

CHÍNH XÁC HÓA DỰ BÁO NHIỆT ĐỘ THÀNH HỆ BẰNG CÁCH SỬ DỤNG DỮ LIỆU ĐỒNG HỒ ĐÁY Ở CÁC MỎ CÓ NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO HẢI THẠCH VÀ MỘC TINH BỂ NAM CÔN SƠN, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Vũ Đức Hòa, Khúc Hồng Giang, Hoàng Kỳ Sơn

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: hoavd@biendongpoc.vn

Tóm tắt

Nhiệt độ của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh trước đây được xác định dựa trên số liệu thử vỉa và/hoặc sử dụng kết quả đo nhiệt độ đáy giếng khoan hiệu chỉnh theo phương pháp Horner truyền thống, có sai số cao (nhiệt độ dao động khá lớn từ 157 - 187°C ở độ sâu 4.200mTVD).

Bài báo giới thiệu phương pháp xác định nhiệt độ thành hệ chính xác hơn bằng cách sử dụng dữ liệu đồng hồ đáy của các giếng khai thác, giúp giảm thiểu chi phí và rủi ro trong quá trình thi công giếng khoan và vận hành khai thác. Phương pháp mới này đã giúp chính xác hóa dự báo nhiệt độ thành hệ, giảm sai số đáng kể chỉ còn 6°C đối với mỏ Hải Thạch và 4°C đối với mỏ Mộc Tinh.

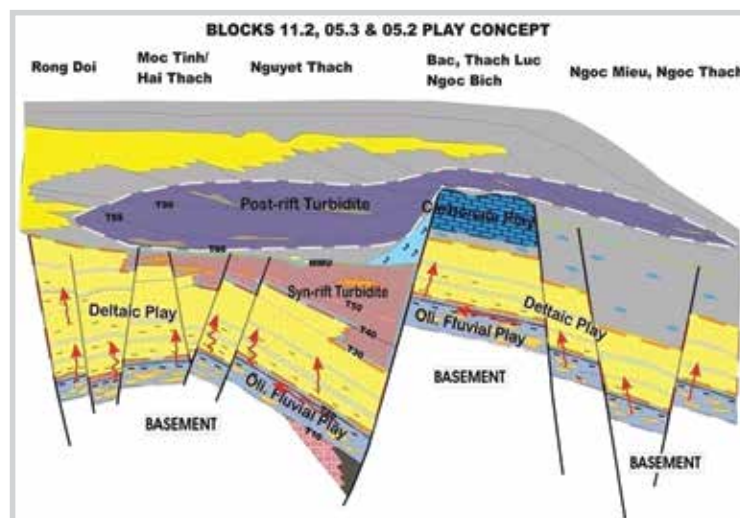
Từ khóa: Áp suất cao nhiệt độ cao, nhiệt độ thành hệ, đồng hồ đáy, nhiệt độ trong quá trình đóng giếng, nhiệt độ trong quá trình khai thác.

1. Giới thiệu

Bể trầm tích Nam Côn Sơn với diện tích khoảng 90.000km², có tiềm năng chủ yếu là khí, được hình thành qua 3 giai đoạn: trước tách giãn, đồng tách giãn và sau tách giãn (Hình 1). Giai đoạn trước tách giãn diễn ra trong khoảng thời gian từ Eocene muộn đến Oligocene sớm. Giai đoạn đồng tách giãn xảy ra trong thời kỳ Miocene giữa. Giai đoạn sau tách giãn được tính từ Miocene muộn cho đến nay.

Mỏ Hải Thạch nằm ở Lô 05-2 với chiều sâu mực nước biển khoảng 130 - 140m. Năm 1995, giếng khoan thăm dò đầu tiên 05-2-HT-AX đã được khoan trên khối nâng cấu tạo Hải Thạch. Sản phẩm khí ngưng tụ đã được phát hiện trong các tập vỉa cát xen kẹp có tuổi từ Miocene sớm đến Miocene muộn.

Mỏ Mộc Tinh nằm ở vị trí Lô 05-3 với chiều sâu mực nước biển khoảng 114 - 118m. Giếng khoan thăm dò đầu tiên 05-3-MT-AX (1993,



Hình 1. Địa chất khu vực bể trầm tích Nam Côn Sơn [1]

AEDC) đã khoan trên cấu tạo khép kín nằm phía Tây Bắc của mỏ Mộc Tinh. Sản phẩm khí ngưng tụ được phát hiện trong các tập turbidite tuổi Miocene muộn. Giếng khoan thăm dò 05-3-MT-BX (1995, AEDC) được khoan ngay trên cấu tạo triển vọng mỏ Mộc Tinh và sản phẩm khí ngưng tụ thu được nằm trong tập turbidite khác có tuổi Miocene muộn tương đồng.

Nhiệt độ thành hệ cao ảnh hưởng trực tiếp đến quá trình thiết kế giếng khoan và hoàn thiện giếng (như: giảm tuổi thọ của chòong khoan và các thiết bị đo trong khi khoan); đẩy nhanh hiện tượng ăn

mòn các thiết bị bề mặt, làm hư hỏng các thiết bị trong quá trình khai thác... Do đó, nhiệt độ thành hệ phải được xác định với mức độ chính xác nhất có thể để xây dựng biểu đồ gradient nhiệt độ phục vụ công tác khoan cũng như khai thác.

Một trong những phương pháp phổ biến nhất để xác định nhiệt độ thành hệ là sử dụng phương pháp Horner cho số liệu nhiệt độ dung dịch khoan trong khi dừng tuần hoàn giếng. Tuy nhiên, theo nghiên cứu của Dowdle và Cobb [2], phương pháp này luôn cho kết quả thấp hơn nhiệt độ thực của thành hệ. Dowdle và Cobb [2] cũng chứng minh rằng thời gian tuần hoàn giếng càng dài thì sai số càng lớn. Trong trường hợp thời gian dừng tuần hoàn giếng ngắn, Roux và các cộng sự [3] đã đề xuất sử dụng hệ số hiệu chỉnh thực nghiệm để tăng độ chính xác của phương pháp Horner. Hasan và Kabir [4] cũng đề xuất một số tinh chỉnh để tăng độ chính xác cho phương pháp Horner. Tuy nhiên, do đặc thù của công tác khoan giếng là phải tối đa hóa thời gian khoan và giảm thiểu thời gian dừng khoan để giảm chi phí nên các phương pháp kiểu Horner luôn cho nhiệt độ thành hệ ước tính thấp hơn nhiệt độ thực của thành hệ. Do đó nếu chỉ sử dụng các phương pháp này sẽ gây rủi ro cao trong khu vực có nhiệt độ cao áp suất cao như mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh.

Một phương pháp khác để xác định nhiệt độ thành hệ là sử dụng dữ liệu nhiệt độ của đồng hồ đáy trong quá trình đóng giếng khai thác. Phương pháp này có ưu điểm thời gian đóng giếng không phát sinh chi phí nhiều như khi dừng tuần hoàn giếng trong khi khoan. Tuy nhiên trong thực tế khai thác thường hạn chế đóng giếng nên nếu thời gian đóng giếng không đủ dài thì nhiệt độ ước tính bằng các phương pháp kiểu Horner cũng sẽ thấp hơn nhiệt độ thực của thành hệ.

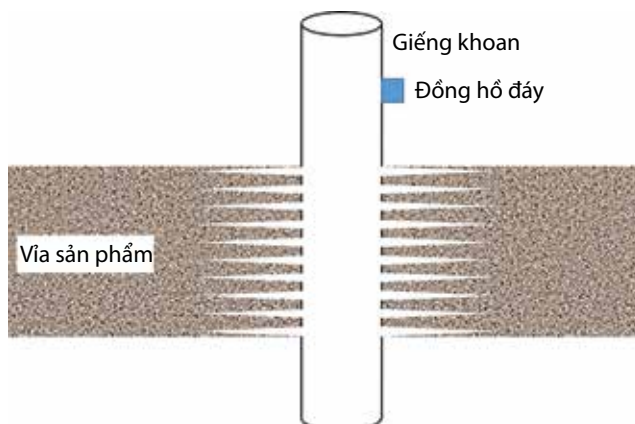
Đối với dự án Biển Đông 01, có 1 giếng đã khai thác cát sau khi bắn vỉa một số tập thăm dò nên phải đóng giếng trong thời gian hơn 3 tháng để nghiên cứu phương án xử lý tiếp theo. Do thời gian đóng giếng dài nên đã cho kết quả chính xác của nhiệt độ thành hệ tại độ sâu đồng hồ đáy. Nhóm tác giả đã thu được một đường cong chuẩn cho quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng. Bằng thực nghiệm đường cong chuẩn này rất phù hợp khi áp dụng vào các giếng khai thác khác trong cả 2 mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, có thể do đặc điểm địa chất cũng như thiết kế các giếng khoan tương đồng. Do đó đường cong giảm nhiệt độ chuẩn này đã được áp dụng cho dữ liệu đồng hồ đáy của các giếng khai thác ở mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh để ngoại suy nhiệt độ thành hệ trong khi đóng giếng.

Ngược lại với quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng, đồng hồ đáy sẽ cho số liệu nhiệt độ tăng dần khi mở giếng khai thác và nhiệt độ này sẽ tiệm cận với nhiệt độ vỉa khi lưu lượng đủ lớn và thời gian khai thác đủ dài. Do đó, một ưu điểm lớn của việc sử dụng số liệu đồng hồ đáy là có thể thu được số liệu nhiệt độ thành hệ cho hai độ sâu khác nhau (độ sâu đồng hồ đáy và độ sâu của vỉa). Nếu thời gian khai thác không đủ dài có thể sử dụng một số mô hình tương đối phức tạp như của Kashikar và Arnold [5] hay Duru và Horne [6] để xác định nhiệt độ vỉa. Tuy nhiên trong trường hợp của BIENDONG POC do đặc thù của khai thác khí nên có thể khai thác với cỡ van ổn định trong một thời gian dài để thu được nhiệt độ vỉa chính xác nhất.

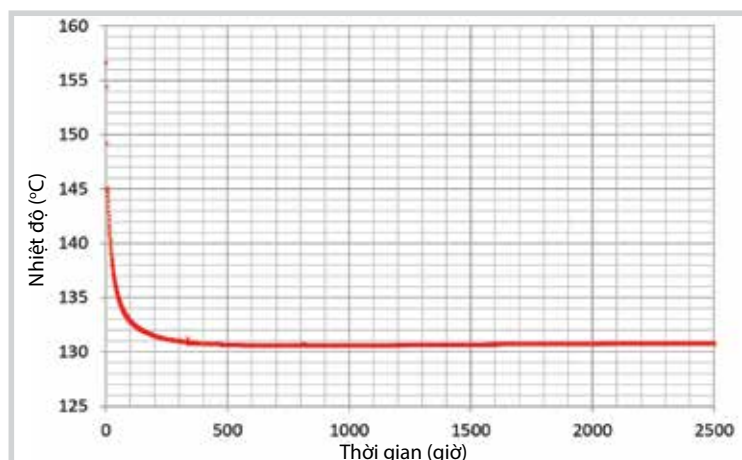
Trước khi áp dụng phương pháp mới, nhiệt độ thành hệ tính từ phương pháp Horner với số liệu đo nhiệt độ đáy giếng khoan của các giếng thăm dò là 157 - 187°C ở độ sâu 4.200mTVD. Sau khi áp dụng phương pháp mới cho các giếng khai thác đã giảm được sai số và nhiệt độ nằm trong khoảng 180 - 186°C cho mỏ Hải Thạch và 182 - 186°C cho mỏ Mộc Tinh ở cùng độ sâu 4.200mTVD. Việc đạt được giới hạn sai số khá nhỏ 4 - 6°C đã giúp tối ưu hóa các công tác khoan cũng như khai thác. Ngoài việc đề xuất phương pháp mới để chính xác hóa việc xác định nhiệt độ thành hệ thì các biểu đồ nhiệt độ với độ chính xác cao của Hải Thạch và Mộc Tinh có thể được dùng làm tài liệu tham khảo cho các giếng khoan của các khu vực lân cận trong bể Nam Côn Sơn.

2. Kết quả dự báo nhiệt độ thành hệ cho mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh

Nguyên lý của phương pháp trình bày trong bài báo này là xác định nhiệt độ dựa vào dữ liệu đồng hồ đáy thu được khi đóng và mở giếng khai thác. Thiết bị đo đồng hồ đáy được đặt tại vị trí trên khoảng bắn vỉa và được gắn cố



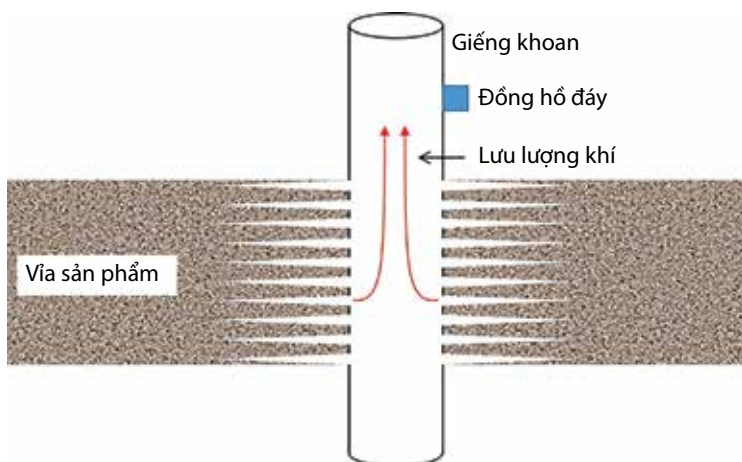
Hình 2. Minh họa của phương pháp đo khi đóng giếng



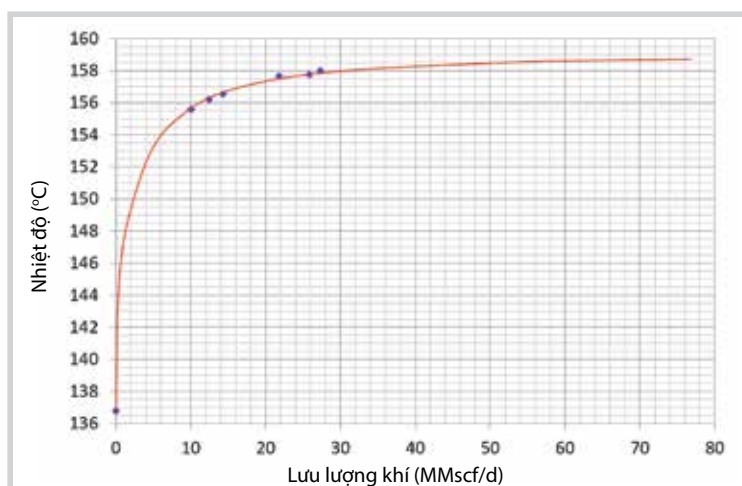
Hình 3. Nhiệt độ suy giảm theo thời gian khi đóng giếng 05-2-HT-E

Bảng 1. Nhiệt độ thành hệ trong khi đóng giếng

Giếng khai thác	Độ sâu đồng hồ đáy (mTVD)	Nhiệt độ thành hệ tại độ sâu của đồng hồ đáy (°C)
05-2-HT-G	2.675	124,6
05-2-HT-B	2.812	127,5
05-2-HT-A	2.844	134,5
05-2-HT-E	2.852	130,8
05-2-HT-F	2.872	134,0



Hình 4. Minh họa của phương pháp đo nhiệt độ khi khai thác

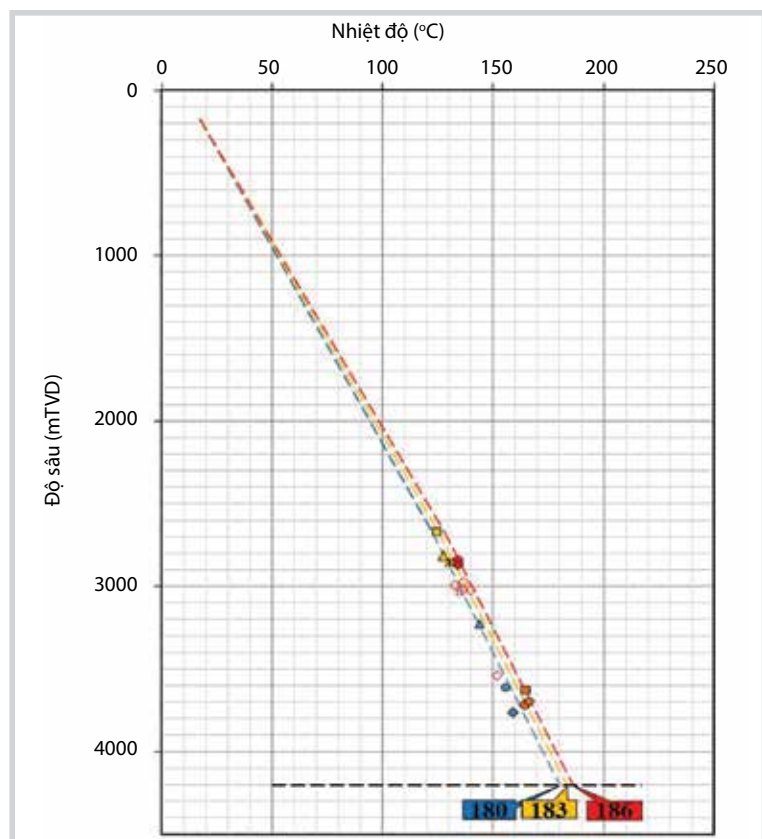


Hình 5. Nhiệt độ theo lưu lượng khí tại giếng khoan 05-2-HT-F

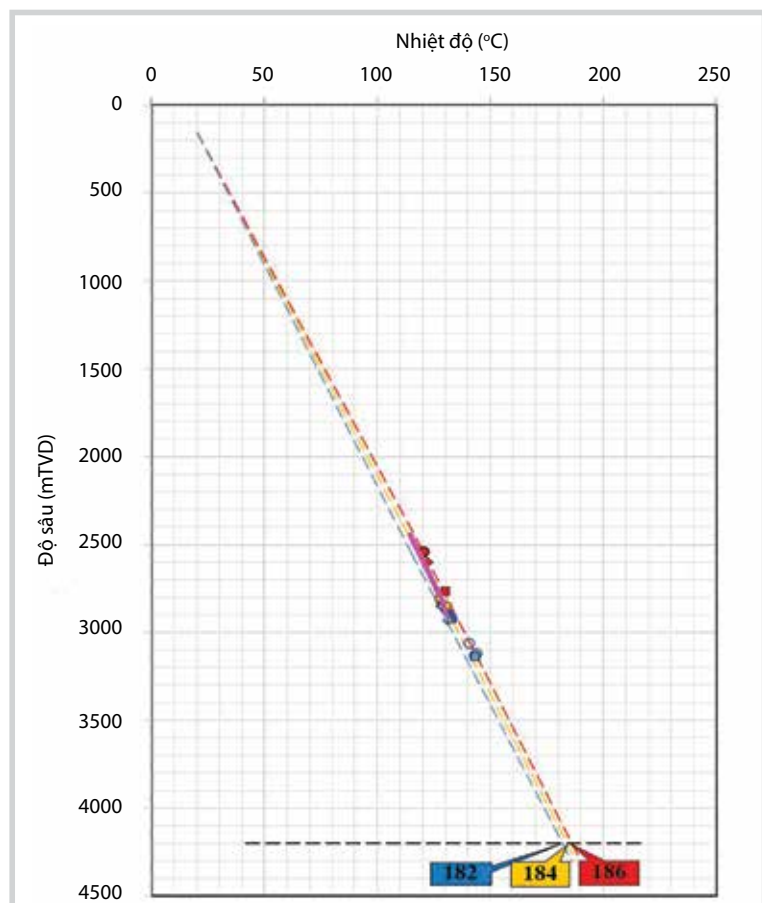
định vào ống khai thác (Hình 2). Khi đóng giếng nhiệt độ ghi nhận bởi đồng hồ đáy có xu hướng giảm dần và tiệm cận với giá trị nhiệt độ thực của thành hệ. Ngược lại, khi mở giếng, nhiệt độ đồng hồ đáy thay đổi khi lưu lượng khí khai thác thay đổi và tiệm cận với giá trị nhiệt độ vỉa khi lưu lượng khí khai thác đủ lớn. Xây dựng biểu đồ nhiệt độ dựa trên phương pháp này sẽ cho phép tính được gradient địa nhiệt của khu vực nghiên cứu để phục vụ cho công tác khoan và khai thác.

Giếng 05-2-HT-E có thời gian đóng giếng rất dài (khoảng hơn 3 tháng, Hình 3) nên giá trị nhiệt độ thành hệ tại độ sâu của đồng hồ đáy (130,8°C) là chính xác. Nhóm tác giả đã xác định được đường cong chuẩn cho quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng. Bằng thực nghiệm đường cong chuẩn này rất phù hợp khi áp dụng vào các giếng khoan khác trong mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, có thể do đặc điểm địa chất cũng như thiết kế các giếng khoan tương đồng. Do đó đường cong giảm nhiệt độ chuẩn của giếng 05-2-HT-E đã được áp dụng cho số liệu của tất cả các giếng khoan ở mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh để ngoại suy nhiệt độ thành hệ trong khi đóng giếng với kết quả thu được thể hiện trong Bảng 1.

Ngược lại với quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng, đồng hồ đáy sẽ cho số liệu nhiệt độ tăng dần khi mở giếng khai thác (Hình 4) và nhiệt độ này sẽ tiệm cận với nhiệt độ vỉa khi lưu lượng đủ lớn. Các cỡ van khác nhau sẽ có lưu lượng khí khác nhau, tương ứng với nhiệt độ ổn định đo được trên đồng hồ đáy khác nhau. Các giá trị nhiệt độ tương ứng với lưu lượng khí được minh họa cho giếng 05-2-HT-F thể hiện trên Hình 5. Bằng phương pháp thực nghiệm, đường cong chuẩn trong quá trình đóng giếng được kiểm chứng khá phù hợp với quy luật tăng nhiệt độ khi tăng lưu lượng khai thác, nên đường cong chuẩn này được dùng để ngoại suy và xác định giá trị nhiệt độ thực của vỉa. Bằng phương pháp này, nhiệt độ vỉa cho giếng 05-2-HT-F được xác định là 158,8°C (Hình 5). Phương pháp trên được áp dụng cho tất cả các giếng khai thác của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh.



Hình 6. Dự báo nhiệt độ cho mỏ Hả Thạch



Hình 7. Dự báo nhiệt độ cho mỏ Mộc Tinh và số liệu kiểm chứng (màu hồng và màu xanh da trời)

4. Kết luận

Phương pháp xác định nhiệt độ thành hệ bằng cách sử dụng đồng hồ đáy và dữ liệu khai thác là cách tiếp cận mới để dự báo nhiệt độ thành hệ chính xác hơn, giảm chi phí và rủi ro trong quá trình thi công giếng khoan, thu thập số liệu và vận hành khai thác. Trước khi áp dụng phương pháp mới, nhiệt độ của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh được ước tính dựa trên số liệu thử vỉa và số liệu nhiệt độ khi dừng tuần hoàn của các giếng thăm dò, dao động trong khoảng nhiệt độ khá lớn từ 157 - 187°C ở độ sâu 4.200mTVD. Sau khi áp dụng phương pháp mới, sai số nhiệt độ giảm đáng kể còn 6°C đối với mỏ Hải Thạch (Hình 6) và 4°C đối với mỏ Mộc Tinh (Hình 7). Từ các kết quả này, gradient nhiệt độ khu vực mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh được xác định vào khoảng 4°C/100m. Kết quả này đã được kiểm chứng là chính xác vì phù hợp với dữ liệu khảo sát nhiệt độ tại 2 giếng khoan 05-3-MT-C và 05-3-MT-G thực hiện năm 2018.

Tài liệu tham khảo

1. Son T.Nguyen, Son K.Hoang, Giang H.Khuc, Hung N.Tran. *Pore pressure and fracture gradient prediction for the challenging high pressure and high temperature well, Hai Thach field, block 05-2, Nam Con Son basin, offshore Vietnam, a case study.* SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia. 20 - 22 October, 2015.
2. W.L.Dowdle, W.M.Cobb. *Static formation temperature from well logs - an empirical method.* Journal of Petroleum Technology. 1975; 27(11): p. 1326 - 1330.
3. Brian Roux, Subir K.Sanyal, Susan L.Brown. *An improved approach to estimating true reservoir temperature from transient temperature data.* SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California. 9 - 11 April, 1980.
4. A.R.Hasan, C.S.Kabir. *Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation.* SPE Drilling & Completion. 1994; 9(1).

5. S.V.Kashikar, F.C.Arnold. *Determination of formation temperature from flow tests: A new solution*. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA. 7 - 9 April, 1991.

temperature transients and matching to permeant downhole gauge data for reservoir parameter estimation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 21 - 24 September, 2008.

6. Obinna Duru, Roland N.Horne. *Modeling reservoir*

IMPROVING FORMATION TEMPERATURE ESTIMATION USING PRODUCTION DOWNHOLE GAUGE DATA IN HAI THACH AND MOC TINH HIGH TEMPERATURE AND HIGH PRESSURE FIELDS, NAM CON SON BASIN, OFFSHORE VIETNAM

Vu Duc Hoa, Khuc Hong Giang, Hoang Ky Son

Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

Email: hoavd@biendongpoc.vn

Summary

Formation temperature in Hai Thach and Moc Tinh fields used to be estimated based on DST data and wireline logging data using the conventional Horner analysis method, resulting in large uncertainty (wide range of 157 - 187°C at 4,200mTVD). This paper introduces a more accurate method for formation temperature estimation using downhole gauge data, facilitating cost optimisation and risk reduction in drilling as well as production. The new method has significantly reduced the formation temperature uncertainty to only 6°C for Hai Thach field and 4°C for Moc Tinh field.

Key words: HTHP, formation temperature, downhole gauge, shut-in temperature, production temperature.