

Các phức tạp địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan ở bể Nam Côn Sơn

KS. Lê Vũ Quân, ThS. Nguyễn Minh Quý
KS. Nguyễn Văn Đô
 Viện Dầu khí Việt Nam
ThS. Nguyễn Văn Khương
 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bể Nam Côn Sơn được biết đến với cấu trúc địa chất, đặc điểm địa tầng trầm tích phức tạp, do đó đã xảy ra hàng loạt các sự cố trong quá trình khoan. Bài báo này là một phần kết quả tổng hợp, phân tích và đánh giá công tác thi công khoan của 110 giếng khoan tại bể Nam Côn Sơn nhằm rút ra những bài học kinh nghiệm, nâng cao hiệu quả công tác khoan tại khu vực.

1. Giới thiệu

Trong thi công khoan, môi trường địa chất, địa tầng là yếu tố quyết định sự thành bại của hoạt động khoan dầu khí. Sự thiếu thông tin của địa tầng luôn tiềm ẩn những phức tạp khó lường, đôi khi phải hủy giếng. Do đó, để chủ động trong hoạt động thăm dò khai thác dầu khí cần thiết phải có những nghiên cứu sâu và đầy đủ về đối tượng địa chất của khu vực nhằm hạn chế tối đa những thiệt hại không đáng có. Trong khoan dầu khí, yếu tố địa chất là cơ sở cho việc lựa chọn và đưa ra các giải pháp công nghệ và kỹ thuật phù hợp nhất.

Ảnh hưởng của yếu tố địa chất lên khả năng áp dụng công nghệ khoan tùy thuộc vào từng khu vực. Tại bể Nam Côn Sơn, hàng loạt các yếu tố địa chất đặc thù có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả thi công giếng khoan như: sự gắn kết của vỉa yếu, kém bền vững; sự trương nở mạnh của sét trong một số địa tầng gây bó hẹp thành giếng khoan, kẹt thiết bị khoan, sự cố mất dung dịch, dị thường áp suất, nhiệt độ cao. Dưới đây, chúng tôi sẽ tập trung phân tích một số yếu tố địa chất ảnh hưởng lớn tới công tác thi công giếng khoan tại bể Nam Côn Sơn.

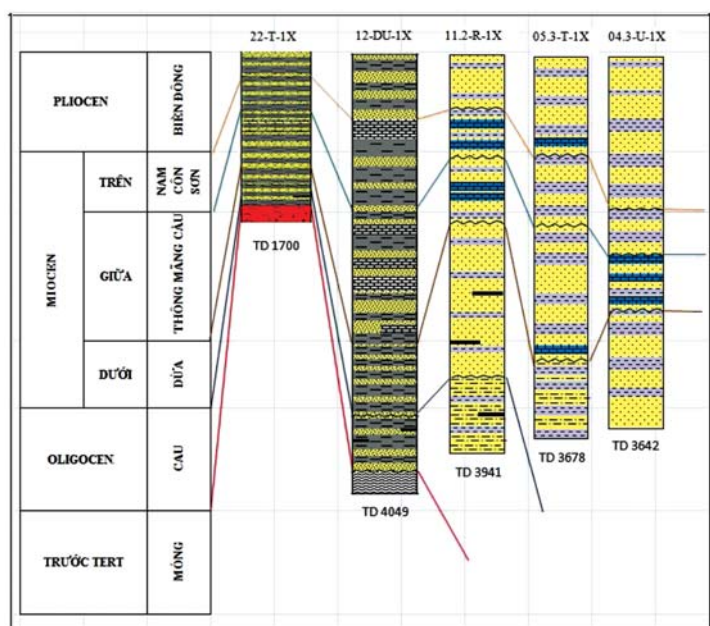
2. Các yếu tố địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan tại bể Nam Côn Sơn

Đặc điểm địa chất - địa tầng bể Nam Côn Sơn được chia làm hai loại: các thành tạo trước Kainozoi và thành tạo trầm tích có tuổi Kainozoi với đầy đủ các phân vị địa tầng từ Eocen - Oligocen đến

Pliocen - Đệ tứ. Các trầm tích có tuổi Kainozoi chủ yếu là cát kết xen kẽ với sét, bột kết và vài lớp than mỏng, đá vôi xen kẽ với cát, môi trường chủ yếu là đồng bằng ven biển đến biển nông, biển nông giữa thềm đến biển sâu. Dựa trên các báo cáo khoan tại bể Nam Côn Sơn cho thấy khi khoan qua các trầm tích có tuổi Kainozoi đã gặp các phức tạp địa chất sau.

2.1. Hiện tượng mất dung dịch trong tầng carbonate

Qua liên kết địa tầng theo hướng Tây Nam - Đông Bắc có thể thấy sự phân bố các tập carbonate trong Miocen



Hình 1. Địa tầng qua các giếng theo hướng Tây Nam - Đông Bắc

giữa và Miocen trên thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn gia tăng theo hướng Tây Nam - Đông Bắc. Khu vực Tây Nam (bao gồm các Lô 19, 20, 21, 22, 28, 29) chủ yếu là cát kết xen kẽ với sét có chiều dày không lớn chỉ vài trăm mét và trầm tích carbonate không phát triển mạnh ở đây sang đến khu vực Đông Bắc trầm tích chủ yếu là trầm tích lục nguyên đá vôi, phát triển mạnh về phía Bắc (Lô 04, 10, 11-1, 11-2) và phía Đông (Lô 04-3, 05, 05-1, 05-2, 05-3, 06) của bể. Thành phần thạch học chủ yếu là cát bột kết, sét kết, sét vôi xen kẽ các thấu kính hoặc những lớp đá vôi từ mỏng đến trung bình (Hình 1 và 2) trong đó lớp đá carbonate ở giếng L-1X(*) có bề dày lên đến gần 1.000m. Đá carbonate ở khu vực bể Nam Côn Sơn là dạng ám tiêu có hang hốc liên thông với khe nứt và trong khi khoan. Nếu gặp đá vôi có hang hốc lớn sẽ gây nên hiện tượng mất dung dịch, dẫn đến làm cho chi phí tăng.

Theo các báo cáo thi công khoan, đã bắt gặp hiện tượng mất dung dịch trầm trọng trong trầm tích carbonate thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn ở khu vực Đông Bắc tại độ sâu từ khoảng 1.500 - 2.500m. Khi khoan qua tầng đá vôi này, hàng loạt các giếng khoan đã xảy ra hiện tượng mất dung dịch trầm trọng hoặc mất hoàn toàn dung dịch như các giếng khoan thuộc Lô 04 (ĐB, UT**), Lô 05, 05-2 (ĐH, HT, MT), Lô 06 (LT, LD) Lô 11-1, 11-2 (CC, RD, RDT). Một số trường hợp do không xử lý được đã phải hủy giếng hoặc khoan cắt xiên như giếng

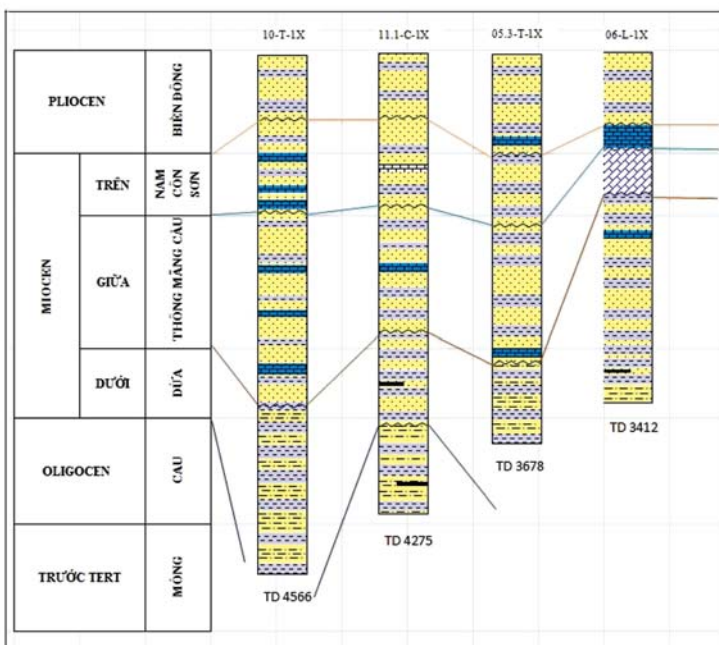
A-1X, D-1X... Trong đó, phức tạp nhất là khi bắt đầu khoan vào tầng carbonate hiện tượng mất dung dịch xảy ra đồng thời với hiện tượng kick. Khi đó, việc kiểm soát giếng càng trở nên khó khăn hơn khi chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa thấp. Khi tăng tỷ trọng dung dịch để khống chế kick thì hiện tượng mất dung dịch càng diễn ra trầm trọng hơn. Ví dụ, trên một cấu tạo thuộc Lô 05-1b, nhà thầu đã tiến hành khoan 3 giếng nhưng không đạt được chiều sâu thiết kế do mất dung dịch trong tầng carbonate kết hợp khí xâm nhập với áp suất cao và sự cố kẹt cần khoan. Cụ thể giếng khoan T-1X, chi phí cho sự cố lần 1 là 3,57 triệu USD và hết 688,5 giờ; sự cố lần 2 là 1,84 triệu USD và hết 480,5 giờ. Còn đối với sự cố tại giếng T-2X, thời gian xử lý sự cố là 2.042 giờ và chi phí 11,82 triệu USD. Phức tạp chủ yếu mất tuần hoàn và nhiễm khí nặng khi khoan qua tập carbonate thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu, các giải pháp chống mất dung dịch khác không mang lại kết quả khả quan, việc xử lý bằng tampon hỗn hợp DOB2C có hiệu quả nhưng không cao vì có sai sót trong quá trình xử lý [1].

2.2. Hiện tượng sập lở thành giếng khoan

Dựa trên các kết quả phân tích các mẫu thạch học (mẫu lõi, mẫu sừng, mẫu mùn khoan) cho thấy hệ tầng Dừa và Thông - Măng Cầu thuộc cả hai khu vực Đông Bắc và Tây Nam bắt gặp tầng cát kết có tính bờ rời cao. Tầng sét thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu gắn kết trung bình yếu, có khả năng hòa tan trong nước do thành phần đá ngoài thành phần chính là hydromica và kaolinit còn có chứa một lượng nhất định (10 - 20%) các khoáng vật lớp hỗn hợp (illit/montmorilonit đặc trưng cho trầm tích biển). Do vậy, thành giếng khoan thường hay bị sập lở khá mạnh khi khoan qua trầm tích của hệ tầng này [4]. Một số giếng khoan gặp hiện tượng sập lở dẫn đến kẹt bộ khoan cụ như: Mi-1X, D-1X, H-5PST, K-1X...

2.3. Hiện tượng bó hẹp thành giếng khoan

Các kết quả phân tích SEM và XRD cho các mẫu thạch học ở cả hai khu vực Đông Bắc và Tây Nam ở các tầng Pliocen, Miocen trên và Oligocen cho thấy các loại sét ở đây chứa các thành phần khoáng vật chủ yếu là kaonilite, montmorilonite, chlorite, illite (Hình 3). Trong đó, khoáng vật montmorilonit có tính trương nở mạnh nhất khi gặp nước, sau đó đến khoáng vật chlorite và illite. Ở một số giếng, khi khoan qua các tầng này do



Hình 2. Địa tầng qua các giếng theo hướng Tây Bắc - Đông Nam

(*) Tên các giếng khoan đã được mã hóa; (**) Tên các cấu tạo/mỏ đã được mã hóa

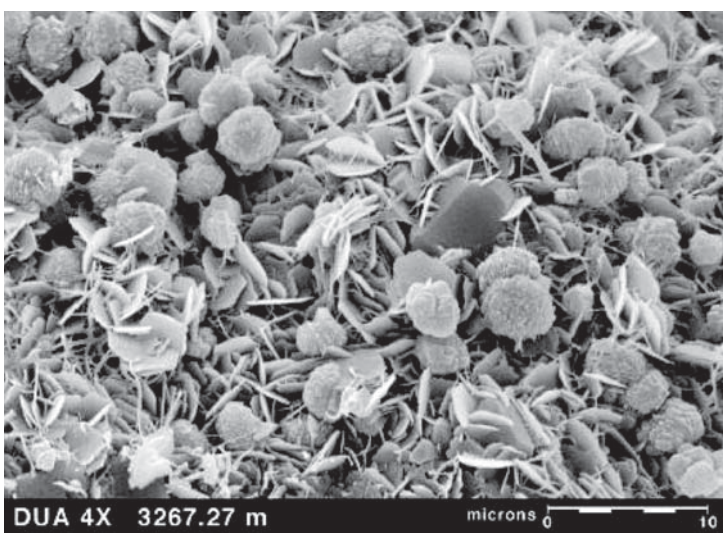
dung dịch có độ thải nước tương đối cao đã gây tương nở sét khiến cho thành giếng khoan bị thu hẹp [4]. Trong quá trình kéo thả hoặc dừng khoan để đo địa vật lý, sét tương nở với tốc độ nhanh dẫn đến thành giếng khoan bị bó hẹp gây kẹt. Điển hình là tại các giếng P-1X, H-2P, H-4X, L-3P, L-OBS1, B-1X, RT-1X, R-1X, R-1RX, DU-4X, 1K-1X, N-2X. Biện pháp chủ yếu khi gặp sự cố là tiến hành bơm rửa, đạo bộ khoan cụ đồng thời tăng dần lực kéo để cứu kẹt. Tuy nhiên, trong một số trường hợp không thể khắc phục được đã phải đổ cầu xi măng, khoan cắt xiên (như giếng H-2P...) hoặc hủy chương trình đo địa vật lý (H-8X...).

2.4. Hiện tượng khí nông

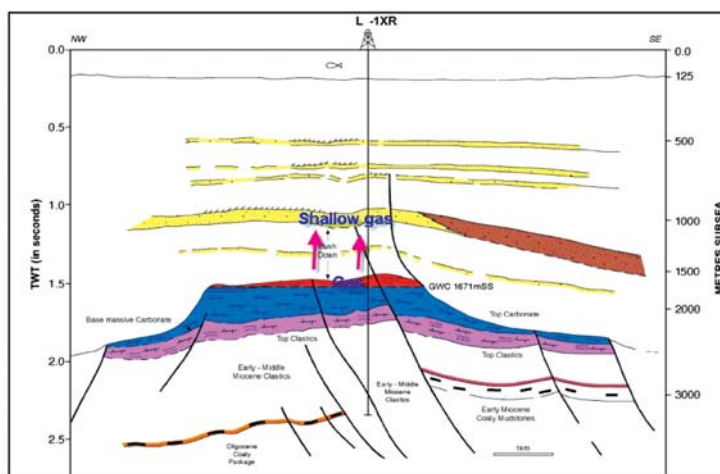
Khí nông là khí được tích tụ trong các trầm tích nông, có nguồn gốc từ sự phá hủy các tích tụ khí được thành tạo ở dưới sâu (tích tụ cổ) dẫn đến tái dịch chuyển khí

theo các đứt gãy và tích tụ ở những tầng nông, hoặc từ sự hoạt động của sinh vật do vi khuẩn sinh ra từ vật liệu hữu cơ trong điều kiện không có oxy và các sunfat trong những trầm tích nông. Khí nông có thể dẫn tới các sự cố lớn thậm chí phải hủy giếng khi thi công. Do điều kiện địa chất dự báo khu vực bể Nam Côn Sơn có khả năng gặp khí nông cao nên hầu hết các giếng khoan thuộc khu vực phía Đông Bắc đều khoan Pilot hole nhằm mục đích thăm dò khí nông. Đến nay, hiện tượng khí nông mới chỉ gặp ở Lô 06 tại các giếng khoan L-1XR và C-1X. Theo nghiên cứu, khí này có thể bắt nguồn từ các tích tụ khí thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn đã di chuyển theo các đứt gãy và tích tụ ở phía trên (Hình 4) [1].

Diễn biến hiện tượng khí nông và giải pháp khắc phục tại các giếng này được thể hiện qua ví dụ sau: giếng khoan L-1XR được mở lỗ với chông 36inch và chống ống 30” đến chiều sâu 213m (RKB). Nhà thầu dự báo khí nông có thể xuất hiện tại các chiều sâu 290 - 320m, 434 - 464m, 505 - 545m, 743 - 793m. Dự kiến gặp phải khí nông có nồng độ cao sẽ dịch chuyển giàn ra vị trí mới và khoan định hướng để tránh tập khí nông. Bộ khoan cụ 26inch được thả chạm đỉnh cốc xi măng tại 202m và tiến hành khoan phá cốc xi măng tới độ sâu 213m. Sau đó, lắp bộ khoan cụ đường kính 9 7/8inch để tiến hành khoan thăm dò khí nông. Tiến hành khảo sát đo độ lệch và kiểm tra dòng giếng khoan thấy xuất hiện từ 5 - 8bpm khí/nước; bơm tiếp 180 thùng dung dịch tỷ trọng 1,2SG thì thấy dòng giảm còn 3bpm; sau đó đập giếng với 480 thùng dung dịch tỷ trọng 1,2SG. Sau khi dòng trong giếng đã ổn định, tiến hành khoan tiếp từ 620 - 649m lại thấy xuất hiện dòng khí/nước lưu lượng 0,25bpm. Từ 649 - 678m thấy dòng tăng lên nhưng vẫn có thể tiếp tục khoan nên đã khoan đến chiều sâu thiết kế 955m và để ổn định đã tiến hành bơm đập giếng với 360 thùng dung dịch tỷ trọng 1,35SG. Lúc này, nhà thầu xác định nồng độ khí nông an toàn nên không cần phải tiến hành di chuyển giàn. Nhà thầu đã lắp bộ khoan cụ 26inch và khoan tới độ sâu 955m một cách an toàn.



Hình 3. Khoáng vật chlorite tái sinh phát triển trong các khe nứt tại giếng khoan DU-4X

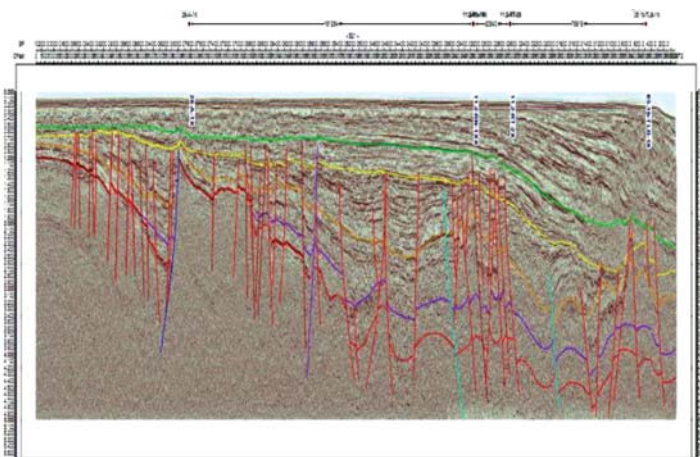


Hình 4. Mặt cắt địa chất giếng L-1XR

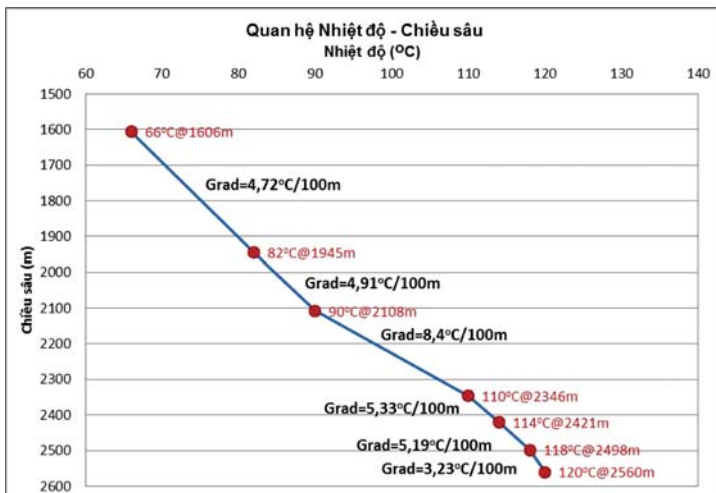
2.5. Dị thường áp suất và nhiệt độ cao

Yếu tố địa chất gây nên hiện tượng dị thường có thể do sự mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá, sự giãn nở nhiệt do tăng nhiệt độ của nước, sự sinh thành hydrocarbon, sự thay thế khoáng vật, các hoạt động kiến tạo... Trong đó, sự

mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá là nguyên nhân quan trọng nhất. Một số trường hợp như ở môi trường delta với đặc điểm tốc độ trầm tích lớn có thể là nguyên nhân gây nên hiện tượng mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá, dẫn đến dị thường áp suất cao do các trầm tích này bị chôn vùi sâu hơn, chịu nhiệt độ cao hơn. Môi trường delta bắt gặp trong các trầm tích có tuổi Miocen giữa và dưới của hệ tầng Thông - Mãng Cầu và Nam Côn Sơn thuộc khu vực bể. Khu vực Đông Bắc có bể dày trầm tích Kainozoi thay đổi rất lớn từ 4.000 - 10.000m, ở phụ đới trung tâm trong đới trung phía Đông có bể dày trầm tích Kainozoi từ 5.000 - 14.000m (Lô 05). Khu vực Tây Nam trầm tích Kainozoi có chiều dày từ 3.500 - 4.000m ở trung hẹp sâu kể đứt gãy Sông Hậu. Qua đó cho thấy dị thường nhiệt độ cao chỉ bắt gặp ở khu vực Đông Bắc bể vì trầm tích ở đây lớn và bị chôn vùi sâu hơn, nên sẽ chịu nhiệt độ cao hơn; còn ở phía Tây Nam bắt gặp ít vì trầm tích ở đây không lớn (Hình 5). Điều này có thể giải thích cho hiện tượng dị thường áp



Hình 5. Tuyến địa chấn theo hướng Tây Nam - Đông Bắc qua Lô 28, 11, 05



Hình 6. Quan hệ nhiệt độ và độ sâu - Giếng 04.3-B-2X

suất cao bắt gặp trong Lô 04 và 05 bể Nam Côn Sơn nơi các tập sét Pliocen dày hàng nghìn mét (> 2.000m) và giá trị gradient nhiệt độ đo được rất cao (Hình 6).

Quá trình sinh thành hydrocarbon cũng tạo nên sự mất cân bằng và có thể là nguyên nhân gây nên dị thường áp suất tại khu vực này. Cụ thể, nếu đá mẹ nằm ở bên dưới các tập trầm tích kết rắn không cân bằng đủ khả năng sinh hydrocarbon sẽ tạo ra áp suất cao và theo đặc điểm vật lý chúng sẽ di chuyển lên các tầng trên do chênh áp. Dị thường áp suất cao, nhiệt độ cao là phức tạp điển hình tại một số lô phía Đông Bắc như 05-1b, 05-2, 04-3... và là nguyên nhân gây ra hàng loạt khó khăn trong thi công khoan, ảnh hưởng nghiêm trọng đến tiến độ và chi phí khoan. Hiện tượng này xuất hiện chủ yếu khi khoan qua các tầng có dị thường áp suất cao thuộc các đối tượng Pliocen và Miocen, tại các độ sâu từ hơn 1.000m đến gần 3.000m [1]. Ví dụ khí xâm nhập xảy ra tại tầng cát kết Miocen trên như tại các giếng khoan C-1X, L-1X, L-3P ở

độ sâu từ 1.500 - 2.000m là do các lớp cát kết xen kẽ có chứa khí. Tại một số giếng khoan thuộc Lô 04, 05, 05-2 và 05-3 hiện tượng khí xâm nhập khi khoan qua tầng Miocen giữa và Miocen dưới có dị thường áp suất cao ở độ sâu từ 2.000 - 3.000m. Tỷ trọng dung dịch chưa tăng kịp thời dẫn đến áp suất vỉa lớn hơn áp suất cột dung dịch trong giếng. Giải pháp duy nhất khi gặp hiện tượng này là tăng dần tỷ trọng dung dịch đồng thời tiến hành tuần hoàn dung dịch và quan sát đến khi tỷ lệ khí trong dung dịch giảm đến mức cho phép. Trong một số trường hợp, hiện tượng khí xâm nhập xảy ra đồng thời với hiện tượng mất dung dịch (như ở giếng E-2X, D-1X) tại các tập carbonate có dị thường áp suất cao nhưng áp suất vỡ vỉa thấp. Khi tăng tỷ trọng dung dịch để khống chế kick thì lại gây vỡ vỉa, mất dung dịch. Biện pháp các nhà thầu đã áp dụng là tiến hành ép xi măng cô lập khoảng khoan này, đồng thời tăng tỷ trọng dung dịch để tiếp tục tiến hành thi công giếng.

3. Một số phức tạp điển hình tại các lô

3.1. Tại Lô 05-1b

Một số giếng khoan thăm dò được thi công tại cấu tạo Thanh Long với mục đích tìm kiếm thăm dò các đối tượng thuộc Miocen và Oligocen. Từ độ sâu ứng với địa tầng Miocen trên tới bắt chính hợp Miocen giữa (MMU) thường có sự gia tăng đột ngột áp suất vỉa. Trầm tích carbonate dày khoảng

340m, đỉnh tập carbonate gặp trong khoảng chiều sâu từ 2.321 - 2.626m có chứa khí, nứt nẻ, gây mất tuần hoàn. Sự thay đổi áp lực vỉa rất phức tạp và đạt tới giá trị trên 14.000psi ở khoảng chiều sâu thuộc Oligocen. Cùng với sự tăng áp suất vỉa, nhiệt độ cũng tăng cao, gradient nhiệt độ khoảng 4,1°C/100m. Trong khoảng chiều sâu từ 3.450 - 3.490m thuộc Miocen dưới có các tập cát kết độ thấm cao, áp suất vỉa thấp nằm kẹp giữa hai đới áp suất cao. Tại đây đã hai lần xảy ra sự cố kẹt cần khoan ở giếng T-1X và T-1XST [2].

3.2. Tại Lô 05-2

Các giếng khoan được thi công trên các cấu tạo Hải Thạch, Kim Cương Tây và Nguyệt Thạch với mục đích thăm dò các đối tượng thuộc trầm tích Miocen và Oligocen. Trước khi khoan đến đáy trầm tích Miocen dưới và Oligocen áp suất vỉa có xu hướng tăng cao. Sự gia tăng lớn về áp suất vỉa gần đạt tới áp suất vỡ vỉa, trong khoảng chiều sâu ngắn là phức tạp lớn nhất cho hoạt động khoan tại Lô 05-2. Trong địa tầng Oligocen có những tập sét dày, có độ dính kết cao dễ gây ra kẹt bộ khoan cụ. Tại cấu tạo Hải Thạch, từ địa tầng Pliocen dưới và Miocen trên, gradient áp suất vỉa bắt đầu tăng và đạt giá trị lớn nhất tại MMU, tương đương 2.15G. Dưới MMU tốc độ gia tăng áp suất không lớn như

phần trên MMU. Nhiệt độ lớn nhất gặp ở đáy các giếng thuộc cấu tạo Hải Thạch khoảng 180°C.

3.3. Tại Lô 05-3

Các giếng khoan được thiết kế nhằm thăm dò các đối tượng thuộc trầm tích Miocen giữa và Miocen dưới, chiều sâu thực tế giếng khoan đạt được trong khoảng 3.700 - 3.925m. Tương tự như các lô khác, tại Lô 05-3 cũng xuất hiện sự gia tăng gradient áp suất vỉa từ khi khoan vào trầm tích Miocen trên và tăng cao nhất tại MMU. Phức tạp mất dung dịch đã xảy ra tại giếng khoan T-1AX khi khoan trong tầng carbonate và cát kết Miocen giữa của giếng M-1X.

3.4. Tại Lô 06

Các giếng khoan được thi công nhằm thăm dò các đối tượng thuộc trầm tích Miocen và Oligocen. Gradient nhiệt độ và áp suất ở Lô 06 không cao như các Lô 04 và 05. Phức tạp lớn nhất gặp phải tại các giếng khoan đã thi công là mất tuần hoàn và nhiễm khí nặng khi khoan qua carbonate gặp ở độ sâu từ 1.140 - 1.613m [3]. Gradient áp suất lớn nhất tương đương với 1.225G và có xu hướng giảm dần khi khoan trong tập carbonate. Độ bền và độ gắn kết đá trầm tích Pliocen - Đệ tứ rất yếu, dễ bị phá vỡ,

Lô	Điều kiện địa chất ảnh hưởng đến hoạt động khoan
04-3	<ul style="list-style-type: none"> - Dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Dị thường áp suất thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao.
05-1b	<ul style="list-style-type: none"> - Dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Mất tuần hoàn và khí phun khi khoan qua trầm tích carbonate thuộc Miocen giữa. - Dị thường áp suất thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao. - Kẹt cần do chênh áp khi khoan qua trầm tích cát kết, áp suất thấp thuộc Miocen giữa. - Nhiệt độ và áp suất đáy giếng rất cao, mất dung dịch trong trầm tích cát kết.
05-2	<ul style="list-style-type: none"> - Dị thường áp suất cao từ Pliocen dưới tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa tại bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU), tiềm năng xảy ra đồng thời mất dung dịch và khí phun. - Nhiệt độ và áp suất cao, mất dung dịch nhẹ, tiềm năng gây kẹt cần khi khoan qua trầm tích cát kết có độ thấm cao và sét kết hoạt tính thuộc Miocen dưới. - Dị thường áp suất thấp thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao, gây kẹt cần do chênh áp.
05-3	<ul style="list-style-type: none"> - Dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Mất tuần hoàn và khí phun khi khoan qua trầm tích carbonate xen kẹp cát kết và sét kết thuộc Miocen giữa - Nhiệt độ và áp suất cao tại Miocen dưới, mất dung dịch, nguy cơ kẹt cần khi khoan trong tầng cát kết có độ thấm cao và sét kết hoạt tính.
06	<ul style="list-style-type: none"> - Tầng khí nông thuộc trầm tích Pliocen ở độ sâu +/- 1000m. - Dị thường áp suất cao từ cuối Pliocen đến Miocen trên. - Mất tuần hoàn và kick khi khoan. - Carbonate thuộc Miocen trên. - Mất dung dịch và kẹt cần khi khoan trong tầng Miocen giữa.

nguy cơ phun ngầm cao trong trường hợp xử lý không dứt điểm phức tạp mất tuần hoàn và nhiễm khí nặng khi khoan carbonate. Bảng dưới đây tổng hợp một số điều kiện địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan theo từng lô [1].

4. Kết luận

Các phức tạp địa chất điển hình gây thiệt hại lớn về chi phí và thời gian thi công tại bể Nam Côn Sơn bao gồm: dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa và trầm tích cát kết có độ thấm cao thuộc Miocen dưới; dị thường áp suất thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao; mất tuần hoàn và khí phun tại trầm tích carbonate thuộc Miocen giữa; chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa thấp tại bất chỉnh hợp Miocen giữa; đới sét trương nở mạnh gây kẹt mút thuộc Miocen trên và Miocen giữa. Để giảm chi phí và thời gian thi công, cần thiết phải có những nghiên cứu nhằm tìm ra

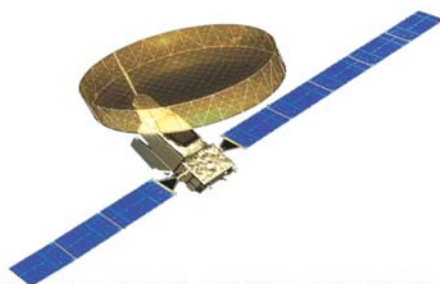
giải pháp công nghệ, kỹ thuật giải quyết triệt để các vấn đề nêu trên.

Tài liệu tham khảo

1. Báo cáo tổng kết nhiệm vụ NCKH cấp ngành "Tổng kết công tác thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn", 2011.
2. Báo cáo tổng kết đề tài NCKH cấp ngành "Phân tích đánh giá công nghệ thi công khoan và các yếu tố ảnh hưởng đến giá thành giếng khoan trong điều kiện nhiệt độ, áp suất cao tại cấu tạo Thanh Long", 1996.
3. Báo cáo "Điều kiện địa chất và kinh nghiệm thi công các giếng khoan thăm dò ở Lô 05, 06 vùng trũng Nam Côn Sơn áp dụng cho Lô 04-3", 2002.
4. Báo cáo tổng kết đề tài NCKH cấp ngành "Tổng hợp và đánh giá các sự cố đã xảy ra trong quá trình thi công các giếng khoan tìm kiếm, thăm dò và khai thác trên các lô hợp đồng phân chia sản phẩm, giai đoạn 1989 - 1994", 1996.

CÔNG TY TNHH MTV THÔNG TIN ĐIỆN TỬ HÀNG HẢI VIỆT NAM

Số 02 Nguyễn Thượng Hiền, Hồng Bàng, Hải Phòng – Tel: 84.31.3746 464 – Fax: 84.31.3747 062
Email: contact@vishipel.com.vn – Website: www.vishipel.com.vn



Công ty TNHH MTV Thông tin Điện tử Hàng hải Việt Nam (VISHIPEL), Silver Partner của inmarsat, là nhà cung cấp dịch vụ vệ tinh hàng đầu Việt Nam, với các hoạt động chính:



Cung cấp dịch vụ, thiết bị viễn thông vệ tinh: Fleet Broadband (FBB), BGAN, Isatphone Pro, Fleetphone, Isatphone Link, VSAT...



Tư vấn, lắp đặt, sửa chữa thiết bị Inmarsat và nghi khí hàng hải;



Cơ quan thanh toán trung gian viễn thông quốc tế VT02;



Cơ quan quản lý, cấp số và hòa mạng mã nhận dạng tự động MMSI, mã Inmarsat.

