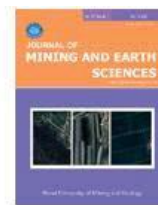




Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <https://jmes.humg.edu.vn>



Correlation between P-wave modulus (M) and Uniaxial compressive strength (UCS) derived from hydraulic flow units (HFU)



Hoang Van Nguyen¹, Huong Thien Phan², Vinh The Nguyen²

¹ Petrovietnam Exploration and Production Corporation, Hanoi, Vietnam

² Ha Noi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:

Received 30th Aug.2025

Revised 28th Nov.2025

Accepted 16th Dec.2025

Keywords:

Geomechanical,
Hydraulic flow unit,
P-wave modulus,
UCS,
Well log.

ABSTRACT

Uniaxial compressive strength (UCS) is one of the most important geomechanical parameters for evaluating rock strength along the wellbore. It is essential for ensuring drilling safety and optimizing drilling operations, particularly in determining the appropriate mud weight window to maintain well stability and improve the rate of penetration. Additionally, the UCS parameter plays a significant role in predicting sand production. Typically, UCS is determined through core sample tests in the laboratory, but this method is costly and time-consuming and provides either scattered data nor continuous log profile. Therefore, many studies around the world have proposed correlation between cored UCS and well log. However, these models often exhibit significant errors when applied to field X, Block Y in the Northern area of Cuu Long basin. In this paper, we propose a correlation between P-wave modulus (M) and Uniaxial compressive strength (UCS) derived from hydraulic flow units. Consequently, the correlation coefficient between cored UCS and log-derived UCS values is very high, with an overall value of 0.82 for all wells. In particular, the mean absolute error (MAE), mean absolute percentage error (MAPE), and root mean square error (RMSE) are as follows: for well A-1X — MAE: 426.3 psi, MAPE: 10.4%, RMSE: 582.5 psi; for well A-2X — MAE: 843.17 psi, MAPE: 16%, RMSE: 1115.5 psi; for well A-3X — MAE: 321.9 psi, MAPE: 7%, RMSE: 385.6 psi; and for well A-4X — MAE: 286.46 psi, MAPE: 10%, RMSE: 438.76 psi. The blind-test well B-1X shows acceptable errors, with MAE: 335.5 psi, MAPE: 14%, and RMSE: 383.37 psi. This model enhances the efficiency and safety of drilling and production operations in Field X, Block Y, located in the northeastern part of the Cuu Long Basin.

Copyright © 2026 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

*Corresponding author

E - mail: hoangnv1205@gmail.com

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(1).08



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <https://tapchi.humg.edu.vn>



Xác định độ bền nén đơn trục (UCS) dựa vào mô đun sóng dọc (P-wave modulus) và các đơn vị thủy lực (hydraulic flow unit-HFU) áp dụng cho đối tượng trầm tích Mỏ X, Lô Y, bể Cửu Long

Nguyễn Văn Hoàng¹, Phan Thiên Hương², Nguyễn Thế Vinh²

¹ Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Hà Nội, Việt Nam

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 30/8/2025

Sửa xong 28/11/2025

Chấp nhận đăng 16/12/2025

Từ khóa:

Địa cơ học,

Địa vật lý,

Đơn vị dòng chảy thủy lực,

Mô đun sóng dọc,

UCS.

TÓM TẮT

Độ bền nén đơn trục (UCS) là thông số địa cơ học quan trọng, đảm bảo an toàn và tối ưu hóa khoan giếng dầu khí. UCS chính xác giúp ổn định thành giếng, tăng tốc độ khoan và dự báo nguy cơ sinh cát. Theo phương pháp truyền thống, UCS được xác định qua thí nghiệm mẫu lõi trong phòng thí nghiệm, nhưng tốn kém, mất thời gian và dữ liệu rời rạc, không đại diện toàn bộ giếng. Để khắc phục hạn chế của các mô hình hiện có vốn thường cho độ tương quan thấp khi áp dụng tại mỏ X, lô Y, khu vực Đông Bắc bể Cửu Long, nghiên cứu này xây dựng mô hình mới dự đoán UCS từ mô đun sóng dọc (M) kết hợp với phân loại đơn vị dòng chảy thủy lực (HFU). Kết quả cho thấy trong các nhóm HFU1-HFU6, UCS có quan hệ chặt chẽ với M (P-wave modulus). Cuối cùng, kết quả tính toán đạt được hệ số tương quan giữa UCS lõi và UCS tính từ địa vật lý cho toàn bộ các giếng là 0,82. Cụ thể, giếng A-1X, sai số trung bình tuyệt đối MAE là 426,3 psi, phần trăm sai số trung bình tuyệt đối MAPE là 10,4% và sai số bình phương trung bình RMSE là 582,5 psi. Giếng A-2X có MAE = 843,17 psi, MAPE = 16%, RMSE = 1115,5 psi, Giếng A-3X có MAE = 321,9 psi, MAPE = 7%, RMSE = 385,6 psi, Giếng A-4X có MAE = 286,46 psi, MAPE = 10%, RMSE = 438,76 psi. Tại giếng thử nghiệm B-1X, sai số MAE là 335,5 psi, MAPE là 14% và RMSE là 383,37 psi. Việc bổ sung yếu tố HFU đã làm rõ sự khác biệt cơ học giữa các đơn vị thủy lực, từ đó cải thiện đáng kể độ chính xác dự báo UCS. Mô hình đề xuất hứa hẹn nâng cao hiệu quả và an toàn trong khoan - khai thác dầu khí tại khu vực nghiên cứu.

© 2026 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

*Tác giả liên hệ

E - mail: hoangnv1205@gmail.com

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(1).08

1. Mở đầu

Thông số UCS (Uniaxial compressive strength - độ bền nén đơn trục) là một trong những thông số rất quan trọng để đánh giá độ bền cơ học của đất đá. UCS đại diện cho mức ứng suất nén một trục tối đa mà mẫu vật có thể chịu được trước khi bị phá hủy.

Trong ngành công nghiệp dầu khí, theo Hassanvand và nnk. (2018), UCS còn đóng vai trò là thông số đầu vào của các mô hình địa cơ học nhằm phân tích độ ổn định thành giếng, từ đó hỗ trợ lựa chọn thiết kế ống chống, xác định cửa sổ tỉ trọng dung dịch khoan phù hợp để duy trì ổn định thành giếng, hạn chế sụt lở, kẹt cần khoan và các sự cố thiết bị trong giếng. Ngoài ra, theo Shi và nnk. (2015), UCS còn giúp tối ưu hóa chế độ khoan và dự báo tốc độ khoan cho từng giai đoạn thi công. Đặc biệt, nghiên cứu của Asadi (2017) cho rằng UCS đóng vai trò quan trọng trong dự báo nguy cơ sinh cát giúp nâng cao hệ số thu hồi dầu, đảm bảo sự an toàn giếng khoan và các thiết bị khai thác.

Thí nghiệm trên mẫu lõi giếng khoan là phương pháp trực tiếp và cho kết quả đáng tin cậy nhất để xác định tham số UCS. Một số phương pháp thường được sử dụng bao gồm: thí nghiệm độ bền nén đơn trục (UCS test), thí nghiệm độ bền nén ba trục (triaxial compressive strength test), thí nghiệm điểm tải (point load test) và sử dụng thiết bị búa Schmidt. Mặc dù vậy, kết quả thí nghiệm dựa trên mẫu lõi cũng có thể chịu ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố như: kích thước và hình dạng mẫu, tốc độ nén, thể tích và loại chất lưu trong mẫu. Ngoài ra, theo Nabaei và Shahbazi (2012) đặc tính khoáng vật, kích thước, hình dạng, độ chọn lọc hạt cũng như quy trình xử lý và chuẩn bị mẫu đều có thể tác động đến độ chính xác của phép đo. Do hạn chế về số lượng mẫu lõi, chi phí cao cho việc lấy mẫu và thí nghiệm, cùng với thời gian thực hiện kéo dài, các mẫu sử dụng để phân tích thường không đại diện đầy đủ và không liên tục theo chiều sâu thành giếng (Rabbani và nnk., 2012).

Hiện nay, trên thế giới chưa có phương pháp đo trực tiếp giá trị UCS trong giếng khoan để phản ánh chính xác giá trị dọc theo thành giếng. Do đó nhiều nghiên cứu xây dựng các mối liên hệ gián tiếp thông qua các tính toán từ các đường cong địa

vật lý giếng khoan để ước lượng tham số độ bền nén đơn trục này.

Trong đó, McNally (1987) xây dựng mối quan hệ giữa UCS và thời gian truyền sóng dọc DTC đối với các loại đất đá có độ hạt mịn và mọi loại độ rỗng:

$$UCS = 1200 * e^{-0,036 * DTC} \quad (1)$$

Trong đó: UCS - độ bền nén đơn trục, psi; DTC - thời gian truyền sóng của thành hệ, $\mu s/ft$.

Plumb đề xuất mối liên hệ giữa UCS và độ rỗng cho thành hệ với hạt đóng vai trò là xương đá:

$$UCS = 234 * (1 - 2,857 * \phi)^2 \quad (2)$$

Trong đó: ϕ - độ rỗng thành hệ, v/v ; độ rỗng được tính từ các phương pháp mật độ, nơ tron và thời gian truyền sóng (Tiab và Donaldson, 2015).

Horsud (2021) xây dựng mối quan hệ với DTC cho đất đá là phiến sét trước Đệ tam của vùng biển Bắc:

$$UCS = 0,77 \left(\frac{304,8}{DTC} \right)^{2,93} \quad (3)$$

Chang và nnk. (2006) đề xuất xác định UCS cho đất đá phiến sét ở vịnh Mexico:

$$UCS = 0,43 \left(\frac{304,8}{DTC} \right)^{3,2} \quad (4)$$

$$UCS = 0,5 \left(\frac{304,8}{DTC} \right)^3 \quad (5)$$

Đối với thành hệ có độ rỗng thấp tới trung bình và đất đá có giá trị UCS lớn.

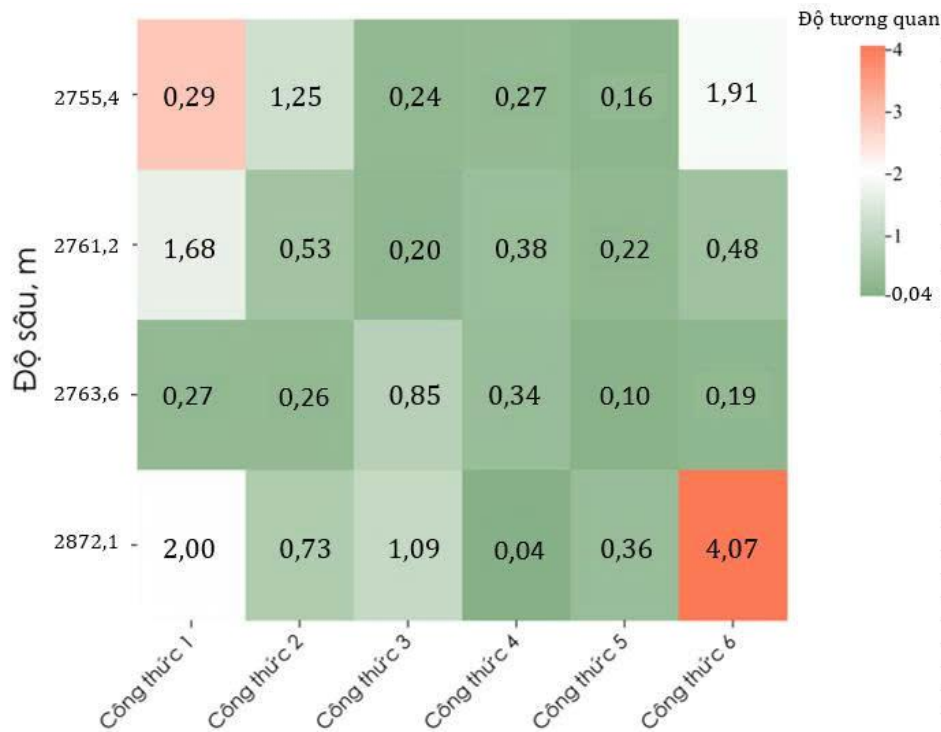
$$UCS = 135,9 * e^{4,8 * \phi} \quad (6)$$

Đối với thành hệ cát kết có độ rỗng $0,002 < \phi < 0,33$, khi đó:

$$UCS = 277 * e^{-10 * \phi} \quad (7)$$

Các phương pháp xác định độ bền nén đơn trục (UCS) thông qua các công thức thực nghiệm (1÷7) đã được công bố không mang lại độ chính xác cao. Điều này có thể được giải thích do sự phụ thuộc của UCS vào đặc điểm địa chất riêng biệt của từng khu vực nghiên cứu. Khi áp dụng cho dữ liệu từ các giếng khoan thuộc mỏ X, lô Y, khu vực Đông Bắc bể Cửu Long, nhóm tác giả nhận thấy những công thức này cho sai số đáng kể so với kết quả đo trực tiếp từ mẫu lõi (Hình 1).

Giá trị UCS chịu ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố, trong đó đầu tiên là thành phần khoáng vật và loại vật liệu. Các đá chứa nhiều khoáng vật cứng như



Hình 1. Bản đồ thể hiện độ tương quan giữa giá trị dự đoán và giá trị thực nghiệm cho giếng A-2X.

quartz thường có UCS cao hơn so với đá cát kết. Theo nghiên cứu của Bieniawski. (1974), UCS của đá Quartzite có thể đạt tới 188,4 MPa, trong khi đá cát kết chỉ ở mức 64 Mpa.

Một yếu tố quan trọng khác là độ rỗng (porosity) và mật độ khối. Độ rỗng càng cao thì liên kết giữa các hạt càng yếu, từ đó làm giảm đáng kể độ bền nén. Theo Chang và nnk. (2006) cho thấy rằng, với mỗi 1% tăng độ rỗng, UCS trung bình giảm từ 3÷5 MPa ở các mẫu đá trầm tích. Ngoài ra, độ ẩm cũng có ảnh hưởng lớn, đặc biệt đối với đất sét nơi mà sự hiện diện của nước sẽ làm suy yếu các lực liên kết giữa các hạt. Nghiên cứu của Lade (1993) cho thấy mẫu đất sét nén ở độ ẩm tối ưu có cường độ cao hơn hẳn so với mẫu quá khô hoặc quá ẩm.

Mức độ phong hóa và sự tồn tại của các vết nứt vi mô trong đá cũng là yếu tố ảnh hưởng rõ rệt. Đá bị phong hóa thường có nhiều khe nứt và mất liên kết, dẫn đến giá trị UCS giảm đáng kể, đá phong hóa nhẹ có thể mất 30÷50% UCS so với đá nguyên khối. Bên cạnh đó, đối với việc đo UCS trong phòng thí nghiệm thì tỷ lệ giữa chiều cao và đường kính của mẫu vật (theo chuẩn ASTM D7012 là từ 2 đến 2,5) cũng ảnh hưởng đến kết quả, do các tỷ lệ không hợp lý có thể gây phân bố ứng suất không đồng đều. Cuối cùng, điều kiện và

kỹ thuật thử nghiệm như tốc độ tải, độ phẳng của bề mặt, và hướng của ứng suất cũng đóng vai trò thiết yếu. Những sai lệch trong quá trình này có thể dẫn đến kết quả không chính xác, như được đề cập trong nghiên cứu của Tsiambaos và Sabatakakis (2004). Tổng hợp các nghiên cứu trên cho thấy UCS không phải là giá trị cố định mà biến đổi tùy thuộc vào các điều kiện vật lý và kỹ thuật cụ thể của vật liệu và quá trình thử nghiệm. Do đó, việc đánh giá chính xác UCS đòi hỏi phải kiểm soát và hiểu rõ các yếu tố ảnh hưởng này.

Hình 1 minh chứng độ tương quan giữa giá trị UCS đo được từ mẫu lõi và giá trị UCS tính từ các công thức thực nghiệm (1÷7) áp dụng cho các giếng khoan khu vực mỏ X, Lô Y, bể Cửu Long là rất thấp, điều đó nói lên giữa UCS và các thông số độ rỗng hoặc thời gian truyền sóng là đa biến. Câu hỏi đặt ra vậy có một hàm đa biến nào cũng phụ thuộc các đặc tính đó không? Đó chính là đơn vị dòng chảy thủy lực (Hydraulic Flow Unit – HFU). Vì vậy nhóm tác giả đề xuất tìm mối quan hệ giữa M, UCS trên cơ sở thiết lập mối quan hệ đó riêng cho từng đơn vị dòng chảy thủy lực HFU cho đối tượng trầm

trầm tích trong Mioxen và Oligocen, thuộc mỏ X, lô Y, bể trầm tích Cửu Long. Lợi thế của phương pháp này là đã có rất nhiều nghiên cứu về HFU trên thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng, mọi giếng khoan đều có thể xác định HFU dễ dàng (Abbaszadeh và nnk., 1996; Amaefule và nnk., 1993; Ha và nnk., 2021; Nguyễn và nnk., 2012; Tiab và Donaldson, 2015).

2. Đặc điểm kiến tạo và địa chất khu vực Đông bắc bể Cửu Long

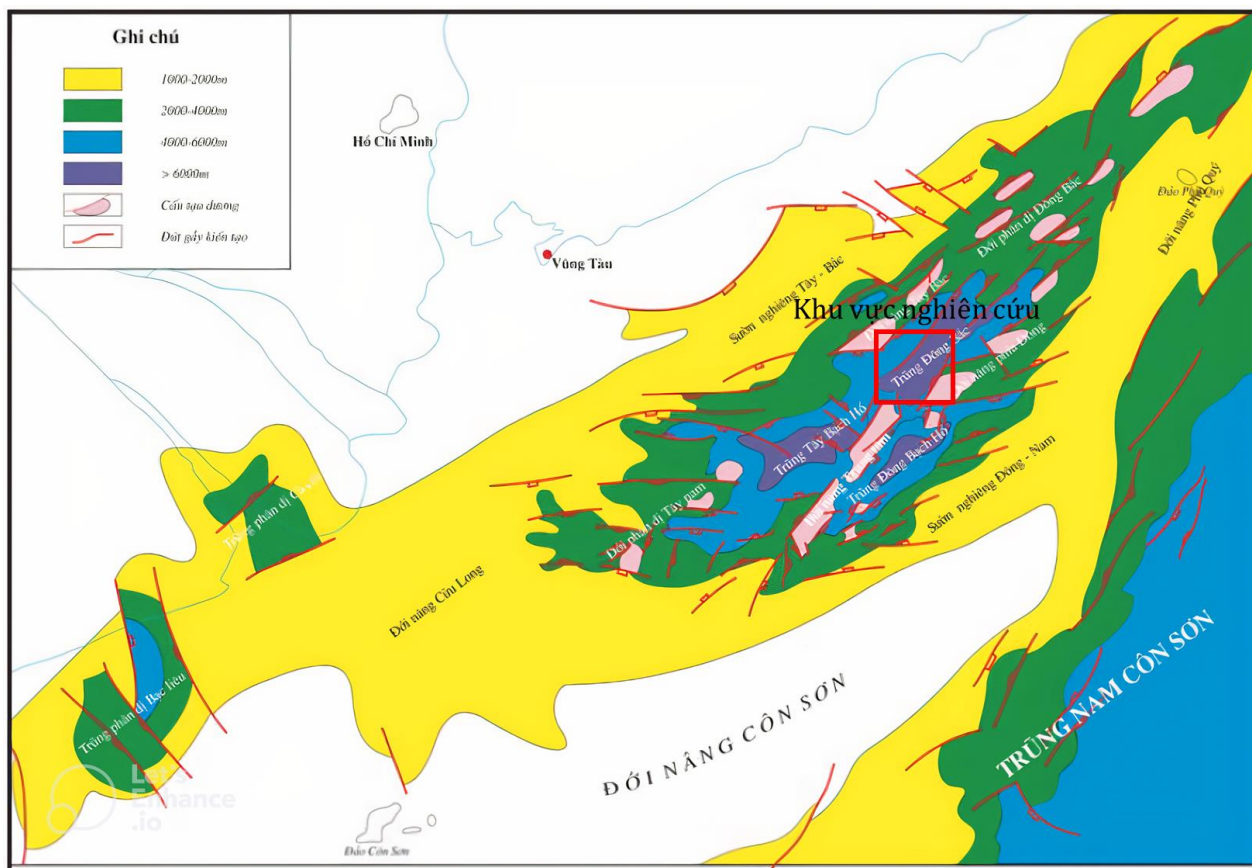
2.1. Đặc điểm kiến tạo

Khu vực nghiên cứu nằm thuộc trung Đông bắc Bể Cửu Long (Hình 2), sự phát triển của khu vực nghiên cứu gắn liền với quá trình hình thành của Bể Cửu Long, dựa trên tài liệu minh giải địa chấn, có thể được chia làm 3 cơ chế kiến tạo (Hình 3) (Lê và nnk., 2005; Schmidt và nnk., 2019; Trần và Phùng, 2005):

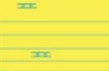
- Cơ chế tách giãn: giai đoạn biến dạng đầu tiên tại bể Cửu Long là quá trình giãn tách xảy ra dọc theo các đứt gãy thuận có phương Đông Bắc đến Bắc Đông Bắc. Quá trình này đã hình thành trục bể theo hướng Đông Bắc - Tây Nam. Tiếp theo là các tách giãn diễn ra trong quá trình trầm tích của các tập F, E và D từ thời Eocen đến đầu Oligocen.

- Cơ chế nén ép: sự dịch chuyển từ cơ chế tách giãn và nén ép xảy ra trong quá trình trầm tích phần trên của tập D. Đặc trưng nén ép này tiếp tục kéo dài tới quá trình trầm tích ở tập C và phần dưới của tập trầm tích BI. Trục của cơ chế nén ép có hướng Bắc Đông Bắc.

- Cơ chế lún chìm nhiệt: lún chìm nhiệt bắt đầu từ phần dưới của quá trình trầm tích tập BI (~25 tr.năm) tới nay. Giai đoạn này hình thành các lớp trầm tích có xu hướng dày lên ở phía trung tâm bể. Môi trường trầm tích chuyển tiếp từ môi trường lục địa sang môi trường biển, tạo thành một chu kỳ trầm tích theo hướng thô dần lên trên.



Hình 2. Vị trí kiến tạo khu vực nghiên cứu.

Kỷ		Thành hệ	Thạch học	Tập địa chấn	Miêu tả Thạch học	Môi trường	Hoạt động kiến tạo
Plioxen-Đệ tứ		Biển Đông		A	Cát hạt thô, sét bờ rời với các tập đá vôi, than mỏng xen kẹp	Biển	Lún chìm nhiệt ↕ Nén ép  ↕
Mioxen	Muộn	Đồng Nai		B3	Cát hạt thô-mịn, với các tập đá vôi, than mỏng xen kẹp	Đồng bằng ven biển, biển nông	
	Giữa	Côn Sơn		B2	Cát, đá vôi, than mỏng xen kẹp		
	Sớm				B1.2	Sét và cát mỏng xen kẹp	
Oligoxen	Muộn	Bạch Hồ		B1.1	Sét và cát, bột mỏng xen kẹp, bazan, tuff	Đầm lầy, sông ngòi và đầm hồ	
	Sớm	Trà Tân		C	Sét và cát, andesit và andesit - tuff	Đầm hồ	
		D					
Eoxen	Muộn	Trà Cú		E	Sét và cát, bột và than mỏng xen kẹp	Đầm lầy, sông và đầm hồ	Tách giãn  ↕
	Sớm?	Cà Cối		F	Cuội, cát kết và sét xen kẹp	Sông và trầm tích chân núi	
	Trước Đệ tam					Móng phong hóa và đá móng granitoid nứt nẻ	

Hình 3. Địa tầng và cơ chế kiến tạo khu vực bể Cửu long (Schmidt và nnk., 2019).

2.2. Đặc điểm địa tầng

Địa tầng được khoan qua trong các giếng khoan của Bể Cửu Long (Hình 2) bao gồm móng kết tinh trước Đệ tam và 6 lớp trầm tích lớp phủ Cenozoi được đặt tên từ A tới F (Schmidt và nnk., 2019; Trần và Phùng, 2005).

Đá móng kết tinh trước Đệ tam: Về mặt thạch học đá móng kết tinh có thể xếp tương đương với 3 phức hệ: Hòn Khoai, Định Quán và Cà ná.

Tập trầm tích Eoxen sớm F bao gồm các lớp cát cuội kết với các lớp xen kẹp hạt mịn và sét kết. Hình thành trong môi trường bồi tích, sông tích có năng lượng lớn.

Tập trầm tích Eoxen muộn E bao gồm các tập cát kết có độ hạt thô tới mịn và một ít cuội kết, bột kết và sét kết xen kẹp. Môi trường thành tạo là môi trường sông và đầm hồ.

Tập trầm tích Oligoxen sớm D bao gồm các tập hạt mịn bột kết và sét kết, được hình thành trong môi trường hồ nước sâu.

Tập trầm tích Oligoxen C có nhiều thành phần cát hơn so với tập D, kích thước hạt từ trung bình

tới rất mịn và có các lớp bột - sét kết xen kẹp. Tập C được hình thành trong môi trường tam giác châu thuộc các hồ nước sâu.

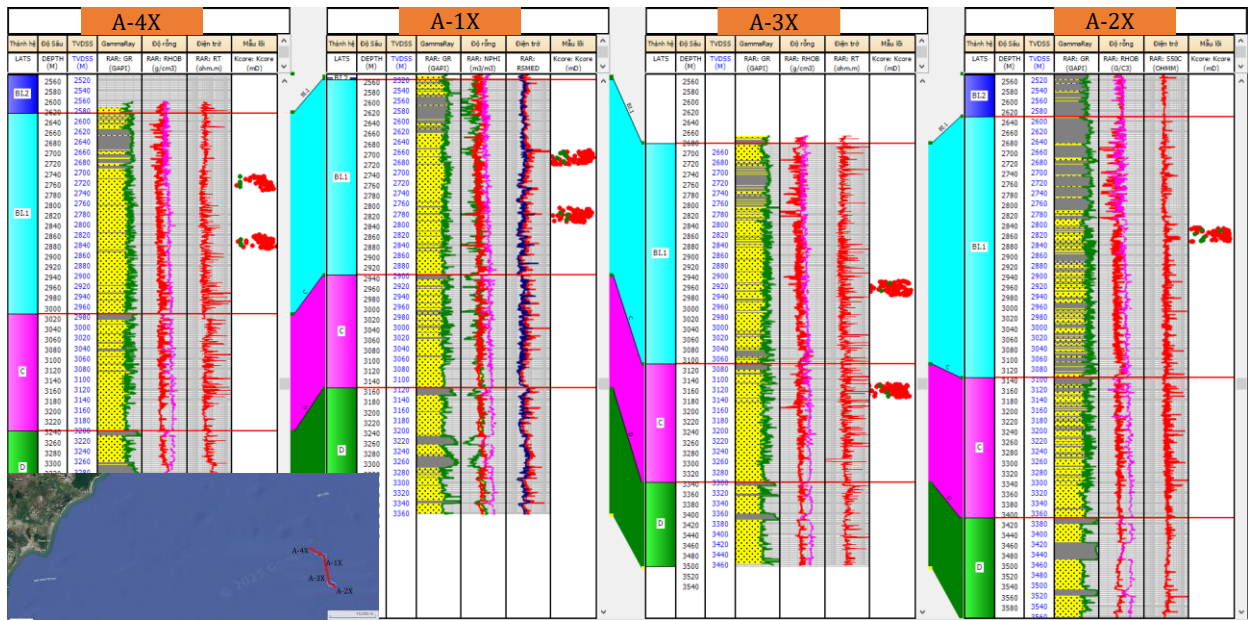
Tập trầm tích Oligoxen muộn tới Mioxen B bao gồm các trầm tích silic được hình thành trong môi trường cửa sông tới biển nông ven bờ.

Tập trầm tích Plioxen - Đệ tứ A gồm các lớp cát, sét bờ rời xen kẹp đá vôi và than mỏng, được hình thành trong môi trường biển nông. Đặc điểm đường cong địa vật lý cho thấy tại đỉnh các tập địa tầng thường xuất hiện lớp sét với giá trị GR cao, DTC thấp, NPHI cao và RHOB thấp. Đáng chú ý, tập sét ở đỉnh B1.2 là tập sét Bạch Hồ chứa nhiều Rotalia - đặc trưng của bể Cửu Long.

Các giếng khoan tại mỏ X, Lô Y ghi nhận tiềm năng dầu khí trong các tập từ Mioxen đến Oligoxen. Kết quả liên kết địa tầng từ bốn giếng thăm dò - thăm lượng khẳng định sự hiện diện của các tập B1.2, B1.1, C và D trong khu vực nghiên cứu (Hình 3, 4).

3. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

3.1. Cơ sở dữ liệu



Hình 4. Liên kết địa tầng và vị trí các giếng khoan A-4X, A-1X, A-3X và A-2X ở khu vực mỏ X, Lô Y.

Bảng 1. Cơ sở dữ liệu các giếng khoan khu vực Mỏ X.

GK	Thành hệ	Độ sâu (m)	GR (API)	LLD/LLS (Ohmm)	RHOB (g/cm ³)	NPHI (Dec)	DTC/DTS (ms/ft)	Mẫu lõi
A-1X	Mioce	2517-2895	x	x	x	x	x	x
	Oligocene	2895-3449,5	x	x	x	x	x	
A-2X	Mioce	2627-3134	x	x	x	x	x	x
	Oligocene	3134-3628	x	x	x	x	x	
A-3X	Mioce	2684,1-3107,6	x	x	x	x	x	x
	Oligocene	3107,6-3533,1	x	x	x	x	x	x
A-4X	Mioce	2616,9-3008,4	x	x	x	x	x	x
	Oligocene	3008,4-3364,5	x	x	x	x	x	
Giếng thử nghiệm mô hình ở khu vực lân cận mỏ X, lô Y								
B-1X	Mioce	2520-3270	x	x	x	x	x	x
	Oligocene	3270-4477	x	x	x	x	x	

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng dữ liệu từ bốn giếng A-1X, A-2X, A-3X và A-4X thuộc mỏ X, Lô Y, khu vực Đông Bắc bể Cửu Long và dữ liệu của giếng khoan B-1X, khu vực lân cận của mỏ X, Lô Y. Đối tượng nghiên cứu là các tập cát kết BL1 và C. Tổng cộng có 29 mẫu lõi được phân tích độ bền nén đơn trục (UCS) (thể hiện chấm xanh trên Hình 4 - cột mẫu lõi), bao gồm 26 mẫu trong tập BL1 của các giếng A-1X, A-2X, A-3X, A-4X và 3 mẫu trong tập C của giếng A-3X, 2 mẫu UCS của giếng B-1X dùng để kiểm tra khả năng áp dụng của mô hình tính toán UCS cho khu vực khác trong Bể Cửu Long. Trong đó, 29 mẫu từ các giếng A-1X,

A-2X, A-3X và A-4X được dùng để huấn luyện mô hình. Ngoài ra, 555 mẫu lõi (thể hiện chấm đỏ trên Hình 4 - cột mẫu lõi) được phân tích độ rỗng - độ thấm để phục vụ phân loại đơn vị thủy lực (HFU). Ngoài ra, nghiên cứu còn sử dụng các tài liệu địa vật lý giếng khoan như gamma tự nhiên (GR, API), mật độ (RHOB - ρ_b , g/cm³), neutron (NPHI, v/v), thời gian truyền sóng dọc và ngang (DT, μ s/ft), điện trở suất đo sâu/đo nông (LLD, LLS, Ohm.m). Chất lượng tài liệu được đánh giá ở mức trung bình đến tốt, đủ tin cậy để phục vụ nghiên cứu.

3.2. Phương pháp nghiên cứu

Có nhiều phương pháp đã được đề xuất nhằm xây dựng mối quan hệ giữa UCS và các thông số địa vật lý giếng khoan, như đã trình bày ở phần trước, tuy nhiên những mối quan hệ này là những mối quan hệ phi tuyến và có độ tương quan thấp. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tiến hành phân chia các đơn vị thủy lực (Hydraulic Flow Units - HFU) dựa trên kết quả phân tích mẫu lõi (Amaefule và nnk., 1993), kết hợp với tài liệu địa vật lý từ giếng khoan, sau đó giá trị UCS được phân nhóm tương ứng với từng đơn vị HFU. Tiếp theo, mối quan hệ giữa UCS và mô đun sóng dọc (P-wave modulus) được thiết lập riêng cho từng HFU, nhằm nâng cao độ chính xác trong việc dự báo giá trị UCS, với các bước như Hình 5b.

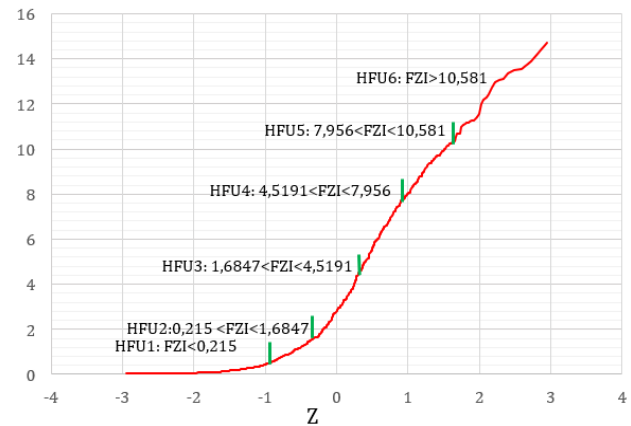
HFU được định nghĩa là đại diện của toàn bộ đá chứa trong tầng chứa, trong đó các đặc tính địa chất kiểm soát dòng chảy chất lưu có tính đồng nhất bên trong như độ hạt và độ chọn lựa hạt,... và có sự khác biệt một cách có thể dự đoán được so với các đặc tính của những HFU khác trong cùng một tầng chứa (Desouky, 2005). Nguyên tắc phân loại đơn vị thủy lực (HFU) dựa trên việc xác định các nhóm dữ liệu tạo thành đường thẳng có độ dốc bằng 1 trên biểu đồ log-log giữa chỉ số chất lượng tầng chứa (RQI) và biến số Φ_z . Độ thấm của mỗi điểm mẫu sau đó được tính toán dựa trên đơn vị HFU tương ứng, bằng cách sử dụng giá trị trung bình của chỉ số dòng chảy (FZI) và độ rỗng của

mẫu (Hình 5a). Phương pháp này được xây dựng dựa trên kết quả phân tích đặc tính rỗng - thấm từ mẫu lõi (Tiab và Donaldson, 2015; Ha và nnk., 2021) và theo các công thức sau:

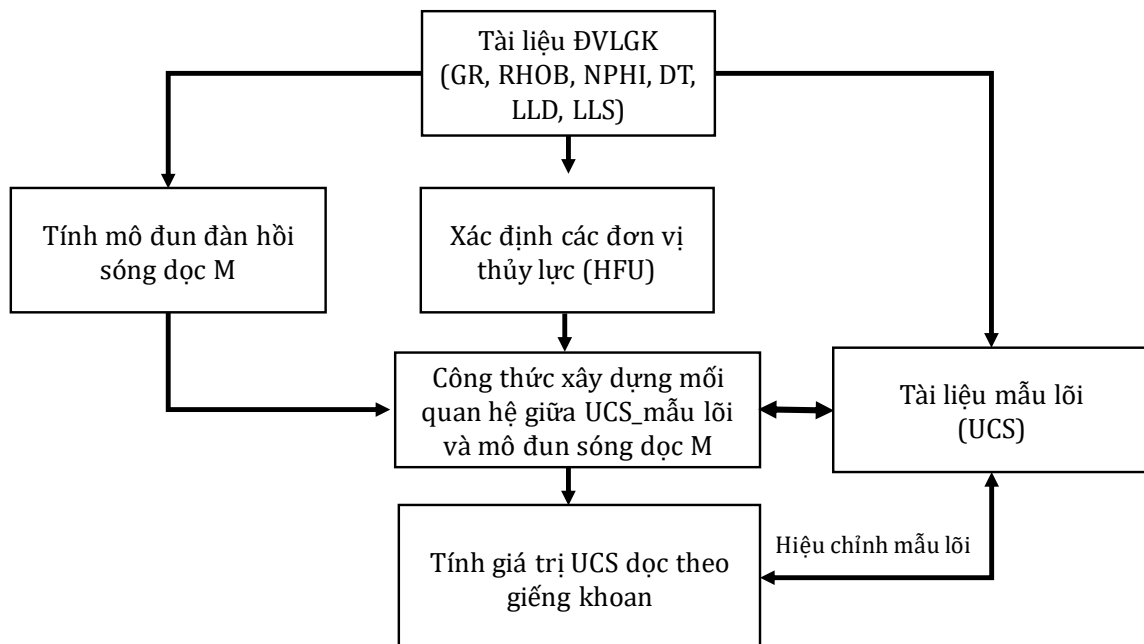
$$RQI = 0,0314 * \sqrt{K/\phi} \quad (8)$$

$$\phi_z = \frac{\phi}{1-\phi} \quad (9)$$

$$FZI = RQI/\phi_z \quad (10)$$



Hình 5a. Biểu đồ ngưỡng giá trị FZI để phân loại HFU.



Hình 5b. Sơ đồ khối xác định quan hệ UCS với mô đun sóng dọc dựa trên phân loại HFU.

Trong đó: RQI - chỉ số chất lượng vỉa; K - độ thấm, mD; ϕ_z - tỉ phần độ rỗng trên thể tích khung đá; ϕ - độ rỗng, v/v.

Trong Hình 5 thì trục Z là giá trị trả về Z tương ứng với một giá trị xác suất tích lũy, FZI là chỉ số dòng chảy. Ngưỡng của FZI để xác định loại HFU, cụ thể như sau:

- HFU1: $FZI < 0,215$;
- HFU2: $0,215 < FZI < 1,6847$;
- HFU3: $1,6847 < FZI < 4,5191$;
- HFU4: $4,5191 < FZI < 7,956$;
- HFU5: $7,956 < FZI < 10,581$;
- HFU6: $FZI > 10,581$.

Đối với mô đun sóng dọc được xác định là tỉ số của ứng suất nén dọc trục trên biến dạng dọc trục. Lý thuyết mô đun sóng dọc được suy luận từ lý thuyết lan truyền sóng đàn hồi (Shen và nnk., 2016):

$$M = \rho * V_p^2 \quad (11)$$

Trong đó: M - mô đun sóng dọc, Gpa; ρ - đường mật độ đất đá, kg/m^3 được chuyển đổi từ đường mật độ RHOB (g/cm^3) hay $1 \text{ g/cm}^3 = 1000 \text{ kg/m}^3$; V_p - Vận tốc truyền sóng, được chuyển đổi

từ đường cong thời gian truyền sóng dọc thành giếng khoan DT ($\mu\text{s/ft}$) hay:

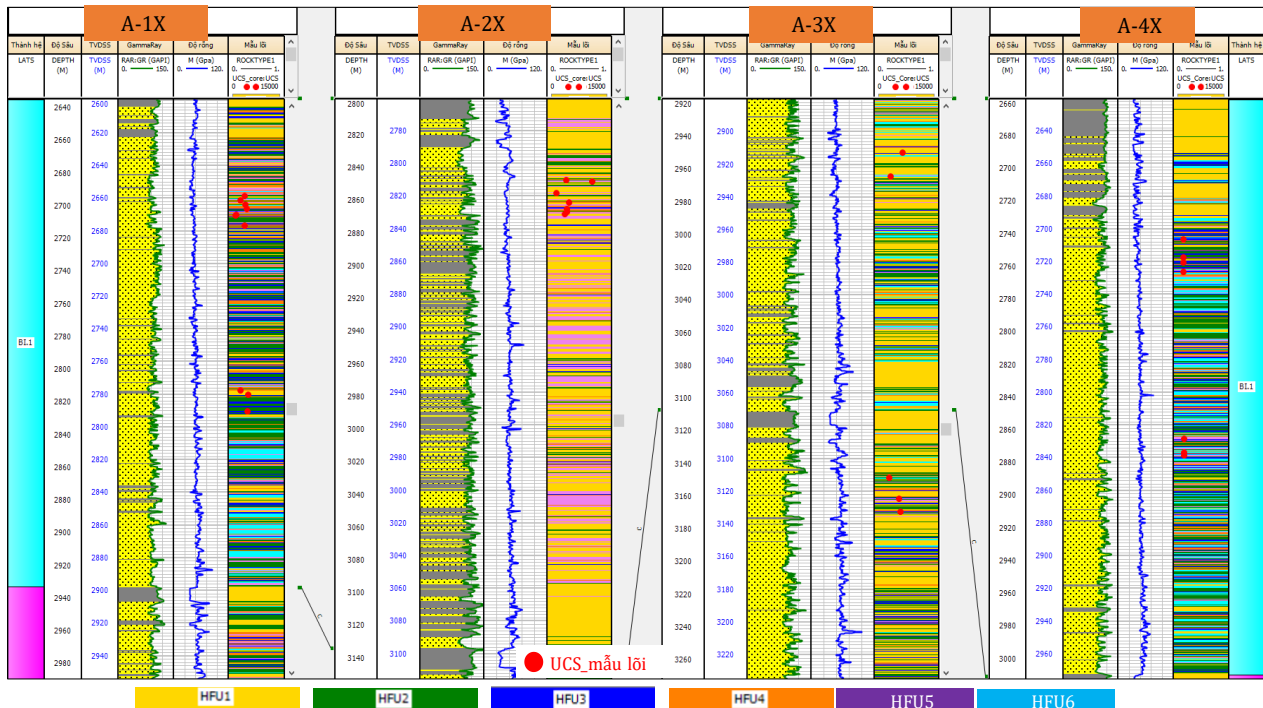
$$V_p = 304800/D_t \quad (\text{m/s}) \quad (12)$$

$$\text{hoặc } V_p = 0,3048/D_t \quad (\text{km/s}) \quad (13)$$

4. Kết quả và thảo luận

Dựa trên kết quả phân tích mẫu lõi và dữ liệu địa vật lý giếng khoan (ĐVLGK), các đơn vị dòng chảy thủy lực (HFU - Hydraulic Flow Unit) được phân loại thành sáu nhóm, tương ứng HFU1 đến HFU6 (với các quy định theo màu tương ứng HFU1: vàng, HFU2: xanh lá cây, HFU3: xanh nước biển, HFU4: màu cam, HFU5: màu tím, HFU6: màu xanh lam). Trong số 29 mẫu lõi được sử dụng để phân tích UCS, có 03 mẫu thuộc nhóm HFU1, 3 mẫu thuộc HFU2, 09 mẫu thuộc HFU3, 06 mẫu thuộc HFU4, lần lượt 05 và 03 mẫu thuộc HFU5, HFU6 (Hình 6). Trong khi đó M là giá trị được tính theo công thức (11), được biểu diễn cột số 4 ở mỗi giếng kể từ trái sang phải trong Hình 6.

Cụ thể Hình 6 và Bảng 2, giếng A-1X có 2 điểm UCS nằm trong nhóm HFU1, 1 điểm trong HFU2 và 4 điểm trong HFU3 và 2 điểm trong HFU4, 1 điểm thuộc HFU6. Giếng A-2X có 1 điểm HFU2,1



Hình 6. Biểu diễn các giá trị UCS đo từ mẫu tương ứng với các HFU để xây dựng mối quan hệ giữa Mô đun sóng dọc M và giá trị UCS của mẫu lõi của các giếng khoan khu vực nghiên cứu.

Bảng 2. Phân loại các giá trị UCS của mẫu lõi và đường ĐVLGK theo HFU.

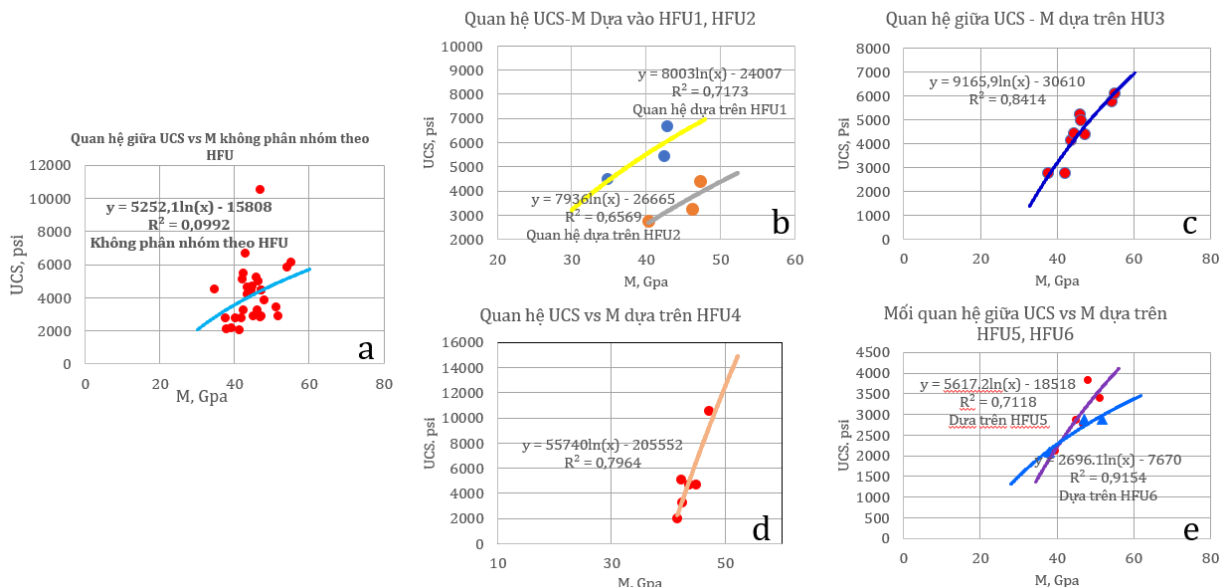
GK	Độ sâu (m)	UCS_Core (psi)	DT (ms/ft)	RHOB (g/cm ³)	HFU
A-1X	2699,1	4427	81,67	2,208	3
A-1X	2815,5	3221	84,46	2,253	4
A-1X	2812,6	4466	93,78	2,282	1
A-1X	2825,5	4950	80,78	2,248	3
A-1X	2693,7	2093	88,28	2,198	6
A-1X	2701,6	1980	85,17	2,240	4
A-1X	2711,9	4396	80,55	2,282	3
A-1X	2696,5	3226	81,56	2,282	2
A-1X	2705,8	5409	81,41	2,092	1
A-1X	2705,5	5212	81,94	2,290	3
A-2X	2847,4	4398	81,99	2,362	2
A-2X	2868,2	10482	80,29	2,259	4
A-2X	2848,0	2117	88,44	2,288	5
A-2X	2861,2	5051	84,14	2,226	4
A-2X	2865,3	4618	82,57	2,212	4
A-2X	2866,9	4677	81,85	2,237	4
A-2X	2855,2	4150	82,87	2,225	3

GK	Độ sâu (m)	UCS_Core (psi)	DT (ms/ft)	RHOB (g/cm ³)	HFU
A-3X	2949,9	6657	85,74	2,344	1
A-3X	2964,2	3828	79,33	2,252	5
A-3X	3148,7	3406	78,18	2,325	5
A-3X	3161,4	5780	76,46	2,356	3
A-3X	3169,6	6115	75,3	2,326	3
A-4X	2754,3	2743,1	90,05	2,258	3
A-4X	2757,4	2754,1	86,86	2,258	2
A-4X	2743,2	2757,2	85,92	2,285	3
A-4X	2763,2	2762,9	80,52	2,302	5
A-4X	2865,1	2865,1	82,97	2,284	5
A-4X	2875,6	2873,7	80,06	2,260	6
A-4X	2873,7	2875,6	77,32	2,296	5

điểm trong HFU3, 4 điểm trong HFU4 và 1 điểm trong HFU5. Giếng A-3X có 1 điểm thuộc HFU1, 1 điểm thuộc HFU2, 2 điểm trong HFU3, 2 điểm trong HFU5. Cuối cùng, giếng A-4X có 2 điểm thuộc HFU3, 2 điểm thuộc HFU5 và 2 điểm trong HFU6.

Việc xây dựng mối tương quan giữa UCS và M theo phân loại HFU giúp cải thiện đáng kể mối

quan hệ giữa độ bền nén đơn trục UCS và mô đun sóng dọc M. Cụ thể, Hình 7a thể hiện hệ số tương quan giữa UCS và M không phân nhóm theo HFU chỉ đạt 0,0992. Trong khi đó, khi phân nhóm theo HFU, hệ số tương quan tăng rõ rệt: HFU1 đạt 0,71, HFU2 đạt 0,66 (Hình 7b), HFU3 đạt 0,84 (Hình 7c), HFU4 là 0,79 (Hình 7d), HFU5 là 0,71 và theo HFU6 là 0,91 (Hình 7e).



Hình 7. Hệ số tương quan giữa UCS và M cho các trường hợp a) UCS vs M chưa phân nhóm theo HFU là 0,0992; b) UCS vs M theo HFU1: 0,7173; HFU2: 0,6569; c) UCS vs M theo HFU3: 0,8414; d) UCS vs M theo HFU4: 0,7964 và e) UCS vs M theo HFU5: 0,7118, HFU6: 0,9154.

Từ mối quan hệ này, nhóm tác giả xây dựng các hàm tương quan để tính toán giá trị UCS theo mô đun M như sau:

$$UCS = 8003 * \ln(M) - 24007 \text{ cho trường hợp HFU1} \quad (14)$$

$$UCS = 7936 * \ln(M) - 26665 \text{ cho trường hợp HFU2} \quad (15)$$

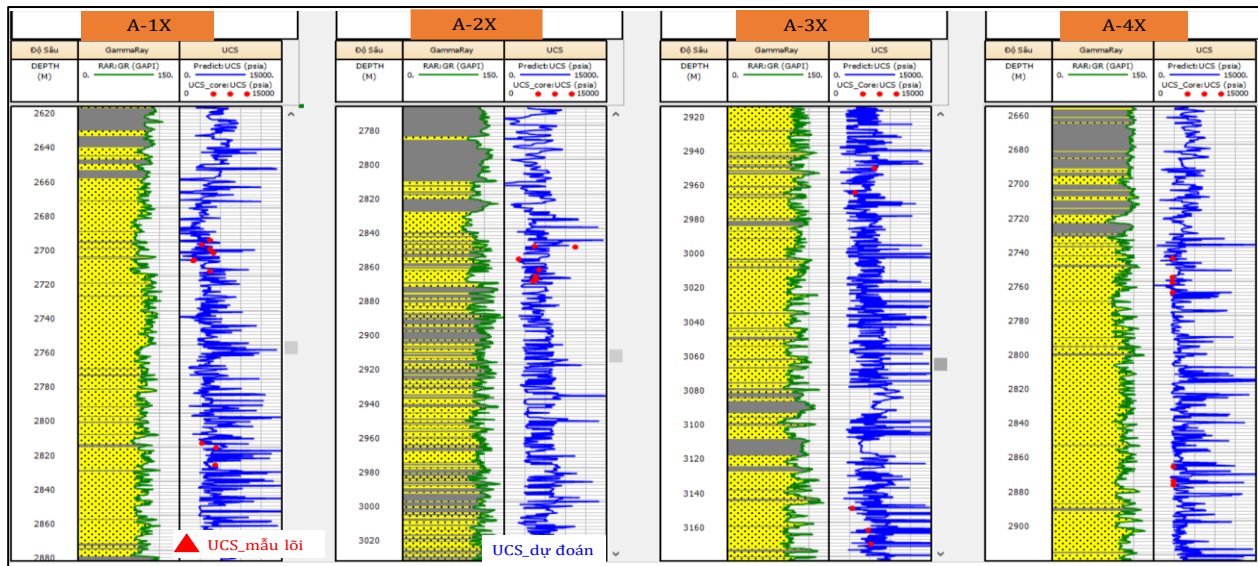
$$UCS = 9165.9 * \ln(M) - 30610 \text{ cho trường hợp HFU3} \quad (16)$$

$$UCS = 55740 * \ln(M) - 205552 \text{ cho trường hợp HFU4} \quad (17)$$

$$UCS = 5617.2 * \ln(M) - 18518 \text{ cho trường hợp HFU5} \quad (18)$$

$$UCS = 2696.1 * \ln(M) - 7670 \text{ cho trường hợp HFU6} \quad (19)$$

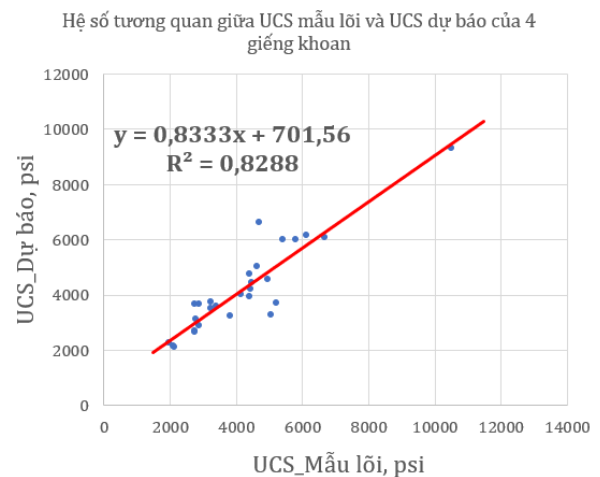
Hình 8 thể hiện kết quả so sánh giữa giá trị UCS đo từ mẫu lõi và UCS được tính toán theo các công thức (14), (15), (16), (17), (18) và (19) cho thấy độ phù hợp tốt giữa mô hình và thực nghiệm.



Hình 8. Biểu diễn kết quả dự báo và kết quả phân tích mẫu lõi.

A-1X			A-2X		
UCS_Mẫu lõi	UCS_Dự báo	Khác nhau	UCS_Mẫu lõi	UCS_Dự báo	Khác nhau
psia	psia	%	psia	psia	%
4427	4198,9	5%	4398	3947,3	10%
3221	3526,0	9%	10482	9310,1	11%
4466	4436,7	1%	2117	2120,9	0%
4950	4567,3	8%	5051	3277,8	35%
2093	2137	2%	4618	5023,4	9%
1980	2263,6	14%	4677	6627,5	42%
4396	4756,9	8%	4150	4003,4	4%
3226	3757,0	16%	Sai Số		
5409	6008,7	11%	MAE	MAPE	RMSE
5212	3713,0	29%	843,17	16%	1115,5
Sai Số					
MAE	MAPE	RMSE			
426,3	10.40%	582,5			

A-3X			A-4X		
UCS_Mẫu lõi	UCS_Dự báo	Khác nhau	UCS_Mẫu lõi	UCS_Dự báo	Khác nhau
psia	psia	%	psia	psia	%
6657	6088,4	9%	2743,1	2684,2	2%
3828	3252,3	15%	2754,1	2674,6	3%
3406	3595,0	6%	2757,2	3667,7	33%
5780	6004,0	4%	2762,9	3113,1	13%
6115	6167,4	1%	2865,1	2898,3	1%
Sai Số			2873,7	2726,0	5%
MAE	MAPE	RMSE	2875,6	3668,0	28%
321,9	7%	385,6	Sai Số		
			MAE	MAPE	RMSE
			286,46	10%	438,76



Hình 9. So sánh kết quả UCS mẫu lõi và kết quả UCS tính toán theo các công thức (14) đến (19).

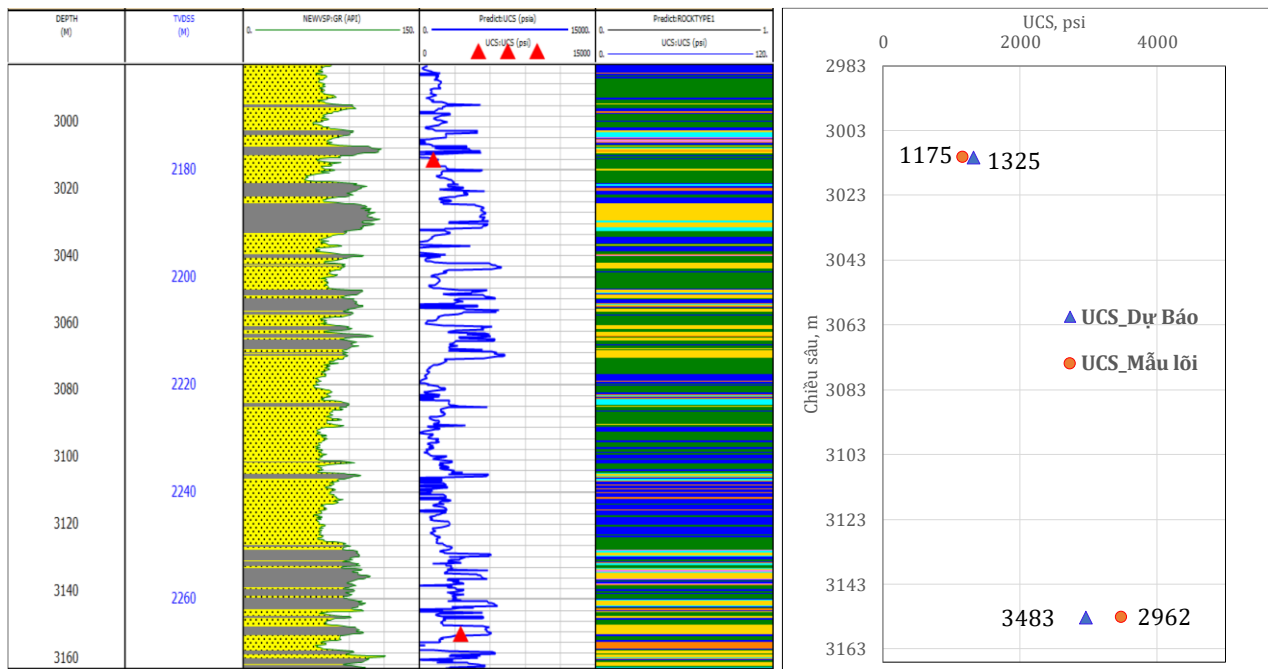
Hình 9, độ sai khác giữa kết quả đo UCS từ mẫu lõi và kết quả UCS tính toán. Cụ thể, đối với giếng A-1X, sai số trung bình tuyệt đối MAE là 426,3 psi, phần trăm sai số trung bình tuyệt đối MAPE là 10,4% và sai số bình phương trung bình RMSE là 582,5 psi. Giếng A-2X có MAE = 843,17 psi, MAPE = 16%, RMSE = 1115,5 psi, Giếng A-3X có MAE = 321,9 psi, MAPE = 7%, RMSE = 385,6 psi, Giếng A-4X có MAE = 286,46 psi, MAPE = 10%, RMSE = 438,76 psi và kết quả biểu diễn độ tương quan của toàn bộ UCS đo từ mẫu lõi và UCS tính toán là 82% cho cả 4 giếng khoan.

Hình 10 biểu diễn kết quả thử nghiệm cho giếng B-1X, kết quả tính toán UCS theo mô đun sóng dọc (M) tại độ sâu 3011,4 m là 1325 psi, UCS của mẫu lõi là 1175 psi, tại độ sâu 3153,4 m là 2962 psi, UCS của mẫu lõi là 3483 psi và các sai số MAE là 335,5 psi, MAPE là 14% và RMSE là 383,37 psi.

Mặc dù sự khác biệt giữa UCS đo bằng mẫu lõi và UCS tính toán có những điểm lớn nhưng cũng là những sai số liên quan quan tới công tác thí nghiệm mẫu bởi quá trình khoan cắt mẫu có thể tạo nên các vi khe nứt, độ ẩm làm giảm độ bền của mẫu lõi (Pells, 1993). Bên cạnh đó, điều kiện giếng khoan như đường kính giếng bị sạt lở cũng có thể ảnh hưởng tới giá trị các đường địa vật lý giếng khoan dẫn tới sai số cho kết quả tính toán UCS.

5. Kết luận

Độ bền nén đơn trục (UCS) là thông số địa cơ học quan trọng để đánh giá độ bền đất đá dọc thành giếng khoan, làm cơ sở tính toán độ ổn định giếng. Giá trị UCS giúp xác định tỉ trọng dung dịch khoan để ngăn sạt lở, tránh kẹt cần khoan hoặc bộ khoan cụ, đồng thời đảm bảo cân bằng áp suất giữa lòng giếng và vỉa chứa. Ngoài ra, UCS còn hỗ trợ xây dựng cơ chế khai thác dầu khí, giảm nguy cơ sinh cát, bảo vệ thiết bị lòng giếng, bề mặt và tối ưu sản lượng. Mỏ X, Lô Y nằm phía Đông bắc Bể Cửu Long, khu vực trải qua quá trình hoạt động địa chất kiến tạo nên dẫn tới sự bất đồng nhất của các vỉa chứa. Kết quả việc xây dựng quan hệ giữa kết quả đo UCS từ mẫu lõi và kết quả tính toán UCS từ tài liệu địa vật lý giếng khoan dựa trên các nghiên cứu trên thế giới sẽ có sai số khá lớn. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đề xuất mối quan hệ giữa UCS của mẫu lõi và mô đun sóng dọc M, dựa trên phân loại đơn vị dòng thủy lực (HFU). Kết quả cho thấy độ tương quan cao giữa UCS đo từ mẫu lõi và UCS tính từ địa vật lý, với hệ số tương quan là 0.82 cho tất cả các giếng A-1X, A-2X, A-3X và A-4X. Đồng thời với kết quả thử nghiệm khi ứng dụng mô hình được xây dựng từ các giếng khoan A-1X, A-2X, A-3X và A-4X cho giếng khoan B-1X cho thấy các giá trị giữa UCS của mẫu lõi và UCS tính từ mô



Hình 10. Biểu diễn kết quả thử cho giếng B-1X.

đơn sóng dọc (M) không khác biệt nhiều, sai số phần trăm trung bình tuyệt đối MAPE chỉ là 14%.

Như vậy mô hình tính toán giá trị UCS bằng việc xây dựng mối quan hệ với mô đun sóng dọc từ việc sử dụng phân loại đơn vị dòng chảy thủy lực (HFU) mang lại kết quả đáng tin cậy, có thể ứng dụng hiệu quả cho khoan khai thác dầu khí của khu vực mỏ X, Lô Y, thuộc phía Đông bắc của Bể Cửu Long. Tuy nhiên, cũng có những hạn chế của phương pháp này do ảnh hưởng của quá trình xử lý mẫu lõi như khoan lấy mẫu, bảo quản mẫu, những rủi ro có thể có như có các vi nứt nẻ, mẫu bị ẩm làm ảnh hưởng tới độ bền của đất đá, ngoài ra số liệu các đường cong địa vật lý giếng khoan do ảnh hưởng của điều kiện giếng khoan như sạt lở thành giếng, dung dịch khoan, có thể dẫn tới sai số của số liệu thực tế dùng để hiệu chỉnh.

Đóng góp của tác giả

Nguyễn Văn Hoàng - thu thập, khảo sát phương pháp luận, phân tích dữ liệu, viết bản thảo; Nguyễn Thế Vinh và Phan Thiên Hương - kiểm chứng, phân tích dữ liệu, đánh giá và chỉnh sửa bài báo.

Tài liệu tham khảo

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., & Fujimoto, F. (1996). Permeability prediction by hydraulic flow units—theory and applications. *SPE Formation Evaluation*, 11(04), 263-271. <https://doi.org/10.2118/30158-PA>
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993, October). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-26436). SPE <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Asadi, A. (2017). Application of artificial neural networks in prediction of uniaxial compressive strength of rocks using well logs and drilling data. *Procedia Engineering*, 191, 279-286. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.05.182>
- Bieniawski, Z. T. (1974). Estimating the strength of rock materials. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 74(8), 312-320. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(74\)91782-3](https://doi.org/10.1016/0148-9062(74)91782-3)
- Chang, C., Zoback, M. D., & Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51(3-4), 223-237. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003>
- Desouky, S. E. D. M. (2005). Predicting permeability in un-cored intervals/wells using hydraulic flow unit approach. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 44(07). <https://doi.org/DOI:10.2118/05-07-04>
- Ha, M. Q., Le, A. N., & Jarzyna, J. (2021). Hydraulic flow unit classification from core data: Case study of the Z gas reservoir, Poland. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 62(3), 29-36. [https://doi.org/10.46326/JMES.2021.62\(3\).04](https://doi.org/10.46326/JMES.2021.62(3).04)
- Hassanvand, M., Moradi, S., Fattahi, M., Zargar, G., & Kamari, M. (2018). Estimation of rock uniaxial compressive strength for an Iranian carbonate oil reservoir: Modeling vs. artificial neural network application. *Petroleum Research*, 3(4), 336-345. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.08.004>
- Lade, P. V. (1993). *Rock strength criteria: the theories and the evidence* (Vol. 1, pp. 255-284). Comprehensive Rock Engineering-Principles, Practice and Projects. Pergamon Press.
- Lê, V.C., Hoàng, N.Đ., Trần, V.T. (2005). Chương 5 Các bể trầm tích Kainozoi ở Việt nam. In *Địa chất và tài nguyên Dầu khí của Việt nam* (pp. 63-105).
- McNally, G. H. (1987). Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs. *Geoexploration*, 24(4-5), 381-395. [https://doi.org/10.1016/0016-7142\(87\)90008-1](https://doi.org/10.1016/0016-7142(87)90008-1)
- Nabaei, M., & Shahbazi, K. (2012). A new approach for predrilling the unconfined rock compressive strength prediction. *Petroleum science and technology*, 30(4), 350-359. <https://doi.org/10.1080/10916461003752546>
- Nguyễn, X. T., Lê, H. A (2012). Mô hình địa chất 3D trên cơ sở xác định các đơn vị dòng chảy thủy

- lực cho hệ tầng sản phẩm tuổi Miocen Hạ, mỏ Bạch Hổ. *Tạp Chí KHKT Mỏ -Địa Chất*, 37, 6-12.
- Pells, P. J. (1993). Uniaxial strength testing. In *Rock testing and site characterization* (pp. 67-85). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-042066-0.50010-0>
- Horsrud, P. (2001). Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. *SPE Drilling & Completion*, 16(02), 68-73. <https://doi.org/10.2118/56017-PA>
- Rabbani, E., Sharif, F., Koolivand Salooki, M., & Moradzadeh, A. (2012). Application of neural network technique for prediction of uniaxial compressive strength using reservoir formation properties. *International journal of rock mechanics and mining sciences* (1997), 56, 100-111. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2012.07.033>
- Schmidt, W. J., Hoang, B. H., Handschy, J. W., Hai, V. T., Cuong, T. X., & Tung, N. T. (2019). Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long Basin, Vietnam. *Tectonophysics*, 757, 36-57. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2019.03.001>
- Shen, X., Chen, M., Lu, W., & Li, L. (2017). Using P wave modulus to estimate the mechanical parameters of rock mass. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 76(4), 1461-1470. <https://doi.org/DOI:10.1007/s10064-016-0932-0>
- Shi, X., Meng, Y., Li, G., Li, J., Tao, Z., & Wei, S. (2015). Confined compressive strength model of rock for drilling optimization. *Petroleum*, 1(1), 40-45. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.03.002>
- Tiab, Donaldson. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.
- Trần, L.Đ., Phùng, Đ.H (2005). Bể trầm tích Cửu long và tài nguyên dầu khí. In *Địa chất và Tài nguyên dầu khí Việt nam* (pp. 269-317). Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật.
- Tsiambaos, G., & Sabatakakis, N. (2004). Considerations on strength of intact sedimentary rocks. *Engineering Geology*, 72(3-4), 261-273. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enggeo.2003.10.001>