



Chống sự suy giảm độ bền của vành đá xi măng trong các giếng khoan dầu khí có nhiệt độ cao áp suất cao tại Mỏ Hải Thạch

Trương Hoài Nam^{1,*}, Trương Biên², Kumaran Palanivel³, Sharon Son³, Lê Trần Minh Trí⁴, Phạm Tâm⁴, Hoàng Thanh Tùng⁵

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Việt Nam

²Hội CN Khoan Khai thác Việt Nam, Việt Nam

³Halliburton Vietnam, Việt Nam

⁴Biển Đông POC, Việt Nam, Việt Nam

⁵PV Drilling Deepwater, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 25/7/2016

Chấp nhận 5/8/2016

Đăng online 30/8/2016

Từ khóa:

Xi măng

Nhiệt độ cao

Áp suất cao

Độ bền đá

Bột silica

TÓM TẮT

Sự suy giảm cường độ của xi măng là một hiện tượng xảy ra khi ở nhiệt độ cao, xi măng giảm độ bền sau khi đạt được độ bền cực đại trong khoảng thời gian vài tuần. Trong ngành công nghiệp dầu khí hiện nay sử dụng phổ biến loại xi măng mác G tiêu chuẩn API để trám các giếng khoan. Ở nhiệt độ dưới 110°C xi măng tiếp tục thủy hoá và đạt độ bền trong khoảng thời gian dài (từ vài ngày đến vài năm) cho đến khi xi măng đạt được độ bền tới hạn. Ở nhiệt độ trên 110°C xi măng biến đổi sự biến đổi hình thái cấu trúc tinh thể và chuyển đổi pha của xi măng.

© 2016 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Trám xi măng các giếng khoan dầu khí là một trong những công đoạn có ý nghĩa quyết định đến chất lượng thi công giếng. Sau khi thả cột ống chống, vữa xi măng được bơm qua cột ống chống và dâng lên trong không gian vành xuyên các cột ống và thành giếng. Vữa xi măng lấp đầy xung quanh cột ống chống và dưới tác động của sự chênh áp cao hướng về phía đất đá trên thành giếng, nước vữa thấm lọc vào vỉa. Khi nước thấm lọc các hợp chất hydrat tạo thành cấu trúc dính kết

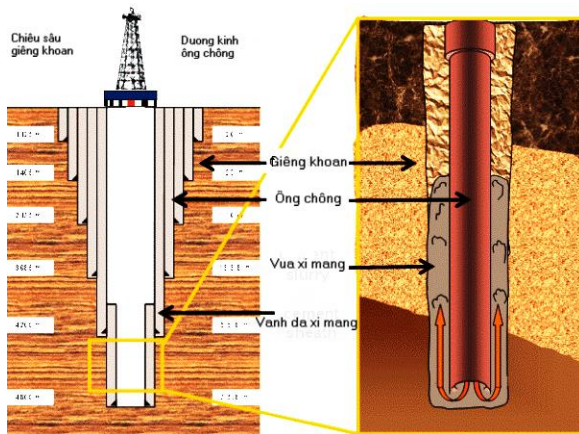
lẫn nhau, hình thành vành đá xi măng xung quanh cột ống chống và đất đá trên thành giếng. Vành đá xi măng có chức năng ngăn chặn sự dịch chuyển của các chất lưu giữa các vỉa qua khoảng không ngoài cột ống; cách ly lâu dài các đối tượng sản phẩm; gia cố thân giếng không bị sụt lở; ngăn ngừa sự ăn mòn của nước vỉa lên cột ống chống và nâng cao khả năng chịu tải của cột ống chống (Hình 1).

2. Khái niệm về áp suất cao nhiệt độ cao trong các giếng khoan

Chiều sâu của các giếng khoan dầu và khí tăng lên thì nhiệt độ đáy giếng cũng tăng lên.

*Tác giả liên hệ.

E-mail: namth@pvn.vn



Hình 1. Sơ đồ trám xi măng giếng khoan dầu khí

Trong quá trình khoan các giếng khai thác dầu khí, ở Uzbekistan tại độ sâu 5.500m đã ghi được nhiệt độ ở đáy là 224°C. Tại miền Tây - Nam Texas - Hoa Kỳ đã khoan giếng có nhiệt độ 237,7°C. Tại Trung Quốc, năm 1998 đã khai thác các vỉa hydrocarbon có nhiệt độ tới 260°C.

Áp suất vỉa là một trong những thông số địa chất quan trọng nhất, tạo ra trong lỗ rỗng đá vỉa do nước, dầu hoặc khí. Cứ mỗi 10m chiều sâu trong các vùng chứa dầu khí tăng lên trung bình là 0,1 MPa, có nghĩa là tương ứng với áp suất thủy tĩnh của cột nước. Nhưng có nhiều vùng mỏ áp suất vỉa lớn hơn áp suất thủy tĩnh đến 1,3-1,6 lần và có khi đạt đến trị số của áp suất mỏ, gọi là áp suất vỉa dị thường cao.

Nhiệt độ cao áp suất cao là tình trạng giếng khoan tồn tại đồng thời áp suất cao và nhiệt độ cao. Tại một số nước như Angola, Hoa Kỳ, Yemen, Biển Bắc,... trong những giếng khoan nhiệt độ lên đến 177°C, đồng thời với độ chênh áp suất vỉa lớn. Đặc biệt, một số giếng khoan ở Biển Bắc Yemen và Hoa Kỳ nhiệt độ đáy trên 204°C và áp suất vỉa cao, yêu cầu phải sử dụng dung dịch khoan có khối lượng riêng đến 2,22 g/cm³.

Các mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh thuộc bể Nam Côn Sơn được phát hiện vào giữa những năm 1990 là những mỏ có nhiệt độ cao áp suất cao đầu tiên ở Việt Nam. Mỏ Hải Thạch có áp suất khoảng 76MPa (11.000psi) và

nhiệt độ 177°C (350°F). Tại chiều sâu 4.200m phải sử dụng dung dịch khoan có khối lượng riêng cao đạt 18 ppg để khoan tới đối tượng. Mỏ Mộc Tinh ở độ sâu khoảng 3.000m áp suất vỉa đạt 56 MPa (8.000psi) và nhiệt độ 135°C (275°F), và khối lượng riêng dung dịch khoan có khối lượng riêng đạt 2.03 g/cm³ (17 ppg).

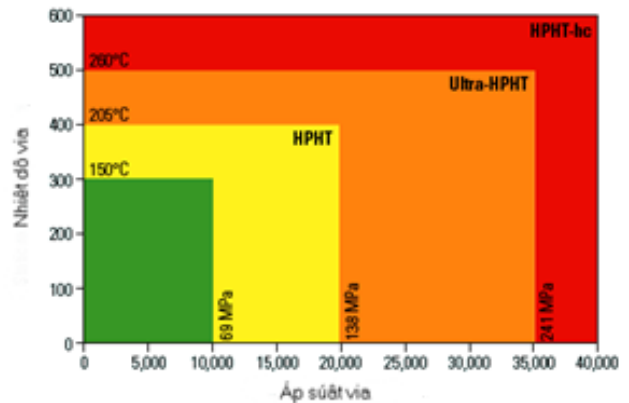
Trong ngành công nghiệp dầu khí, các điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao được phân theo 3 cấp (Hình 2), căn cứ trên giới hạn công nghệ hiện tại (Arash Shadravan, Mahmood Aman HPHT 101, 2012; Herianto và Muhammad Taufiq Fathaddin, 2005).

Trong đó:

Cấp 1 (các giếng HPHT) - bắt đầu từ 150°C (300°F) hoặc áp suất trên đáy 69 MPa (10.000 psi).

Cấp 2 (các giếng HPHT rất cao -Ultra HPHT), ở đó nhiệt độ trên 205°C (400°F), và áp suất trên 138 MPa (20.000 psi).

Cấp 3 (các giếng HPHT-hc - cực trị) - nhiệt độ trên 260°C (500°F) hoặc áp suất trên 241 MPa (35.000 psi).



Hình 2. Bảng phân cấp nhiệt độ và áp suất cao (theo Schlumberger)

3. Nguyên nhân suy giảm độ bền của đá xi măng trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Hiện nay công tác trám xi măng các giếng khoan sâu dầu khí chủ yếu sử dụng xi măng portland mác G tiêu chuẩn API, có các thành phần chính 50% Tricalcium silicat (C₃S), 30% Dicalcium silicat (C₂S), 5%

Tricalcium Aluminat (C_3A) và 12% Tetracalcium Aluminoferrit (C_4AF).

Khi nhiệt độ dưới $110^{\circ}C$, sản phẩm thủy hóa của xi măng là calcium silicat hydrat ký hiệu C-S-H(II) hoặc (C_2SH_2) và vôi $Ca(OH)_2$.

C-S-H(II) thuộc loại silicat hydrat đồng dạng tobermorit, cấu trúc tinh thể của chúng giống như khoáng vật tobermorit tự nhiên có thành phần $5CaO \cdot 6SiO_2 \cdot 5H_2O$.

Các hạt C-S-H(II) có dạng hình phiến mỏng hoặc dạng lá, dày hai ba lớp. Những phiến này trong phương ngang có thể xoắn lại thành sợi. Silicat hydrat có tỉ bề mặt lớn đạt đến $(13-14) \cdot 10^3 \text{ m}^2/\text{kg}$. Ở nhiệt độ dưới $90-110^{\circ}C$, C-S-H(II) có hàm lượng calci oxit cao hơn. Ở nhiệt độ $80^{\circ}C$ tỉ số CaO/SiO_2 đạt đến trị số giới hạn bằng 2.

Khi nhiệt độ trong khoảng $110^{\circ}C$ và $120^{\circ}C$, quá trình tái kết tinh calcium silicat hydrat đóng vai trò quyết định. C-S-H(II) sẽ bắt đầu tái kết tinh thành hệ α -diacalcium silicat (α - C_2S) hoặc $C_2SH(A)$ có thành phần $Ca_2(HSiO_4)OH$, chúng có cấu trúc tinh thể, tỉ khối cao, tính thấm cao và độ bền nén thấp.

Nguyên nhân làm cho độ bền giảm và tính thấm cao là do những đặc điểm trong quá trình hình thành và biến đổi của pha α - C_2SH như sau:

+ α - C_2SH được hình thành từ các khoáng trung gian (C-S-H(I), C-S-H(II) và gel C-S-H) theo cơ chế tái kết tinh, hình thành pha khoáng mới.

+ α - C_2SH có khả năng nổi trội về kết tinh thứ cấp (kích thước lớn lên nhưng số lượng tinh thể giảm) làm suy giảm mạnh liên kết giữa các tinh thể và tăng nhanh độ thấm.

+ Quá trình kết tinh α - C_2SH gắn liền với sự co rút cục bộ trong cấu trúc vật liệu (tạo thêm độ rỗng).

+ α - C_2SH kém về khả năng tạo các liên kết cầu nối (tính kết dính yếu).

+ α - C_2SH là loại khoáng xuất hiện nhanh nhưng lại tồn tại lâu trong một khoảng nhiệt độ tương đối rộng ($100 \div 180^{\circ}C$), nên vừa có ảnh hưởng trong thời gian ngưng kết, vừa có ảnh hưởng lâu dài.

Ở nhiệt độ lớn hơn $160^{\circ}C$ có thể tạo thành hydrosilicat C_3SH_2 có công thức đầy đủ là $Ca_3(Si_2O_7(OH)_6$. Ở nhiệt độ khoảng $202^{\circ}C$ nó chuyển thành $C_2HS(C)$ - γ hydrat C_2S , là hỗn hợp các silicat hydrat calcium-chondodit $Ca(SiO_4)_2(OH)_2$ và kilchoanit $Ca_3(SiO_7)$.

Khi tăng nhiệt độ lên, sản phẩm mới xảy ra ở nhiệt độ $150^{\circ}C$ từ tobermorit thành xonotlit ($Ca_6Si_6O_{17}(OH)_2$ và hoặc gyrolit ($Ca_8(Si_4O_{10})_3(OH)_{4-6}H_2O$), là những pha có độ thấm và sức kháng nén tương tự như tobermorit. Tăng nhiệt độ lên đến $250^{\circ}C$, gyrolit biến đổi thành truscottit ($Ca_7(Si_4O_{10})(Si_8O_{19}(OH)_4H_2O$, nó có độ thấm cao và sức kháng nén thấp so với tobermorit.

Tóm lại, nguyên nhân cơ bản làm suy giảm độ bền độ là do sự biến đổi hình thái cấu trúc tinh thể và chuyển đổi pha của xi măng.

4. Biện pháp chống suy giảm độ bền và tăng tính chịu nhiệt của xi măng

4.1. Đặc tính chịu nhiệt

Xi măng portland mác G tiêu chuẩn API, có tỉ lệ: số mol CaO , số mol SiO_2 nằm trong khoảng $2,5 \div 3$. Các nghiên cứu cơ bản cho thấy sự hình thành và biến đổi cấu trúc của α - C_2SH là nguyên nhân chính gây ảnh hưởng xấu tới độ bền và độ thấm của đá xi măng (Tạ Đình Vinh, Nguyễn Văn Ngọ, Phạm Anh Tuấn, 2000); Белей И.И., Щербич Н.Е., Цыпкин Е.Б., Вялов В. В., 2007).

Để ổn định độ bền của đá xi măng, có thể thực hiện một hoặc đồng thời một vài giải pháp sau:

a) Tạo môi trường mà ở đó α - C_2SH không có khả năng tồn tại để hạn chế tác hại của nó;

b) Ổn định những pha khoáng có tính tạo cấu trúc tốt đã được tạo ra ở nhiệt độ thấp hơn trong đá xi măng;

c) Chủ động tạo ra những pha khoáng mới vừa có khả năng tồn tại ổn định trong môi trường nhiệt độ, vừa có tính tạo cấu trúc tốt.

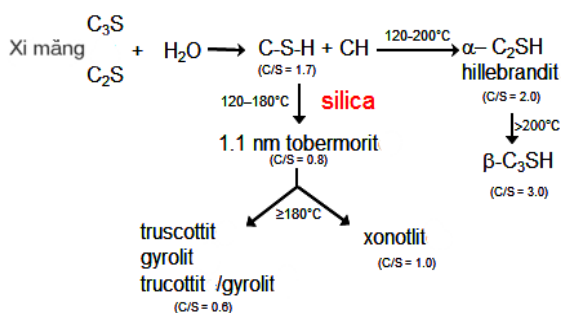
Xi măng giếng khoan bền nhiệt trên cơ sở xi măng và cát nghiền (Silica Flour) là loại

được chế tạo theo tiêu chí: (1) chủ động tạo ra những pha khoáng mới vừa có khả năng tồn tại ổn định trong môi trường nhiệt độ, vừa có tính tạo cấu trúc tốt và (2) ổn định pha khoáng được tạo ra dựa vào giản đồ pha về sự tồn tại của các calci silicat hydrat ở những điều kiện nhiệt độ khác nhau để thiết kế thành phần của xi măng bền nhiệt. Dựa vào đặc điểm mỗi pha khoáng chỉ hình thành và tồn tại ở một khoảng nhiệt độ nhất định, ở điều kiện nhiệt độ chưa quá cao, cố gắng ổn định các pha C-S-H(I), C-S-H(II), Gel C-S-H; còn ở các nhiệt độ cao hơn, cố gắng để tạo được các pha khoáng mới khác là Tobermorit hoặc Xonotlit (Hình 3)

Thành phần hóa học xi măng cho phép ổn định khoáng C-S-H(I), C-S-H(II), Gel C-S-H và nhận được với hàm lượng cực đại khoáng Tobermorit, Xonotlit cho các khoảng nhiệt độ khác nhau được ứng dụng rộng rãi trong thực tế (Erik B. Nelson, Dominique Guillot, 2006) là:

$$\begin{aligned} 90 \div 120 \text{ }^\circ\text{C} &: (\text{CaO} / \text{SiO}_2) < 0,8 \\ 120 \div 180 \text{ }^\circ\text{C} &: (\text{CaO} / \text{SiO}_2) < 0,83 \\ > 180 \text{ }^\circ\text{C} &: (\text{CaO} / \text{SiO}_2) < 1 \end{aligned}$$

Tỉ số $\text{CaO}/\text{SiO}_2 = 0,91$ đảm bảo yêu cầu $\text{CaO}/\text{SiO}_2 < 1$ đối với xi măng bền nhiệt trong khoảng nhiệt độ lớn hơn 180°C ; đảm bảo bền nhiệt và ổn định khoáng Tobermorit cho khoảng nhiệt độ $120 \div 180^\circ\text{C}$.



Hình 3. Sơ đồ tạo pha khoáng mới của xi măng trám

Bổ sung lượng Silica 35-40% theo khối lượng, sẽ làm tốc độ phản ứng CaO giảm trong vữa, lượng CaO nhỏ hơn lượng SiO_2 , do đó tỉ số thành phần CaO/SiO_2 đạt $\leq 1,0$, điều

đó sẽ hạn chế sự biến đổi pha và duy trì cấu trúc vi mô, duy trì ổn định tính chất cơ học của xi măng.

Các silica thô tác dụng với C-S-H tạo ra Tobermorit, còn hạt mịn cùng với C-S-H trực tiếp tạo thành Gyrolit và Truscolit không qua pha Tobermorit (Shadizadeh S.R., Kholghi, M., Salehi Kassael, 2010; Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Цыцымушкин П.Ф, 2011) sẽ hạn chế sự giảm biến đổi pha và duy trì cấu trúc vi mô không bị biến động, nhờ đó về mặt cơ học luôn luôn ổn định. Vì thế, silica cho vào xi măng luôn cần cỡ hạt mịn để đạt đến trạng thái của Gyrolit và Truscolit.

Bổ sung Silica vào xi măng cho phép hình thành pha xi măng giàu silica như là Tobermorit và Xonotlit, đây là biện pháp được phát hiện hơn 50 năm trước đây và hiện nay đã trở thành tiêu chuẩn công nghiệp (Tạ Đình Vinh, Nguyễn Văn Ngộ, Phạm Anh Tuấn, 2000; Erik B. Nelson, Dominique Guillot, 2006; Kris Ravi, BR. Reddy, Dennis Gray, Phil Pattillo, 2006)

4.2. Các loại phụ gia Silica

Hiện nay, để nâng cao chất lượng xi măng trám giếng khoan trong điều kiện nhiệt độ cao thường bổ sung vào xi măng các phụ gia chứa oxit silic như sau:

- Cát thạch anh có độ sạch cao, cỡ hạt tối ưu từ $425\mu\text{m}$ (3,3%), $150\mu\text{m}$ (85%), $75\mu\text{m}$ (10%).

- Cát nghiền (Silica flour) có khối lượng riêng: $2,60 \div 2,63 \text{ g/cm}^3$; các cỡ hạt $150\mu\text{m}$ (3%), $75\mu\text{m}$ (10%), $45\mu\text{m}$ (88%).

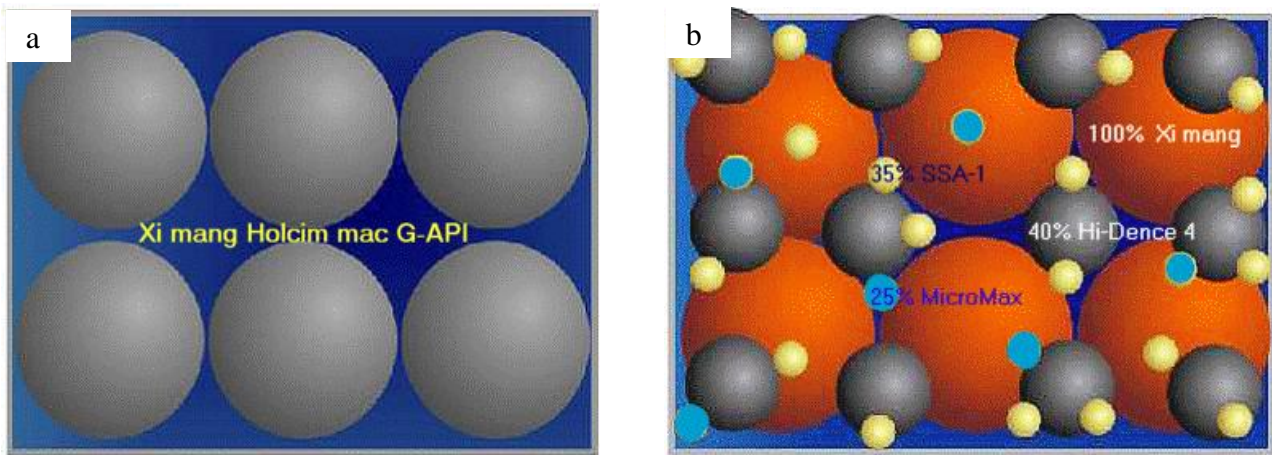
- Silica bột (Silica Fume) (Rabia H., 1989) là một phụ gia siêu phân tán, đặc trưng bởi hàm lượng cao các silica vô định hình với tỉ bề mặt cao, cho phép vật liệu đạt độ bền cao ($55\text{-}80\text{MPa}$) và siêu cao (trên 80MPa). Silica bột có chức năng tác dụng như một chất pouzzlan, phản ứng giữa dioxit hàm lượng cao ($\text{SiO}_2 > 85\%$) với $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Silica bột có kích thước hạt nhỏ hơn xi măng 100-150 lần, có tính kết dính cao cho phép lấp đầy các lỗ rỗng vi mô giữa các hạt xi măng, làm giảm

mạnh khả năng thấm nước và tăng mạnh liên kết giữa cốt liệu với xi măng.

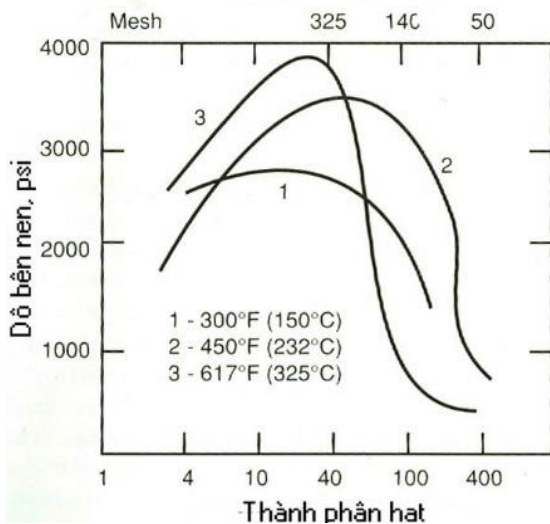
- Nanosilica là một trong những phụ gia phổ biến nhất trong hỗn hợp xi măng. Nanosilica là vật liệu pozzolan rất có hiệu quả, chúng gồm những hạt dạng thủy tinh có kích thước rất bé khoảng 1000 lần bé hơn các hạt xi măng trung bình. Đó là một phụ gia rất tốt cho xi măng để nâng cao độ bền, tuổi thọ và giảm độ thấm. Các hạt nanosilica thường sử dụng trong loại cỡ hạt một từ 5 đến 50 nm và loại thứ hai từ 5 đến 30 nm.

Trong vữa xi măng các hạt nano được phân bố rất đều đặn. Các hạt rất bé phân bố trong các lỗ rỗng có kích thước vi mô làm giảm độ rỗng và giảm độ thấm. Tuy vậy, tăng lượng nanosilica sẽ làm giảm khối lượng riêng của vữa, và độ thấm lại tăng lên.

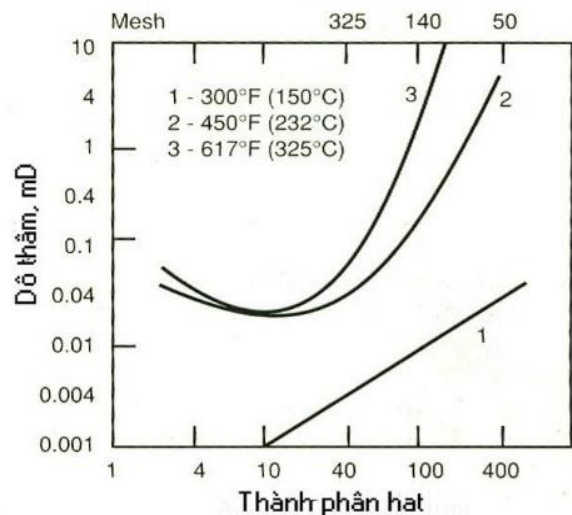
Tại Hình 4 là Hệ xi măng nặng bền nhiệt sử dụng cho điều kiện bể Nam Côn Sơn sau khi trộn và bổ sung các chất phụ gia: Xi măng Holcim + phụ gia silica SSA-1 + các chất làm nặng Hi-Dense 4 + MicroMax.



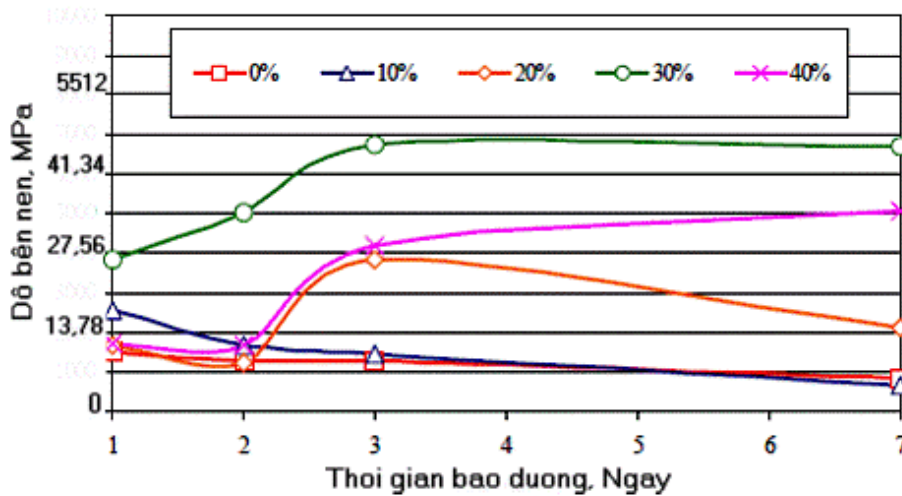
Hình 4. Hệ xi măng nặng bền nhiệt cho điều kiện bể Nam Côn Sơn: a. Xi măng Holcim mac G-API; b. Hệ XM nặng-bền nhiệt: XM(100%) + SSA-1(35%) + HiDense(40%) + MicroMax(25%)



Hình 5. Độ bền nén phụ thuộc vào cỡ hạt silica ở nhiệt độ khác nhau



Hình 6. Độ thấm phụ thuộc vào cỡ hạt silica ở nhiệt độ khác nhau



Hình 7. Độ bền của đá xi măng phụ thuộc vào hàm lượng SSA-1

4.3. Ảnh hưởng của silica đến độ bền nén và độ thấm của xi măng

Eiler và Nelson (Hoàng Quốc Khánh, 2000; Chisavand Saifon Daung Kaen, Bijaya K. et al., 2012) đã nghiên cứu ảnh hưởng của thành phần hạt silica trong hỗn hợp xi măng G đến độ bền nén ở các mức độ nhiệt độ khác nhau và độ thấm của đá xi măng.

Tại Hình 5, độ bền nén phụ thuộc vào cỡ hạt và nhiệt độ: 135°C, 232°C và 325°C. Tại Hình 6. Độ thấm phụ thuộc vào cỡ hạt và nhiệt độ: 135°C, 232°C và 325°C.

Herianto (Gaurina-Mendimurec Nidiljka, Matanovic Davvorin, 1994) đã nghiên cứu ảnh hưởng hàm lượng silica SS1-A đến độ bền nén trong điều kiện nhiệt độ 150°C, áp suất 13,78MPa trình bày minh họa tại Hình 7.

Kết quả thí nghiệm trên cho thấy rằng, với 0% và 10% SSA-1 độ bền nén của xi măng có giá trị thấp nhất và thay đổi không nhiều. Đá xi măng với 20% SSA-1 độ bền của đá xi măng có tăng lên, nhưng sau 7 ngày độ bền giảm. Trong các hỗn hợp xi măng với 30% SSA-1 và 40% SSA-1 cho thấy độ bền nén tăng dần trong 3 ngày đầu. Sau đó, độ bền nén của hỗn hợp xi măng có 30% SSA-1 giảm, trong khi đó độ bền nén của hỗn hợp 40% SSA-1 tăng lên theo thời gian; với tỉ lệ silica trong khoảng 35% - 40% độ bền nén đạt trị số cao nhất.

Các kết quả nghiên cứu độ bền nén trên đây chỉ giới hạn ở nhiệt độ 150°C và áp suất 13,78MPa và thời gian bảo dưỡng 7 ngày cho nên kết quả chưa phản ánh được điều kiện thực tế trong các giếng khoan.

5. Phương pháp xác định độ bền của đá xi măng

5.1. Tiêu chuẩn API/ ISO

Xác định độ bền nén theo API RP 10B-2/ISO 10426-2, với mẫu thí nghiệm hình khối (2"×2"×2") bảo dưỡng trong nhiệt độ và áp suất quy định trong thời gian nhất định.

Thiết bị phân tích siêu âm (Ultra Cement Analyzer - UCA), xác định độ bền nén theo phương pháp siêu âm là phương pháp đo độ bền nén bằng khoảng thời gian tín hiệu siêu âm xuyên qua mẫu xi măng và so sánh với độ bền nén đo bằng phương pháp phá hủy trên mẫu dưới tác động của tải trọng cơ học trong các điều kiện tương tự. Ở đây, cần phân biệt rất rõ khái niệm "độ bền âm học", xác định bởi mức độ phát triển độ bền của mẫu xi măng và đo vận tốc âm xuyên qua mẫu; còn "độ bền nén" được đo bằng lực cần thiết để phá hủy mẫu đá xi măng. Vì vậy, hai trị số này, xác định trong các điều kiện giống nhau, nhưng với phương pháp khác nhau, không nhất thiết trị số tuyệt đối phải giống nhau.

Tại Hình 8 và Hình 9, thiết bị và nguyên lý xác định độ bền nén bằng phương pháp siêu âm (UCA).

5.2. Độ bền nén cho xi măng trám giếng khoan mỏ Hải Thạch

Đồ thị thí nghiệm với mẫu vữa xi măng được sử dụng để trám cột ống chống khai thác trong giếng khoan ở mỏ Hải Thạch có áp suất cao nhiệt độ cao với thành phần đơn pha chế như sau (Bảng 1):

Trong Bảng 2 tổng hợp kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất cao đến độ bền nén của vữa xi măng có khối lượng riêng 2,04 - 2,22 g/cm³.

Trên các Hình 10 đến Hình 12 là đồ thị đo sự phát triển độ bền nén của vữa xi măng. Đường màu xanh - nhiệt độ; đường màu đỏ - thời gian suy giảm sóng siêu âm; đường màu xanh lục - độ bền nén. Từ các số liệu trong Bảng 2 và được minh họa trên các Hình 10, Hình 11 và Hình 12 cho thấy độ bền nén của đá xi măng với khối lượng riêng khác nhau đều tăng dần và đạt các giá trị cực đại dưới tác động của áp suất cao và gia tăng của nhiệt độ. Thực tế cho thấy hơn 90% độ bền nén của xi măng trong giếng khoan thường phát triển trong 48 giờ sau thời gian khuấy trộn, cho nên có thể xác định độ bền nén trong khoảng 48 giờ. Đó cũng là thời gian tối thiểu trước khi đo địa vật lý giếng khoan.

Trám xi măng giếng khoan dầu khí thường sử dụng độ bền nén như là chỉ tiêu

duy nhất để đánh giá tính chất của vành đá xi măng. Độ bền của đá xi măng được xác định bởi độ bền kéo và độ bền nén của xi măng ngưng kết. Độ bền nén là thông số được sử dụng rộng rãi nhất để đánh giá định lượng độ bền xi măng. Độ bền của xi măng có ý nghĩa rất lớn đảm bảo khả năng gia cố và độ kín khoảng không vành xuyên. Xi măng có độ bền nén 3,5 MPa coi như là thỏa mãn cho việc thi công theo tiêu chuẩn API. Độ bền nén phụ thuộc vào lượng nước và thời gian bảo hòa. Độ bền của đá xi măng cũng chịu ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất.



Hình 8. Thiết bị xác định độ bền nén



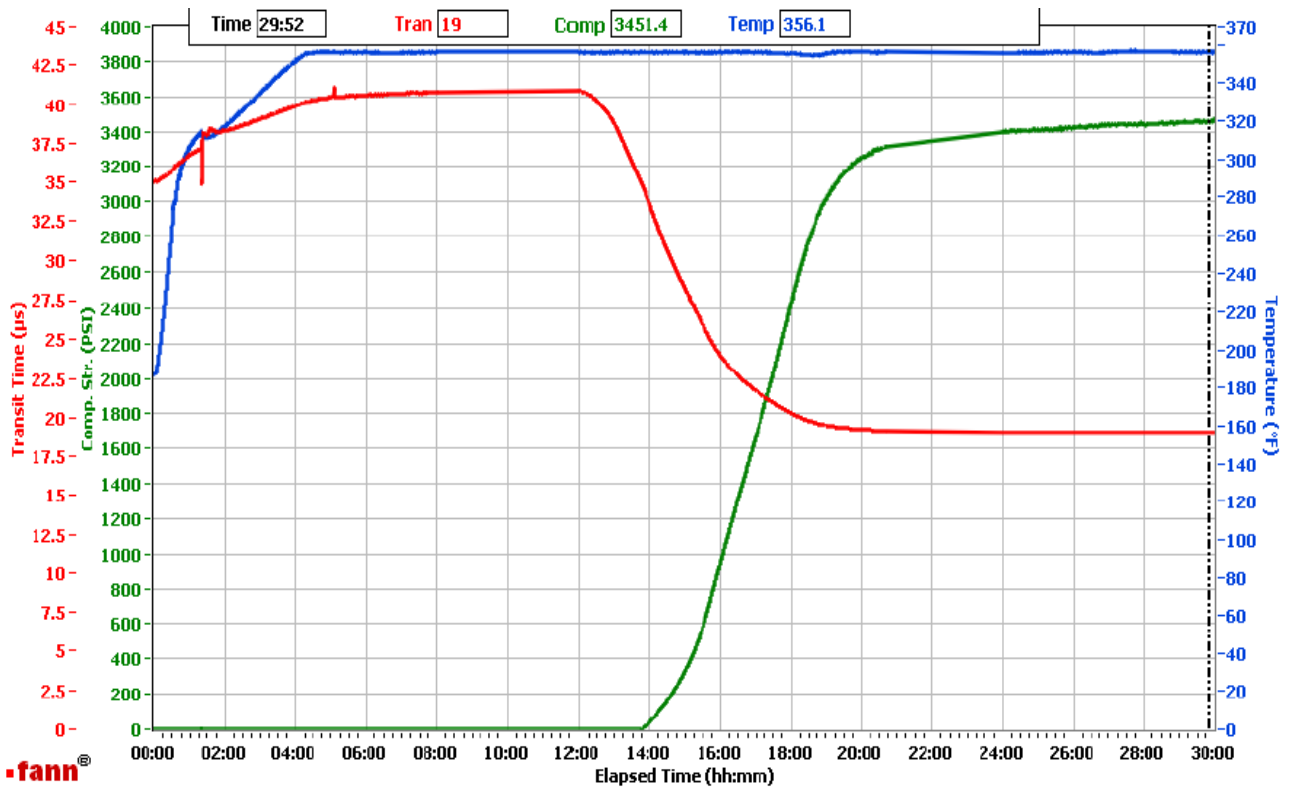
Hình 9. Sơ đồ nguyên lý làm việc UCA

Bảng 1. Đơn pha chế vữa xi măng trám giếng khoan nhiệt độ và áp suất cao.

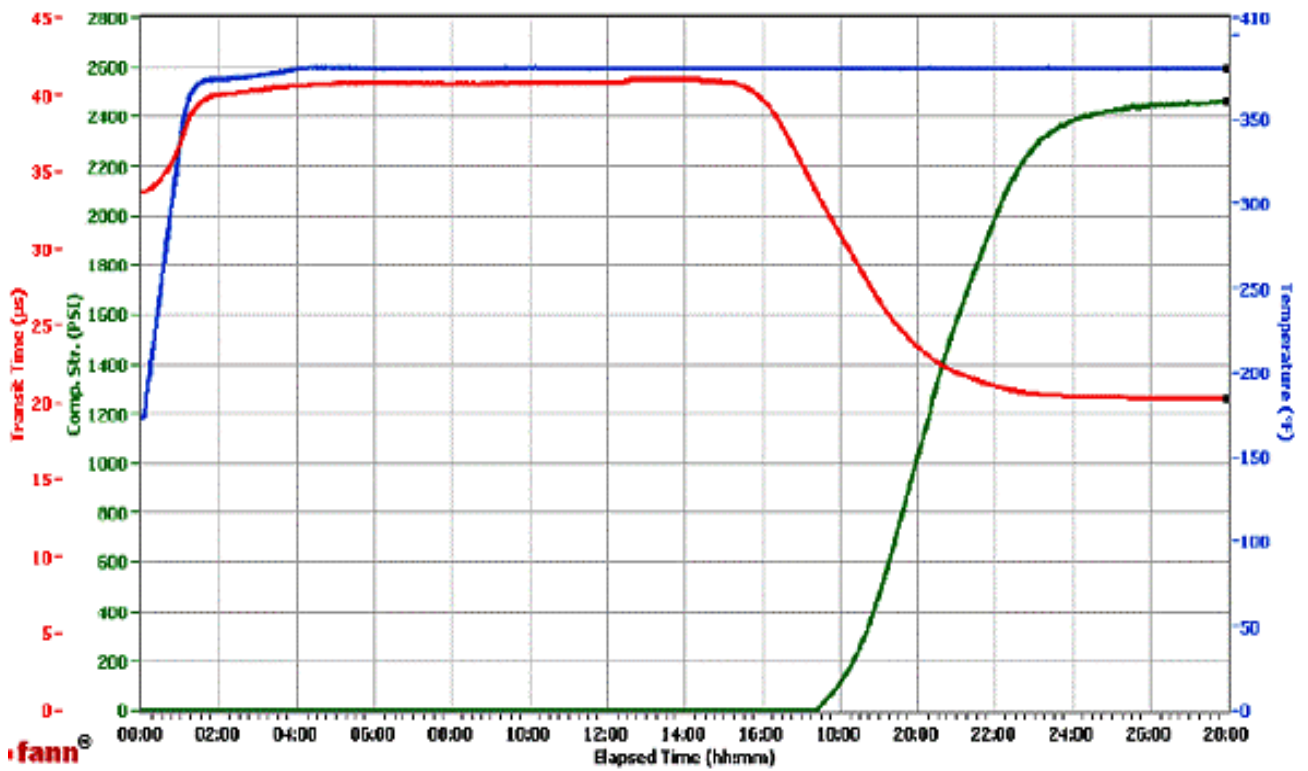
TT	Thành phần	Hàm lượng	Tỷ trọng (SG)	Công dụng
1	Xi măng mác G	100% KLXM	3,15	Xi măng nền
2	Silica SSA-1	35% KLXM	2,63	Phụ gia bền nhiệt
3	Hi-Dense 4	40% KLXM	5,02	Chất làm nặng
4	MicroMax	25% KLXM	4,8	Chất làm nặng
5	WellLife 987	7% KLXM	2,1	Phụ gia tăng độ bền
6	Microbond-HT	3% KLXM	4,8	Phụ gia giãn nở
7	Halad-413	0,5 gps	1,11	Phụ gia giảm độ thải nước
8	CSR-25	0,25 gps	1.16	Chậm ngưng kết
9	Nước kỹ thuật	6,5 gps	1,0	Nước trộn

Bảng 2. Bảng tổng hợp độ bền nén của vữa xi măng.

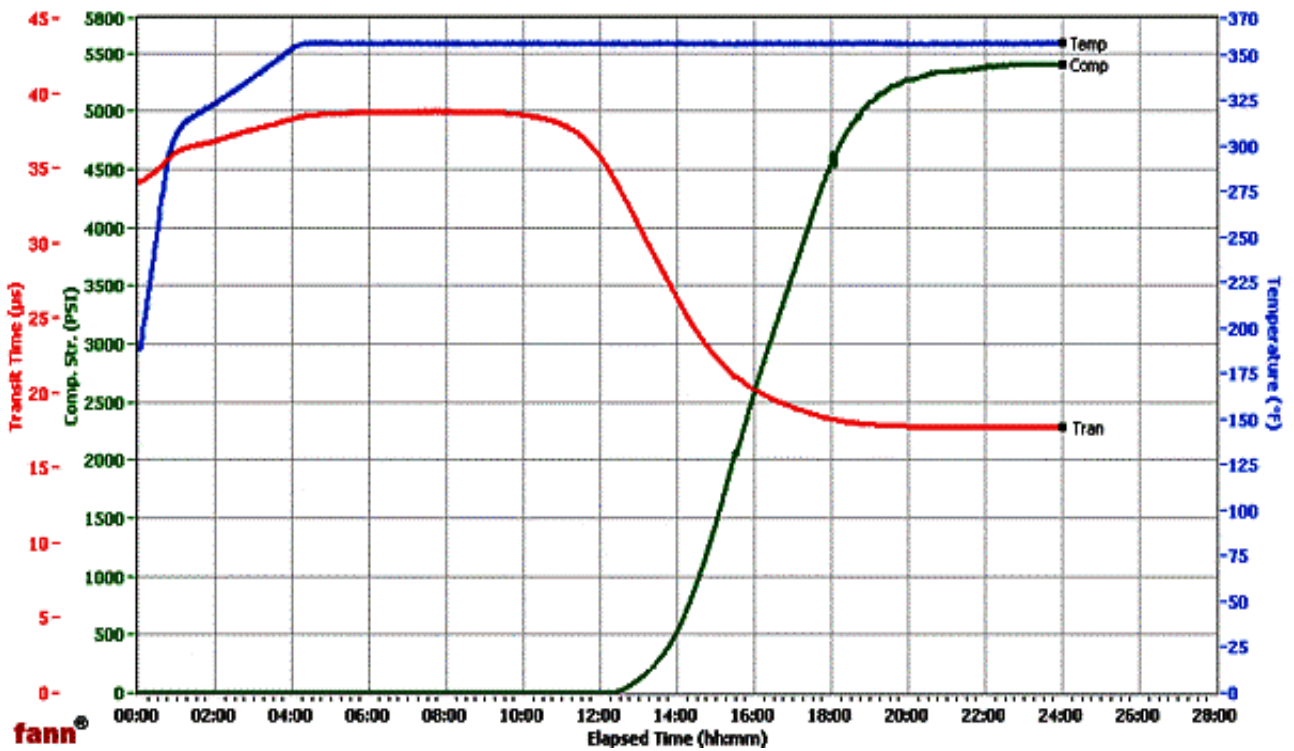
Mẫu	Khối lượng riêng vữa, g/cm ³	Điều kiện thí nghiệm		Thời gian đạt đến các giá trị độ bền nén (giờ. phút)				Độ bền nén đạt được theo thời gian (MPa)		
		Nhiệt độ, °C	Áp suất, MPa	0,345 MPa	0,689 MPa	3,45 MPa	6,89 MPa	12 giờ	24 giờ	48 giờ
E	2,22	180	20,67	14.03	14.16	15.21	16.04	-	23,39	-
F	2,22	180	20.67	12.42	12.56	13.56	14.34	-	37,28	-
G	2,22	193	103,40	17.41	17.56	19.40	19.57	-	16,45	-



Hình 10. Độ bền nén của đá xi măng mẫu E.



Hình 11. Độ bền nén của đá xi măng mẫu F.



Hình 12. Độ bền nén của đá xi măng mẫu G.

6. Kết luận

Xi măng portland mác G - tiêu chuẩn API, là loại xi măng được sử dụng phổ biến để trám các giếng khoan dầu khí. Dưới tác dụng của nhiệt độ cao áp suất cao các tính chất lý-hóa của xi măng thay đổi rất mạnh do sự biến đổi hình thái cấu trúc tinh thể và sự chuyển pha của vữa xi măng.

Bổ sung thành phần silica (SSA-1) với tỉ lệ 35% khối lượng xi măng là một giải pháp hữu hiệu để duy trì và cải thiện các tính chất công nghệ của xi măng, ngăn chặn sự suy giảm độ bền và hạn chế sự gia tăng độ thấm của đá xi măng ở nhiệt độ trên đáy giếng khoan (120-280°C).

Lựa chọn các vật liệu dính kết, các phụ gia, thiết kế đơn pha chế vữa trám giếng, thí nghiệm các tính chất của vữa và đá xi măng theo tiêu chuẩn API và trên thiết bị đo hiện đại mô phỏng theo điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao trong giếng khoan và thời gian thực, bảo đảm độ tin cậy của đơn pha chế vữa xi măng.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Shadravan, A., and Aman, M. (2012). What Petroleum Engineers and Geoscientists Should Know HPHT Wells Environment. *Energy Science and Technology*, 4(2):36-54.

Агзамов, Ф. А., Каримов, И. Н., Цыцымушкин, П. Ф. (2011). Проектирование и разработка термостойкого тампонажного материала. *Бурение и нефть – Декабрь*.

Белей, И. И., Щербич, Н. Е., Цыпкин, Е. Б., Вялов В. В. (2007). Специальные тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями. *Бурение и нефть*, 6.

Avant, C., Daungkaew, S., Behera, B. K., and Tevis, C. (2012). Testing the Limits in

Extreme Well Conditions. *Oilfield Review*, 24(3):4-19.

Nelson, B. E., and Guillot, D. (2006). *Well Cementing*, 2nd Edition. Schlumberger Dowell.

Nidiljka, G. M., and Davvorin, M. (1994). Cement Slurries for Geothermal Well Cementing. *Geology and Petroleum Engineering*, 6:127-134.

DeBruijn, G., and Greenaway, R. (2008). High-pressure, High-temperature Technologies. *Oilfield Review*, 20(3):46-60.

Herianto, and Fathaddin, M. T. (2005). Effects of Additives and Conditioning Time on Compressive and Shear Bond Strengths of Geothermal Well Cement. *Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey*, pp. 24-29.

Hoàng Quốc Khánh (2000). *Hoàn thiện công nghệ gia cố giếng khoan ở Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô*. Luận án tiến sĩ địa chất. Trường Đại học Mỏ - Địa chất.

Ravi, K., Reddy, B. R., Gray, D., and Pattillo, P. (2006). Procedures to Optimize Cement Systems for Specific Well Conditions. *AADE 2006 Fluids Conference*. AADE-06-DF-HO-35, Houston, Texas.

North, J., Brangetto, M. P., and Gray, E. (2000). Central Graben Extreme Offshore High-Pressure/ High-temperature Cementing Case Study. Paper SPE-59169-MS, *IADC/SPE Drilling Conference*, New Orleans, Louisiana, pp. 23-25.

Rabia, H. (1989). *Oilwell Drilling Engineering - Principles and Practice*. Springer, Russia.

Shadizadeh, S. R., Kholghi, M., and Kassael, K. (2010). Early-age compressive strength assessment of oil well class G cement due to borehole pressure and temperature changes. *Journal of American Science*, 6(7):38-47.

Tạ Đình Vinh, Nguyễn Văn Ngọ, Phạm Anh Tuấn (2000). Bản chất và thành phần của

xi măng bền nhiệt. *Tuyển tập Hội nghị
khoa học công nghệ 2000 "Ngành Dầu khí*

*Việt Nam trước thềm thế kỷ 21" Hà Nội,
NXB Thanh Niên, Tr.128-138.*

ABSTRACT

Antidegradation of cement bond durability in oil and gas production well with high pressure and temperature at Hai Thach field

Nam Hoai Truong¹, Bien Truong², Palanivel Kumaran³, Son Sharon³, Tri Minh Tran Le⁴, Tam Pham⁴, Tung Thanh Hoang⁵

¹Vietnam Oil and Gas Group, Vietnam

²Vietnam Association of Drilling and Production Technology, Vietnam

³Haliburton Vietnam, Vietnam

⁴Bien Dong POC, Vietnam

⁵PV Drilling Deepwater, Vietnam

Degradation in the strength of the cement is a phenomenon that occurs at a high temperature. The durability of cement is reduced after achieving maximum reliability over a period of several weeks. In oil and gas industry, the type of cement of G class and API standard is commonly used to fill the wells. At temperatures below 110°C, cement continues hydrating in order to achieve reliability in a long time, which is from several days to several years until cement is reached critical reliability. At temperatures above 110°C, crystal structures and phase shift of cement are transformed into other forms.