

XỬ LÝ HIỆN TƯỢNG NGUNG TỤ LỎNG, CHẢY NGƯỢC VÀ TÍCH TỤ LỎNG ĐỂ KHÔI PHỤC GIẾNG KHAI THÁC KHÍ TRONG ĐIỀU KIỆN GIÀN NHẹ BỊ HẠN CHẾ BỞI KẾT CẤU, TẢI TRỌNG CẦU VÀ KHÔNG GIAN THI CÔNG

Nguyễn Hoàng Đức, Nguyễn Hải An, Phùng Văn Hải, Đỗ Đình Phan

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: ducnh@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.07-02>

Tóm tắt

Hiện tượng ngưng tụ lỏng, chảy ngược và tích tụ lỏng ở đáy giếng khai thác do nước vỉa xâm nhập là nguyên nhân chính gây ra tình trạng suy giảm sản lượng ở các mỏ khí, thậm chí phải hủy giếng. Hiện tượng này chịu ảnh hưởng của các yếu tố như: các thông số thủy động lực học, cơ chế dòng chảy, quỹ đạo giếng, thành phần chất lưu vỉa hoặc sự thay đổi lưu lượng trong quá trình điều hành khai thác [1]. Việc đánh giá chính xác tác động của từng yếu tố trong các điều kiện cụ thể là cơ sở để tìm ra giải pháp khôi phục giếng khai thác khí cho dòng trở lại.

Bài báo phân tích, xác định nguyên nhân xuất hiện cột nước, áp dụng kết hợp các phương pháp tính toán để lựa chọn công nghệ, thiết kế thi công trong điều kiện giàn khai thác nhẹ bị hạn chế cả về kết cấu, tải trọng và không gian hoạt động. Giải pháp đã được áp dụng thành công cho giếng khai thác TB-1P, mỏ khí Thái Bình, ngoài khơi Việt Nam.

Từ khóa: Chảy ngược, tích tụ lỏng, khai thác khí, đạo hàm nhiệt độ, giàn nhẹ, ống mềm siêu nhỏ, mỏ Thái Bình.

1. Giới thiệu

Hiện tượng ngưng tụ lỏng và chảy ngược, tích tụ lỏng ở đáy giếng khai thác chịu ảnh hưởng của các yếu tố như: các thông số thủy động lực học thay đổi trong quá trình khai thác của giếng (như áp suất - nhiệt độ và lưu lượng), cơ chế dòng chảy (như sự chảy rối của dòng khí và lỏng), quỹ đạo giếng khai thác, thành phần chất lưu vỉa hoặc sự thay đổi lưu lượng trong quá trình điều hành khai thác [1 - 3]. Đây là hiện tượng thường xảy ra ở các mỏ khí trên thế giới cũng như một số mỏ ở Việt Nam (Hải Thạch, Thái Bình, Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây...). Việc đánh giá chính xác tác động của từng yếu tố trong các điều kiện cụ thể qua đó tìm ra giải pháp hiệu quả để khôi phục và đưa giếng khai thác cho dòng trở lại có ý nghĩa quan trọng trong việc đảm bảo sản lượng khai thác và hiệu quả kinh tế của dự án.

Mỏ khí Thái Bình (thuộc Lô 102, bể Sông Hồng do PCOSB điều hành) được đưa vào khai thác từ tháng 8/2015 với lưu lượng khai thác đỉnh theo thiết kế của mỏ là 20

triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày (MMscf/d) với 2 giếng đang hoạt động (TB-1P và TB-2P). Các giếng trên đều được khai thác gộp 2 tập vỉa 5 và 7 trong thành hệ cát kết Miocene. Do có trữ lượng thấp, số lượng giếng rất ít, nên mỏ Thái Bình được khai thác bằng giàn nhẹ 3 chân (Hình 1) với tải trọng chịu lực yếu và giới hạn nâng của cần cẩu tối đa 5 tấn. Điều này ảnh hưởng lớn đến việc triển khai các hoạt động thi công can thiệp giếng trong trường hợp xử lý các sự cố và sửa chữa giếng.



Hình 1. Giàn dầu giếng Thái Bình-A.



Ngày nhận bài: 30/5/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/5 - 16/6/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2022.



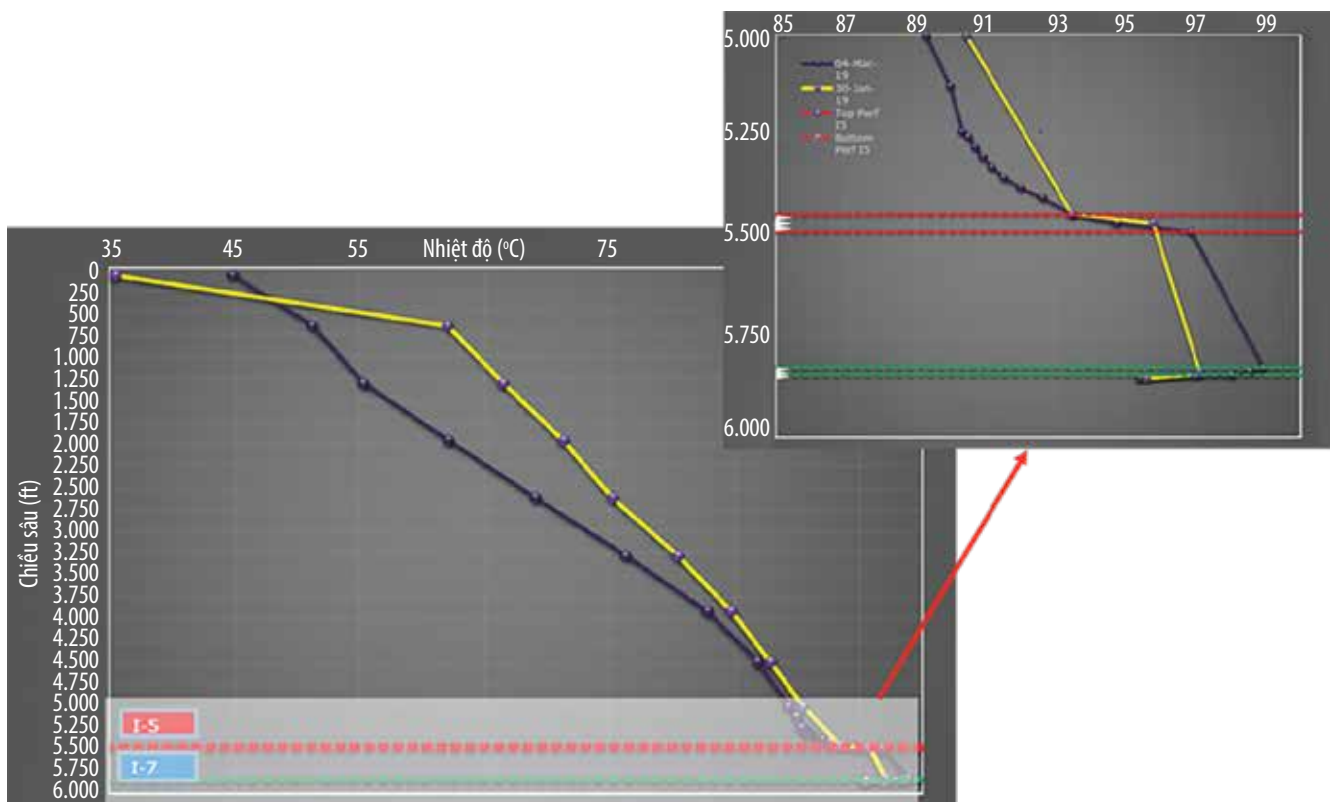
Hình 2. Kết quả phân tích gradient áp suất giếng TB-1P, mỏ Thái Bình.

Mỏ Thái Bình được đóng vào đầu năm 2019 để thực hiện khảo sát áp suất theo chương trình quản lý mỏ đã được phê duyệt. Sau khi kết thúc thời gian đóng mỏ, giếng TB-1P không cho dòng trở lại. Kết quả đo gradient áp suất cho thấy có cột chất lỏng trong lòng giếng, là nguyên nhân chính dẫn đến dòng khí từ các tập vỉa không chảy được vào giếng (Hình 2). Nhà điều hành đã thực hiện các giải pháp nhằm đưa giếng khai thác trở lại nhưng không hiệu quả. Với 1 giếng TB-2P hoạt động, lưu lượng khai thác khí của mỏ chỉ đạt 8 - 10 triệu ft^3 khí tiêu chuẩn/ngày thấp hơn 50% so với lưu lượng khai thác bình thường. Nếu không đưa được giếng TB-1P khai thác trở lại sẽ không đảm bảo sản lượng của mỏ cũng như hiệu quả kinh tế của dự án. Do đó, cần xác định nguyên nhân xuất hiện cột chất lỏng, từ đó tìm ra giải pháp hữu hiệu để khôi phục khai thác giếng TB-1P.

2. Khôi phục khai thác giếng khai thác khí TB-1P

2.1. Áp dụng quy luật biến thiên nhiệt độ, xác định nguyên nhân xuất hiện cột nước trong lòng giếng

Kết quả phân tích gradient áp suất và sóng âm cho thấy có sự tồn tại của cột chất lỏng trong



Hình 3. Kết quả phân tích nhiệt độ của giếng TB-1P, mỏ Thái Bình.

lòng giếng và chủ yếu là nước vỉa với gradient 0,418 psi/ft. Nếu chỉ dựa trên các tài liệu này, không thể xác định chính xác nguyên nhân và nguồn gốc sự xuất hiện của cột chất lỏng trong lòng giếng. Với các giếng đang khai thác thông thường (có dòng lên bề mặt), có thể thực hiện đo PLT để xác định nguyên nhân, vị trí xuất hiện của dòng nước. Với đặc thù giếng TB-1P không còn khả năng cho dòng lên bề mặt, giải pháp PLT thông thường không mang lại hiệu quả.

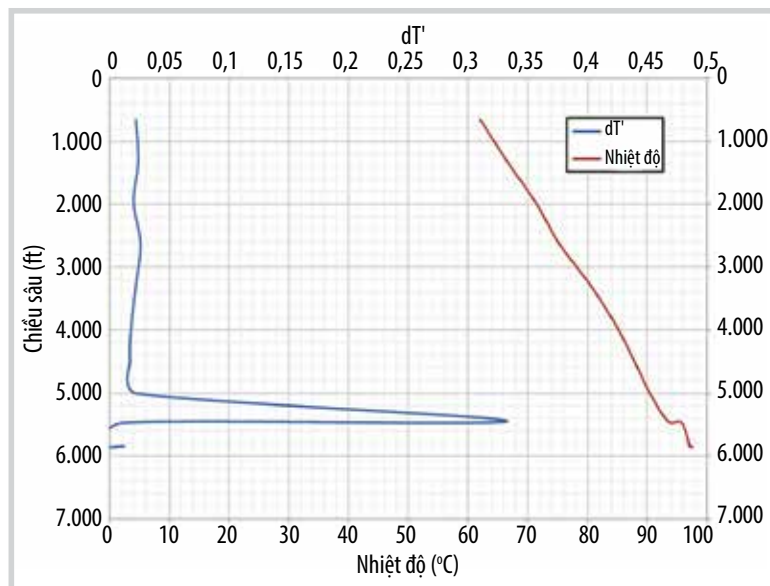
Để giải quyết vấn đề trên, nhóm tác giả đã dựa trên nguyên lý biến thiên nhiệt độ [2], áp dụng vào đánh giá số liệu nhiệt độ của giếng TB-1P, trong đó sử dụng kỹ thuật phân tích đạo hàm địa nhiệt:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -u \frac{\partial T}{\partial x} - v \frac{\partial T}{\partial y} - w \frac{\partial T}{\partial z} + \frac{dT}{dt} \quad (1)$$

Trong đó:

t: Thời gian (s);

x, y, z: Tọa độ theo các chiều x, y, z (ft);



Hình 4. Kết quả phân tích dT' - đạo hàm nhiệt độ giếng TB-1P, mỏ Thái Bình.

u, v, w: Vector đơn vị theo các trục x, y, z.

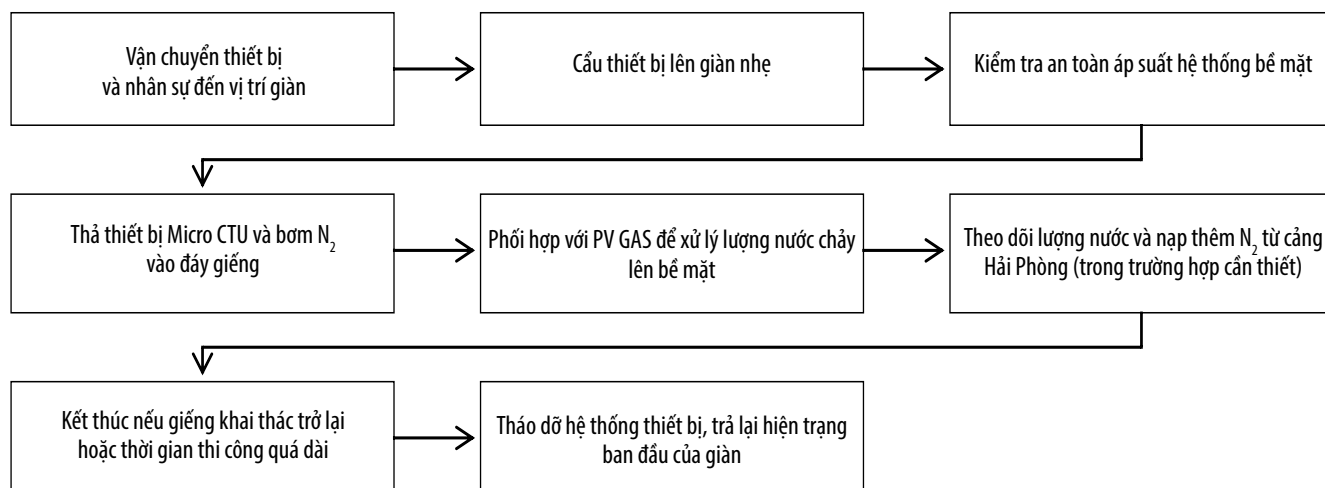
Hình 3 cho thấy dị thường xuất hiện ở khoảng bán vỉa tập 5 và tập 7 trên cơ sở biến đổi nhiệt độ, chứng tỏ đã có biến động dòng trong quá trình khai thác của giếng ở các vị trí này. Kết hợp với đường đạo hàm địa nhiệt (Hình 4), có thể xác định dòng nước vỉa chảy vào giếng từ khoảng mở của tập vỉa 7 và chảy chéo vào tập vỉa 5, gây ra hiện tượng bít nhét và cản trở dòng khí ở tập vỉa này.

Trên cơ sở xác định nguyên nhân xuất hiện nước từ vỉa 7 chảy ngược vào tập vỉa 5 gây ra hiện tượng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng và bít nhét dòng chảy ở tập vỉa này.

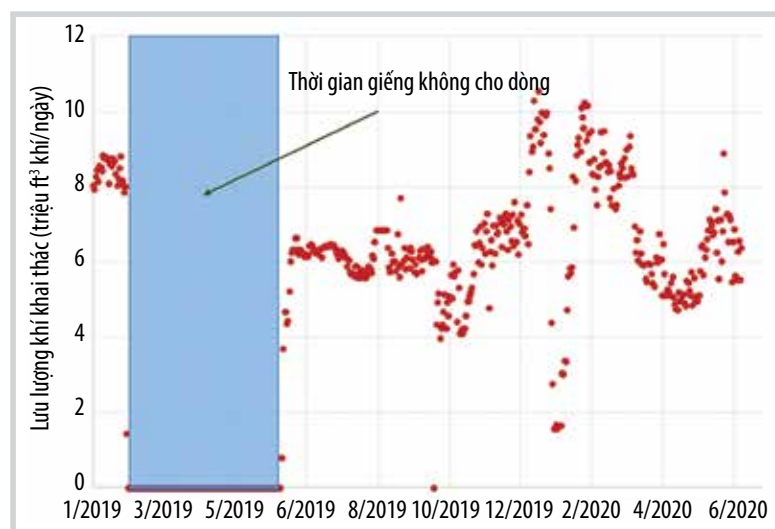
2.2. Kết hợp nghiên cứu cân bằng vật chất, phân tích khai thác và mô hình mô phỏng xác định lượng nước xâm nhập vào vỉa 5

Để khôi phục khai thác trở lại giếng khai thác khí TB-1P cần giải quyết 2 vấn đề: i) ngăn cách, cô lập khoảng mở vỉa của tập cát 7; ii) xử lý nhiễm bẩn, loại bỏ toàn bộ nước vùng cận đáy giếng ở vỉa 5 để phục hồi khả năng dòng khí chảy vào lòng giếng.

Vấn đề thứ nhất có thể giải quyết đơn giản bằng cách đổ cầu xi măng hoặc đặt nút ngăn cách (set plug). Vấn đề thứ 2 phụ thuộc vào khối lượng và khoảng cách xâm nhập vào trong vỉa của nước, do đó nhóm tác giả đã áp dụng kết hợp các phương pháp như: phân tích số liệu khai thác, tính toán cân bằng vật chất, xây dựng mô hình lòng giếng,



Hình 5. Phương án thi công gọi dòng giếng TB-1P bằng hệ thống ống mềm siêu nhỏ.



Hình 8. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng TB-1P, mỏ Thái Bình.

mô hình vỉa chứa; từ đó xác định lượng nước xâm nhập vào vỉa tối đa khoảng 300 m³, tương ứng với việc xâm nhập vào vỉa khoảng 5 - 7 m vùng cận đáy giếng.

2.3. Gọi dòng, tính toán thiết kế và triển khai thi công trong điều kiện hạn chế về tải trọng, kết cấu và không gian của giàn khai thác

Do mỏ Thái Bình là mỏ nhỏ, số lượng giếng ít nên về mặt hệ thống thiết bị, mỏ Thái Bình được khai thác bằng giàn nhẹ với các giới hạn cả về kết cấu không gian lẫn tải trọng chịu lực. Cấu trúc của giàn chỉ có thể cấu được tối đa 5 tấn, do đó không thể triển khai phương pháp truyền thống là dùng ống cuộn xoắn (coiled tubing) đặt trên giàn để thực hiện việc gọi dòng cho giếng. Sau khi tiến hành các nghiên cứu, việc sử dụng thiết bị hệ thống ống mềm siêu nhỏ (micro coiled tubing) để gọi dòng được đánh giá là giải pháp khả thi nhất [4]. Để triển khai được giải pháp này với điều kiện hạn chế của giàn Thái Bình, cần tính toán chính xác từng thông số như: lượng nitor cần thiết để rút 300 m³ nước từ vỉa 5, chuẩn bị thiết bị để xử lý lượng nước (300 m³) trên bề mặt đúng tiêu chuẩn trước khi xả thải. Phương án, tiến độ thi công được triển khai như Hình 5, 6.

2.4. Kết quả xử lý và động thái khai thác giếng TB-1P

Sau khi xử lý được lượng chất lỏng trong lòng giếng và gọi dòng thành công bằng phương pháp sử dụng hệ thống ống mềm siêu nhỏ, giếng TB-1P đã cho dòng trở lại. Kết quả phân tích số liệu khai thác cho thấy giếng TB-1P đã khôi phục dòng chảy tốt từ vỉa 5 với lưu lượng kỹ thuật cho phép khoảng 11,7 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày (Hình 7). Ngoài ra, giếng TB-1P duy trì ổn định động thái khai thác đến thời điểm hiện tại, góp phần đảm bảo điều tiết sản lượng khai thác mỏ khí Thái Bình theo nhu cầu tiêu thụ khí (Hình 8).

3. Kết luận

Trên cơ sở phân tích, xác định chính xác nguyên nhân xuất hiện cột nước, nhóm tác giả đã xử lý được lượng chất lỏng trong lòng giếng

và gọi dòng giếng TB-1P thành công bằng phương pháp sử dụng hệ thống ống mềm siêu nhỏ (micro coiled tubing) trong điều kiện giàn khai thác nhẹ bị hạn chế cả về kết cấu, tải trọng và không gian hoạt động. Hiệu quả của giải pháp này gồm:

- Nghiên cứu, lựa chọn được phương pháp hiệu quả để xác định phân bố khoảng cho dòng trong trường hợp dòng không lên được bề mặt bằng cách sử dụng kỹ thuật phân tích đạo hàm nhiệt độ.

- Đưa ra giải pháp phù hợp xử lý hiện tượng chảy ngược và tích tụ lỏng trong lòng giếng khai thác khí, là nguyên nhân gây mất dòng chủ yếu ở các giếng khai thác khí có hiện tượng nước xâm nhập.

- Tối ưu thi công trong điều kiện giàn nhẹ, bị giới hạn bởi kết cấu tải trọng cũng như không gian thi công.

- Khôi phục và đưa giếng TB-1P vào khai thác trở lại an toàn, ổn định với lưu lượng kỹ thuật cho phép khoảng 11,7 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày.

- Giúp đảm bảo mỏ Thái Bình vẫn duy trì hoạt động đáp ứng cung cấp khí phù hợp trong thời gian nhu cầu khí thấp hơn thiết kế đồng thời cần thực hiện đóng/bảo dưỡng/can thiệp giếng TB-2P.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Minh Quý, Ngô Hữu Hải, Đặng Anh Tuấn, Trần Vũ Tùng, Hoàng Long, Phạm Trường Giang, và Lê Thị Thu Hương, "Nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng và dự báo quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra trong giếng khai thác ở mỏ khí condensate", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 29 - 40, 2019.

[2] R.G. Turner, M.G. Hubbard, and A.E. Dukler, "Analysis and prediction of minimum flow rate for continuous removal of liquids from gas wells", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 21, No. 11, pp. 1475 - 1482, 1969. DOI: 10.2118/2198-PA.

[3] D. Sui, T. Horpestad, and E. Wiktoriski, "Comprehensive modeling for temperature distributions of production and geothermal",

Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 167, pp. 426 - 466, 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.060.

[4] Lance Portman, "New technologies allow small coiled tubing to complete the work formerly reserved

for large coiled tubing units", *SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, Houston, Texas, 23 - 24 March 2004*. DOI: 10.2118/89600-MS.

SOLVING LIQUID LOADING TO RESTORE GAS WELL IN A PLATFORM OF LIMITED CONDITIONS

Nguyen Hoang Duc, Nguyen Hai An, Phung Van Hai, Do Dinh Phan

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: ducnh@pvep.com.vn

Summary

Liquid loading in gas wells is one of the main causes of production decline, and, if not diagnosed in time, can cease the wells. The phenomenon is influenced by various factors, such as hydrodynamic parameters, flow regime, well trajectory, properties of reservoir fluids or production rates during operation [1]. Accurate assessment of the impact of each factor in specific conditions is critical to find solutions to restore the well and bring back the production flow.

In the paper, the authors analysed to determine the cause of water column appearance, applied a combined calculation technique to deliver a technological solution and construction design for a platform that is limited in structure, load and operating space. The solution has been successfully applied to production well TB-1P, Thai Binh gas field, offshore Vietnam.

Key words: Cross flow, liquid loading, gas production, temperature derivative, small platform, micro coiled tubing.