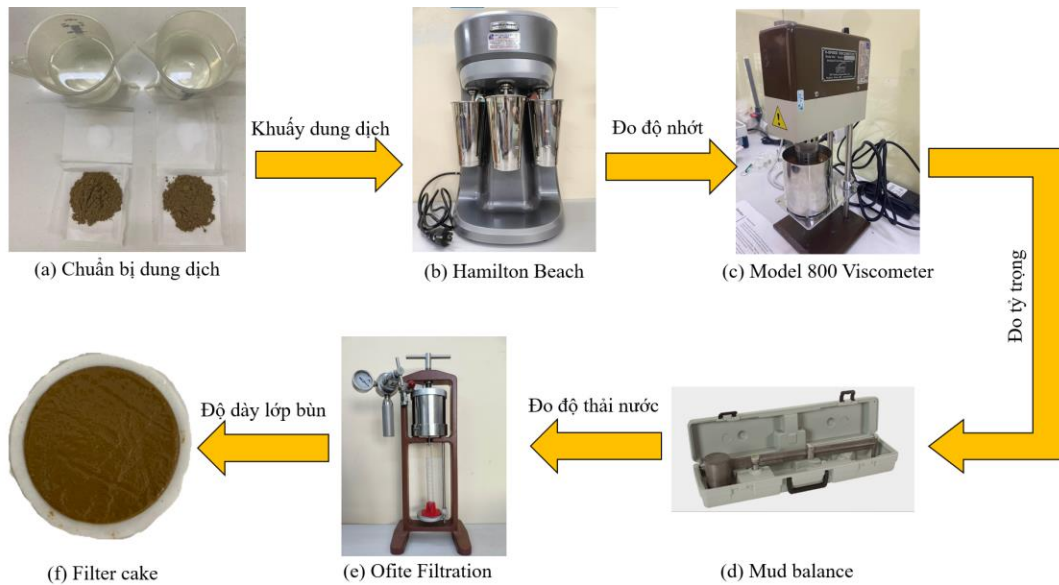
Nước sử dụng trong thí nghiệm được lấy từ hệ thống nước ở khuôn viên trường Đại học Bách Khoa, Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh. Bentonite dạng bột được cung cấp bởi Phòng thí nghiệm hiện trường, Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí



Hình 1. Bột bentonite.

(Hình 1). Muối Sodium Chloride (NaCl) có khối lượng phân tử ($M = 58,44$) với độ tinh khiết > 99,5% được sản xuất bởi công ty Guangdong Guanghua, Trung Quốc.

2.2. Quy trình thí nghiệm



Hình 2. Quy trình thực hiện thí nghiệm.

Cân điện tử Explorer Balances (Ohaus Corporation, Hoa Kỳ) được dùng để xác định khối lượng các hóa chất sử dụng. Sau đó, hỗn hợp của nước, bentonite và muối được khuấy với tốc độ quay 6000 vòng/ phút trong 30 phút bằng máy khuấy tốc độ cao (Hamilton Beach, Hoa Kỳ), được trình bày ở Hình 2b. Tỷ lệ % khối lượng các thành phần của dung dịch được trình bày ở Bảng 1. Dung dịch được ủ trong thời gian 24 giờ và 48 giờ sau khi khuấy nhằm đánh giá ảnh hưởng của thời gian ủ lên tính chất dung dịch khoan. Thiết bị đo độ nhớt Model 800 Viscometer (*OFI Testing Equipment, Inc.*, Hoa Kỳ) (Hình 2c) được dùng để xác định tính chất lưu biến của dung dịch. Cân tỉ trọng được dùng để đo tỷ trọng của dung (Hình 2d). Cuối cùng, độ thải nước và độ dày lớp bùn được xác định bằng cách tiến hành thí nghiệm độ thải nước với thiết bị OFITE Filtration (*OFI Testing Equipment, Inc.*, Hoa Kỳ) (Hình 2f). Mỗi phép đo được lặp lại hai lần. Các thí nghiệm được thực hiện theo tiêu chuẩn của Viện Dầu khí Hoa Kỳ (*American Petroleum Institute - API*).

Bảng 1. Công thức pha trộn dung dịch theo tỷ lệ % khối lượng.

Mẫu	Nước (%)	Bentonite (%)	NaCl (%)	Thời gian ủ (giờ)
F1	99,0	1,0	0,0	0
F2	97,0	3,0	0,0	0
F3	95,0	5,0	0,0	0
F4	95,0	5,0	0,0	24
F5	95,0	5,0	0,0	48
F6	94,5	5,0	0,5	0
F7	94,0	5,0	1,0	0
F8	93,5	5,0	1,5	0
F9	93,0	5,0	2,0	0

2.3. Xác định tính chất lưu biến của dung dịch

Độ nhớt của dung dịch sau khi khuấy trộn sẽ được đo bằng máy đo độ nhớt Model 800 Viscometer (OFI Testing Equipment, Inc., Hoa Kỳ) (Hình 2c). Số đọc ở 600 và 300 vòng/phút được sử dụng để tính độ nhớt biểu kiến (*apparent viscosity* - AV), độ nhớt dẻo (*plastic viscosity* - PV) và giới hạn chảy (*yield point* - YP) theo các công thức (1), (2), và (3) [14]. Ngoài ra còn có thông số lưu biến là độ bền gel (gel strength - GS) được đo tại số đọc GEL sau 10 giây và 10 phút (Gel 10 giây và Gel 10 phút). Các thông số lưu biến đã kể trên được thực hiện theo tiêu chuẩn API.

$$AV = \frac{\theta_{600}}{2} \text{ (cP) (1); } PV = \theta_{600} - \theta_{300} \text{ (cP) (2); } YP = \frac{(2\theta_{300} - \theta_{600})}{2} \text{ (Pa) (3)}$$

Trong đó θ_{600} là số đọc tại 600 vòng/phút; θ_{300} là số đọc tại 300 vòng/phút.

2.4. Xác định độ thải nước của dung dịch

Dung dịch khoan sau khi khuấy trộn được giữ trong thiết bị với áp suất 6,89 bar trong thời gian 30 phút. Độ thải nước là lượng nước tách ra từ hỗn hợp dung dịch khoan và thoát qua thành giếng. Độ thải nước của dung dịch được đo bằng thiết bị OFITE Filtration (OFI Testing Equipment, Inc., Hoa Kỳ) được cho ở Hình 2f. Lượng nước thoát ra được đo bằng ống đong có chia độ. Trong thí nghiệm này, giấy lọc được sử dụng để đo độ dày lớp bùn của dung dịch khoan bentonite.

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

Bảng 2 trình bày các thông số đo được của 9 mẫu dung dịch. Mẫu F1, F2, F3 với cách phân tích giữ nguyên thời gian ủ là 0 giờ và tăng hàm lượng bentonite từ 1% đến 5%. Mẫu F4, F5 với hướng thí nghiệm trong việc không đổi hàm lượng bentonite là 5% nhưng thay đổi thời gian ủ dung dịch từ 0 giờ, 24h giờ, và 48 giờ. Mẫu F6, F7, F8, F9 thay đổi hàm lượng NaCl từ 0%, 0,5%, 1%, 1,5%, và đến 2% trong khi hàm lượng bentonite giữ nguyên ở con số 5%.

Bảng 2. Kết quả thí nghiệm của 9 mẫu dung dịch.

Mẫu	Khối lượng riêng (g/cm ³)	AV (cP)	PV (cP)	YP (Pa)	Gel 10 giây (lb/100ft ²)	Gel 10 phút (lb/100ft ²)	Độ thải nước sau 30 phút (ml)	Độ dày lớp bùn (mm)
F1	1,010	1,50	0,50	1,00	1,50	1,00	43,20	2,20
F2	1,020	6,50	4,00	2,50	4,00	5,50	22,80	2,40
F3	1,030	22,75	5,50	14,00	36,00	39,00	18,30	2,40
F4	1,030	26,50	7,50	19,00	38,00	39,50	17,50	1,75
F5	1,030	26,25	6,50	19,75	36,50	38,50	17,40	2,00
F6	1,030	15,00	5,50	9,50	15,00	15,00	18,30	2,50
F7	1,037	9,25	5,00	4,25	9,00	8,00	36,45	2,45
F8	1,043	5,75	2,75	3,00	4,75	4,50	44,50	2,50
F9	1,050	4,50	2,50	2,00	2,50	4,00	54,10	2,81

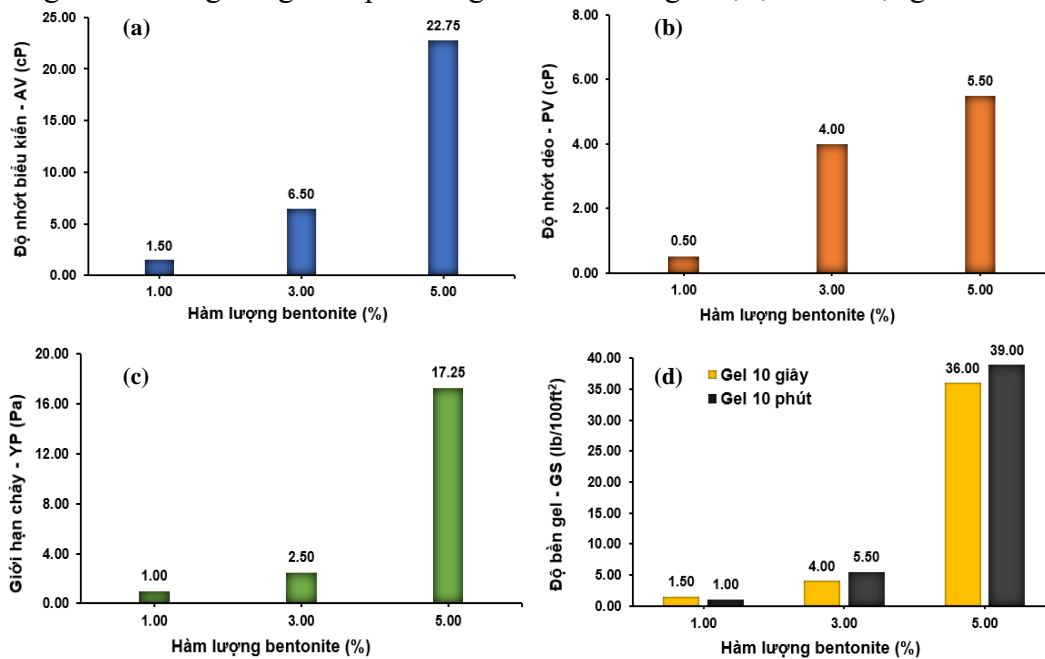
3.1. Ảnh hưởng của Bentonite lên tính chất dung dịch

Hình 3 thể hiện ảnh hưởng của hàm lượng bentonite lên các thông số độ nhớt của dung dịch khoan. Độ nhớt biểu kiến (*Apparent viscosity* - AV) phản ánh khả năng chảy của dung dịch khoan và có liên quan đến tốc độ khoan cơ học. AV tăng giúp tăng khả năng vận chuyển mùn khoan từ đáy giếng lên bề mặt của dung dịch [15]. Hình 3a thể hiện rằng AV tại 5% bentonite tăng khoảng 15 lần so với giá trị AV tại 1% bentonite (tăng từ 1,50 cP đến 22,75 cP). Độ nhớt dẻo (*Plastic viscosity* - PV) phản ánh cường độ ma sát bên trong giữa các hạt rắn

với nhau, các hạt rắn và pha lỏng trong dung dịch khoan [16]. Hình 3b cho kết quả rằng khi hàm lượng bentonite được gia tăng từ 1% đến 5% thu được PV với việc tăng 11 lần giá trị so với giá trị tại hàm lượng bentonite 1% (từ 0,50 cP tới 5,50 cP).

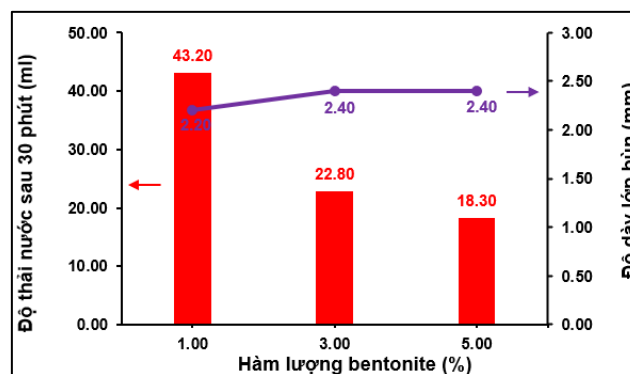
Giới hạn chảy (YP) là sức cản dòng chảy ban đầu của chất lưu hoặc ứng suất cần thiết để di chuyển chất lưu. Nói cách khác, YP là lực hút giữa các hạt keo trong dung dịch khoan [17]. Hình 3c chỉ ra rằng khi hàm lượng bentonite tăng từ 1% đến 5% thu được kết quả YP tăng đáng kể từ 1,00 cP tới 17,25 cP (tăng đến 17,25 lần so với giá trị tại hàm lượng bentonite 1%).

Độ bền gel (*Gel strength - GS*) thể hiện cường độ của lực hút giữa các hạt rắn trong dung dịch khoan khi ở trạng thái nghỉ [18], dung dịch khoan có GS cao có khả năng giữ mùn khoan trong trường hợp dung dịch khoan ngưng tuần hoàn tốt [2]. Như được trình bày ở Hình 3d, khi tăng hàm lượng bentonite cho kết quả GS sau 10 giây và 10 phút tăng đáng kể; từ 1,50 và 1,00 lb/100ft² tại 1% bentonite tăng đến 36,00 và 39,00 lb/100ft² tại 5% bentonite (gel 10 giây tăng 24 lần trong khi gel 10 phút tăng 39 lần so với giá trị tại hàm lượng bentonite 1%).



Hình 3. Tác động của hàm lượng bentonite lên tính chất lưu biến của dung dịch khoan bentonite: (a) Độ nhớt biểu kiến - AV; (b) Độ nhớt dẻo - PV; (c) Giới hạn chảy - YP; (d) Độ bền gel -GS.

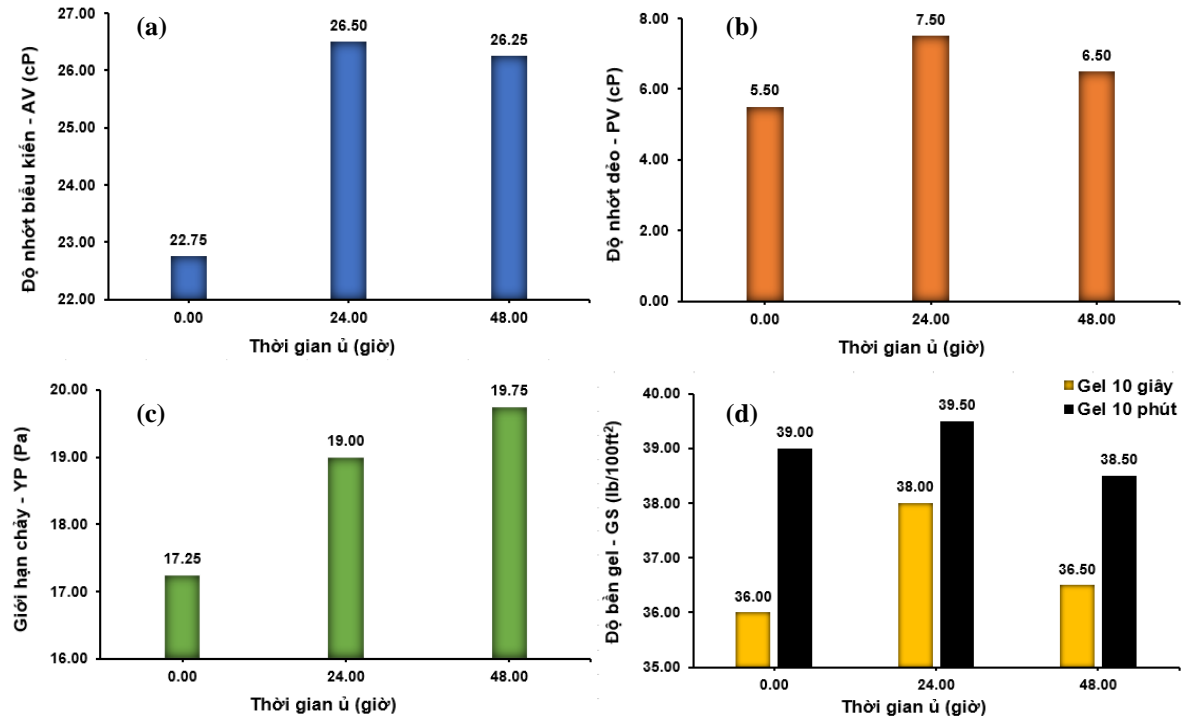
Hình 4 chỉ ra rằng hàm lượng bentonite tăng giúp tăng bề dày lớp bùn. Điều này dẫn đến độ thải nước của dung dịch giảm. Khi tỷ lệ bentonite tăng từ 1% lên 5%, độ dày lớp bùn tăng thêm 10% (từ 2,2 mm lên 2,4 mm). Trong khi đó, độ thải nước sau 30 phút giảm lên đến hơn hai lần (từ 43,2 mL xuống còn 18,3 mL). Điều này có thể giải thích thông qua khả năng ngăn cản nước thất thoát của lớp bùn [19].



Hình 4. Độ thải nước sau 30 phút (màu đỏ) và độ dày lớp bùn (màu tím) khi tăng hàm lượng bentonite.

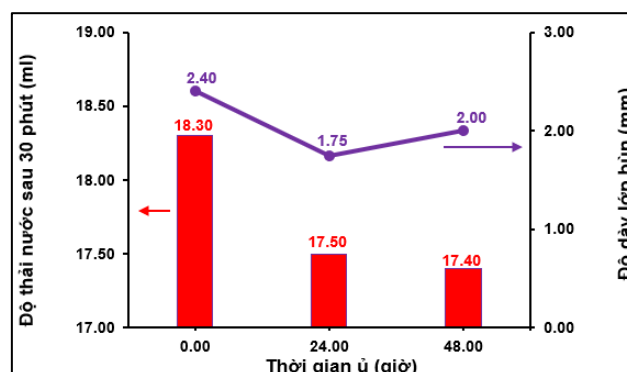
3.2. Ảnh hưởng của thời gian ủ lên tính chất dung dịch

Nhằm khảo sát tác động của thời gian ủ, dung dịch được pha trộn và ủ trong thời gian 24 giờ và 48 giờ. Hình 5 chỉ ra rằng khi thời gian ủ có ảnh hưởng đáng kể lên tính chất của dung dịch khoan. Việc tăng thời gian ủ dẫn đến kết quả AV, PV, YP, GS 10 giây và GS phút tăng nhưng có thể thấy tại thời gian ủ 24 giờ cho kết quả cao hơn so với trường hợp không ủ và trường hợp để ủ 48 giờ, kết quả tương tự cũng được trình bày bởi tác giả [20].



Hình 5. Ảnh hưởng của thời gian ủ lên các thông số của dung dịch khoan bentonite sau 0h, 24h, 48h: (a) Độ nhớt biểu kiến - AV; (b) Độ nhớt dẻo - PV; (c) Giới hạn chảy - YP; (d) Độ bền gel - GS.

Độ thải thể hiện độ ổn định của dung dịch khoan thông qua lượng nước bị thất thoát và độ dày của lớp bùn giúp ngăn sự thất thoát của nước qua thành giếng khoan [21]. Như được thể hiện ở Hình 8, Độ thải nước giảm từ 18,30 ml xuống 17,40 ml khi tăng thời gian ủ từ 0 giờ đến 48 giờ. Trong khi đó, độ dày lớp bùn giảm khi tăng thời gian ủ lên 24 giờ nhưng lại tăng khi thực hiện ủ trong 48 giờ.

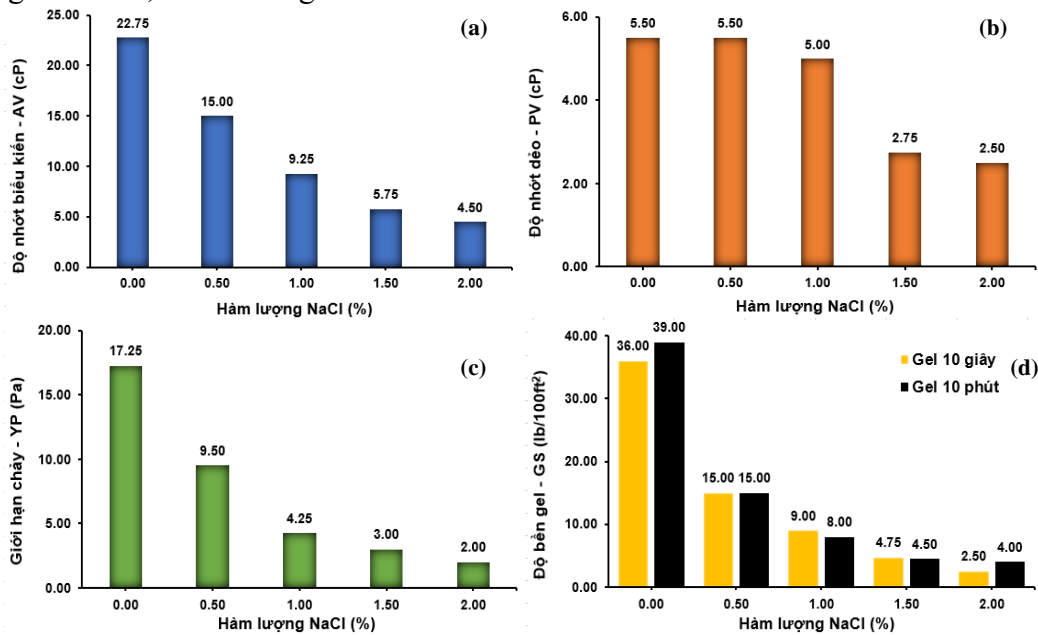


Hình 6. Độ thải nước sau 30 phút (màu đỏ) và độ dày lớp bùn (màu tím) của dung dịch khoan bentonite tại các thời gian ủ khác nhau.

3.3. Ảnh hưởng của muối lên tính chất dung dịch

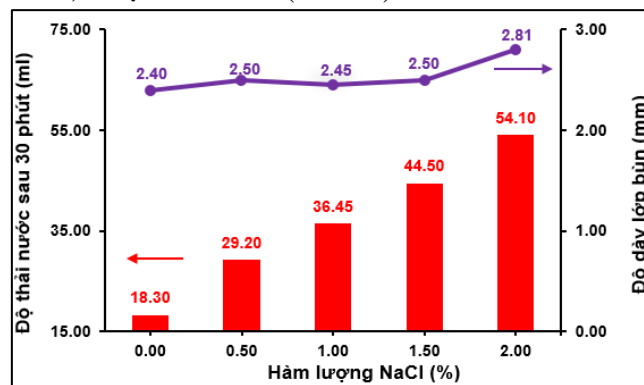
Hình 7 cho thấy độ nhớt biểu kiến (a), độ nhớt dẻo (b), độ nhớt chảy (c), độ bền gel (d) của bentonite trong dung dịch khoan giảm khi tăng lượng NaCl thêm vào. Kết quả có thể

được giải thích như sau, khi lượng của NaCl trong dung dịch tăng, các ion Na^+ tương tác với khoáng vật trong các hạt bentonite và giảm liên kết của phân tử nước với các hạt sét. Kết quả làm giảm khả năng hấp thụ nước của bentonite và dẫn đến làm giảm các tính chất về độ nhớt của dung dịch khoan. Độ nhớt biểu kiến giảm bốn lần từ 22,75 cP xuống 4,50 cP, giới hạn chảy giảm từ 17,25 Pa xuống còn 2 Pa.



Hình 7. Sự thay đổi các thông số lưu biến tại các hàm lượng NaCl khác nhau: (a) Độ nhớt biểu kiến - AV; (b) Độ nhớt dẻo - PV; (c) Giới hạn chảy - YP; (d) Độ bền gel - GS.

Hình 8 thể hiện khi tăng tỷ lệ NaCl lên từ 0% đến 2% làm cho độ thải nước của dung dịch tăng lên xấp xỉ gấp 3 lần so với việc không thêm NaCl. Nguyên nhân là do khi thêm NaCl vào dung dịch khoan, các ion Na^+ và Cl^- sẽ gây cản trở các phân tử nước liên kết với hạt sét bentonite. Điều này làm cho bentonite khó trương nở và giảm khả năng hấp thụ nước [22]. Mặt khác, việc tăng độ thải nước cũng sẽ làm cho độ dày lớp bùn tăng lên, từ 2,40 tại hàm lượng 0% NaCl lên đến 2,81 tại 2% NaCl (Hình 9).



Hình 8. Độ thải nước sau 30 phút (màu đỏ) và độ dày lớp bùn (màu tím) tại các hàm lượng NaCl khác nhau.



Hình 9. Hình ảnh lớp bùn tại các hàm lượng NaCl khác nhau.

4. Kết luận

Các thí nghiệm đã được thực hiện nhằm khảo sát ảnh hưởng của hàm lượng bentonite, thời gian ủ và tác động của muối NaCl lên tính chất của dung dịch Dừa trên các kết quả ghi nhận, một số kết luận được rút ra:

Khi tăng hàm lượng bentonite từ 1% lên 5%, tính chất lưu biến của dung dịch khoan được gia tăng đáng kể. Đối với độ thải nước thì ngược lại, việc tăng hàm lượng bentonite giảm đến 2 lần trong khi độ dày của lớp bùn chỉ tăng lên không đáng kể. Việc điều chỉnh hàm lượng bentonite có thể giúp giảm thiểu mất mát dung dịch khoan.

Thời gian ủ giúp làm tăng chất lượng của dung dịch khoan.

Sự xuất hiện của muối NaCl làm giảm các độ nhớt, độ bền gel của dung dịch khoan và làm tăng lượng nước thất thoát đáng kể. Việc thêm các hóa chất nhằm giúp tăng chất lượng của dung dịch và giảm độ thải nước như: Xanthan gum, CMC, PAC ... được đề xuất khi khoan các giếng ở khu vực bị thành hệ bị nhiễm mặn, các khu vực ven biển.

Nghiên cứu vẫn còn tồn tại một số hạn chế và có thể được tiếp tục phát triển:

Ảnh hưởng của các loại muối khác như CaCl_2 , MgCl_2 ,... lên tính chất dung dịch chưa được khảo sát.

Trong quá trình khoan, một số hóa phẩm khác được thêm vào dung dịch khoan như: Xanthan gum, CMC, PAC. Ảnh hưởng của muối lên dung dịch bentonite khi có các phụ gia này cũng chưa được đánh giá.

Ảnh hưởng của yếu tố nhiệt độ cũng chưa được đề cập.

Đóng góp của tác giả: Xây dựng ý tưởng nghiên cứu: L.N.H.N.; Lựa chọn phương pháp nghiên cứu: L.N.H.N.; Xử lý số liệu: L.T.P., Đ.P.H., L.T.H.; Phân tích mẫu: L.T.P., Đ.P.H., L.T.H.; Lấy mẫu: T.H.K., H.T.T.N., T.H.P.; Viết bản thảo bài báo: L.T.P., Đ.P.H., L.T.H., L.N.H.N.; Chỉnh sửa bài báo: L.N.H.N.

Lời cảm ơn: Tập thể tác giả xin gửi lời cảm ơn đến Trường Đại học Bách khoa - Đại học quốc gia TP. HCM với sự giúp đỡ về thiết bị và thời gian nghiên cứu.

Lời cam đoan: 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 được sao chép từ những nghiên cứu trước đây; không có sự tranh chấp lợi ích trong nhóm tác giả.

Tài liệu tham khảo

1. Mitchell, R.F.; Miska, S.Z. Fundamentals of drilling engineering. Society of Petroleum Engineers 2011. ISBN: 978-1-55563-207-6. <https://doi.org/10.2118/9781555632076>.
2. Gamal, H.; Elkatatny, S.; Basfar, S.; Al-Majed, A. Effect of PH on rheological and filtration properties of water-based drilling fluid based on bentonite. *Sustainability* **2019**, *11*(23), 1–13. <https://doi.org/10.3390/su11236714>.
3. Parate, N.B. A review article on drilling fluids, types, properties and criterion for selection. *J. Emerging Technol. Innovative Res.* **2021**, *8*(9), 463–484.
4. Falahati, N. Nikzad falahati department of chemical engineering and university of cambridge. 2020.
5. Caenn, R.; Darley, H.C.H.; Gray, G.R. Chapter 1 - Introduction to drilling fluids. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Sixth Eds.), **2011**, pp 1–37. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-383858-2.00001-9>.
6. Hải, N.H.; Tài, N.T.; Vinh, N.T.; Từ, T.V. Lựa chọn dung dịch khoan cho các giếng khoan có hàm lượng khí CO_2 cao tại bể sông Hồng. *Tạp chí Dầu khí* **2022**, 16–20.
7. Tùng, N.S. Kiểm soát chặt chẽ những vấn đề môi trường của các dự án lấn biển. *Tạp chí Nghiên cứu Địa lý Nhân văn* **2021**, *33*(2), 11–19.

8. Đào, N.V.; Bình, P.T.T. Đánh giá thực trạng và tác động của biến đổi khí hậu đến xâm nhập mặn tỉnh Bến Tre. *Tạp chí Khí tượng Thủy văn* **2019**, 700, 12–22.
9. Đánh giá thực trạng lấn biển tại Việt Nam. Bộ Tài nguyên và Môi trường, 2020.
10. Scheid, C.M.; de Carvalho, R.V.; de Oliveira, B.R.; de Oliveira Borges, R.F.; Calçada, L.A. Evaluation of the dissolution kinetics of nacl particles in aqueous drilling fluids viscosified with Bentonite. *J. Pet. Sci. Eng.* **2019**, 174, 563–571. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.017>.
11. Amani, M.; Al-Jubouri, M. The Effect of high pressures and high temperatures on the properties of water based drilling fluids. *Energy Sci. Technol.* **2012**, 4(1), 27–33. <https://doi.org/10.5539/esr.v2n1p175>.
12. Raheem, A.M.; Vipulanandan, C. Salt contamination and temperature impacts on the rheological and electrical resistivity behaviors of water based drilling mud. *Energy Sources Part A* **2020**, 42(3), 344–364. <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1587080>.
13. Sami, N.A. Effect of magnesium salt contamination on the behavior of drilling fluids. *Egypt. J. Pet.* **2016**, 25(4), 453–458. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.10.011>.
14. Zhang, L.; Wu, X.; Sun, Y.; Cai, J.; Lyu, S. Experimental study of the pomelo peel powder as novel shale inhibitor in water-based drilling fluids. *Energy Explor. Exploit.* **2020**, 38(2), 569–588. <https://doi.org/10.1177/0144598719882147>.
15. Meng, X.; Zhang, Y.; Zhou, F.; Chu, P.K. Effects of carbon ash on rheological properties of water-based drilling fluids. *J. Pet. Sci. Eng.* **2012**, 100, 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.11.011>.
16. Zhao, Z.; Chen, S.; Zhou, F.; Wei, Z. Gel stability of calcium bentonite suspension in brine and its application in water-based drilling fluids. *Gels* **2022**, 8(10). <https://doi.org/10.3390/gels8100643>.
17. Bakhshi, M.; Mozdianfard, M.R.; Hayati-Ashtiani, M. Investigating mineralogical and physio-chemical properties of bentonite for water-based fluids. *Kufa J. Eng.* **2021**, 11(1), 79–89. <https://doi.org/10.30572/2018/kje/110106>.
18. Falode, O.A.; Ehinola, O.A.; Nebeife, P.C. Evaluation of local bentonitic clay as oil well drilling fluids in Nigeria. *Appl. Clay Sci.* **2008**, 39(1–2), 19–27. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2007.04.011>.
19. Rajesh K.A.; Majid A.S.S.; Ahmed Khan, M.; Abdul R.K.M. Determination of effect bentonite and additives on drilling fluids. *Int. Refereed J. Eng. Sci.* **2017**, 6(3), 22–28.
20. Abu-Jdayil, B. Rheology of sodium and calcium bentonite-water dispersions: effect of electrolytes and aging time. *Int. J. Miner. Process* **2011**, 98(3–4), 208–213. <https://doi.org/10.1016/j.minpro.2011.01.001>.
21. Blinov, P.A.; Dvoynikov, M.V. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on Xanthan Gum. *J. Eng. Appl. Sci.* **2018**, 13(14), 5661–5664. <https://doi.org/10.3923/jeasci.2018.5661.5664>.
22. Anderson, R.L.; Ratcliffe, I.; Greenwell, H.C.; Williams, P.A.; Cliffe, S.; Coveney, P.V. Clay swelling - A challenge in the oilfield. *Earth Sci. Rev.* **2010**, 98(3–4), 201–216. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.11.003>.

Evaluating the effects of salinity on the properties of bentonite drilling fluid in salt-affected areas

Le Tan Phat¹, Dinh Phuoc Hau¹, Ly Trung Hieu¹, Tran Hoang Khuong¹, Huynh Tran To Nga¹, Tran Huu Phuoc¹, Le Nguyen Hai Nam^{1*}

¹ Faculty of Geology & Petroleum Engineering, Ho Chi Minh City University of Technology - Vietnam National University HCM; phat.ledaukhi@hcmut.edu.vn; hau.dinhau1220@hcmut.edu.vn; hieu.ly0986@hcmut.edu.vn; khuong.tran021002@hcmut.edu.vn; nga.huynh1009@hcmut.edu.vn; phuoc.tranthp2304@hcmut.edu.vn; lnham@hcmut.edu.vn

Abstract: In geological surveys, construction projects, and water extraction, drilling fluid plays a crucial function. Several factors affect the properties of drilling fluid, one of which is the impact of salt when drilling in saline-affected areas. In this study, the impact of bentonite content, curing time, and salt concentration on the properties of drilling fluid were evaluated according to American Petroleum Institute (API). The results of the experiment state that the bentonite concentration and curing time have a significant impact on the rheological properties and water loss capability of the drilling fluid. The plastic viscosity increased from 0,5 cP to 5,5 cP as the bentonite content rose from 1% to 5% by weight, while the water loss volume decreased from 43,2 ml to 18,3 ml. In contrast, saline contamination due to NaCl salt negatively impacted the drilling fluid's properties. The viscosity parameters decreased significantly as the NaCl concentration increased. The quantity of water lost approximately doubled when the concentration of NaCl increased from 0,5% to 2% by weight, as demonstrated by the experimental results. These experimental findings provide a starting point for further studies on the influence of other factors on drilling fluid, improving the success of drilling operations in coastal areas impacted by salinity.

Keywords: Drilling fluid; Salinity effect; Bentonite; Salt-affected areas.