

NGHIÊN CỨU TÍCH HỢP MÔ HÌNH MÔ PHÒNG DÒNG CHẢY TRONG VĨA CHỨA VÀ LÒNG GIẾNG NHẪM TỐI ƯU HÓA DỰ BÁO SẢN LƯỢNG CÁC GIẾNG KHAI THÁC KHÍ - CONDENSATE CỦA MỎ HẢI THẠCH

Nguyễn Minh Quý¹, Phan Ngọc Trung², Ngô Hữu Hải³, Đặng Anh Tuấn³, Trần Vũ Tùng³, Phạm Trường Giang¹, Phạm Chí Đức¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

³Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: quynm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ Hải Thạch (Lô 05-2, bể Nam Côn Sơn) là mỏ khí condensate có điều kiện địa chất rất phức tạp, với nhiệt độ và áp suất cao; tính chất đá chứa có sự thay đổi rất lớn giữa các tập và khu vực, quá trình ngưng tụ lỏng trong vùng cận đáy giếng và tích tụ lỏng trong lòng giếng... đã ảnh hưởng rất lớn đến hoạt động khai thác. Nghiên cứu này đề xuất giải pháp tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (sử dụng phần mềm E300) và mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng (sử dụng phần mềm Olga) để đánh giá khả năng và ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hoạt động khai thác của giếng, trên cơ sở đó tối ưu hóa dự báo sản lượng các giếng khai thác khí - condensate của mỏ Hải Thạch.

Từ khóa: Ngưng tụ lỏng, mô phỏng vỉa chứa, mô phỏng trong lòng giếng, mô phỏng tích hợp, dự báo sản lượng, mỏ Hải Thạch.

1. Giới thiệu

Mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa và mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng là 2 hiện tượng vật lý khác nhau nên chủ yếu được thực hiện riêng lẻ. Dòng chảy trong vỉa chứa là quá trình khuếch tán tuân theo định luật bảo toàn khối lượng và định luật Darcy. Dòng chảy trong lòng giếng tuân theo định luật bảo toàn động lượng.

Mô hình tích hợp được xây dựng bằng cách kết hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa khu vực cận đáy giếng và mô hình mô phỏng dòng chảy đa pha trong lòng giếng. Nguyên tắc cơ bản để xây dựng mô hình tích hợp là mô hình mô phỏng vỉa chứa tính toán hệ số độ nhạy cho sản lượng khai thác trong đó có tính đến áp suất trong giếng đã được thiết lập sẵn từ mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng. Tiếp theo, mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng sử dụng hệ số độ nhạy này để giải ngược lại áp suất giếng mới. Hệ số độ nhạy được xuất ra từ ma trận Jacobian của mô hình vỉa chứa tại bước lặp cuối cùng.

Mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa được xem xét như một phần tích hợp thêm (plugin) tới mô hình

giếng và được kiểm soát toàn bộ bởi mô hình giếng. Trong quá trình mô phỏng, mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng tạm thời cung cấp ranh giới áp suất tới mô hình mỏ và mô hình mỏ tính toán lưu lượng dòng chảy của mỗi pha tại mặt phân cách.

Vì mô hình tích hợp chủ yếu được sử dụng để tính toán sự chuyển tiếp dòng - áp suất tức thời trong thân giếng và khu vực vỉa cận giếng, không cần thiết phải sử dụng toàn bộ mô hình vỉa chứa vì các vùng xa giếng khai thác trong vỉa chứa ít có ảnh hưởng đến sự chuyển tiếp dòng - áp suất tức thời trong thân giếng và khu vực vỉa cận giếng.

Việc xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa sử dụng phần mềm Eclipse (E300) có khả năng mô phỏng đáng tin cậy quá trình ngưng tụ lỏng diễn ra trong vỉa chứa nhưng không mô phỏng được sự dịch chuyển và biến đổi của chất lưu đa pha trong lòng giếng (chất lưu đi vào trong giếng đều được coi như có khả năng lên tới miệng giếng). Với cách tính toán như vậy, E300 bỏ qua sự tương tác giữa 2 pha lỏng và khí trong lòng giếng. Trong thực tế nếu vận tốc dòng khí không đủ lớn thì sản phẩm lỏng sẽ không được nâng lên tới miệng giếng, mà đọng lại ở đáy giếng và có thể dẫn tới giếng ngừng hoạt động.

Trong khi đó, phần mềm Olga có đủ độ tin cậy trong mô phỏng dòng chảy trong giếng với khả năng tính đến

sự biến đổi tính chất và biến đổi pha của chất lưu do thay đổi áp suất, nhiệt độ dọc theo chiều dài thân giếng (từ khu vực nhiệt độ cao, áp suất cao lên khu vực nhiệt độ thấp, áp suất thấp). Phần mềm này có hạn chế cơ bản là không tính đến tính chất của chất lưu khi vào đáy giếng bị thay đổi do các quá trình xảy ra trong vỉa theo thời gian khai thác.

Để khắc phục hạn chế của các phần mềm E300 và Olga, giải pháp tích hợp kết quả chạy mô hình mô phỏng dòng chảy đa pha trong vỉa chứa và mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng được nhóm tác giả nghiên cứu, sử dụng để đánh giá ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong vỉa chứa cũng như trong lòng giếng mỏ Hải Thạch.

Phương thức tích hợp 2 mô hình mô phỏng được sử dụng như sau: trước tiên xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa với các thông số dự báo về áp suất vỉa chứa, lưu lượng và thành phần chất lưu tại các thời điểm cần xem xét. Sau đó, các thông số này sẽ được chuyển thành dữ liệu đầu vào của mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng để tính toán lại lưu lượng chất lưu và khả năng nâng sản phẩm lỏng lên miệng giếng, từ đó dự báo thời điểm dừng giếng.

Quy trình cụ thể gồm 3 bước như sau: (i) xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa sử dụng phần mềm E300; (ii) dự báo động thái khai thác sử dụng mô hình mô phỏng vỉa chứa đã khớp lịch sử; (iii) tại các thời điểm cần xem xét, sử dụng kết quả mô hình vỉa chứa làm số liệu đầu vào cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng (sử dụng phần mềm Olga) và chạy mô hình.

Các dữ liệu cần phải cung cấp cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng gồm có: áp suất vỉa chứa;

phương trình IPR của vỉa chứa; thành phần và tính chất PVT của chất lưu; áp suất, nhiệt độ dọc theo chiều dài thân giếng.

2. Xây dựng mô hình mô phỏng vỉa chứa và đánh giá động thái khai thác giếng HT-3P

Mô hình mô phỏng vỉa chứa của 1 giếng (single well model) được xây dựng bằng phần mềm E300 để đánh giá quá trình giảm áp, sự thay đổi thành phần chất lưu... khu vực đáy giếng HT-3P. Các thống số này sẽ được sử dụng làm thông số đầu vào cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng.

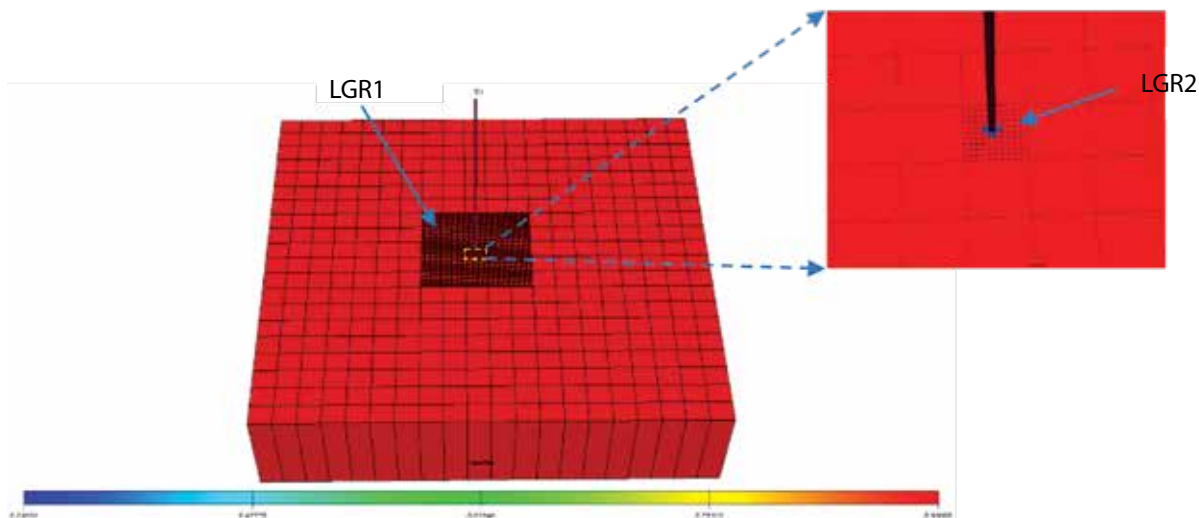
2.1. Xây dựng mô hình mô phỏng vỉa chứa cho 1 giếng

Cấu trúc ô lưới:

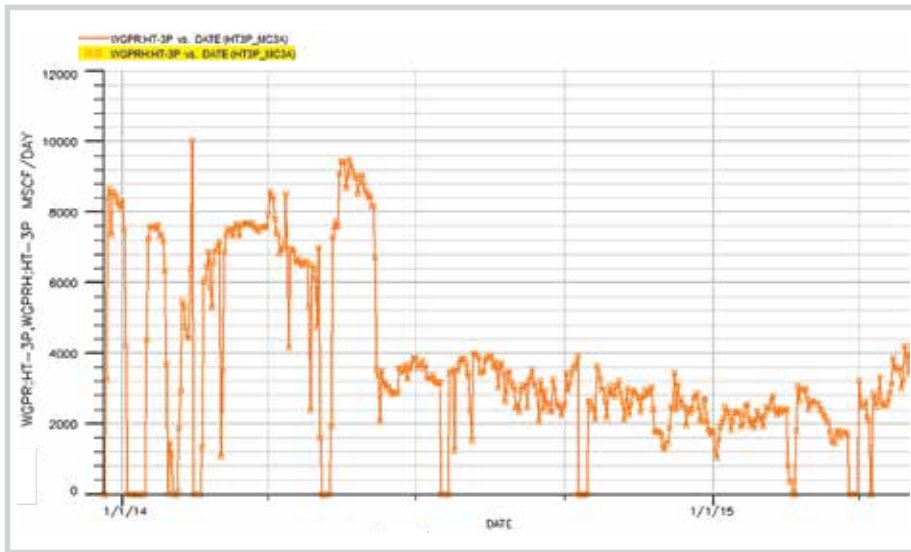
Mô hình mô phỏng $20 \times 20 \times 4$ với kích thước mỗi ô lưới $100\text{ft} \times 100\text{ft} \times 20\text{ft}$. Thể tích của mô hình được tính toán để có độ lớn tương đương với vùng ảnh hưởng của giếng HT-3P theo kết quả thử vỉa. Để tăng độ chính xác cho kết quả mô phỏng, 2 cấu trúc ô lưới chia nhỏ (local grid refinement - LGR) được thiết lập ở vùng xung quanh giếng HT-3P. Cấu trúc LGR đầu tiên bao phủ vùng bán kính 250ft quanh giếng với kích thước mỗi ô lưới $10\text{ft} \times 10\text{ft} \times 20\text{ft}$. Cấu trúc LGR thứ hai bao phủ vùng bán kính 5ft quanh giếng với bán kính mỗi ô lưới $1\text{ft} \times 1\text{ft} \times 20\text{ft}$. Cấu trúc ô lưới được thể hiện trong Hình 1.

Các thông số tính chất vỉa chứa:

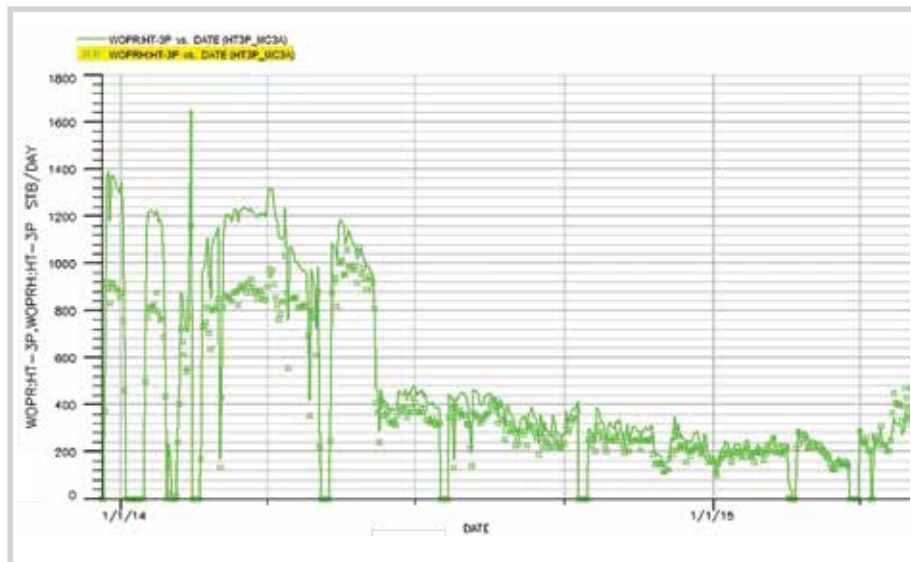
Các thông số tính chất vỉa chứa như: áp suất ban đầu, tính chất thấm chứa, tính chất chất lưu được lấy từ giá trị thực tế khảo sát, đo đạc, phân tích thực tế của giếng HT-3P.



Hình 1. Cấu trúc ô lưới mô hình mô phỏng tầng MMF30 mỏ Hải Thạch



(a) Lưu lượng khí



(b) Lưu lượng condensate



(c) Áp suất đáy

Hình 2. Kết quả khớp lịch sử giếng HT-3P

Phục hồi lịch sử:

Quá trình khớp lịch sử được thực hiện để bảo đảm mô hình mô phỏng phản ánh đúng các động thái khai thác của vỉa. Để khớp lịch sử, các thông số về độ thấm và chỉ số năng suất giếng được hiệu chỉnh. Kết quả khớp lịch sử được thể hiện trong Hình 2, đảm bảo độ tin cậy về khả năng dự báo của mô hình.

2.2. Kết quả mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa

Sau khi mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (tầng MMF30) mỏ Hải Thạch đã được khớp lịch sử, mô hình được chạy tiếp cho đến hết năm 2036 để dự báo động thái khai thác giếng HT-3P. Các thông số khống chế trong giai đoạn dự báo gồm có: áp suất đáy tối thiểu: 800psia; lưu lượng khí tối đa: 3390,21 nghìn ft³/ngày.

Với các thông số trên, kết quả dự báo động thái khai thác được thể hiện trong Hình 3. Theo kết quả dự báo, giếng HT-3P có thể được khai thác đến cuối năm 2036 mặc dù áp suất vỉa đã xuống rất thấp (~1000psia). Dự báo này có xu hướng lạc quan và cần được kiểm chứng lại bằng phần mềm Olga vì nhiều khả năng vận tốc khí quá thấp để có thể nâng sản phẩm lỏng lên miệng giếng.

3. Tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa với mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng, chính xác hóa dự báo sản lượng khai thác

Việc tích hợp được thực hiện bằng cách sử dụng kết quả mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa làm thông số đầu vào

cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng được xây dựng bằng phần mềm Olga.

Xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng

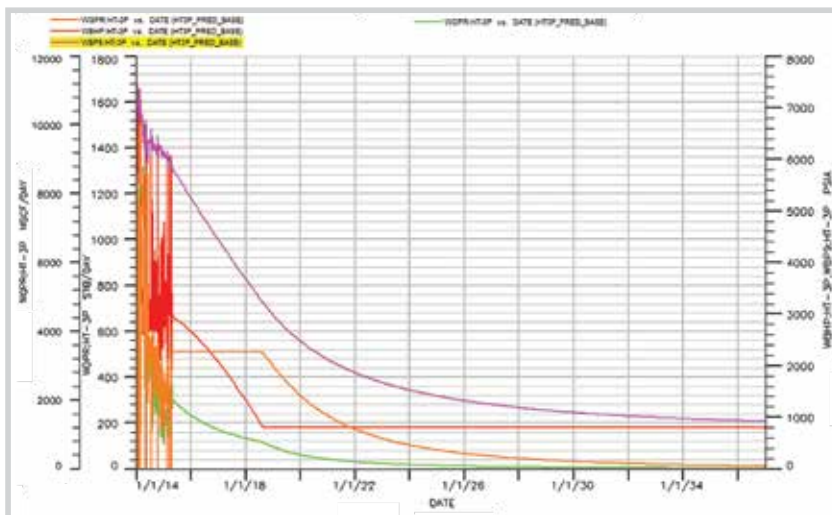
Mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng được xây dựng với quỹ đạo thực tế của giếng HT-3P (Hình 4). Các thông số quan trọng như hệ số trao đổi nhiệt được sử dụng dựa trên thông số vật liệu ống chống và ống khai thác để mô phỏng sự tổn hao nhiệt độ theo thân giếng phù hợp với thực tế khai thác.

Sau khi đã xây dựng được mô hình giếng, tính chất hệ chất lưu ban đầu và các thông số ban đầu như: nhiệt độ, áp suất đáy giếng được lấy từ kết quả đo đạc, thử vỉa để chạy phục hồi lịch sử khai thác. Các thông số được mô hình tính toán để phục hồi lịch sử gồm: áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, nhiệt độ miệng giếng, lưu lượng dòng và tỷ số khí - lỏng... nhằm đảm bảo mức độ phù hợp giữa mô hình mô phỏng và động thái thực tế của giếng cũng như đảm bảo mức độ tin cậy trong các đánh giá, dự báo trong tương lai (Bảng 1).

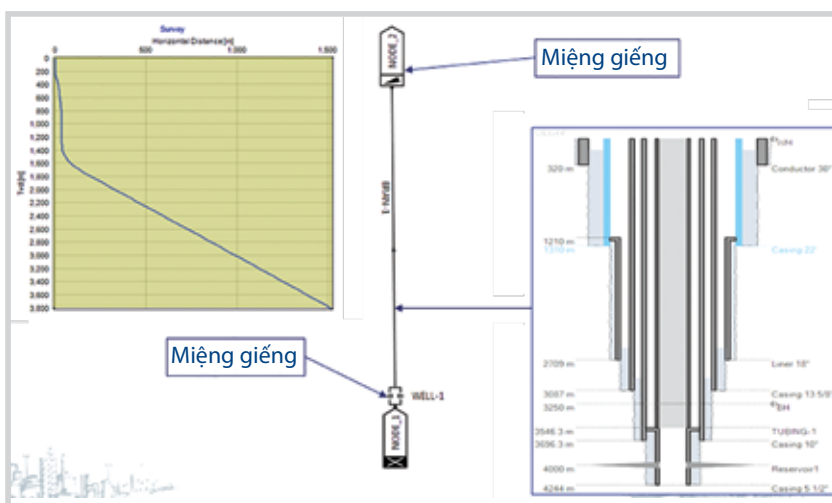
Kết quả phục hồi lịch sử tốt (Bảng 1) đã chứng tỏ mô hình đủ độ tin cậy để chạy các phương án dự báo. Các tham số sau đây được lấy từ kết quả chạy mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa để làm thông số đầu vào trong mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng để chạy dự báo:

Phương trình quan hệ lưu lượng - giảm áp trong vỉa IPR (Inflow Performance Relationship)

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng phương trình IPR dạng back-pressure, là dạng phương trình được sử dụng phổ biến cho các mỏ khí. Công thức chung của phương trình IPR có dạng như sau:



Hình 3. Dự báo động thái khai thác giếng HT-3P



Hình 4. Sơ đồ cấu trúc và quỹ đạo giếng HT-3P trên phần mềm Olga

Bảng 1. Kết quả khớp thông số mô hình và thực tế khai thác của giếng HT-3P

Thông số so sánh	Mô hình giếng	Thực tế khai thác (Quý 1/2015)
Lưu lượng khai thác khí (triệu ft ³ /ngày)	2	1,9 - 2
Tỷ số khí dầu CGR (thùng/triệu ft ³)	120	105 - 120
Áp suất miệng giếng (bar)	95	92 - 95
Áp suất đáy giếng (bar)	155	148 - 153

Bảng 2. Sự biến thiên các đại lượng của phương trình IPR giếng theo thời gian

Thời gian	q _g (nghìn ft ³ /ngày)	P _R (WBP9, psia)	P _{wf} (psia)	C
1/1/2016	3390,2	5241,5	2657,1	0,166
1/1/2017	3390,2	4433,1	2070,2	0,221
1/1/2018	3390,2	3680,2	1323,9	0,288
1/1/2019	2990,6	2983,8	800,0	0,362
1/1/2020	2125,2	2476,1	800,0	0,387
1/1/2021	1544,1	2120,4	800,0	0,400
1/1/2022	1151,8	1864,0	800,0	0,406
1/1/2023	879,7	1672,2	800,0	0,408
1/1/2024	686,6	1525,3	800,0	0,407
1/1/2025	546,3	1410,2	800,0	0,405
1/1/2026	441,7	1 318,2	800,0	0,402

$$Q = C (P_R^2 - P_{wf}^2), \text{ với}$$

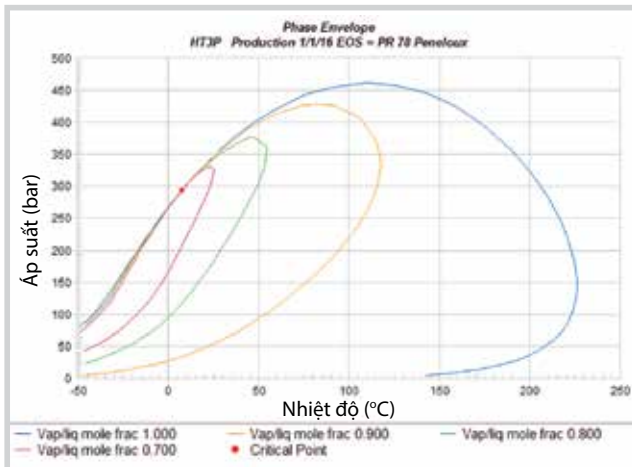
Q: Lưu lượng khí khai thác (ft³/ngày)

P_R: Áp suất vỉa chứa (psia)

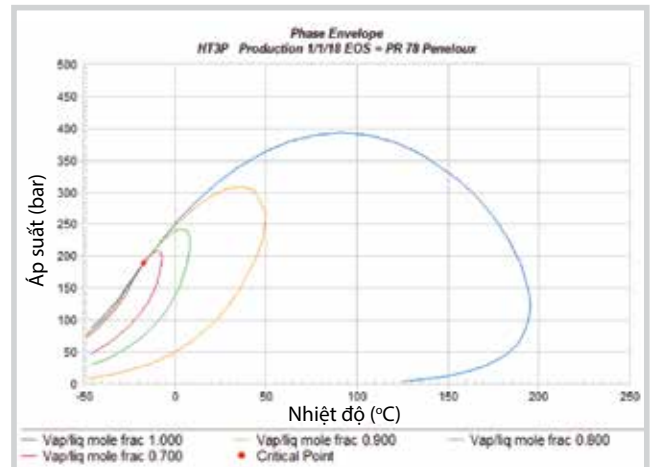
P_{wf}: Áp suất đáy (psia)

C: Hệ số khả năng khai thác (scf/(D.psia²))

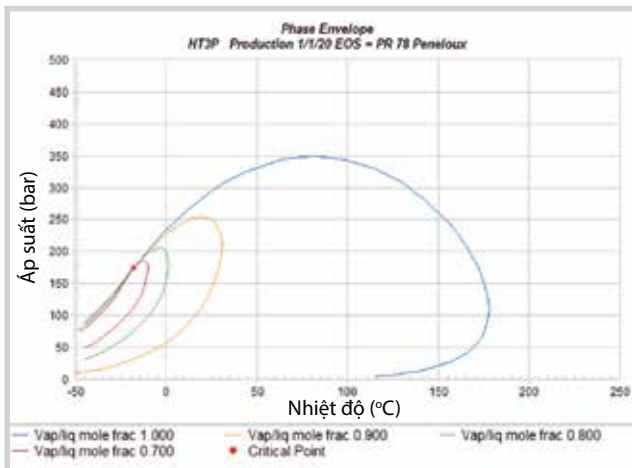
Ở đây, C là tham số chưa biết và thay đổi theo thời gian. Sử dụng các số liệu Q, P_R và P_{wf} từ kết quả dự báo từ mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa, có thể tính được giá trị của C tại từng thời điểm cần xem xét. Bảng 2 thống kê hệ số C tại các thời điểm khác nhau trong thời gian dự báo.



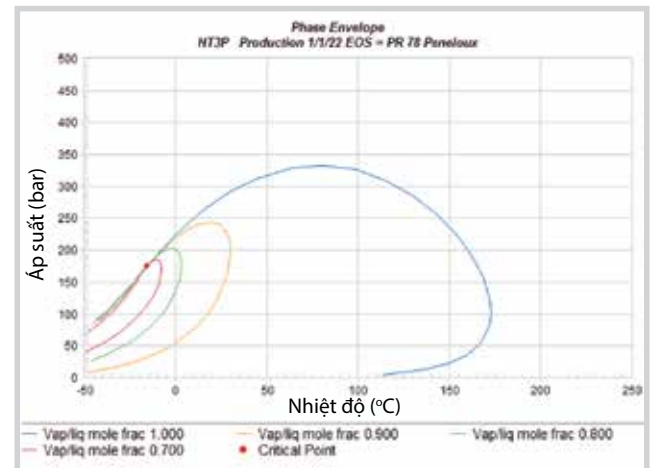
(a) 1/1/2016



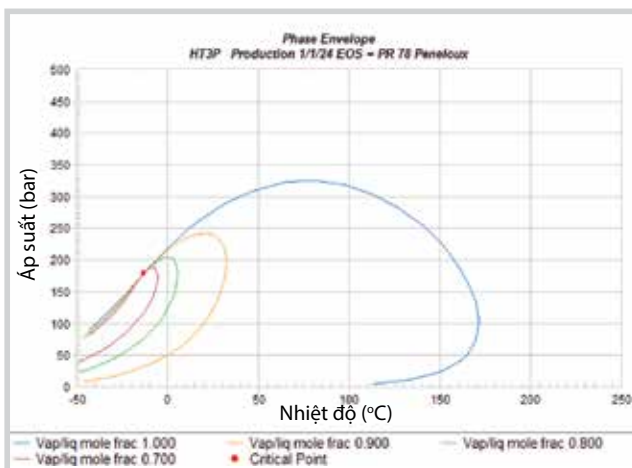
(b) 1/1/2018



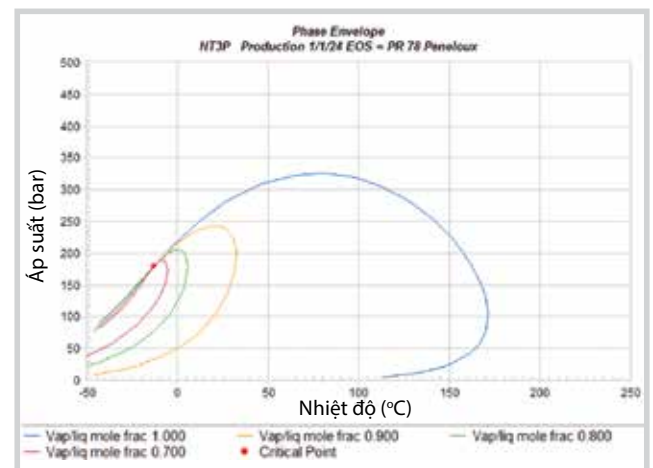
(c) 1/1/2020



(d) 1/1/2022



(e) 1/1/2024



(f) 1/1/2026

Hình 5. Sự thay đổi giản đồ pha chất lưu khai thác theo thời gian

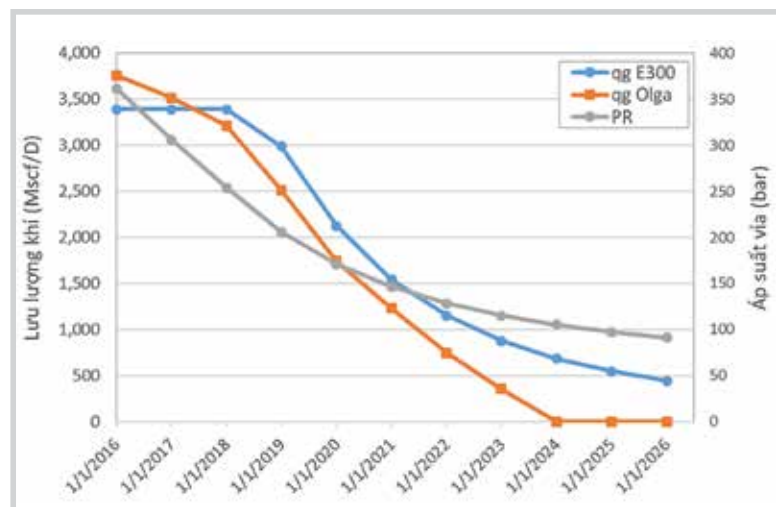
Một điểm quan trọng cần chú ý là trong mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng, lưu lượng được kiểm soát bằng áp suất miệng giếng thay vì áp suất đáy giếng như mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa. Do đó, khi mô hình mô phỏng sử dụng phần mềm Olga chỉ có P_R và C được sử dụng làm thông số đầu vào. Q và P_{wf} sẽ được tính toán lại dựa trên các tương tác giữa khí và lỏng xảy ra trong lòng giếng.

Tính chất chất lưu

Trong quá trình khai thác do thành phần chất lưu đi từ vỉa vào giếng thay đổi theo thời gian tính chất của chất lưu cũng thay đổi. Sử dụng phần mềm PVT Sim sự thay đổi giản đồ pha ứng với mỗi thay đổi thành phần chất lưu được tính toán và dùng làm dữ liệu đầu vào cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng. Hình 5 thể hiện sự biến đổi giản đồ pha của chất lưu theo thời gian. Từ Hình 5 có thể nhận thấy so với năm 2016 diện tích khu vực 2 pha của các năm sau nhỏ hơn. Điều này chứng tỏ khí đi vào giếng chứa nhiều thành phần nhẹ hơn và khô hơn phù hợp với các nhận định ở phần trước.

4. Kết quả mô phỏng tích hợp vỉa - giếng

Mô hình mô phỏng trong lòng giếng được chạy định kỳ 1 năm 1 lần trong thời gian dự báo để kiểm tra khả năng nâng lỏng trong lòng giếng. Phần mềm Olga sử dụng dữ liệu về áp suất vỉa và phương trình IPR từ mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa để chính xác hóa lại lưu lượng khí trong lòng giếng. Kết quả mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng cho thấy thời điểm giếng HT-3P sẽ dừng khai thác sớm hơn rất nhiều so với dự báo của mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (Hình 6). Điều này có thể được lý giải do vào giai đoạn sau của đời mỏ lưu lượng khí nhỏ khiến cho vận tốc khí xuống thấp không còn khả năng nâng sản phẩm lỏng lên miệng giếng. Do mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa chỉ được xây dựng để mô phỏng dòng chảy của chất lưu ở trong vỉa chứa nên không mô phỏng được cơ chế này.



Hình 6. So sánh sản lượng khí dự báo khi sử dụng mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng (Olga) và mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (E300)

Một điểm đáng chú ý khác là vào thời điểm dừng giếng áp suất vỉa ở vào khoảng 150bar; giá trị này thấp hơn giá trị dừng giếng trong mô hình giếng riêng lẻ (230bar). Lý do của hiện tượng này là do mô hình giếng riêng lẻ không tính đến sự thay đổi tính chất chất lưu theo thời gian khi chất lưu ngày càng trở nên nhẹ và khô hơn. Do vậy cần thiết kết hợp mô hình vỉa chứa và mô hình lòng giếng để có đánh giá chính xác nhất về tình trạng giếng.

Để hiểu rõ hơn về quá trình dừng giếng các chuyển động của chất lưu trong lòng giếng tại thời điểm đầu năm 2021 được mô tả trong Hình 7. Bắt đầu tại thời điểm 0 ngày giếng đang đóng và trong giếng không có thể lỏng. Sau đó giếng được mở và hai pha lỏng khí bắt đầu đi vào giếng. Tại thời điểm 1 ngày lượng chất lỏng ở trong giếng còn chưa nhiều và tồn tại ở dạng màng mỏng; lúc này khí vẫn có thể chảy tự do từ đáy giếng lên miệng giếng. Tại thời điểm 2 ngày lượng chất lỏng trong giếng bắt đầu nhiều lên và tập trung ở gần khu vực xuất hiện đầu tiên. Lúc này chất lỏng chảy theo dạng xoắn và gây ảnh hưởng khá nhiều đến lưu lượng khí. Từ thời điểm 3 ngày trở đi chất lỏng dồn lại ở phần dưới của giếng và khí phải chảy dưới chế độ dòng chảy bọt xuyên qua cột chất lỏng. Đến thời điểm 5 ngày giếng dừng khai thác hoàn toàn.

Hình 8 thể hiện vận tốc khí và lỏng tại thời điểm 1,7 ngày sau khi mở giếng (năm 2021) tại các vị trí dọc theo chiều dài thân giếng. Từ Hình 8 có thể nhận thấy vào lúc này khí vẫn di chuyển lên trên với vận tốc rất nhỏ chỉ ở mức 0,2m/giây. Vận tốc khí nhỏ như vậy không thể nâng toàn bộ lượng chất lỏng từ đáy giếng lên miệng giếng thể hiện bằng việc lượng chất lỏng đi xuống (vận tốc < 0) nhiều hơn lượng chất lỏng đi lên (vận tốc > 0). Quá trình này tiếp tục trong các thời điểm tiếp theo và chất lỏng bị dồn lại ở đáy giếng gây dừng giếng là không thể tránh khỏi.



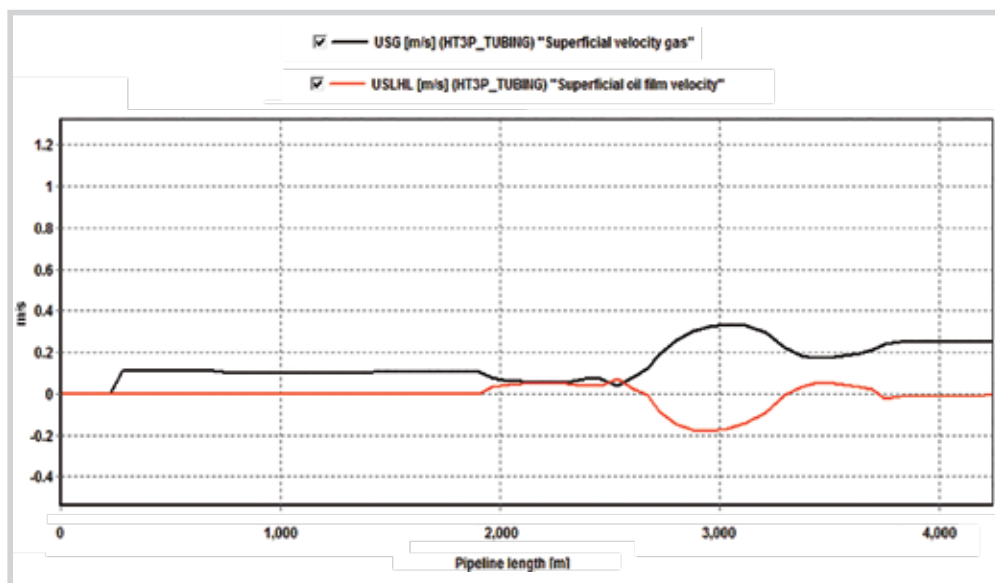
Hình 7. Quá trình chết giếng tại thời điểm đầu năm 2021

5. Kết luận

Nghiên cứu đề xuất giải pháp tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa với mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng để đánh giá hiện tượng ngưng tụ lỏng trong hệ thống hoàn chỉnh vỉa - giếng đúng với thực tế. Các kết quả mô phỏng dòng chảy vỉa chứa (như trạng thái pha thành phần chất lưu và động thái năng lượng vùng cận đáy giếng) được sử dụng làm số liệu đầu vào để xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng.

Việc sử dụng mô hình mô phỏng tích hợp cho kết quả dự báo (về thay đổi trạng thái pha thành phần chất lưu và động thái năng lượng trong vỉa chứa và trong lòng giếng trong suốt đời mỏ) phù hợp với thực tế hơn so với việc sử dụng mô hình mô phỏng riêng lẻ trong vỉa chứa hoặc trong lòng giếng. Kết quả dự báo sản lượng cũng như động thái của giếng đã được kiểm chứng trên số liệu khai thác cập nhật của giếng HT-3P và cho kết quả phù hợp với thực tế.

Khi đánh giá khai thác chỉ thông qua mô hình mô phỏng vỉa chứa, sản lượng khai thác dự báo có thể cao hơn so với thực tế ở thời điểm giếng không còn khả năng cho dòng do không tính đến quá trình



Hình 8. Vận tốc dầu và khí tại thời điểm 1,7 ngày sau khi mở giếng (năm 2021)

ngưng tụ lỏng ở đáy giếng. Ngược lại, khi chỉ đánh giá khai thác thông qua mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng sẽ cho kết quả thời điểm giếng bị dừng sớm hơn so với thực tế do hiện tượng ngưng tụ lỏng tại đáy giếng.

Việc tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa và mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng là phát hiện quan trọng của nghiên cứu này giúp dự báo chính xác hơn động thái khai thác mỏ Hải Thạch nói riêng cũng như mỏ khí - condensate nói chung.

Tài liệu tham khảo

1. G.Coskuner. *Performance prediction in gas condensate reservoirs*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1999; 38(8).

2. 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*. Journal of Geosystem Engineering. 2011; 14(3): p. 135 - 144.

3. R.G.Turner, M.G.Hubbard, A.E.Dukler. *Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells*. Journal of Petroleum Technology. 1968; 21(11): p. 1.475 - 1.482.

4. Niek Dousi, Cornelis A.M.Veecken, Peter K.Currie. *Modeling the gas well liquid loading process*. Offshore Europe, Aberdeen, United Kingdom. 6 - 9 September, 2005.

5. Abdul Rehman, Nitsupon Soponsakulkaew, Oladele Olalekan Bello, Gioia Falcone. *A generic model for optimizing the selection of artificial lift methods for liquid loaded gas well*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA. 30 October - 2 November, 2011.

6. Gael Chupin, Bin Hu, Top Haugset, Magali Claudel. *Intergrated wellbore/reservoir models predicts flow transient in liquid loading gas wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim California, USA. 11 - 14 November, 2007.

7. W.L.Sturn, S.P.C.Belfroid, O.van Wolfswinkel, M.C.A.M.Peters, F.J.P.C.M.G Verhelst. *Dynamic reservoir well interaction*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA. 26 - 29 September, 2004.

8. He Zhang, Gioia Falcone, Catalin Teodoriu. *Modeling fully transient two-phase flow in the near-wellbore region during liquid loading in gas well*. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2010; 2(2 - 3): p. 122 - 131.

INTERGRATED SIMULATION MODELLING APPROACH FOR OPTIMISATION OF PRODUCTION FORECAST IN GAS-CONDENSATE WELLS, HAI THACH FIELD

Nguyen Minh Quy¹, Phan Ngoc Trung², Ngo Huu Hai³, Dang Anh Tuan³, Tran Vu Tung³, Pham Truong Giang¹, Pham Chi Duc¹

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Vietnam Oil and Gas Group (PVN)

³Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

Email: quynm@vpi.pvn.vn

Summary

Hai Thach field (Block 05-2, Nam Con Son basin) is a gas - condensate field with high geological complexity, high temperature and pressure. In general, reservoir properties strongly vary between different areas of the field which affect the production as well as the condensate banking in the bottom of the well and near wellbore region with different intensity between produced reservoirs.

In this study, an integrated simulation method combining multiphase pipeline simulation software with the input from the results of reservoir simulation is used to verify the condensate banking and its effects in the well production, on that basis optimising production forecast for gas-condensate wells in Hai Thach field.

Key words: Liquid hold up, reservoir simulation, inter-well simulation, integrated simulation, production forecast, Hai Thach field.