

TỐI ƯU CẤU TRÚC GIẾNG CHO CÁC GIẾNG KHOAN CỦA CẤU TẠO T, ĐÔNG NAM BỂ CỬU LONG, NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

ThS. Nguyễn Mạnh Tuấn¹, KS. Nguyễn Duy Sâm¹

TS. Triệu Hùng Trường²

¹Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí Trong nước (PVEP POC)

²Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Email: tuannm@pvep.com.vn

Tóm tắt

Trong bài báo này, nhóm tác giả thống kê và phân tích sự thành công và những sự cố, phức tạp điển hình gặp phải trong quá trình thi công các giếng khoan T-1, T-2 và T-3 của cấu tạo T ở khu vực Đông Nam bể Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam do Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) điều hành, từ đó đề xuất giải pháp khắc phục và điều chỉnh cấu trúc giếng khoan hợp lý cho cấu tạo T. Một trong những biện pháp đó là điều chỉnh điểm đặt chân ống chống trung gian 13 $\frac{3}{8}$ inch phù hợp với địa chất, địa tầng. Biện pháp này đã được áp dụng cho các giếng khoan thuộc bể Cửu Long do PVEP POC điều hành và đem lại hiệu quả cao về kỹ thuật và kinh tế [1, 2].

Từ khóa: Thiết kế cấu trúc giếng khoan, ổn định thành giếng khoan, sét Bạch Hổ, sét tập D.

1. Mở đầu

Sự thành công của một giếng khoan dầu khí phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau. Trong đó, việc nghiên cứu, phân tích và đánh giá các sự cố và bài học kinh nghiệm của các giếng khoan lân cận, các giếng trong khu vực, trong cấu tạo là điều cần thiết và quan trọng.

Các kết quả nghiên cứu khoan thăm dò, thăm lượng gần đây ở khu vực Đông Nam bể Cửu Long hứa hẹn triển vọng dầu khí đáng kể của các đối tượng cát kết Oligocene và móng granite nứt nẻ, đồng thời cho thấy sự phức tạp, khó khăn trong quá trình thiết kế và thi công các giếng khoan thăm dò dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

Bài báo này giới thiệu kết quả nghiên cứu, đánh giá những sự cố, phức tạp, khó khăn của các giếng khoan trước để tối ưu cấu trúc giếng, công tác thiết kế và thi công các giếng khoan thăm dò khai thác.

2. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

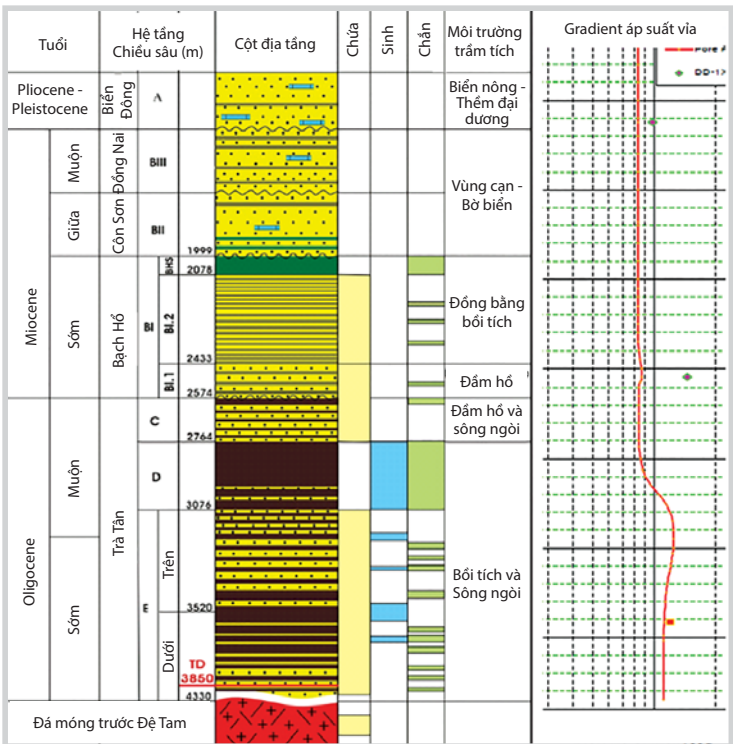
Địa tầng khu vực Đông Nam bể Cửu Long nói chung, cấu tạo T nói riêng gồm các trầm tích Cenozoic nằm phủ lên trên đá móng granite, thể hiện trong cột địa tầng khu vực nghiên cứu (Hình 1).

Trong Hình 1, theo trình tự từ trên xuống, hệ tầng Biển Đông (tập A) là trầm tích Đệ Tứ có chiều dày khoảng 700 - 800m, chiều sâu từ khoảng 50 - 800m, với đặc điểm chủ yếu là cát, xen kẹp sét, bột xen kẹp bờ rời.

Hệ tầng Đồng Nai (tập BIII - Miocene muộn) có chiều dày khoảng 600 - 700m, chiều sâu từ 700 - 1.200m, với đặc điểm chủ yếu là cát kết hạt từ mịn đến thô, có xen kẹp với sét kết và bột kết.

Hệ tầng Côn Sơn (tập BIII - Miocene giữa) có chiều dày từ 700 - 800m, chiều sâu từ khoảng 1.200 - 2.000m, với đặc điểm giống tập BIII, chủ yếu là cát kết hạt từ mịn đến thô, có xen kẹp sét kết và bột kết.

Hệ tầng Bạch Hổ (tập BI - Miocene dưới) được chia làm hai phần, phần trên là phụ hệ tầng BI.2, chiều dày từ 300 - 400m,



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp của cấu tạo T

chiều sâu từ khoảng 2.000 - 2.400m, chủ yếu là sét kết màu xám nâu, xám xanh. Phụ hệ tầng này có lớp sét Bạch Hồ - là lớp sét màu xám, xám xanh, chiều dày khoảng 50 - 60m, thành phần chủ yếu là sét Montmorillonite có tính háo nước cao, dễ trương nở và sập lở làm mất ổn định thành giếng khoan. Phần phụ hệ tầng dưới - BI.1 có chiều dày khoảng 100 - 150m, chiều sâu từ 2.400 - 2.550m, đặc điểm là sét kết, cát kết phân lớp mỏng có màu xám đen, xám xanh bắt đầu xuất hiện các lớp cát kết có chiều dày từ vài mét đến vài chục mét, là một trong những đối tượng thăm dò trong khu vực.

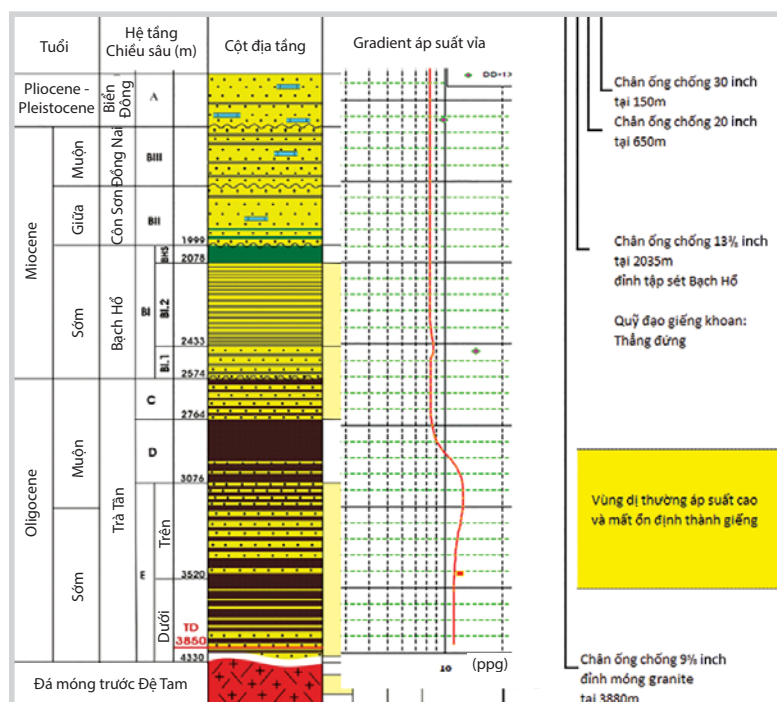
Hệ tầng Trà Tân (Oligocene) chia làm 3 phần:

- Phần trên là hệ tầng Oligocene C (Oligocene muộn - tập C): chiều dày khoảng 200m, chiều sâu khoảng 2.550 - 2.750m, chủ yếu là cát kết xen kẹp với sét kết và bột kết;

- Oligocene D (Oligocene giữa - tập D): chiều dày khoảng 300m, chiều sâu khoảng 2.750 - 3.050m, chủ yếu là sét kết màu nâu đen, có xen kẹp rất ít các lớp cát mỏng;

- Oligocene E (Oligocene sớm - tập E): tập E được chia làm hai phần: phần trên - E trên có chiều dày khoảng 500m, chiều sâu khoảng 3.050 - 3.550m, chủ yếu là cát kết xen kẹp bột kết, sét kết, có các lớp than mỏng xen kẹp; phần dưới - E dưới có chiều dày khoảng 500 - 700m nằm phủ lên trên đá móng granite; đặc trưng là cát hạt vừa đến thô, xen kẹp sét kết và bột kết.

Đá móng granite trước Đệ Tam đặc trưng bởi đá granite nứt nẻ. Đây cũng là một trong những đối tượng quan trọng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam [2].



Hình 2. Cấu trúc thiết kế và thực tế sau khi thi công giếng T-1 [1]

Theo chiều sâu các giếng khoan tại cấu tạo nghiên cứu, áp suất vỉa của các thành hệ từ tập A tới hết tập C có chế độ áp suất bình thường; từ đáy tập D đến hết tập E trên có dị thường áp suất cao (abnormal pressure), lên tới 12,5ppg (áp suất quy đổi về tỷ trọng dung dịch); xuống tới tập E dưới, áp suất thành hệ trở về trạng thái bình thường, khoảng 9,5ppg trong tập E dưới tới tầng đá móng granite. Nhiệt độ đối với vùng này đánh giá là bình thường với gradient vào khoảng 2,7 - 3,0°C/100m [1].

Đối với công tác thiết kế và thi công khoan, từ đặc điểm địa chất địa tầng của vùng này phát sinh ra một số điểm đáng chú ý như tập sét Bạch Hồ và sét tập D tính ổn định thấp, dễ gây sập lở thành giếng khoan; tập E trên có dị thường áp suất thành hệ cao, muốn khoan qua tập này phải sử dụng tỷ trọng dung dịch cao gây rủi ro khi chênh áp (giữa áp suất thành hệ và tỷ trọng dung dịch khoan) cao qua các khu vực khác, dễ gây kẹt cần khoan, hư hại các vỉa dầu khí ở khu vực áp suất bình thường [3].

Đối tượng thăm dò dầu khí của cấu tạo T gồm: móng granite nứt nẻ, các vỉa cát kết ở tập E dưới (không có dị thường áp suất), các vỉa cát kết ở tập E trên (dị thường áp suất), cát kết bẫy địa tầng ở Oligocene C và Miocene B1. Điểm khác biệt của cấu tạo T và bể Cửu Long là ở một số khu vực của bể này, tập E hầu như không có, hoặc có thì chiều dày rất mỏng. Ở cấu tạo T, việc tập E rất dày và chia ra làm hai phần có chế độ áp suất khác nhau làm cho công tác thiết kế, thi công các giếng ở cấu tạo này phức tạp, khó khăn hơn nhiều.

3. Cấu trúc giếng khoan điển hình đã được áp dụng cho cấu tạo T

Với địa chất, địa tầng, áp suất, nhiệt độ như trên và theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập BI.1, C và E, các giếng khoan được thiết kế có cấu trúc giếng với 5 cấp ống chống như sau [3]:

- Khoan công đoạn 36 inch và chống ống 30 inch tới 150 - 170m.

- Khoan công đoạn 26 inch, chống ống 20 inch tới 650 - 800m.
- Khoan công đoạn 16 inch, chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch tới 2.000 - 2.750mTVDss, đặt ở đỉnh hoặc đáy tập sét Bạch Hổ, hoặc ở đỉnh tập D.
- Khoan công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch, chống ống 9 $\frac{5}{8}$ inch tới đỉnh của tầng đá móng granite (ở chiều sâu 3.850mTVDss).
- Khoan 8 $\frac{1}{2}$ inch trong tầng đá móng granite.

4. Phân tích sự thành công và các phức tạp, sự cố khi khoan các giếng tại cấu tạo T

4.1. Sự thành công đối với giếng T-1

Với cấu trúc giếng như trên và theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập Bl.1, C và E, giếng T-1 được khoan thẳng đứng, công đoạn 16 inch khoan qua các tầng đất đá mềm, bỏ rời từ tập A, qua tập BIII và chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch trên đỉnh tập sét Bạch Hổ. Thực tế thi công công đoạn này rất thuận lợi. Sử dụng nước biển làm dung dịch khoan, quét giếng định kỳ bằng Gel/CMC. Tỷ trọng dung dịch lớn nhất là 10,0ppg.

Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch khoan qua các tập sét Bạch Hổ, qua tập C, D và E tới đỉnh tầng đá móng granite. Trong công đoạn này có nhiều tiềm ẩn về phức tạp địa chất, như: mất ổn định thành giếng ở tập sét Bạch Hổ, ở sét tập D và áp suất thành hệ cao tại tập E trên gây tỷ lệ khí cao trong quá trình khoan. Thực tế khoan công đoạn này cho thấy khí bắt đầu xuất hiện từ đáy của tập D cho tới hết tập E, đoạn có đồ thị áp suất lên cao và đặc điểm là nơi có những tập cát mỏng bị nén ép. Tỷ lệ khí cao bắt đầu ghi nhận tại chiều sâu 3.008m, với 11,24% tại tỷ trọng dung dịch 12,2ppg; tại 3.504m, đỉnh khí 50% tại tỷ trọng dung dịch 12,4%; tại 3.697m, đỉnh khí là 25,4%, tại tỷ trọng dung dịch 12,5ppg; khí tuần hoàn lên khi khoan tới chiều sâu cuối cùng, sau khi đo địa vật lý giếng khoan và thả ống chống tới đáy lần lượt là 100%, 96%, 54%, tại tỷ trọng dung dịch là 12,7%.

Trong quá trình thả thiết bị địa vật lý giếng khoan, không thấy ghi nhận các phức tạp liên quan đến ổn định thành giếng.

Như vậy trong công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch nói chung đã thành công về mặt thiết kế lẫn thi công: khoan qua các tầng sét Bạch Hổ, sét tập D mà không có ghi nhận nào đáng kể về phức tạp thành hệ. Đáng chú ý là để ngăn khí xâm nhập vào giếng, tỷ trọng dung dịch phải tăng lên khá cao, tới 12,7ppg. Các đối tượng sinh khí chủ yếu là các tập cát mỏng áp suất cao ở đáy tập D và trong tập E trên.

4.2. Phức tạp, sự cố đối với giếng T-2

Với địa chất, địa tầng, áp suất, nhiệt độ như trên, theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập Bl.1, C và E, và tiếp thu sự thành công của giếng T-1, giếng khoan T-2 được thiết kế quỹ đạo hình chữ J, có đoạn tăng góc và giữ góc lên tới 45 độ, điểm đặt chân ống chống tương tự như giếng T-1.

Mặc dù đặc điểm địa chất, áp suất thành hệ, nhiệt độ khá tương đồng với giếng T-1, nhưng giếng T-2 gặp rất nhiều sự cố liên quan đến ổn định thành giếng dẫn tới sự thay đổi cấu trúc giếng trong thực tế, cụ thể thi công giếng T-2 như sau:

Công đoạn 16 inch khoan và chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch tại đáy của tập sét Bạch Hổ thành công. Trong công đoạn này, không xảy ra sự cố hay phức tạp đáng kể nào liên quan tới mất ổn định thành giếng khoan. Dung dịch khoan sử dụng nước biển, sau đó trước khi khoan vào tập sét Bạch Hổ, được chuyển đổi thành hệ dung dịch ức chế sét Ultradril, tỷ trọng dung dịch cuối cùng là 10,2ppg.

Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch: Tiến hành khoan từ chân ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch, dung dịch sử dụng là Ultradril, tỷ trọng dung dịch ban đầu là 10,4ppg. Khoan tới 2.778m, bắt đầu vào tập D và vào đoạn có áp suất cao, tỷ trọng dung dịch được tăng từ 10,4 - 11,9ppg. Sau khi vừa khoan vừa tăng tỷ trọng dung dịch lên 11,9ppg tại 2.778m, nhận thấy moment xoắn tăng cao, đội khoan đã kéo và thu hồi một cần dựng (28m), sau đó kết nối lại với đầu xoay (Top Driver) để tiến hành doa giếng thì phát hiện cần khoan bị kẹt. Qua các dấu hiệu trên cho thấy, đó là kẹt mút (differential sticking). Tiến hành các biện pháp cứu kẹt không thành công, nhà điều hành quyết định tháo trái cần khoan, đổ cầu xi măng và tiến hành khoan thân giếng nhánh (sidetrack). Thân 12 $\frac{1}{4}$ inch mới được khoan và ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch được đặt tại đỉnh của tập D [1].

Công đoạn 8 $\frac{1}{2}$ inch bắt đầu từ chân ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch tại đỉnh tập D, khoan qua tập D, E (trên và dưới) tới đỉnh tầng móng granite tại khoảng 4250mMD/3735mTVD. Thực tế thi công khoan công đoạn này gặp khá nhiều phức tạp, đặc biệt là trong tập D: có rất nhiều điểm bó hẹp, cần khoan kẹt nhẹ, đất đá sập lở (caving và sloughing) mạnh. Tỷ trọng dung dịch khoan đã tăng lên 12,5ppg đến 12,8ppg trước khi thả bộ cắt mẫu lõi. Trong quá trình thả địa vật lý giếng khoan gặp khá nhiều điểm bó hẹp, treo bộ thiết bị... Nhìn chung công đoạn 8 $\frac{1}{2}$ inch hoàn thành nhiệm vụ là chống được ống 7 inch như kế hoạch, tuy nhiên thời gian thi công kéo dài do các phức tạp của hệ tầng mang lại.

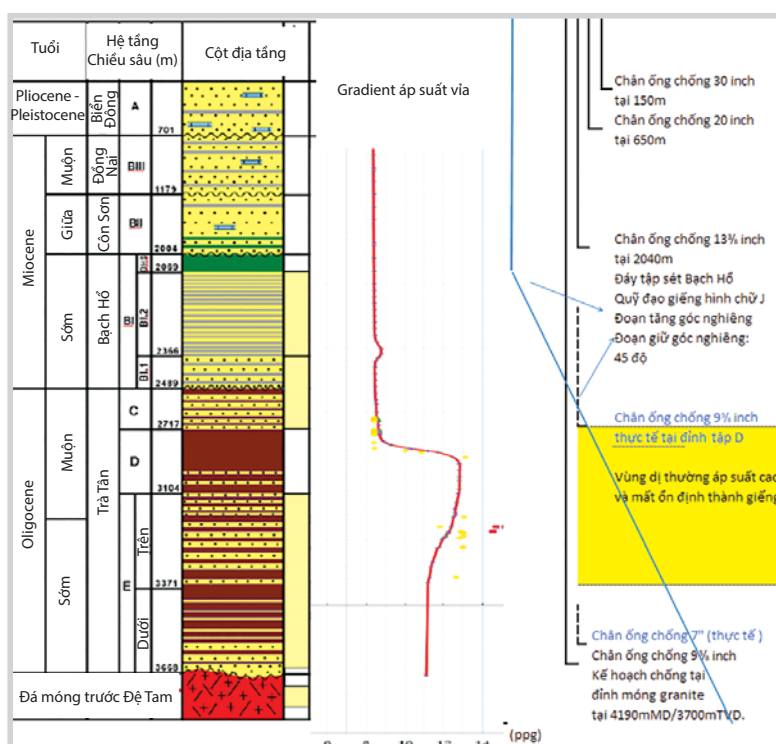
Công đoạn 6 inch khoan vào tầng đá móng granite, đến chiều sâu cuối cùng tại 4.545mMD/3.900mTVD.

Như vậy, do sự cố kẹt cần và khoan thân 12¼ inch mới, cấu trúc của giếng này thay đổi so với thiết kế: ống 9½ inch chống ở đỉnh tập D, khoan 8½ inch qua tập D, E và chống ống 7 inch tại đỉnh của tầng đá móng granite, công đoạn 6 inch khoan vào tầng đá móng granite.

Phân tích nguyên nhân các phức tạp, sự cố:

- Cột cần khoan 12¼ inch bị kẹt nút trong các tầng cát của tập C. Nguyên nhân là do chênh áp quá lớn giữa áp suất vỉa và áp suất thủy tĩnh của dung dịch khoan. Cụ thể là trong kéo dài từ chân ống chống 13½ inch tới đỉnh tập D (Hình 3), dài khoảng 700m có áp suất vỉa khoảng 8,33ppg, trong khi để khoan qua vùng áp suất cao ở đáy tập D và tập E sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng là 12,5 - 12,7ppg, chênh lệch khoảng 4,2ppg, tương đương với chênh áp khoảng 1.930psi tại đỉnh tập D. Như vậy, để khoan hết công đoạn 12¼ inch thì cần khoan trong vùng áp suất thấp này, cột cần khoan luôn ở trong trạng thái nguy hiểm bởi kẹt nút. Điều này tiềm ẩn nguy cơ sự cố, kẹt cần rất cao [3].

- Quá trình tăng tỷ trọng dung dịch khoan quá nhanh trong một thời gian ngắn gây sốc về chênh áp, làm gia tăng khả năng kẹt nút. Thực tế cho thấy trong thời gian khoảng 4 giờ, tỷ trọng dung dịch đã tăng từ 10,4ppg lên tới 11,9ppg (1,5ppg/4 giờ). Thông thường dung dịch khoan được chỉ định tăng rất chậm và theo bậc thang 0,2ppg nhằm có đủ thời gian để tạo vỏ bùn chắc chắn trên thành giếng khoan, giảm nguy cơ kẹt cần và mất dung dịch [1].



Hình 3. Cấu trúc thiết kế và thực tế sau khi thi công giếng T-2 [1]

- Với chênh áp khoảng 1.700 - 1.950psi trong vùng có áp suất vỉa thấp trong suốt quá trình khoan công đoạn 12¼ inch thì nguy cơ mất dung dịch xảy ra tại vùng này rất cao [4].

- Đất đá mất ổn định hơn, tăng lên khi góc nghiêng tăng. Công đoạn này có góc nghiêng 45 độ đã cho thấy sự mất ổn định thành giếng hơn nhiều so với cùng công đoạn ở giếng trước.

- Trong điều kiện chênh áp cao, độ nghiêng thân giếng cao, cần khoan có xu hướng áp sát vào bên dưới thành giếng khoan làm cho nguy cơ kẹt nút tăng cao.

Có thể thấy giếng T-1 và T-2 có cùng cấu trúc giếng, cùng đặc điểm địa chất địa tầng nhưng do giếng T-2 có góc nghiêng lớn (45 độ) nên phức tạp, sự cố cao hơn nhiều, cụ thể là kẹt cần trong công đoạn 12¼ inch trong tập C và mất ổn định thành giếng khoan trong công đoạn 8½ inch, ở tập D và E. Do vậy, với cấu trúc giếng T-2 khó có thể thành công ở giếng tiếp theo, song nhà điều hành đã tìm ra giải pháp kỹ thuật để khắc phục và áp dụng thành công cho giếng khoan tiếp theo.

4.3. Đề xuất giải pháp kỹ thuật

Sau khi phân tích các sự cố, giải pháp được đề nghị là kéo dài công đoạn 16 inch xuống tới hết đoạn áp suất thấp, qua tập C tới đỉnh tập D nhằm ngăn cách các vùng áp suất thấp với vùng áp suất cao khi khoan công đoạn 12¼ inch qua tập D và E. Theo đó, chân ống chống 20 inch cũng được kéo xuống hơn nhằm đáp ứng yêu cầu về kiểm soát giếng. Đồng thời, chất lượng dung dịch, hóa phẩm cần được kiểm tra khắt khe hơn trong các đoạn có chênh áp cao; cụ thể, yêu cầu đối với độ thoát nước là dưới 30cc/30 phút, chiều dày vỏ bùn là dưới 1/32 inch. Giải pháp kỹ thuật này đã được áp dụng thành công cho giếng tiếp theo của cấu tạo này. Quỹ đạo giếng khoan cũng cần được xem xét lại mục tiêu là vừa đáp ứng được yêu cầu địa chất vừa giảm tối đa góc nghiêng để giảm thiểu hiện tượng mất ổn định thành giếng, gây kẹt cần.

4.4. Áp dụng giải pháp kỹ thuật đã đề xuất cho giếng T-3

Giải pháp kỹ thuật đề xuất ở trên được đề nghị với giếng T-3. Với địa chất, địa tầng, áp suất, nhiệt độ như trên và theo yêu cầu thăm dò đối tượng ở tập E và tầng đá móng granite, giếng khoan T-3 được thiết kế quỹ đạo hình chữ J, có đoạn tăng góc và giữ góc lên tới 25 độ. Thực tế thi công như sau:

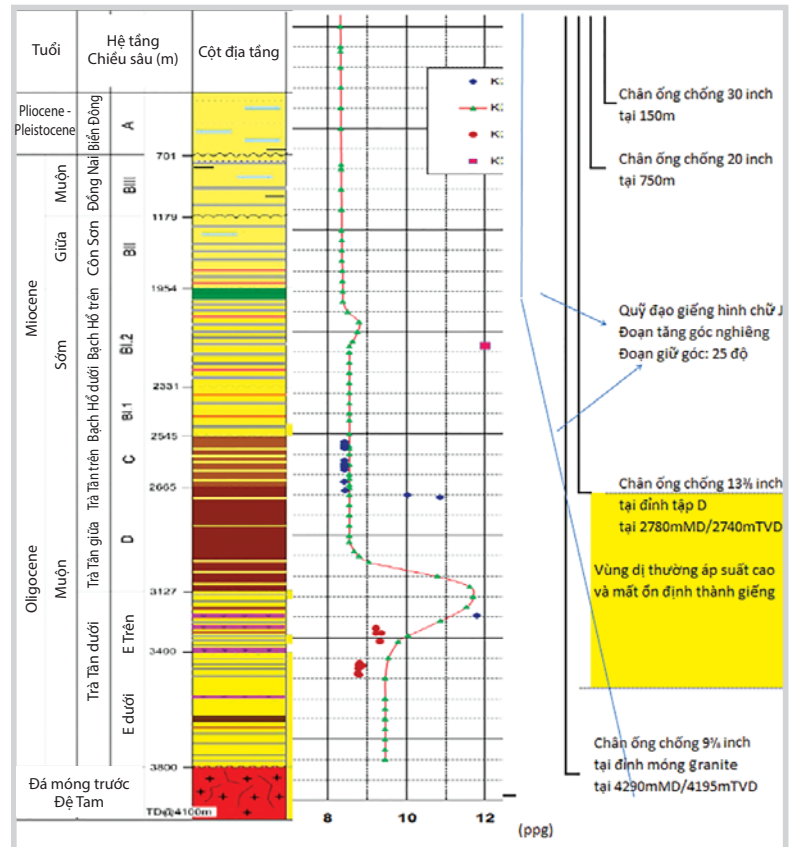
- Khoan công đoạn 16 inch thành công với thời gian hoàn thành là 6,5 ngày. Dung dịch khoan sử dụng nước biển, đổi sang hệ ức chế sét Ultradril tại 1.300m. Tỷ trọng dung dịch sau cùng, trước khi chống ống 13 $\frac{3}{8}$ inch là 10,5ppg. Ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch được chống lên đỉnh tập D và trám xi măng thành công.

- Khoan công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch thành công, không có sự cố, phức tạp gì đáng kể liên quan tới mất ổn định thành giếng khoan. Sử dụng dung dịch khoan ức chế sét Ultradril với tỷ trọng ban đầu là 10,6ppg, sau tăng dần lên tới 11,2ppg tại 3.671m. Trong quá trình doa đạo giếng khoan từ 3.671m lên tới chân ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch gặp một số điểm bó hẹp nhẹ. Tỷ trọng dung dịch được tăng dần lên 12,0ppg, rồi 12,5ppg tại 3.705m. Giếng khoan sau đó gặp sự cố mất dung dịch cục bộ, được cho là gây ra bởi các tập đá Magma xâm nhập nứt nẻ. Tiến hành xử lý mất dung dịch bằng đặt nút xi măng và tiếp tục khoan tới chiều sâu cuối cùng của công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch (section TD).

- Tiến hành thả thiết bị đo địa vật lý giếng khoan, quá trình thả gặp khá nhiều phức tạp gây kẹt, treo bộ thiết bị, nhưng chương trình đo địa vật lý giếng khoan đã thành công, không có sự cố đáng kể. Ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch được thả tới chiều sâu cuối cùng như kế hoạch và được trám xi măng thành công.

4.5. Phân tích nguyên nhân thành công và những hạn chế, tồn tại sau khi khoan xong giếng T-3

- Chân ống chống trung gian 13 $\frac{3}{8}$ inch đặt tại đỉnh của tập D, góp phần ngăn cách tầng áp suất cao ở tập E trên với các tầng áp



Hình 4. Cấu trúc thiết kế và thực tế sau khi thi công giếng T-3 [1]

suất thấp ở tập C và B, đồng thời việc đặt chân ống chống này sâu xuống gần 800m giúp giảm chiều dài cho công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch, rút ngắn thời gian thi công, giảm sự cố cho công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch.

- Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch khoan qua tập D có áp suất thấp, tập E trên có áp suất cao và tập E dưới có áp suất trung bình, điều này có nghĩa là ở hai vùng trong tập D và tập E dưới bị đặt trong tình trạng chênh lệch áp suất lớn, có rủi ro về kẹt cần. Tuy nhiên, có thể thấy tập D hoàn toàn là sét, hoặc nếu có thì rất ít các tập cát mỏng chặt sít vì vậy tiềm ẩn kẹt nút là thấp; còn trong đoạn thuộc tập E dưới thì chênh lệch tỷ trọng giữa áp suất vỉa và dung dịch khoan khoảng 2,5ppg, chênh lệch áp suất trong tập E dưới khoảng 1.430 - 1.600psi. Với giá trị này, trong đoạn tập E dưới, nơi có các tập cát sản phẩm vẫn có nguy cơ kẹt nút khá cao. Tuy nhiên, bằng các biện pháp phòng chống như: kiểm soát nghiêm ngặt độ thải nước của dung dịch (dưới 30cc/30 phút), kiểm soát chiều dày vỏ bùn (luôn dưới 1/32 inch), tăng tỷ trọng theo bậc thang 0,2ppg, giảm thiểu tối đa thời gian ngừng chuyển động cột cần khoan, công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch đã khoan tới chiều sâu cuối cùng thành công. Có thể giảm thiểu nguy cơ kẹt nút bằng các biện pháp thi công.

- Công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch đã khoan, chống ống thành công, tuy nhiên do đặc điểm thành hệ tập D dễ sập lở, ở tập E dưới có chênh áp cao nên đã gây khó khăn trong quá trình đo địa vật lý giếng khoan (gặp một điểm bị kẹt bộ đo địa vật lý giếng khoan và một số điểm bị treo, bó hẹp thành giếng). Có thể khắc phục hạn chế này bằng cách ngăn cách tập D và tập E trên bằng một ống chống trung gian, rồi khoan

vào tập sản phẩm E dưới bằng một cặp ống chống khai thác. Hoặc giữ nguyên một cặp ống chống từ tập D xuống đỉnh tầng đá móng granite, nhưng khoan bằng dung dịch gốc tổng hợp (SBM). Dung dịch SBM sẽ loại bỏ được nguy cơ kẹt cần trong khi khoan bằng dung dịch có tỷ trọng cao, chênh áp cao.

5. Đề xuất cấu trúc giếng cho cấu tạo T

Sau giếng T-3, chương trình phát triển xác định các giếng phát triển thuộc cấu tạo T có đối tượng khai thác thuộc tập E dưới hoặc/ và trong đá móng granite, công tác thiết kế cấu trúc giếng là vô cùng quan trọng, đảm bảo giếng khoan có thể khoan tới các đối tượng một cách an toàn, đảm bảo hiệu quả khai thác.

Như đã trình bày ở phần trên, đặc điểm nổi bật của cấu tạo T là có tập sét D dễ mất ổn định thành giếng, gây sập lở và tập E trên có áp suất cao trong các tập cát mỏng chặt sít không phải đối tượng khai thác. Theo lý thuyết thiết kế giếng bắt buộc phải ngăn cách các vùng gây sự cố, tức là tập D và E trên phải được ngăn cách với tập E dưới bằng một ống chống trung gian. Điều này hoàn toàn phù hợp với thực tế, khi mà khoan qua tập D và E trên phải dùng tỷ trọng dung dịch cao, tới 12,5 - 12,7ppg; trong khi đó áp suất vỉa ở tập E dưới lại thấp (9,5ppg) nếu khoan bằng tỷ trọng cao như vậy dễ gây kẹt cần, gây hư hại các vỉa dầu khí ở đây.

Trên cơ sở phân tích, đánh giá thành công và hạn chế về lựa chọn cấu

trúc giếng cho các giếng đã khoan, nhóm tác giả đề xuất sử dụng cấu trúc giếng cho các giếng phát triển, khai thác đối với cấu tạo T như sau:

5.1. Trường hợp giếng khoan có đối tượng ở tập E dưới và trong đá móng granite (Hình 5b)

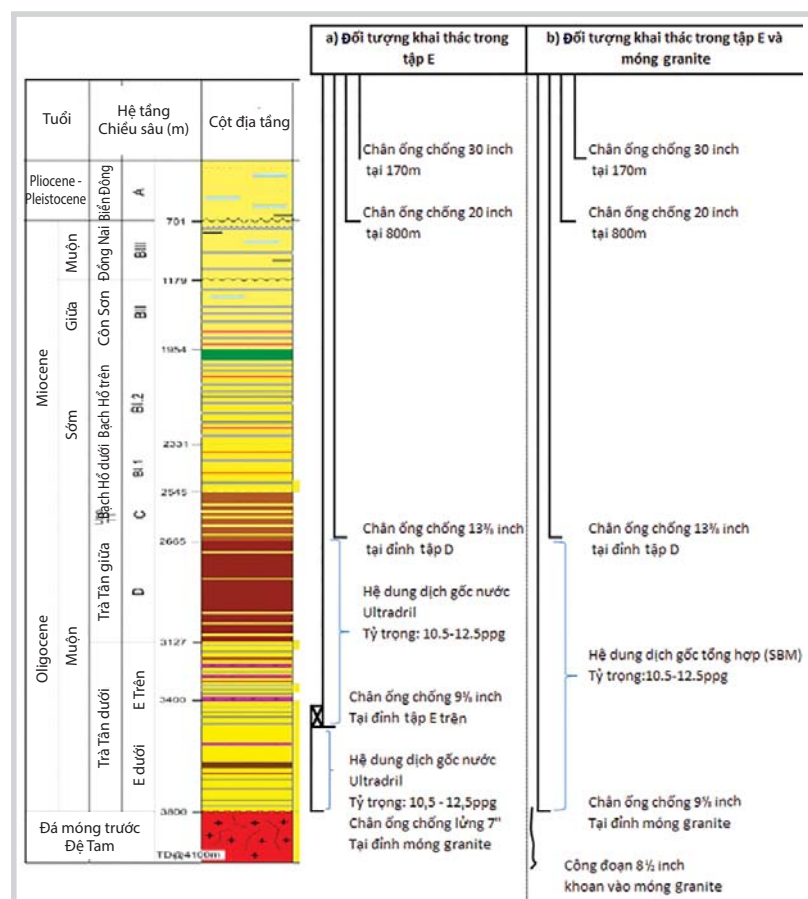
- Ống chống 30 inch và 20 inch chống tại khoảng +/- 160 và +/-800m;
- Ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch chống tại đỉnh tập D;
- Ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch - ống khai thác, chống tại đỉnh tầng móng;
- Công đoạn 8 $\frac{1}{2}$ inch khoan vào tầng móng.

Đối với cấu trúc giếng này, việc gộp tập D (dễ gây sập lở thành giếng), tập E trên (áp suất cao) và tập E dưới (áp suất thấp) làm cho chênh áp giữa dung dịch khoan và áp suất vỉa trong tập E dưới lớn. Để đảm bảo các vỉa sản phẩm được giữ gìn tốt, không bị hư hại do dung dịch xâm nhập sâu do chênh áp lớn và giảm thiểu nguy cơ kẹt cần khoan, hệ dung dịch SBM được đề nghị sử dụng cho công đoạn 12 $\frac{1}{4}$ inch.

5.2. Với các giếng có đối tượng khai thác chỉ ở tập E dưới (không khoan vào đá móng) (Hình 5a)

- Ống chống 30 inch và 20 inch chống tại khoảng +/- 160 và +/-800m;
- Ống chống 13 $\frac{3}{8}$ inch - ống chống trung gian #1, chống tại đỉnh tập D;
- Ống chống 9 $\frac{5}{8}$ inch - ống trung gian #2, chống tại đáy tập E trên, đỉnh tập E trên;
- Khoan 8 $\frac{1}{2}$ inch vào tập E dưới và chống ống khai thác 7 inch.

Trong cấu trúc giếng này, ống 9 $\frac{5}{8}$ inch được chống ở đáy tập E trên để cách ly địa tầng phức tạp D và E trên mà khi khoan cần dung dịch tỷ trọng cao; tập E dưới nơi có các vỉa sản phẩm sẽ được khoan bằng



Hình 5. Cấu trúc giếng đề xuất cho các giếng phát triển ở cấu tạo T

công đoạn 8½ inch với tỷ trọng dung dịch rất phù hợp (chênh áp ~0,5ppg), nhằm loại bỏ nguy cơ kẹt cần cũng như hư hại vỉa sản phẩm.

6. Kết luận

Giếng khoan T-3 đã được khoan thành công nhờ việc đánh giá sự thành công và rút kinh nghiệm về việc thiết kế, thi công, các phức tạp, sự cố của giếng khoan T-1 và T-2. Trên cơ sở rút kinh nghiệm từ giếng T-3 về công tác thiết kế cấu trúc giếng, nhóm tác giả đã đề xuất cấu trúc cho các giếng phát triển khai thác thuộc cấu tạo T và đề nghị áp dụng đề xuất này cho các giếng thuộc lô dầu khí lân cận của nhà điều hành.

Tài liệu tham khảo

1. PVEP POC Drilling Program, Geological Proposal, EOWR, Daily Reports of wells in T structure. 2015.
2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007.
3. Hussian Rabia. Well engineering and construction. 2014.
4. Halliburton. Casing seat training manual. 2014.
5. Geoff Downton. Systems modeling and design of Automated-Directional-Drilling systems. SPE Drilling & Completion. 2015; 30(3).

Well structure optimisation for "T" prospect in the southeast area of Cuu Long basin, offshore Vietnam

Nguyen Manh Tuan¹, Nguyen Duy Sam¹
Trieu Hung Truong²

¹Petrovietnam Domestic Exploration Production
Operating Company Limited (PVEP POC)

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: tuannm@pvep.com.vn

Summary

The paper listed and analysed the success as well as the typical complexities and failures encountered during the construction of wells T-1, T-2 and T-3 in T formation in the southeast area of Cuu Long basin, offshore Vietnam, which is managed by the Petrovietnam Domestic Exploration Production Operating Company Limited (PVEP POC). On that basis, the authors proposed remedial solutions and rationalised the structure for the wells in T formation. One of the proposed solutions is to adjust the depth of the 13¾ inch shoe casing to fit the geological formation. This solution has been applied successfully to wells in Cuu Long basin.

Key words: Casing design, wellbore stability, Bach Ho shale, D shale.