

CÁC TÍNH CHẤT CƠ HỌC CỦA ĐÁ XI MĂNG TRÁM GIẾNG KHOAN TRONG ĐIỀU KIỆN ÁP SUẤT CAO, NHIỆT ĐỘ CAO BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Trương Hoài Nam

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: namth@pvn.vn

Tóm tắt

Bể trầm tích Nam Côn Sơn có điều kiện địa chất rất phức tạp, đặc biệt nhiệt độ cao đến 200°C và gradient áp suất vĩa lên đến 2MPa/100m. Áp suất cao, nhiệt độ cao (HPHT) tiềm ẩn nhiều rủi ro và phức tạp trong quá trình khoan và trám xi măng giếng khoan - một trong những công đoạn có tính chất quyết định đến chất lượng thi công và an toàn. Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của HTHP đến các tính chất cơ học của đá xi măng là cơ sở quan trọng để thiết kế đơn pha chế vữa xi măng trám các giếng khoan đạt hiệu quả cao và an toàn.

Từ khóa: Vữa xi măng trám, áp suất cao nhiệt độ cao, silica SSA-1.

1. Giới thiệu

Bể Nam Côn Sơn gồm các dạng đối tượng chứa dầu và khí rất đa dạng trong móng nứt nẻ trước Đệ Tam, trong cát kết Oligocene trên và Miocene dưới, trong cát kết và đối tượng carbonate tuổi Miocene giữa. Ngoài ra, bể Nam Côn Sơn còn gặp các hệ thống dầu và khí trong các dị thường áp suất cao, nhiệt độ cao và nằm ở vùng nước sâu [11]. Hiện tượng HPHT được phát hiện trong khu vực trầm tích Cenozoic thay đổi từ Tây sang Đông có bề dày 5.000 - 14.000m.

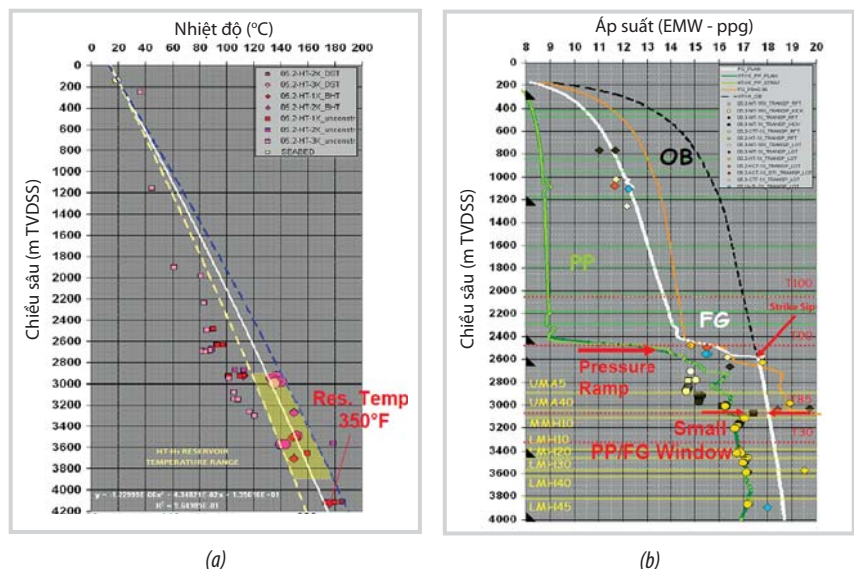
Đến nay, ở bể Nam Côn Sơn đã có gần 100 giếng khoan thăm dò, thăm lượng và phát triển khai thác. Tại một số giếng khoan, gradient áp suất đạt 1,6MPa/100m (04-3A-1X, 04-3-MC-2X...); thậm chí có giếng khoan gradient áp suất đạt 1,9 - 2,04MPa/100m (04-1-ST-1X, 04-SDN-1X, 05-2-HT-1X...). Từ chiều sâu 2.500m trở xuống xuất hiện khoảng áp suất tăng cao, ngay bên dưới các đới đất đá tuổi Pliocene. Khoảng chênh lệch giữa áp suất vĩa và áp suất nứt vĩa rất nhỏ (chỉ 1ppg) trong tầng Miocene gây khó khăn cho công tác khoan và hoàn thiện giếng.

Tại bể Nam Côn Sơn, đã phát hiện nhiệt độ cao tại 25 giếng, trong đó tập trung trong địa tầng có tuổi Miocene giữa và Miocene sớm. Tại các giếng 04-2-SB-1X và 04-2-NB-1X, nhiệt độ trên đáy giếng dao động từ 135 - 170°C ở chiều sâu từ 3.800 - 4.000m. Hiện tượng áp suất cao, nhiệt độ cao xuất hiện tại giếng khoan 05-2-HT-2X, ở chiều sâu 3.740m nhiệt độ trên đáy

giếng là 172°C và áp suất vĩa 74MPa; tại giếng 05-1c-DN-2X-ST2, ở chiều sâu 4.245m gặp nhiệt độ 185°C, áp suất vĩa 98,7MPa; tại giếng 04-2-HT-1X ở chiều sâu 4.548m nhiệt độ trên đáy giếng là 210°C và áp suất vĩa 91MPa [8, 9]. Hình 1 thể hiện sự phân bố nhiệt độ các giếng khoan mỏ Hải Thạch và áp suất đáy tại khu mỏ Mộc Tinh.

Trong điều kiện áp suất cao và nhiệt độ cao, việc thi công giếng khoan tiềm ẩn nhiều rủi ro cho quá trình khoan và trám xi măng giếng khoan. Trong giếng khoan có áp suất và nhiệt độ biến đổi lớn sẽ làm tăng ứng suất phá vỡ độ ổn định của vành đá xi măng, làm biến dạng cột ống chống ảnh hưởng đến sự liên kết cột ống chống với vành đá xi măng và khả năng cách ly của đá xi măng.

Kết quả khoan tại bể Nam Côn Sơn cho thấy việc sử dụng các phụ gia vữa xi măng chưa phù hợp với môi trường trong giếng, dẫn đến độ thấm của đá xi măng tăng



Hình 1. Biểu đồ phân bố nhiệt độ (a) và áp suất (b) [8]

Bảng 1. Bảng phân cấp HPHT [7]

Phân cấp	Nhiệt độ trên đáy giếng	Áp suất trên đáy giếng
HP/HT	> 300°F (150°C) - 350°F (175°C)	> 10.000psi (69MPa) - 15.000psi (103MPa)
Ex-HP/HT	> 350°F (175°C) - 400°F (200°C)	> 15.000psi (103MPa) - 20.000psi (138MPa)
Ultra HP/HT	> 400°F (200°C)	> 20.000psi (138MPa)

nhau theo thời gian, độ bền của đá giảm, sự liên kết giữa đá và cột ống kém, gây ra áp suất trong cột ống; tại một số giếng xuất hiện hiện tượng vênh đá xi măng bị biến dạng, co ngót, nứt vỡ.

Hiện nay trong ngành dầu khí chưa có loại xi măng được tiêu chuẩn hóa để trám xi măng các giếng khoan HTHP. Do đó, xi măng Portland G-API vẫn là loại xi măng được sử dụng phổ biến để trám giếng khoan sâu. Vì vậy, nhất thiết phải bổ sung phụ gia bền nhiệt, để duy trì và nâng cao độ bền và giảm độ thấm của đá xi măng.

Các kết quả nghiên cứu và tổng hợp kinh nghiệm về ảnh hưởng của HPHT đến các tính chất cơ học của đá xi măng cho phép thiết kế hệ vữa xi măng phù hợp, góp phần nâng cao chất lượng và hiệu quả thi công các giếng khoan thăm dò, khai thác dầu khí tại bể Nam Côn Sơn.

2. Ảnh hưởng của HPHT đến độ bền nén của hệ xi măng trám giếng khoan

2.1. Phân cấp áp suất cao nhiệt độ cao bể Nam Côn Sơn

Các giếng HPHT được quy ước là các giếng có nhiệt độ tĩnh trên đáy từ 150°C và áp suất vỉa từ 46MPa trở lên. Halliburton phân chia HPHT thành 3 cấp (Bảng 1).

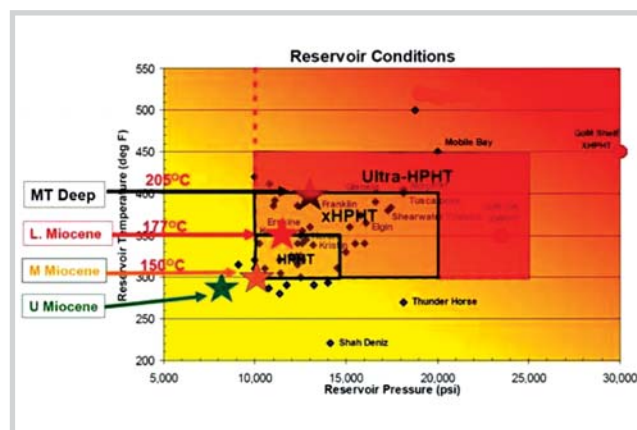
Các dấu hiệu HTHP tại bể Nam Côn Sơn phần lớn tập trung trong địa tầng tuổi Miocene sớm và Miocene giữa, có thể phân loại thành 2 cấp (Hình 2):

- Cấp HP/HT: nhiệt độ từ 150 - 175°C và áp suất từ 69 - 103MPa;
- Cấp ex-HP/HT: nhiệt độ từ 175 - 200°C và áp suất trên 103 - 138MPa.

2.2. Ảnh hưởng của nhiệt độ cao đến đá xi măng

2.2.1. Xi măng trám giếng khoan dầu khí

Xi măng Portland mác G là loại xi măng được sử dụng chủ yếu để trám các giếng khoan sâu có phối hợp với các phụ gia khác. Thành phần của xi măng Portland gồm: $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ (C_3S) chiếm 50 - 70%; $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ (C_2S) chiếm 15 - 30%; $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$ (C_3A) chiếm 5 - 10%; $4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$ (C_4AF) chiếm 5 - 15%; $\text{CaSO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$ (CSH_2) chiếm 4 - 6% [1, 4, 5].



Hình 2. Bảng phân cấp HPHT các mỏ bể Nam Côn Sơn [9]

C_3S có vận tốc thủy hóa cao nhất, tạo ra độ bền và tăng nhanh độ bền trong thời hạn đóng rắn sớm. Thành phần C_2S đóng rắn chậm hơn sẽ kéo dài đóng rắn của đá xi măng. C_3A quyết định sự ngưng kết ban đầu và tăng nhanh độ bền trong thời hạn đóng rắn sớm do hoạt tính thủy hóa cao hơn. Vai trò của C_4AF trong quá trình ngưng kết giống C_3A , nhưng phụ thuộc nhiều vào nhiệt độ và chất lượng phụ gia.

Ở nhiệt độ dưới 100°C sản phẩm thủy hóa của xi măng Portland là gel calcium silicate hydrate (C-S-H (II) hoặc C_2SH_2) và calcium hydroxide Ca(OH)_2 . Vữa xi măng đạt độ bền trong thời gian tương đối lâu (từ vài ngày đến vài năm) cho đến khi đạt được độ bền tới hạn.

Ở nhiệt độ trên 100 - 120°C, gel C-S-H biến đổi thành dicalcium silicate hydrate ($\alpha\text{-C}_2\text{S}$ ($\text{C}_2\text{SH(A)}$) và xi măng đạt đến độ bền cực đại trong vài tuần đầu tiên và sau đó độ bền giảm dần. Đây là hiện tượng do biến đổi hình thái cấu trúc tinh thể của xi măng và được gọi là sự suy giảm độ bền (strength retrogression).

Khi nhiệt độ > 160°C, C-H-S chuyển thành γ -hydrate C_2SH ($\text{C}_2\text{SH(C)}$) và khi nhiệt độ < 202°C, C-S-H tạo thành C_3S có công thức đầy đủ là $\text{Ca}_6(\text{Si}_2\text{O}_7)(\text{OH})_6$, thay đổi các tính chất lý - hóa và cơ học [3].

Nhiệt độ tăng khiến độ thải nước tăng, sức bền nén của xi măng giảm và độ thấm tăng, ảnh hưởng đến chất lượng trám giếng, giảm tuổi thọ, dễ gây ra phức tạp trong quá trình khai thác.

2.2.2. Biện pháp chống suy thoái độ bền

Việc bổ sung silica vào xi măng cho phép tạo ra pha xi măng giàu silica giống như tobermorite và xonolite, tăng độ bền nhiệt, duy trì chất lượng của xi măng và ngăn chặn suy giảm độ bền. Giải pháp này được áp dụng từ năm 1950 và đến nay đã trở thành tiêu chuẩn công nghiệp [3, 10].

Silica là phụ gia bền nhiệt được sử dụng trong hệ vữa xi măng trám giếng khoan gồm: cát thạch anh, được nghiền đạt cỡ hạt từ 175 - 200mm; bột silica (silica flour) có cỡ hạt 200 - 300 mesh; silica siêu mịn (silica fume) - phụ gia siêu phân tán từ pha khí khi nung hợp kim silica, có hàm lượng cao các silica vô định hình; nanosilica có kích thước nhỏ hơn các hạt xi măng trung bình 1.000 lần, thường sử dụng cỡ hạt loại từ 5 - 50nm và loại từ 5 - 30nm [5].

Để trám giếng khoan có nhiệt độ cao trên thềm lục địa Việt Nam một số nhà thầu khoan như: Nowasco, Dowell/Schlumberger, Demitsu/Schlumberger, BJ, Halliburton đã sử dụng silica với hàm lượng 35% trong hỗn hợp trám giếng. Theo nghiên cứu [4, 5], việc bổ sung 40% oxide silic là chưa đủ để bảo đảm đạt độ bền của đá xi măng trong các giếng khoan có nhiệt độ trên 500°F hoặc cao hơn.

Để xác định hàm lượng silica tối ưu đến các tính chất cơ học của vành đá xi măng giếng khoan trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao tại bể Nam Côn Sơn, tác giả đã tiến hành nghiên cứu ảnh hưởng nhiệt độ các cấp khác nhau. Kết quả cho thấy việc sử dụng silica nhãn hiệu SSA-1™ để bổ sung cho hỗn hợp xi măng trám đem lại hiệu quả cao [8, 9].

SSA-1™ (silica flour) là loại oxide silic kết tinh, một loại phụ gia bền nhiệt do Halliburton sản xuất. SSA-1™ có khối lượng riêng: 2,60 - 2,63g/cm³; cỡ hạt 200 - 300 mesh (35%), 100 - 200 mesh (8%) và > 100 (0,2%), và chọn tỷ lệ 35% theo khối lượng của xi măng nền.

2.3. Ảnh hưởng của HPHT đến độ bền nền

2.3.1. Độ bền nén

Trong thi công trám xi măng giếng khoan dầu khí, giá trị độ bền nén là chỉ tiêu duy nhất để đánh giá tính chất

của vành đá xi măng, đảm bảo khả năng gia cố và độ kín khoảng không vành xuyên. Trong điều kiện bình thường, xi măng có độ bền nén 3,5MPa có thể xem như thỏa mãn cho công tác trám xi măng. Trong các giếng khoan HPHT, các ứng suất luôn biến đổi do các tác động cơ học, do áp suất và nhiệt độ thay đổi theo chế độ khai thác. Sự thay đổi các điều kiện trong giếng khoan làm phát sinh các ứng suất phá vỡ sự ổn định của vành đá xi măng ngoài cột ống chống. Các ứng suất kiến tạo và sự biến đổi về áp suất hoặc nhiệt độ trong giếng khoan có thể làm rạn nứt vành đá và sụt lún. Đường kính cột ống chống bị biến dạng do tác động của sự biến đổi nhiệt độ và áp suất có thể phá vỡ sự dính kết của vành đá xi măng với cột ống chống hoặc tăng chứa, tạo thành các khe hở vi mô [1, 2, 6].

2.3.2. Thiết kế hệ vữa xi măng trám giếng khoan

Thành phần chủ yếu của hệ vữa xi măng cho giếng khoan trong điều kiện HPHT bể Nam Côn Sơn gồm: xi măng nền, chất tăng trọng, phụ gia bền nhiệt, nước trộn và các phụ gia chậm đông kết, giảm độ thải nước, các thông số lưu biến, chống thấm, phụ gia gia cường cơ tính của đá xi măng. Trên cơ sở tổng kết hệ vữa xi măng sử dụng cho các giếng đã khoan tại Lô 05-2 và 05-3 [8], tác giả đề xuất công thức, thành phần, hàm lượng vật liệu, phụ gia... cho hệ vữa xi măng trám giếng khoan HPHT bể Nam Côn Sơn (Bảng 2).

2.3.3. Thiết bị đo độ bền đá xi măng bằng siêu âm (UCA)

Tác giả xác định độ bền của đá xi măng bằng thiết bị siêu âm - UCA (Hình 3). Nguyên lý hoạt động của UCA dựa trên sự liên kết giữa thời gian tín hiệu siêu âm xuyên qua và độ bền nén của mẫu đá xi măng đo bằng sự phá hủy dưới tác động của tải trọng cơ học (Hình 4). Trong đó, “độ bền âm học” là mức độ phát triển độ bền của mẫu đá xi măng và đo trực tiếp vận tốc âm xuyên qua mẫu. “Độ bền nén” được đo trực tiếp và xác định bởi lực cần thiết để phá hủy mẫu đá xi măng. Hai trị số được xác định trong cùng điều kiện, nhưng với phương pháp khác nhau, trị số tuyệt đối không nhất thiết giống nhau. Ưu điểm của UCA là có

Bảng 2. Đơn pha chế hệ xi măng giếng khoan HPHT bể Nam Côn Sơn

TT	Thương phẩm	Đơn vị	Hàm lượng	Công dụng
1	Holcim Class G	% kL	100	Xi măng nền
2	Silica SSA-1, SSA-2	% kL	35	Phụ gia bền nhiệt
3	HiDENSE N°4 (FeTiO ₂)	% kL	40	Phụ gia tăng trọng
4	WellLife 987 (PB)	% kL	7	Phụ gia tăng độ bền
5	Microbond HT	% kL	3	Phụ gia giãn nở
6	SCR-25L	gps	0,25	Chậm ngưng kết
7	Halad-431L	gps	0,50	Phụ gia giảm độ thải nước
8	Nước kỹ thuật	gps	16	Nước trộn

thể quan sát sự phát triển độ bền theo thời gian, dự báo thời gian chờ đông rắn xi măng, xác định độ bền trong điều kiện HPHT.

2.3.4. Kết quả thí nghiệm

Bảng 3 tổng hợp các kết quả thí nghiệm về ảnh hưởng của HPHT đến độ quán của vữa xi măng với hàm lượng 35% silica SSA-1A™ [8].

- Bổ sung phụ gia HR-25L và CFR-3L là giải pháp chủ yếu và hiệu quả để duy trì và cải thiện các tính chất công nghệ của xi măng: tăng thời gian quán của vữa xi măng đạt trị số 100Bc (độ quán Bearden) trong khoảng 6 - 8 giờ, đảm bảo an toàn trong thời gian bơm ép; làm chậm thời gian ngưng kết của vữa xi măng; ngăn ngừa sự suy thoái độ bền của xi măng và nâng cao các tính chất cơ học của vành đá xi măng ở nhiệt độ trên đáy giếng khoan (140 - 180°C).

- Phụ gia tăng trọng Hi-Dense được sản xuất từ nguyên liệu khoáng hematite, không nhiễm từ, không chứa phóng xạ đáp ứng các yêu cầu chất làm nặng nhờ độ phân tán cao, bảo đảm độ ổn định (không lắng đọng) của vữa. Trong phụ gia chứa các oxide sắt có thể tạo ra các hydration ferret và alumoferrit độ bền cao, ổn định trong



Hình 3. Thiết bị xác định độ bền đá xi măng bằng siêu âm UCA



Hình 4. Sơ đồ nguyên lý làm việc của UCA

Bảng 3. Tổng hợp các kết quả thí nghiệm về sự ảnh hưởng của HPHT đến thời gian quán của hệ vữa trám giếng khoan

Diễn giải		Đơn vị	Mẫu vữa xi măng									
			A	B	C	D (6P)	E(6P)	F	G	H	I	K
Thành phần vữa xi măng	Xi măng Holcim G	% kL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Chất ổn định độ bền - SSA-1	% kL	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
	Chất tăng trọng - Hidense-4	% kL	-	-	-	35,00	35,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
	Chất tăng trọng MicroMax FF	% kL	-	-	-	-	-	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
	Chất giãn nở Microbond HT	% kL	-	-	-	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	Chất tăng cơ tính - WellLife 897	% kL	-	-	-	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
	SA-1015 (PB)	% kL	-	-	-	-	-	0,15	0,10	0,10	0,10	0,10
	Tăng độ bền kéo FDP-C765	% kL	-	-	-	0,70	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Chất chống tạo bọt - D-Air 4000L	gps	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	Chất giảm độ thải nước Halad-413	gps	0,50	0,55	0,50	0,40	0,04	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	Phụ gia chậm ngưng kết-HR-25L	gps	-	-	-	0,29	-	-	-	0,27	0,27	0,27
	Phụ gia chậm ngưng kết SCR-100	gps	0,02	0,10	0,20	0,70	0,02	0,35	0,26	0,22	0,26	0,26
	Phụ gia pha loãng - CFR-3L	gps	-	0,25	0,30	0,20	0,30	-	0,90	0,90	0,90	0,90
Thời gian quán của vữa	Nước trộn	gps	10,05	5,19	5,35	4,46	5,18	7,97	7,97	4,81	4,81	4,81
	Mật độ vữa	pgp	13,50	15,80	15,80	17,00	16,00	17,00	17,00	18,50	18,50	18,50
	Nhiệt độ thí nghiệm	°F	190	190	205	239	230	237	257	302	356	302
	Áp suất thí nghiệm	psi	5,382	5,482	7,005	8,601	7,324	9,674	9,624	12,900	12,900	12,900
	Độ quán ban đầu	Bc	8	34	15	52	34	27	27	37	55	35
	Độ quán 30Bc	giờ, phút	7h55'	-	8h29'	-	-	8h48'	-	-	-	-
	Độ quán 50Bc	giờ, phút	7h57'	6h56'	8h43'	-	7h43'	8h52'	8h48'	7h37'	-	-
	Độ quán 70Bc	giờ, phút	8h7'	7h	8h50'	5h59'	8h05'	8h53'	8h52'	7h39'	5h38'	8h30'
	Độ quán 100Bc	giờ, phút	8h15'	7h7'	8h54'	8h00'	8h08'	8h53'	8h53'	7h46'	5h42'	8h35'

chất lưu vữa, cho phép nâng cao độ bền nén của đá xi măng, giảm hàm lượng thể tích, nhờ đó giảm được trị số độ nhớt.

Độ bền nén của đá xi măng trong các điều kiện áp suất và nhiệt độ khác nhau được thể hiện trong Hình 5 - 9. Đường màu lam - thể hiện sự phát triển độ bền nén; đường màu xanh - nhiệt độ và đường màu đỏ - thời gian truyền sóng âm trên một đơn vị khoảng cách. Trị số áp suất đặt trong UCA và không thể hiện trên biểu đồ.

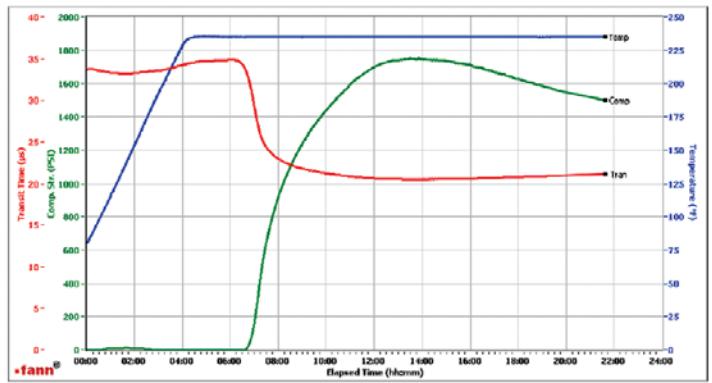
Trong Biểu đồ sự phát triển độ bền nén của đá xi măng có mật độ vữa 15,80ppg (Hình 5), nhiệt độ tăng từ 80 - 237°F (26,7 - 114°C) và áp suất 20,67MPa. Độ bền tối thiểu của gel bằng 50psi (0,34MPa) trong thời gian 6 giờ 49 phút; 100psi - 6 giờ 56 phút; 1.000psi - 8 giờ 12 phút; 916psi - 8 giờ và 1.698psi - 12 giờ; độ bền nén cực đại bằng 1.780psi - 13 giờ, sau đó giảm dần đạt 1.500psi trong khoảng 22 giờ.

Hình 6 thể hiện độ bền nén theo thời gian của đá xi măng có mật độ vữa 15,8ppg, nhiệt độ từ 80 - 266°F (26,7 - 130°C) và áp suất 3.000psi. Quan sát cho thấy độ bền nén tăng dần: 50psi trong 5 giờ 4 phút; 100psi - 5 giờ 10 phút; 500psi - 5 giờ 59 phút; 859psi - 12 giờ; 860psi - 24 giờ; 1.000psi - 29 giờ 35 phút; 2.681psi - 48 giờ.

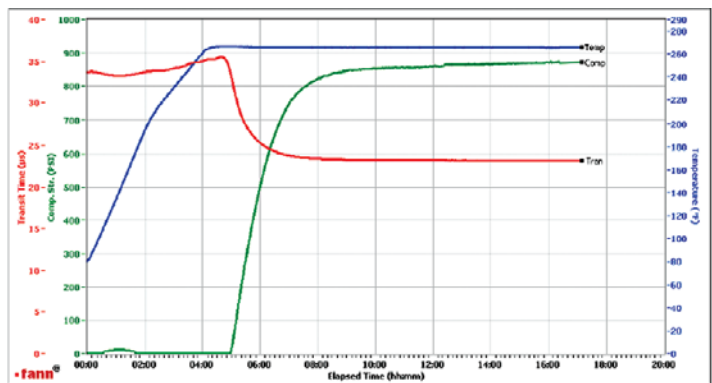
Biểu đồ độ bền nén của xi măng có mật độ vữa 17ppg, nhiệt độ từ 80 - 275°F và áp suất 3.000psi (Hình 7) cho thấy độ bền gel đạt 50psi trong 9 giờ 9 phút; 100psi - 9 giờ 15 phút; độ bền nén tối thiểu bằng theo tiêu chuẩn API 500psi trong 10 giờ 6 phút; 1.000psi - 11 giờ 30 phút; 1.104,04psi - 12 giờ. Độ bền nén cực đại 1.595psi đạt được trong 24 giờ.

Hình 8 thể hiện độ bền nén của xi măng có mật độ vữa 17ppg, nhiệt độ từ 75 - 310°F và áp suất 3.000psi. Độ bền của gel đạt 50psi trong 6 giờ 42 phút; 100psi - 7 giờ 23 phút; 123psi - 8 giờ; 285psi - 12 giờ; độ bền nén tối thiểu 500psi đạt được trong 12 giờ 54 phút; 1.000psi - 15 giờ; 1.941 - 24 giờ; độ bền cực đại 2.101psi trong 48 giờ.

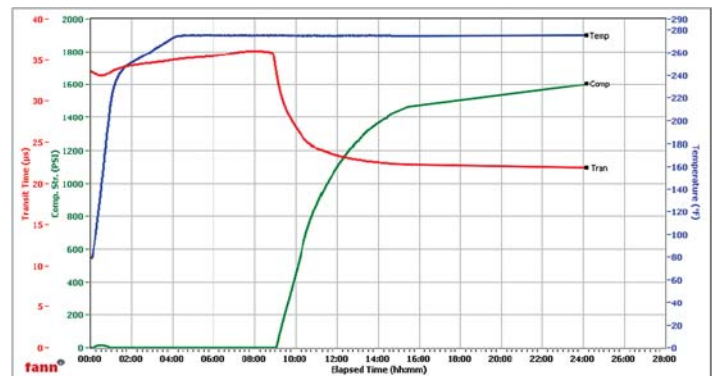
Trong Biểu đồ độ bền nén của xi măng có mật độ vữa 18ppg, nhiệt độ từ 180 - 360°F và áp suất 3.000psi (Hình 9), độ bền gel 50psi trong 14 giờ 3 phút; 100psi - 14 giờ 16 phút; độ bền nén tối thiểu theo API 500psi - 15 giờ 21 phút; 1.000psi - 16 giờ 4 phút; độ bền nén cực đại đạt 3.395psi - 24 giờ và tiếp tục tăng.



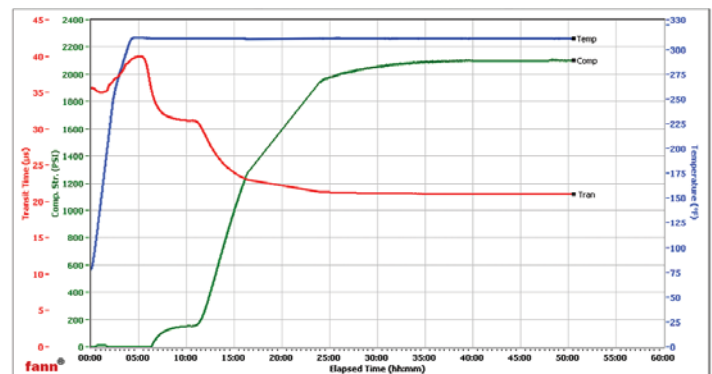
Hình 5. Biểu đồ độ bền nén của đá xi măng dưới áp suất 3.000psi và nhiệt độ 237°F (114°C)



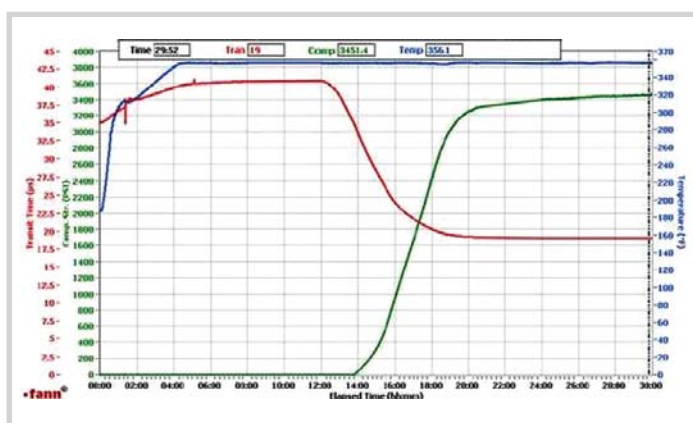
Hình 6. Biểu đồ độ bền nén của đá xi măng dưới áp suất 3.000 psi và nhiệt độ 266°F (130°C)



Hình 7. Biểu đồ độ bền nén của đá xi măng dưới áp suất 3.000psi và nhiệt độ 275°F



Hình 8. Biểu đồ độ bền nén của đá xi măng, dưới áp suất 3.000psi và nhiệt độ 310°F

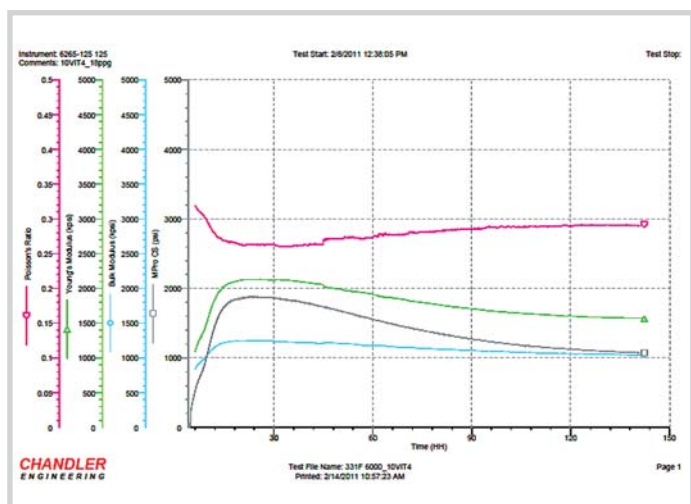


Hình 9. Biểu đồ độ bền nén của đá xi măng dưới áp suất 3.000psi và nhiệt độ 360°F



Đặc tính kỹ thuật:
Đo các thông số: Hệ số Poisson, module Young, module giãn nở thể tích, độ bền nén.
Nhiệt độ tối đa: 204°C (400°F)
Áp suất tối đa: 52MPa (7.500psi). Phần mềm hiển thị đồ thị các thông số thí nghiệm và các thông số tính chất cơ học trong chế độ thời gian thực.

Hình 10. Thiết bị MPRO - Model 6265 Chandler Engineering



Hình 11. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến hệ số Poisson, module Young và độ bền nén

Kết quả Hình 5 - 9 cho thấy độ bền nén của đá xi măng tăng dần và đạt các giá trị cực đại dưới tác động của áp suất cao và gia tăng của nhiệt độ đối với loại vữa có tỷ trọng khác nhau. Trong điều kiện bình thường, xi măng có độ bền nén 3,5MPa đạt yêu cầu cho công tác trám xi măng. Các mẫu đá xi măng trong điều kiện nhiệt độ cao đạt trên 10MPa, đáp ứng yêu cầu trám giếng khoan.

- Sử dụng xi măng mác G làm xi măng nền, có bổ sung 35% silica SSA-1 và một số chất phụ trợ khác, độ bền nén của vành đá xi măng đáp ứng các yêu cầu về chất lượng trám xi măng giếng khoan trong điều kiện áp suất cao nhiệt độ cao của bể Nam Côn Sơn, cấp HPHT và ex-HPHT.

- Khi sử dụng xi măng Portland để trám giếng khoan trong điều kiện nhiệt độ > 100°C cần sử dụng silica.

Thực tế cho thấy hơn 90% tổng độ bền nén của xi măng trong giếng khoan thường phát triển trong 48 giờ sau thời gian khuấy trộn, nên có thể xác định độ bền nén trong khoảng 48 giờ. Đây cũng là thời gian tối thiểu trước khi đo địa vật lý giếng khoan.

3. Ảnh hưởng của HPHT đến tính chất đàn hồi của đá xi măng

3.1. Tính chất biến dạng của đá xi măng

Đá xi măng bị biến dạng như vật thể đàn hồi - giòn và bị phá hủy khi ứng suất đạt đến giới hạn đàn hồi.

Để bảo đảm độ kín của khoảng không trong vùng tiếp xúc "đá xi măng - cột ống chống" cần phải tạo ra áp suất nhất định từ đá xi măng. Độ kín của giếng khoan phụ thuộc nhiều vào sự thay đổi thể tích đá xi măng khi đông rắn. Để đạt được điều đó cần sử dụng hỗn hợp trám, có thể nở trong quá trình tạo cấu trúc. Vì vậy, trị số nở cần phải lớn hơn so với sự giảm thể tích của hệ do hiện tượng co ngót, đồng thời không được vượt quá lực tới hạn ép nén hoặc phá vỡ sự ổn định của cột ống chống.

Trong điều kiện HPHT, vành đá xi măng bên ngoài cột ống chống phải có độ mềm dẻo nhất định nên cần sử dụng xi măng có trị số module Young thấp [2]. Để đá xi măng tiếp xúc tốt với cột ống chống và thành giếng xi măng giãn nở sau khi đông rắn, cần bổ sung phụ gia giãn nở WellLife™ trong đơn pha chế vữa.

Khi sử dụng một trong các phương pháp trên đây, vành đá xi măng sẽ có tính đàn hồi tốt hơn bằng cách giảm module Young và nâng cao hệ số Poisson. Trong điều kiện tải trọng tĩnh và chu kỳ xi măng có module cao và hệ số Poisson thấp làm việc tốt hơn. Vì vậy, ngoài việc xác định độ bền cần phải nghiên cứu đặc điểm biến dạng đàn hồi của xi măng trám dưới tác động của các tải trọng cơ học.

3.2. Thiết bị xác định các tính chất đàn hồi trong điều kiện HPHT

Thiết bị phân tích các tính chất cơ học Model 6265 (MPRO) liên tục cho phép đo các tính chất cơ học (hệ số Poisson, module Young, module giãn nở thể tích) và độ bền nén của xi măng trong quá trình đóng rắn trong các điều kiện HTHP. Kết quả thí nghiệm đảm bảo tối ưu hóa thành phần hóa học của xi măng, nâng cao độ bền của xi măng.

Ưu điểm của thiết bị MPRO (Hình 10) là một phương pháp thí nghiệm không phá hủy, cho phép quan sát quá trình thay đổi các tính chất cơ học của xi măng trong chế độ thời gian thực; sử dụng để dự báo thời gian đóng rắn của xi măng.

3.3. Kết quả thí nghiệm

Mẫu vữa xi măng được sử dụng trong (Bảng 2).

Điều kiện thí nghiệm: Nhiệt độ 311°F, áp suất 2.117Kps

Hình 11 là biểu đồ thể hiện các thông số đo: Đường màu hồng - hệ số Poisson; đường màu xanh lá mạ - module Young; đường màu xanh da trời - module thể tích; đường màu đen - độ bền nén.

- Module Young đạt đến giá trị 2.117Kpsi trong 10 giờ đầu tiên và giảm dần đạt 1.500Kpsi sau 150 giờ thí nghiệm;

- Hệ số Poisson dao động trong khoảng 0,30 - 0,25.

4. Kết luận

Trong điều kiện HPHT, các tính chất hóa - lý của xi măng biến đổi, làm thay đổi hình thái cấu trúc tinh thể và chuyển pha, làm giảm các tính chất công nghệ của vữa và các tính chất cơ học của vành đá xi măng, ảnh hưởng đến chất lượng trám xi măng giếng khoan. Hiện nay chưa có xi măng theo được tiêu chuẩn hóa để trám các giếng khoan HPHT.

Bể Nam Côn Sơn có điều kiện địa chất phức tạp (thuộc nhóm HPHT và ex-HPHT), chủ yếu đang sử dụng xi măng

Portland G-API để trám các giếng khoan sâu. Tuy nhiên, loại xi măng này chưa phù hợp với môi trường trong giếng, dẫn đến độ thấm của đá xi măng tăng nhanh theo thời gian, độ bền của đá giảm, sự liên kết giữa đá và cột ống kém, gây ra áp suất trong cột ống; tại một số giếng xuất hiện hiện tượng vành đá xi măng bị biến dạng, co ngót, nứt vỡ. Do đó, cần phải bổ sung phụ gia bền nhiệt SSA-1™, phụ gia tăng trọng và các phụ gia khác để điều chỉnh thông số của vữa.

Trên cơ sở tổng kết hệ vữa xi măng sử dụng cho các giếng đã khoan tại Lô 05-2 và 05-3 [8], tác giả đề xuất công thức, thành phần, hàm lượng vật liệu, phụ gia... cho hệ vữa xi măng trám giếng khoan HPHT bể Nam Côn Sơn. Trong đó, việc bổ sung 35% khối lượng phụ gia SSA-1™ vào hỗn hợp xi măng là giá trị tối ưu. Phụ gia SSA-1™ là loại oxide silica kết tinh, có khối lượng riêng 2,60 - 2,63g/cm³, cỡ hạt 200 - 300 mesh (35%) trong điều kiện nhiệt độ cao trên 100°C sẽ xảy ra phản ứng hóa học với xi măng, giúp duy trì độ bền của đá xi măng, hạn chế độ thấm của đá xi măng. Đồng thời, tác giả xác định ảnh hưởng HPHT đến độ bền nén, hệ số Poisson và module đàn hồi trên thiết bị UCA, thiết bị MPRO, cho phép mô phỏng theo các điều kiện trong giếng khoan và thời gian thực.

Tài liệu tham khảo

1. Erik B.Nelson. *Well cementing*. Schlumberger Dowell. 1990.
2. Keelan Adamson, George Birch, Erth Gao, Steve Hand, Colin Macdonald, David Mack, Anver Quadri. *High-pressure, high-temperature well construction*. Oilfield Review. 1998: p. 36 - 49.
3. Nediljka Gaurina-Medimurec, Davorin Matanovic, Gracijan Krkalec. *Cement slurries for geothermal wells cementing*. Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik. 1994; 6: p. 127 - 134.
4. Mojtaba Labibzadeh, Behzad Zahabizadeh, Amin Khajehdezfuly. *Early-age compressive strength assessment of oil well class G cement due to borehole pressure and temperature changes*. Journal of American Science. 2010; 6(7): p. 38 - 47.
5. U.T.Bezerra, A.E.Martinelli, D.M.A.Melo, M.A.F.Melo, V.G.Oliveira. *The strength retrogression of special class Portland oilwell cement*. Cerâmica. 2011; 57(342): p. 150 - 154.
6. Robert Darbe, Chris Gordon, Rickey Morgan. *Slurry design considerations for mechanically enhanced cement*

systems. American Association of Drilling Engineers. Paper AADE-08-DF-HO-06. 2008.

7. Arash Shadravan, Mahmood Amani. *HPHT 101-What petroleum engineers and geoscientists should know about high pressure high temperature wells environment*. Energy Science and Technology. 2012; 4(2): p. 36 - 60.

8. BP Vietnam Final Well Report (HT-1X; 2X; 3X). 2003.

9. Halliburton Vietnam. Cement Post Well Review (MT-2X, MT-1P, MT 6P, MT 3P). 2012.

10. Schlumberger Vietnam Cementing End of Well - 2013 (DN-1X, DN-2X).

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

12. Nguyễn Giao, Nguyễn Trọng Tín. *Bể trầm tích Nam Côn Sơn và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2008: trang 319 - 359.

Mechanical properties of cement bond of wellbore in high pressure high temperature conditions of Nam Con Son basin

Truong Hoai Nam

Vietnam Oil and Gas Group

Summary

The Nam Con Son basin has a greatly complicated geology, particularly temperature as high as 200°C and the reservoir pressure gradient up to 2MPa/100m. A high pressure high temperature (HPHT) environment contains many potential risks and complexity for drilling and cementing job, which is critical to the well quality and safety.

The results of studying the effects of HPHT on the mechanical properties of the cement bond will be the important basis to prepare cementing formula with high efficiency and safety for the high pressure high temperature wells in the Nam Con Son basin..

Key words: Cementing slurry, high pressure high temperature, Silica SSA-1.