

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ CÁC GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU ẢNH HƯỞNG CỦA HIỆN TƯỢNG NGƯNG TỤ LỒNG VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG NHẪM GIA TĂNG HIỆU QUẢ KHAI THÁC CÁC GIẾNG MỎ HẢI THẠCH

Nguyễn Minh Quý, Phạm Trường Giang, Lê Vũ Quân, Hoàng Long
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: quynm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ khí - condensate Hải Thạch (Lô 05-2, bể Nam Côn Sơn) có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ và áp suất cao. Trong quá trình khai thác, sản lượng khí bị sụt giảm do hiện tượng ngưng tụ lỏng vùng cận đáy giếng. Để giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng này, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình mô phỏng toàn mỏ dựa trên mô hình địa chất hiện có và các kết quả phân tích đá chứa, chất lưu mới nhất; từ đó đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật nhằm cải thiện hệ số sản phẩm, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ Hải Thạch.

Từ khóa: Ngưng tụ lỏng, áp suất ngưng tụ, mô hình cận đáy giếng, mô hình mô phỏng.

1. Đặt vấn đề

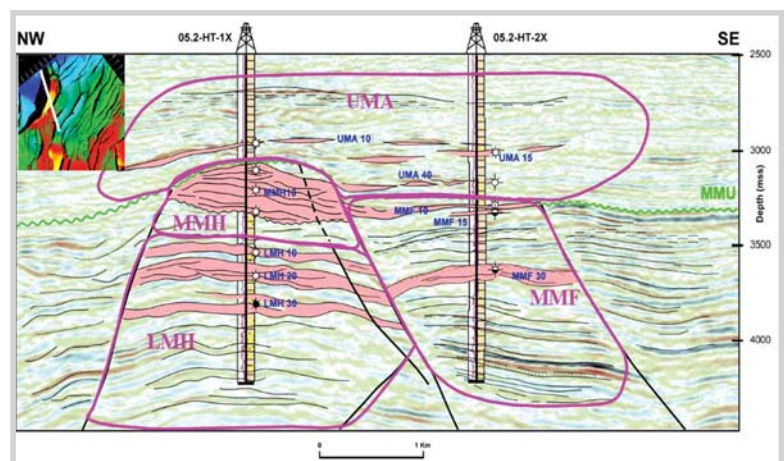
Trong quá trình khai thác mỏ khí, áp suất vỉa giảm dần. Khi giảm đến áp suất bão hòa (còn gọi là áp suất ngưng tụ hay điểm sương - dew point pressure), các cấu tử nặng trong lưu chất sẽ bắt đầu ngưng tụ, mức độ càng tăng khi áp suất giảm nhiều. Với sự có mặt của pha lỏng, độ thấm đối với pha khí giảm nhanh. Khi độ bão hòa condensate thấp hơn bão hòa lỏng tới hạn, pha lỏng không di chuyển được và tích tụ tại vỉa gây cản trở dòng khí chảy vào giếng. Quá trình ngưng tụ lỏng ảnh hưởng trực tiếp tới động thái khai thác, cụ thể là giảm lưu lượng khí [1]; ngoài ra, do mất thành phần nặng trong vỉa, dòng sản phẩm khai thác được sẽ giảm giá trị [2].

Mỏ Hải Thạch có điều kiện địa chất phức tạp, nhiệt độ và áp suất cao. Đối tượng chứa chính của mỏ Hải Thạch có tuổi từ Miocene giữa đến Miocene muộn. Cấu trúc vỉa chứa phức tạp, được chia thành 3 khối chính với nhiều tập cát xen kẹp (Hình 1). Tính chất đá chứa có sự thay đổi khá lớn giữa các tập cũng như theo diện trong phạm vi mỏ dẫn đến quá trình ngưng tụ lỏng tại khu vực cận đáy giếng.

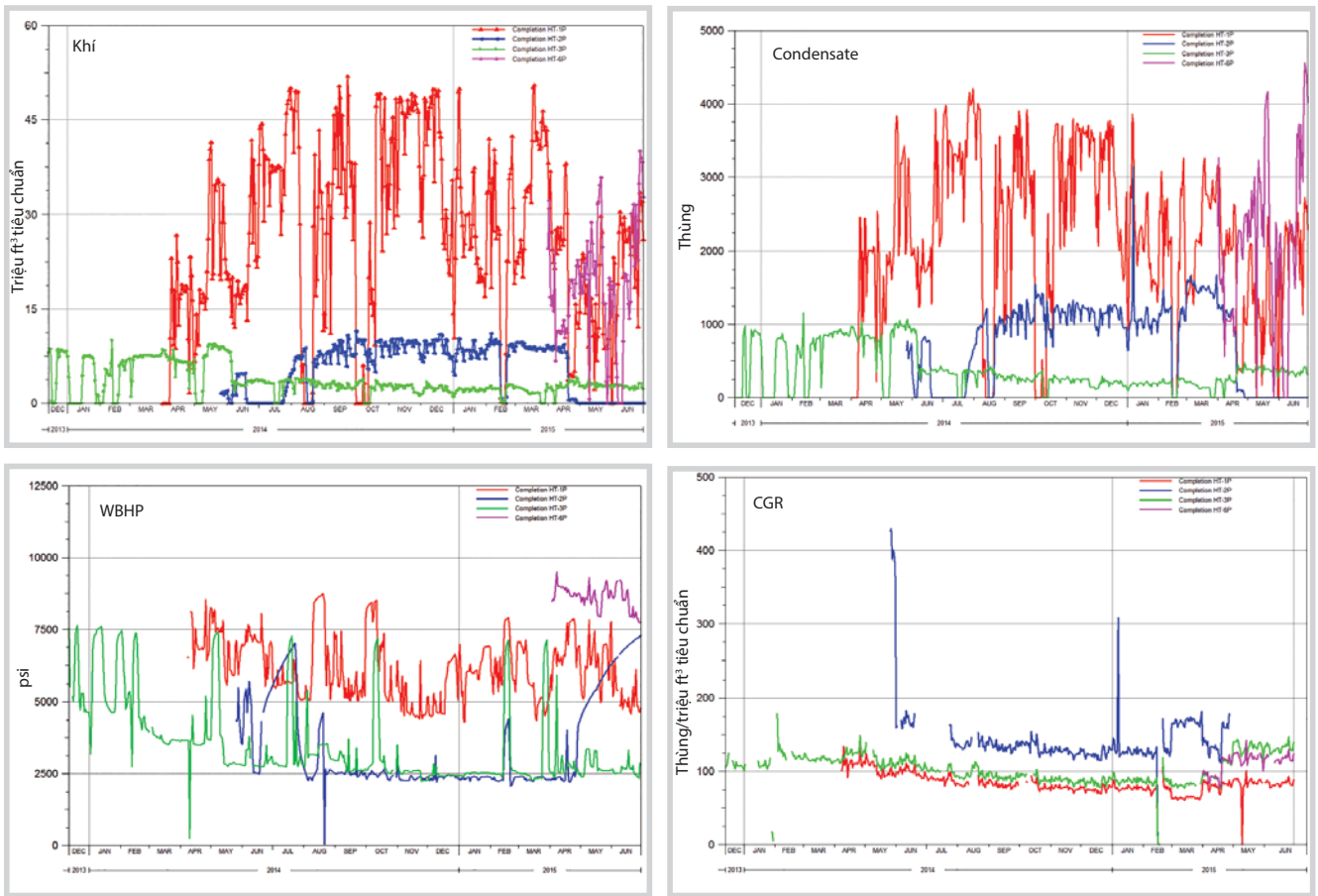
Theo các báo cáo sản xuất của nhà thầu, tính đến hết tháng 6/2015, đã có 5 giếng khai thác được khoan tại khu vực mỏ, lưu lượng khai thác trung bình giếng đạt khoảng 20 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày. Động thái khai thác

của từng giếng có sự khác biệt rất lớn (Hình 2 và 3). Lưu lượng khí thay đổi từ 3 - 50 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày, tỷ số lỏng - khí thay đổi từ 60 - 180 thùng/triệu ft³ tiêu chuẩn. Kết quả phân tích lưu lượng dòng và đồ thị áp suất đáy giếng cho thấy áp suất đáy các giếng đều giảm xuống thấp hơn so với áp suất bão hòa. Có thể dự báo hiện tượng ngưng tụ lỏng xuất hiện ở các giếng đang khai thác. Tuy nhiên, do chất lượng đá chứa tại các khu vực giếng có sự biến đổi tương đối lớn nên mức độ cũng như ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hiệu quả khai thác của các giếng cũng khác nhau. Các giếng HT-2P và HT-3P chịu ảnh hưởng lớn nhất của hiện tượng ngưng tụ condensate. Giếng HT-3P đang khai thác với hệ số sản phẩm thấp và tốc độ suy giảm nhanh.

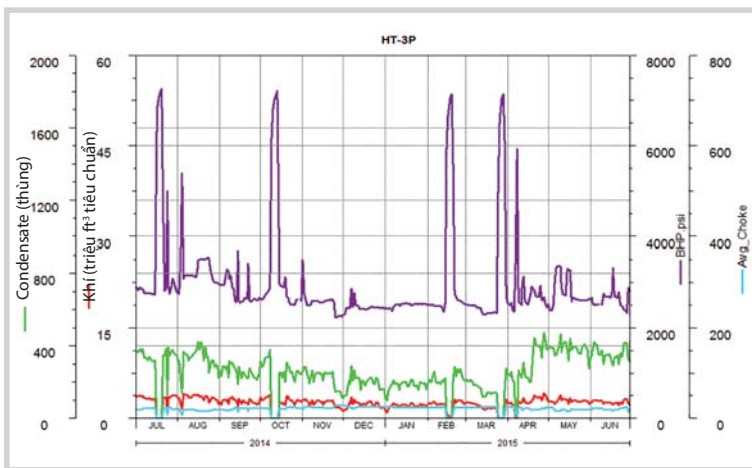
Hiện tại chưa có nghiên cứu hoàn chỉnh nào về hiện tượng ngưng tụ lỏng và các giải pháp khắc phục. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả dựa trên mô hình địa chất hiện có và các kết quả phân tích đá chứa, chất lưu mới nhất xây dựng mô hình mô phỏng thành phần toàn mỏ (full field compositional model) nhằm đánh giá các giải pháp công



Hình 1. Cấu trúc vỉa chứa mỏ Hải Thạch



Hình 2. Biểu đồ động thái khai thác các giếng mỏ Hải Thạch



Hình 3. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng HT-3P

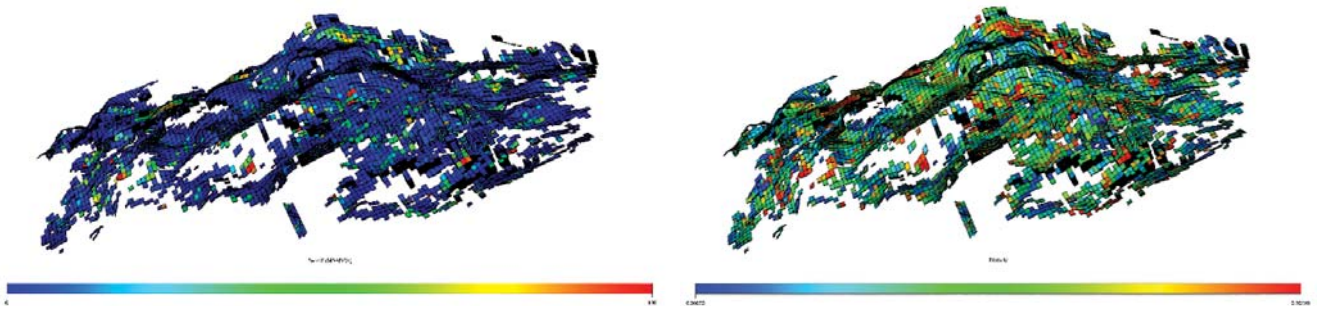
Bảng 1. Thông số mô hình mô phỏng toàn mỏ Hải Thạch

Thông số	Giá trị
Cấu trúc ô lưới (X-Y-Z)	196 x 161 x 85
Kích thước ô lưới	200 x 200 x 30ft
Số ô lưới hoạt động	241.591
Độ thấm trung bình	35,7mD
Độ rỗng trung bình	15%
Số giếng hoạt động	4

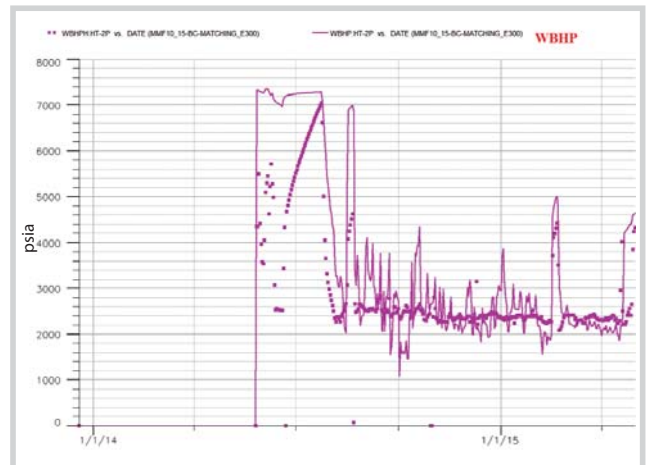
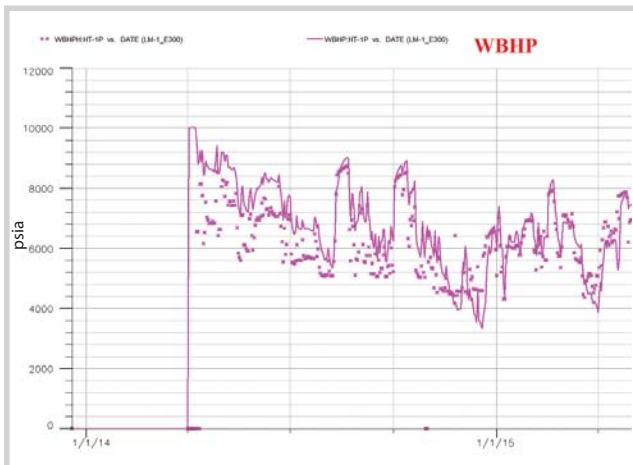
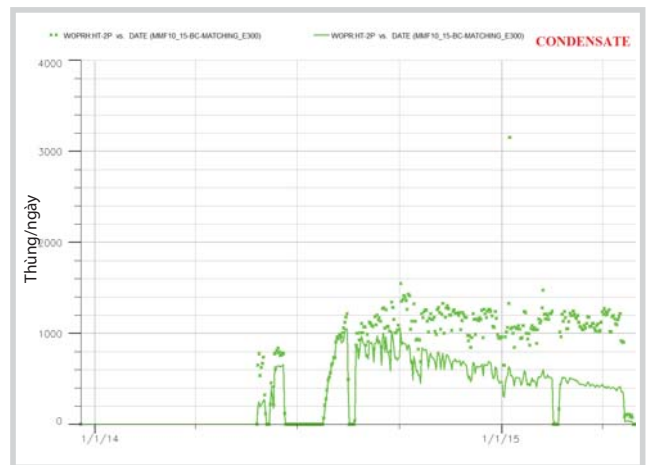
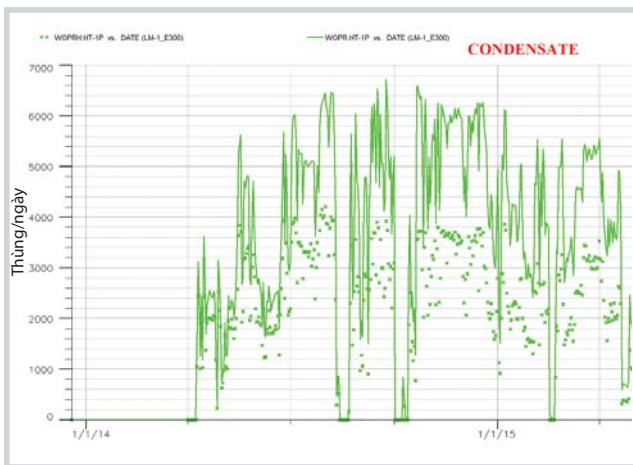
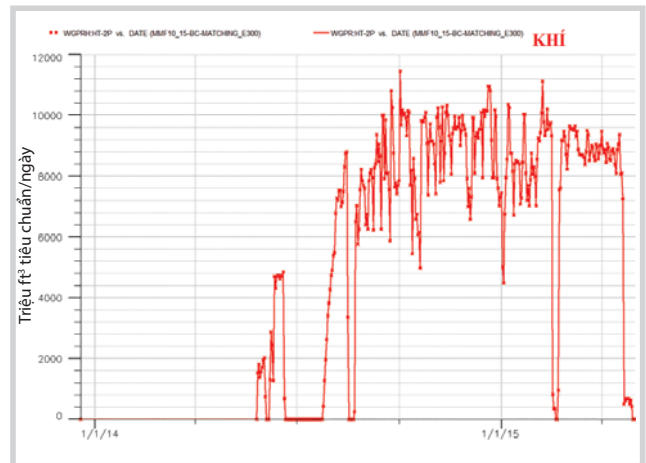
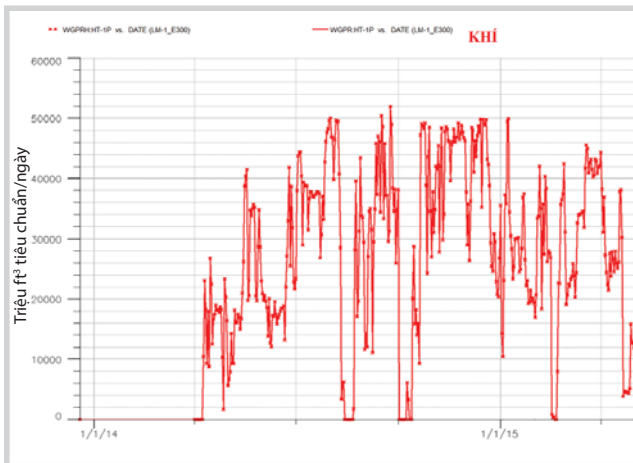
nghe kỹ thuật với mục tiêu giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong vỉa, góp phần cải thiện hệ số sản phẩm cũng như hiệu quả khai thác mỏ Hải Thạch.

2. Xây dựng mô hình mô phỏng khai thác mỏ Hải Thạch

Mô hình mô phỏng cho toàn mỏ Hải Thạch được xây dựng và phân tích dựa trên mô hình địa chất 3D và các thông số công nghệ mô gồm: tính chất đá chứa, chất lưu, đường cong thấm pha và lịch sử làm việc của các giếng khai thác. Mô hình thủy động lực được xây dựng trên phần mềm Eclipse E300, dạng mô phỏng đa thành phần (compositional modelling), với cấu trúc ô lưới được giữ nguyên từ mô hình địa chất (không thực hiện thô hóa - upscaling) nhằm đảm bảo phân bố đá chứa đã thực hiện trong mô hình địa chất. Kích thước ô lưới trong mô hình là 200 x 200 x 30ft, tổng số ô lưới hoạt động (active cells) là 241.591. Các thông số về cấu trúc ô lưới và phân bố đá chứa thể hiện trong Bảng 1 và Hình 4.

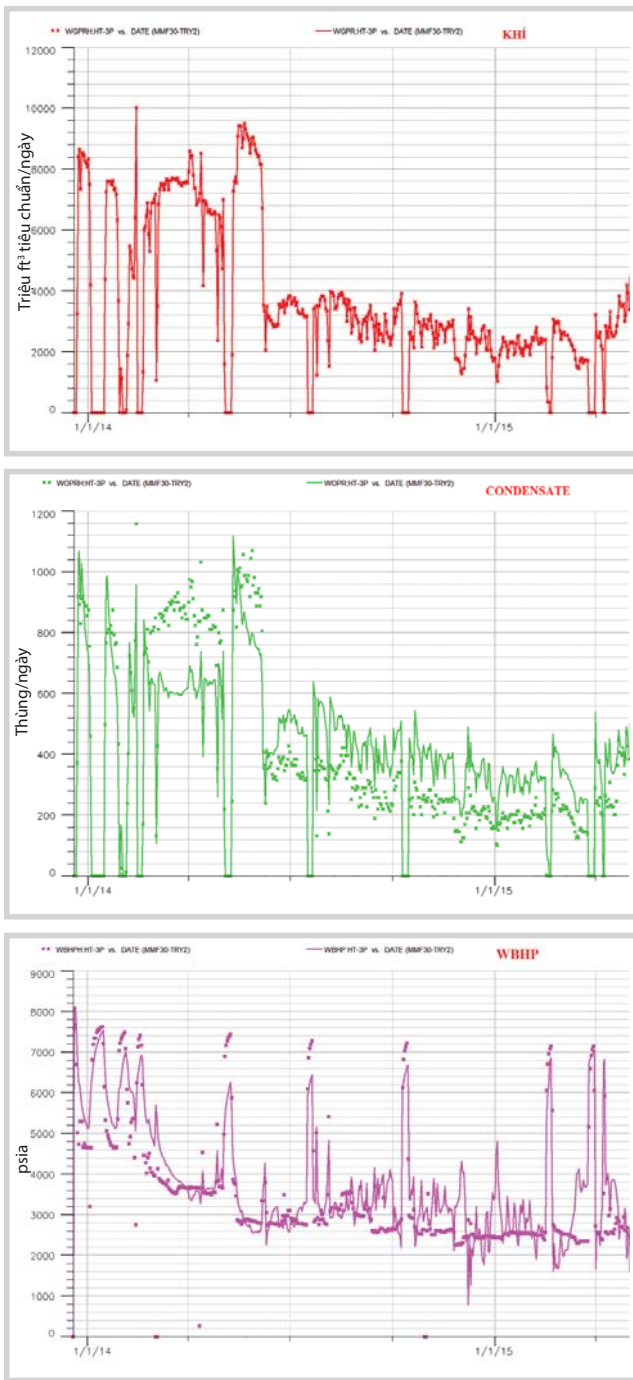


Hình 4. Phân bố đá chứa các tập vỉa Hài Thạch

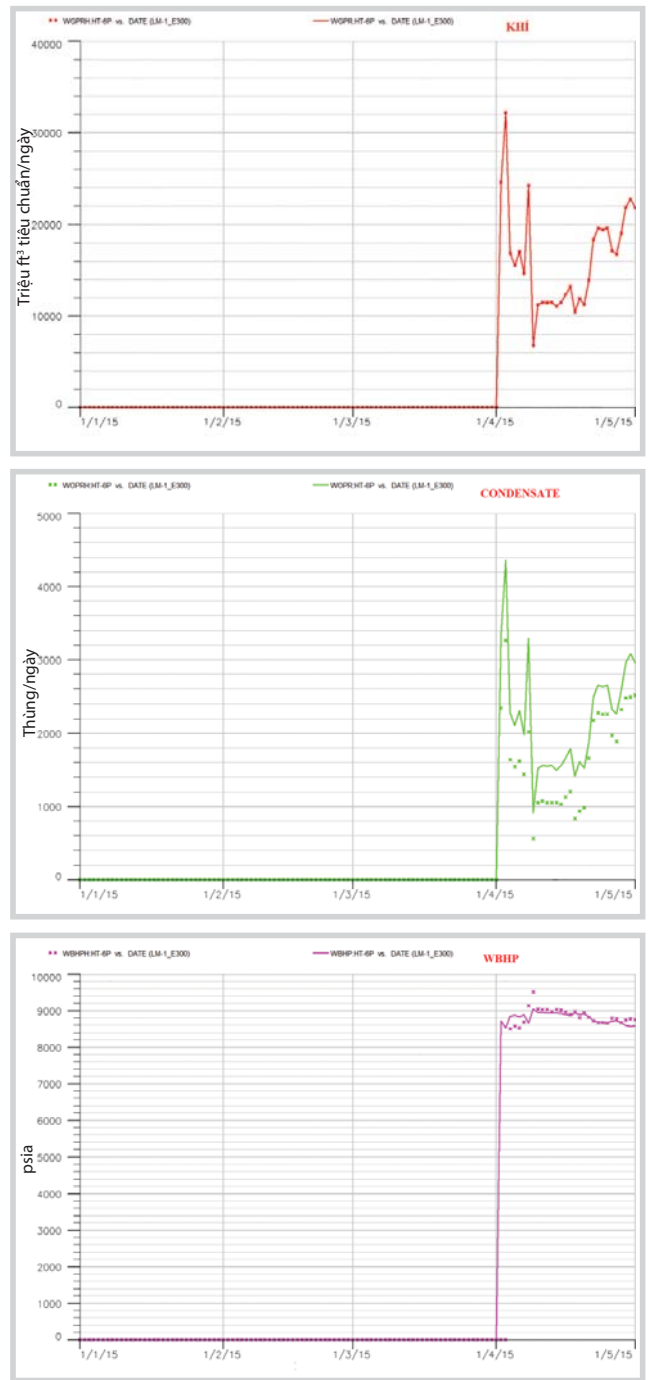


Hình 5. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-1P

Hình 6. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-2P



Hình 7. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-3P

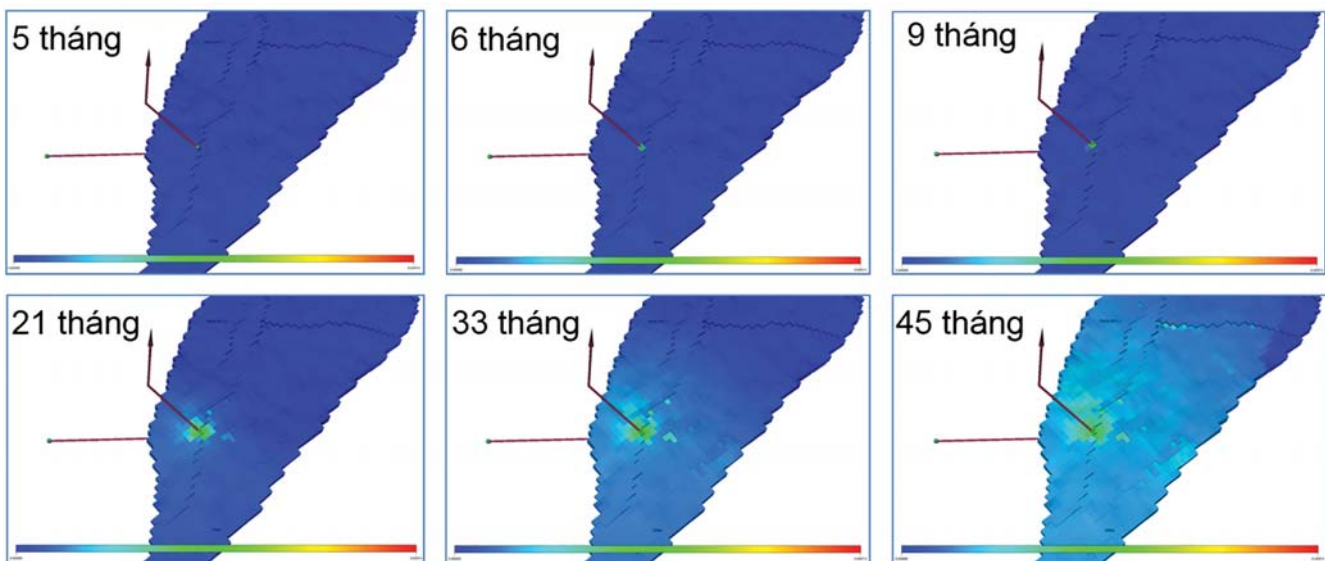


Hình 8. Kết quả phục hồi lịch sử giếng HT-6P

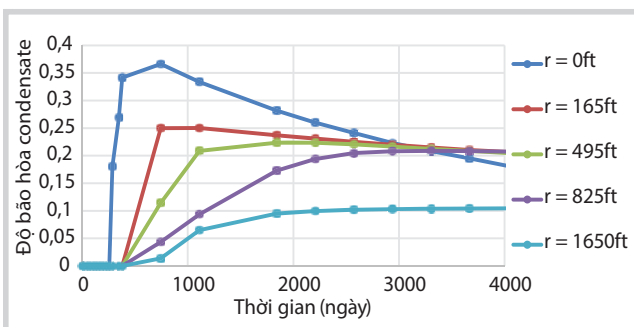
Để đảm bảo mức độ tin cậy của mô hình mô phỏng, công tác phục hồi lịch sử khai thác được thực hiện cho các giếng. Mô hình được hiệu chỉnh độ thấm địa phương và mức độ liên thông của đá chứa. Hình 5 - 8 thể hiện các kết quả khớp lịch sử cho 4 giếng khai thác. Nhìn chung, các giếng đều cho kết quả phù hợp với thực tế. Lưu lượng condensate có mức độ sai khác lớn hơn, nguyên nhân chính do các mẫu chất lưu không được lấy đầy đủ cho các tầng chứa, dẫn đến sai số về chỉ số khí dầu cũng như tính chất chất lưu tại các tập cát.

3. Hiện tượng ngưng tụ lỏng tại giếng HT-3P

Kết quả mô phỏng động thái khai thác theo thời gian của giếng HT-3P (Hình 9 và 10) cho thấy chỉ sau một thời gian ngắn khai thác hiện tượng ngưng tụ lỏng đã xuất hiện với việc bão hòa lỏng tăng lên ở vị trí đáy giếng. Đối condensate ngưng tụ đã hình thành xung quanh đáy giếng ngay khi áp suất đáy giếng giảm xuống dưới áp suất điểm sương [3]. Condensate ngưng tụ xảy ra gần như ngay lập tức tại cận đáy giếng và tăng nhanh đến 35%.



Hình 9. Hiện tượng ngưng tụ lỏng tại giếng HT-3P mô hình toàn mô



Hình 10. Bán kính vùng ngưng tụ lỏng tại giếng HT-3P mô hình toàn mô

Càng ra xa vị trí giếng, mức độ ngưng tụ càng giảm. Tốc độ mở rộng của vùng ngưng tụ xảy ra tương đối nhanh, sau khoảng 3 tháng bán kính ảnh hưởng đã mở rộng đến 200ft và chỉ sau 9 tháng đã tăng lên đến 1.000ft.

Hình 11 thể hiện quá trình biến đổi thành phần chất lưu do ngưng tụ thành phần nặng trong vỉa chứa. Hàm lượng hydrocarbon nặng trong vỉa tăng dần trong quá trình khai thác thể hiện hiện tượng ngưng tụ lỏng đã diễn ra và mở rộng liên tục trong vỉa.

4. Đánh giá các giải pháp tăng cường khai thác

Trên cơ sở mô hình khai thác đã xây dựng, nhóm tác giả đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật đang được áp dụng rộng rãi trên thế giới nhằm đưa ra đánh giá ban đầu về khả năng áp dụng các giải pháp này trên phạm vi mỏ. Các giải pháp bao gồm:

- Kích thích vỉa bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực hoặc bơm acid nhằm cải thiện độ thấm khu vực cận đáy giếng, hạn chế sự giảm áp trong quá trình lưu thông lưu chất đến vùng cận đáy giếng. Các mỏ siliciclastic thường áp dụng phương pháp nứt vỉa thủy

lực, phương pháp bơm acid thường áp dụng đối với các mỏ carbonate [4].

- Sử dụng giếng khai thác thân ngang hoặc thân xiên nhằm tăng diện tích tiếp xúc với vỉa, giảm độ chênh giữa áp suất đáy giếng và áp suất vỉa [4].

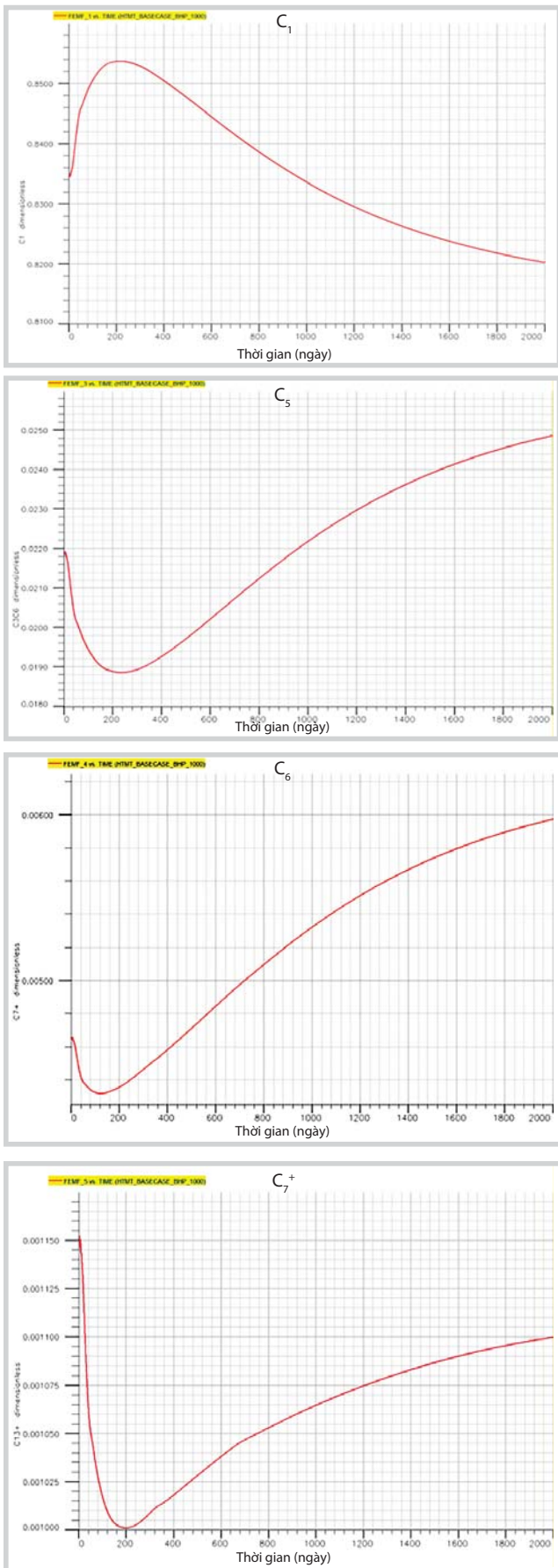
- Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương ($P_{res} > P_{dew}$) bằng cách bơm khí khô (dry gas) vào thành hệ để duy trì áp suất.

- Phương pháp Huff & Puff: thực hiện tuần hoàn quá trình bơm ép và khai thác nhằm hóa hơi lượng condensate bị ngưng tụ xung quanh giếng. Tuy nhiên, phương pháp này chỉ hiệu quả khi khí được bơm ép với lưu lượng thể tích đủ lớn và áp suất cao hơn giá trị áp suất bão hòa P^* (tại áp suất có giá trị liquid dropout cao nhất). Trong phương pháp này có thể sử dụng các khí bơm ép như methane, ethane, propane, CO_2 và N_2 hoặc hỗn hợp các khí [5].

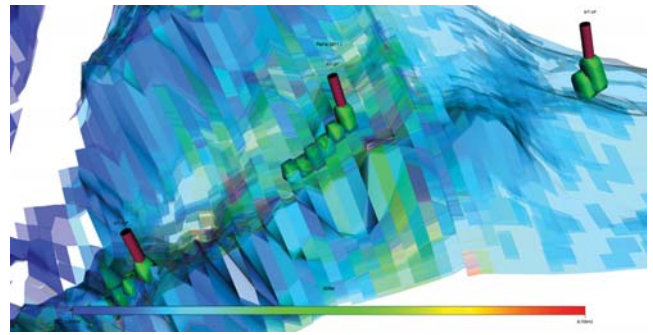
- Bơm ép dung môi/chất hoạt động bề mặt nhằm giảm sức căng bề mặt giữa khí và condensate, giúp thu hồi các condensate bị giữ lại tại các khe nứt trong vỉa, qua đó giảm độ bão hòa condensate tới hạn, với cơ chế tương tự việc bơm ép chất hoạt động bề mặt nâng cao hệ số thu hồi cho các mỏ dầu. Tuy nhiên, giải pháp này gần như không thể áp dụng cho mỏ Hải Thạch do mỏ có nhiệt độ vỉa rất cao (140 - 180°C), giá hóa phẩm có thể chịu được nhiệt độ của mỏ cũng cao, do đó nhóm tác giả không nghiên cứu phương án này.

4.1. Áp dụng giếng khoan xiên, giếng ngang

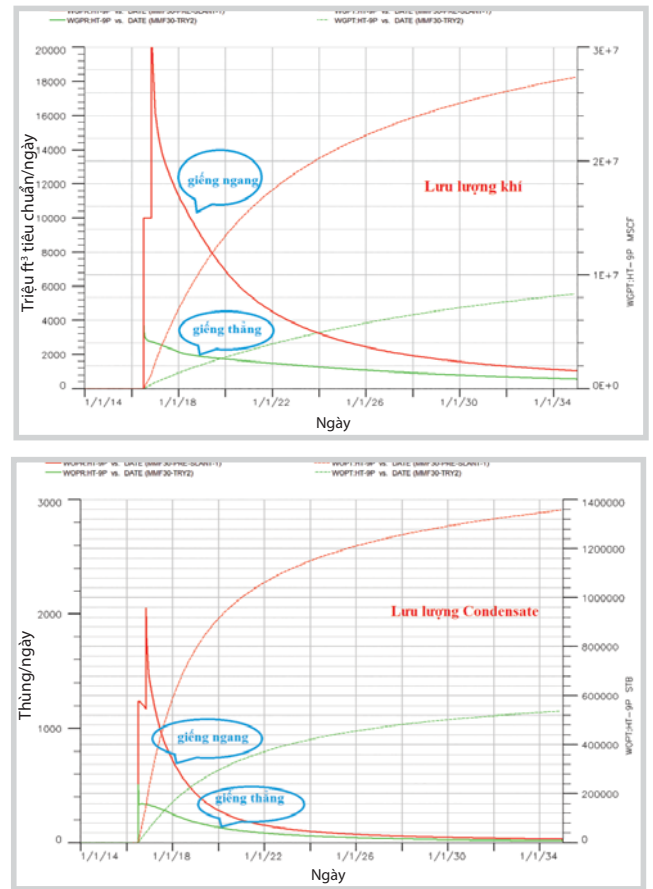
Theo thiết kế ban đầu, mỏ Hải Thạch còn 3 giếng khoan trong quỹ giếng dự kiến. Phương án sử dụng giếng



Hình 11. Biến đổi thành phần hydrocarbon trong vỉa chứa theo thời gian



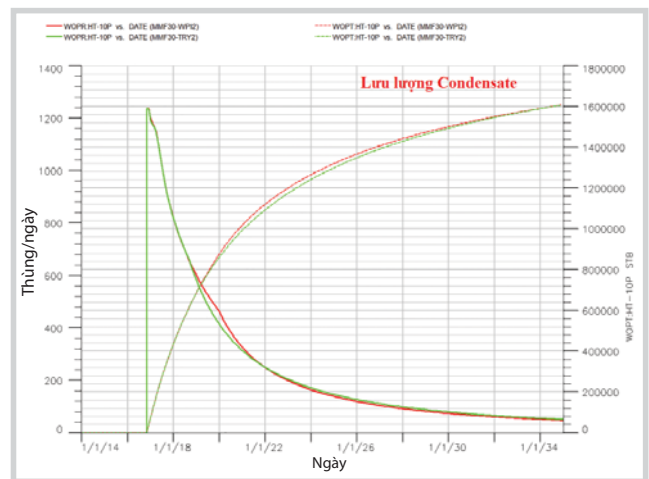
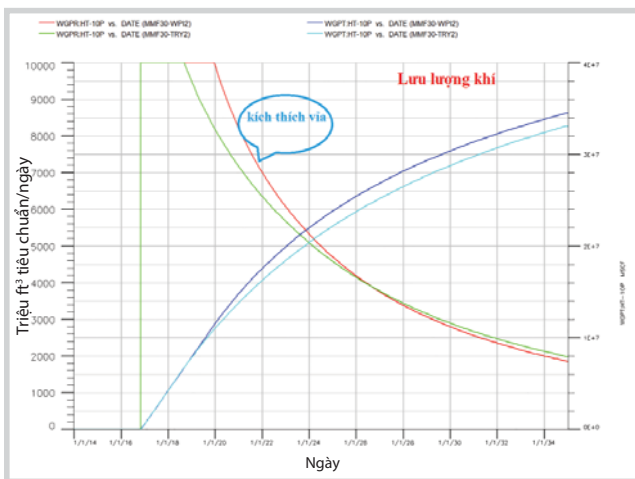
Hình 12. Vị trí các giếng tối ưu quỹ đạo



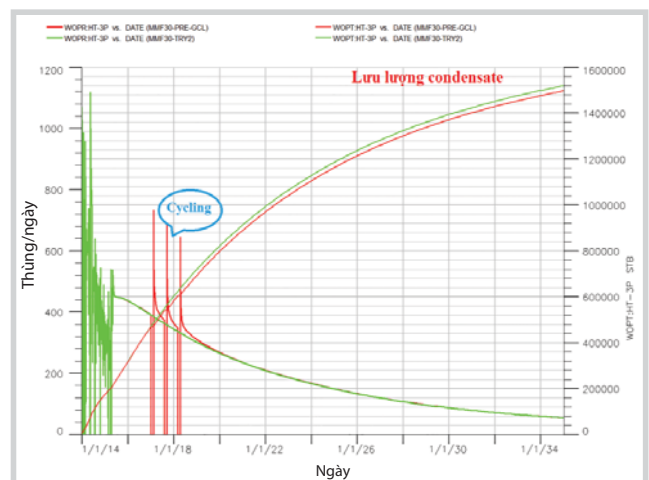
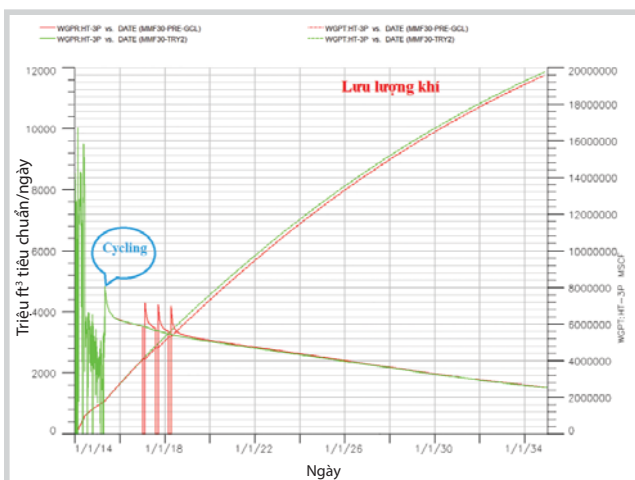
Hình 13. Hiệu quả tối ưu quỹ đạo giếng trên mô hình mở

khoan xiên, giếng khoan ngang được thực hiện với cả 3 giếng này, với quỹ đạo dự kiến như trong Hình 12. Vị trí 3 giếng mới được lựa chọn dựa trên việc đánh giá phân bố trữ lượng còn lại và thông qua việc chạy phần mềm Sim Opt lựa chọn vị trí giếng khoan tối ưu trên mô hình. Hai phương án được thiết lập là: (i) cả 3 giếng đều được khoan thẳng đứng; (ii) 3 giếng khoan ngang với chiều dài đoạn khoan ngang là 200m.

Kết quả dự báo khai thác trong Hình 13 cho thấy giếng khoan ngang có thể mang lại hiệu quả cao hơn so với việc áp dụng cho giếng khoan thẳng đứng với lưu lượng khí khai thác tăng từ 5 triệu ft^3 tiêu chuẩn/ngày lên đến 20 triệu ft^3 tiêu chuẩn/ngày. Tuy kết quả chạy mô hình



Hình 14. Hiệu quả kích thích vỉa trên mô hình mỏ



Hình 15. Hiệu quả phương pháp Huff & Puff trên mô hình mỏ

khả quan nhưng không khả thi do điều kiện mỏ Hải Thạch rất phức tạp cho thi công khoan như nhiệt độ cao, áp suất cao.

4.2. Các biện pháp kỹ thuật kích thích vỉa

Với các giả định cho mô phỏng dự báo khai thác gồm điều chỉnh hệ số Skin, chỉ số WPI và thời gian hiệu quả trong 1 năm. Kết quả dự báo tổng hợp trong Hình 14 cho thấy hiệu quả của giải pháp này trong việc tăng cường hiệu năng khai thác của giếng, trong đó đa số các giếng khai thác đều có lưu lượng gia tăng từ 15 - 20%. Xét tính khả thi về kỹ thuật và chi phí, đây là giải pháp thích hợp nhất có thể áp dụng cho các giếng khai thác của mỏ Hải Thạch.

4.3. Tuần hoàn khai thác - bơm ép

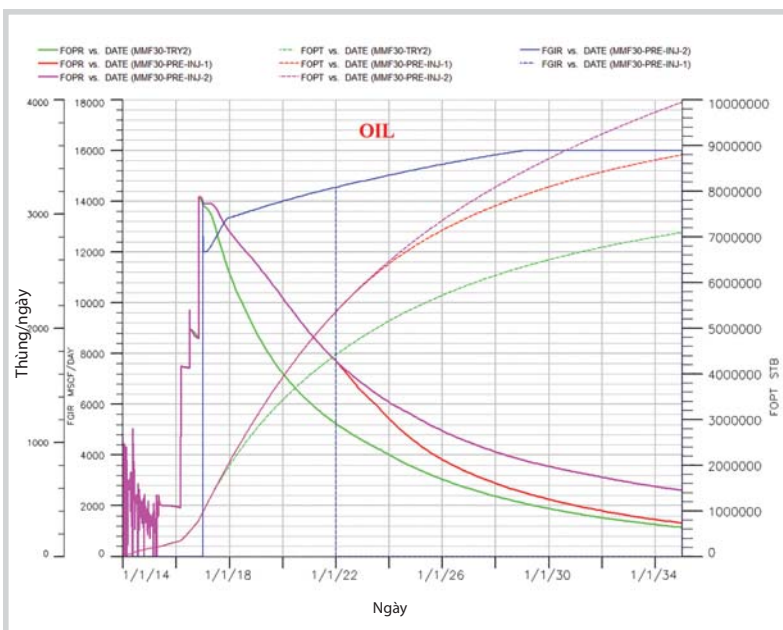
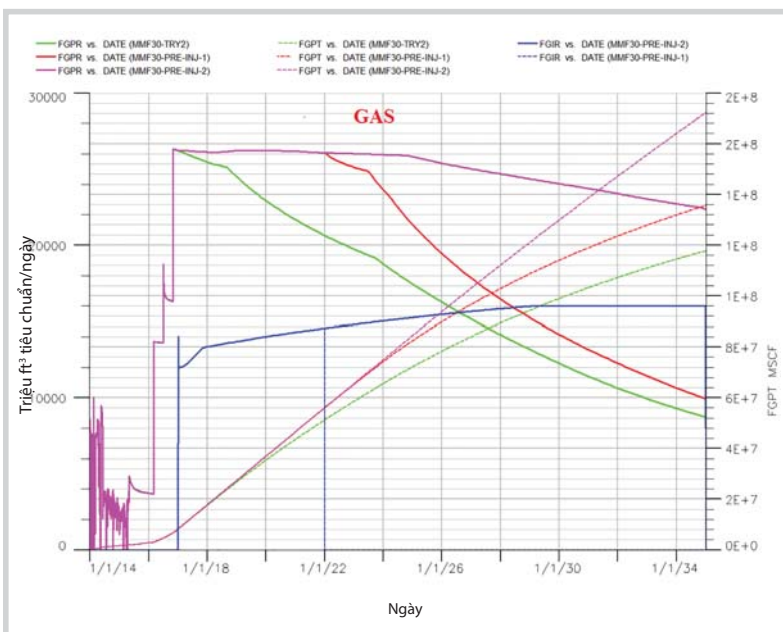
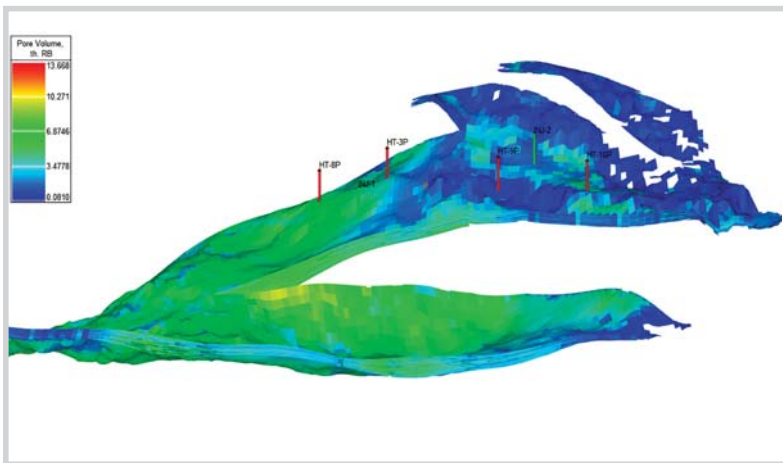
Giải pháp áp dụng tuần hoàn khai thác - bơm ép được thực hiện cho các giếng. Các thông số kiểm soát trong mô hình bao gồm: thời gian dừng khai thác (1 tháng); thời

gian tuần hoàn bơm ép khí (2 tuần); thời gian khai thác (6 tháng).

Kết quả chạy mô phỏng (Hình 15) không có sự cải thiện đáng kể, cho thấy đây không phải là giải pháp có thể mang lại hiệu quả trong điều kiện thực tế của mỏ Hải Thạch. Áp suất điểm sương cao, gần với áp suất vỉa nên ngay sau khi tiến hành tuần hoàn bơm ép và khai thác trở lại, áp suất vỉa gần như giảm xuống dưới áp suất điểm sương, dẫn đến quá trình ngưng tụ xuất hiện trở lại.

4.4. Bơm ép khí khô

Phương án bơm ép khí khô vào vỉa được đặt ra với 4 giếng khai thác hiện có và bổ sung 2 giếng bơm ép. Vị trí 2 giếng bơm ép được thiết kế thông qua việc chạy độ nhạy với nhiều vị trí khác nhau và lựa chọn vị trí phù hợp nhất, cho hiệu quả cao nhất. Vị trí 2 giếng bơm ép trên mô hình được thể hiện trên Hình 16.



Hình 16. Hiệu quả phương pháp bơm ép khí trên mô hình mỏ

Nhiều phương án bơm ép với lưu lượng và thời điểm khác nhau đã được thực hiện. Kết quả mô phỏng khá tương đồng với mô hình giếng, cho thấy việc bơm ép khí lại và đã góp phần đáng kể gia tăng hệ số thu hồi condensate, với tổng thu hồi tăng từ 3,2 triệu thùng với phương án không bơm ép lên 4,5 triệu thùng với phương án bơm ép khí trong thời gian 2,5 năm. Với điều kiện của mỏ Hải Thạch, việc bơm ép khí không thể duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương, đặc biệt tại khu vực cận đáy giếng, tuy nhiên có thể tái hóa hơi một phần condensate đã ngưng tụ trong vỉa, góp phần gia tăng thu hồi condensate. Giải pháp này khó khả thi do chi phí cải hoán thiết bị bơm ép áp suất và lượng khí bơm ép lại vỉa lớn.

5. Kết luận

Mô hình mô phỏng toàn mỏ Hải Thạch đã được xây dựng trên cơ sở mô hình địa chất hiện có để đánh giá các giải pháp công nghệ, kỹ thuật nhằm hạn chế ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng cận đáy giếng.

- Với tính chất và thực trạng khai thác của mỏ Hải Thạch, các phương pháp đều không có khả năng ngăn ngừa quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra trong vỉa chứa mà chỉ hạn chế tác động xấu của quá trình này;

- Giải pháp bơm ép khí không giúp duy trì áp suất vỉa trên bão hòa nhưng giúp gia tăng thu hồi condensate, giảm nhẹ ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ, tuy nhiên rủi ro lớn về kinh tế do chi phí cải hoán thiết bị bơm ép, chi phí cho lượng khí bơm ép lại vỉa lớn;

- Giải pháp bơm hóa chất hoặc khoan giếng xiên, ngang không khả thi về mặt kỹ thuật do nhiệt độ vỉa cao, đặc điểm địa chất phức tạp, với mức độ biến đổi của đá chứa lớn;

- Việc tối ưu chế độ khai thác (tối ưu lưu lượng, khai thác chu kỳ) có thể giúp giảm nhẹ ảnh hưởng tiêu cực của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong thời gian ngắn;

- Biện pháp kích thích vỉa (nút vỉa thủy

lực, xử lý acid) là giải pháp tăng cường khai thác hiệu quả nhất được đề xuất, cần có đánh giá chi tiết về công nghệ để có thể triển khai thực tế tại mỏ Hải Thạch.

Tài liệu tham khảo

1. R.S.Barnum, F.P.Brinkman, T.W.Richardson, A.G.Spillette. *Gas condensate reservoir behavior: productivity and recovery reduction due to condensation*. SPE annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA. 22 - 25 October, 1995.
2. Tarek Ahmed, John Evans, Reggie Kwan, Tom Vivian. *Wellbore liquid blockage in gas- condensate reservoirs*. SPE

Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania. 9 - 11 November, 1998.

3. Woo-Cheol Lee, Kye-Jeong Lee, Jeong-Min Han, Young Soo Lee, Won-Mo Sung. *The analysis of gas productivity by the influence of condensate bank near well*. Geosystem Engineering. 2011; 14(3): p. 135 - 144.
4. F.B.Thomas, X.L.Zhou, D.B.Bennion, D.W.Bennion. *Towards optimizing gas condensate reservoirs*. Annual Technical Meeting, Alberta, Canada. 7 - 9 June, 1995.
5. G.Coskuner. *Performance prediction in gas condensate reservoirs*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1999; 38(8).

Assessment of technical solutions to minimise the impact of near-well condensate banking for production improvement in Hai Thach field

Nguyen Minh Quy, Pham Truong Giang, Le Vu Quan, Hoang Long
Vietnam Petroleum Institute
Email: quynm@vpi.pvn.vn

Summary

Hai Thach gas condensate field (Block 05-2, Nam Con Son basin) is characterised by a complex geology with high temperature and high pressure. During the production process, gas recovery has declined due to condensate banking phenomenon. In order to minimise the impact of condensate banking on well productivity index and recovery, a full field compositional hydrodynamic model was constructed based on current geological model and updated reservoir and production data. Moreover, several technological and technical solutions were also studied and assessed for the purpose of improving well productivity index and increasing production capability in Hai Thach field.

Key words: *Condensate banking, dew point pressure, near well modelling, full field modelling.*