



NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG VÀ DỰ BÁO QUÁ TRÌNH NGƯNG TỤ LÔNG XẢY RA TRONG GIẾNG KHAI THÁC Ở MỎ KHÍ CONDENSATE

Nguyễn Minh Quý¹, Ngô Hữu Hải², Đặng Anh Tuấn², Trần Vũ Tùng², Hoàng Long¹, Phạm Trường Giang¹, Lê Thị Thu Hương¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: quynm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng là nguyên nhân chính gây ra tình trạng suy giảm sản lượng ở các mỏ khí condensate, đặc biệt là trong giai đoạn khai thác cuối. 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.

Bài báo phân tích các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng và cơ chế chảy ngược tích tụ đáy giếng khai thác từ các nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của áp suất vùng cận đáy giếng, quỹ đạo giếng khoan, thành phần chất lưu vỉa, áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, tổn hao nhiệt độ - áp suất theo thân giếng khai thác, cơ chế dòng chảy, lưu lượng khai thác.

Kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng thủy động lực học dòng chảy đa pha trong giếng W-3P cho thấy nếu lưu lượng khí khai thác giảm < 800 nghìn ft³/ngày thì khả năng xảy ra hiện tượng ngưng tụ lỏng và nguy cơ dừng khai thác rất cao. Đây là cơ sở giúp nhà điều hành triển khai các giải pháp giúp ngăn ngừa hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng, có thể thiết kế tối ưu các giếng khai thác với quỹ đạo giếng, đường kính giếng phù hợp.

Từ khóa: Ngưng tụ lỏng, vận tốc tới hạn, dòng chảy trong giếng khí, tối ưu khai thác.

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác các mỏ khí condensate, thành phần chất lưu vỉa từ giếng di chuyển lên bề mặt luôn có một lượng pha lỏng tồn tại trong dòng chảy, có thể là nước và hydrocarbon lỏng tùy thuộc vào trạng thái cân bằng pha. Trong thời gian đầu khai thác khi vận tốc của dòng khí đủ lớn để cung cấp động năng cho các hạt lỏng, dòng khí sẽ mang theo các hạt lỏng lên trên bề mặt. Tuy nhiên khi khai thác một thời gian, áp suất vùng cận đáy giếng giảm làm vận tốc của dòng khí giảm dần đến một giá trị nhất định gọi là vận tốc tới hạn, các hạt lỏng ngưng tụ hoặc lượng lỏng trong dòng khí bị cuốn từ vỉa vào giếng sẽ bắt đầu rơi hoặc chảy ngược trở lại đáy giếng dưới tác dụng của trọng lực. Lượng chất lỏng chảy ngược sẽ tích tụ dần ở đáy giếng làm áp suất thủy tĩnh ở đáy giếng tăng lên, dẫn đến lưu lượng khí khai thác giảm dần và cản trở hoạt động khai thác. Vận tốc dòng khí tiếp

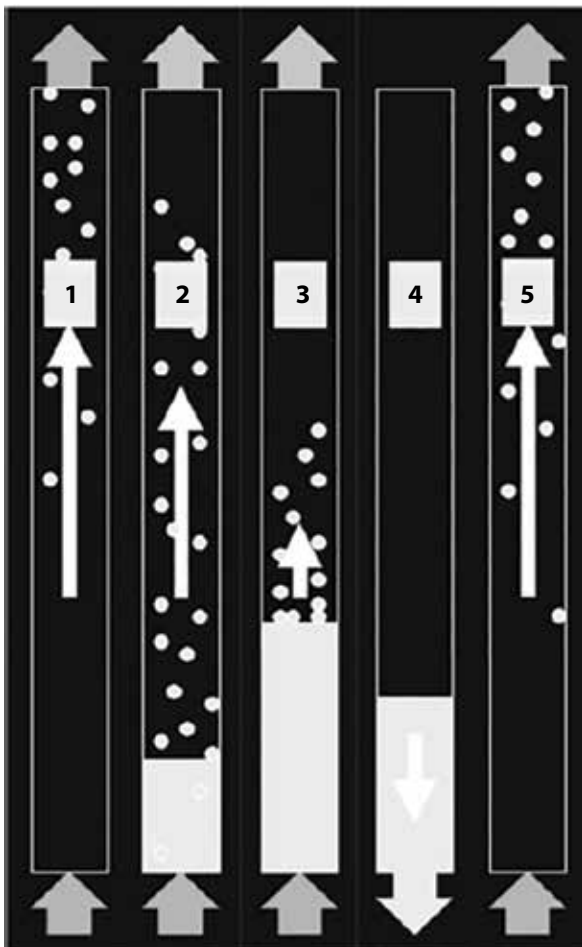
tục giảm, pha lỏng tích tụ nhiều hơn nên hình thành các màng chất lỏng chảy ngược liên tục theo thành ống khai thác xuống đáy giếng. Khi cột chất lỏng ở đáy giếng đủ lớn sẽ ngăn hoàn toàn dòng khí đi vào giếng.

Hiện tượng ngưng tụ lỏng và chảy ngược, tích tụ lỏng ở đáy giếng khai thác được tạo ra và bị ảnh hưởng bởi các yếu tố 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, độ nhám thành giếng, tổn hao nhiệt - áp hoặc sự thay đổi trong quá trình điều hành khai thác (như tăng giảm van, côn điều tiết trên miệng giếng đột ngột)... Hiện tượng này còn phụ thuộc vào thành phần của khí - lỏng của từng đối tượng khai thác với hàm lượng lỏng trong khí cao, trạng thái pha của condensate - khí - nước và quá trình tách pha của phần lỏng khi thay đổi nhiệt độ và áp suất.

Các nghiên cứu đầu tiên trên thế giới về ngưng tụ lỏng trong giếng tập trung vào các yếu tố vật lý của dòng chảy 2 pha, là mối liên hệ giữa vận tốc chuyển động của

dòng khí với các yếu tố như chế độ chảy, kích thước hạt lỏng, tỷ lệ pha khí và pha lỏng, các lực tương tác lên hạt lỏng trong chuyển động. Turner đã đưa ra phương pháp dự báo tốc độ tới hạn của dòng khí dựa trên các tính toán cân bằng giữa lực nâng và trọng lực tác dụng lên các hạt lỏng có kích thước tối đa có thể. Hai yếu tố cơ bản để xác định sự hình thành của quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng là: (i) hiện tượng ngưng tụ bắt đầu diễn ra khi kích thước của hạt lỏng ngưng tụ đủ lớn để dòng khí chuyển động không đủ khả năng mang theo và hạt lỏng bắt đầu rơi ngược xuống đáy giếng do tác dụng của trọng lực; (ii) tính ổn định của lớp màng lỏng bám dọc theo thành ống. Sau này, mô hình Turner tiếp tục được phát triển với nhiều quan điểm mới và đã chứng minh rằng quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng cần phải nghiên cứu và tính đến chuyển động của dòng chảy pha lỏng dạng màng dọc theo thành ống.

Hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng gồm 5 quá trình liên tục diễn ra trong giếng khai thác như sau (Hình 1):



Hình 1. Các quá trình của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng

- Quá trình 1: Cả 2 pha khí và lỏng cùng chuyển động lên bề mặt.
- Quá trình 2: Vận tốc của dòng khí giảm thấp đến mức không đủ khả năng đẩy các hạt pha lỏng lên bề mặt. Dòng chất lỏng chảy ngược trở lại đáy giếng và bắt đầu tích tụ tại đây.
- Quá trình 3: Lớp chất lỏng tích tụ tại đáy giếng dẫn đến tăng áp suất thủy tĩnh ở đáy giếng làm giảm lưu lượng dòng khí từ vỉa đi vào giếng, quá trình này tiếp tục cho đến khi dòng khí đi vào giếng dừng hẳn.
- Quá trình 4: Lượng chất lỏng tích tụ ở đáy giếng sau đó bị ép trở lại vỉa khi áp suất ở đáy giếng cao hơn áp suất vỉa vùng cận đáy giếng. Trong quá trình ép ngược lại đó, áp suất của vùng cận đáy giếng được bổ sung (từ năng lượng của vỉa).
- Quá trình 5: Áp suất vùng cận đáy giếng được bổ sung cho đến khi đủ để nâng cột chất lưu (2 pha khí - lỏng) trong giếng khai thác lên bề mặt, dòng chảy trong giếng sẽ hoạt động trở lại.

Các quá trình được mô tả như trong Hình 1 và được lặp lại cho đến khi vỉa không thể bổ sung áp suất cho vùng cận đáy giếng đạt áp suất cần thiết để tiếp tục nâng cột lưu chất trong giếng đi lên. Khi đó giếng sẽ dừng hoạt động hoàn toàn.

Do tính chất phức tạp của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác khí, bài báo này tập trung vào các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ và cơ chế chảy ngược của pha lỏng cũng như quá trình và thể tích lỏng tích tụ có thể dẫn đến phải dừng khai thác của giếng. Nghiên cứu đã đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng như: quỹ đạo giếng khoan, thành phần khí hydrocarbon của khí khai thác, lưu lượng khai thác, IPR (Inflow Performance Relationship), áp suất miệng giếng, tổn hao nhiệt độ - áp suất theo thân giếng khai thác, cơ chế dòng chảy trong giếng.

Để nghiên cứu và đánh giá yếu tố ảnh hưởng, dự báo quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác sử dụng các số liệu như quỹ đạo giếng khoan, tính chất chất lưu vỉa, thông số khai thác thực tế của 1 giếng khai thác (W-3P) của mỏ khí condensate để xây dựng mô hình dòng chảy trong giếng trên phần mềm chuyên dụng. IPR, áp suất miệng giếng, hệ số tổn hao nhiệt và hệ chất lưu vỉa đưa vào mô hình được khớp lịch sử với các thông số thực tế khai thác của giếng W-3P để chính xác lại mô hình thủy động lực học của giếng. Mô hình đủ độ tin cậy để chạy mô phỏng nghiên cứu, đánh giá các yếu tố chính ảnh hưởng đến giếng và phân tích cơ chế cũng như dự báo quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác.

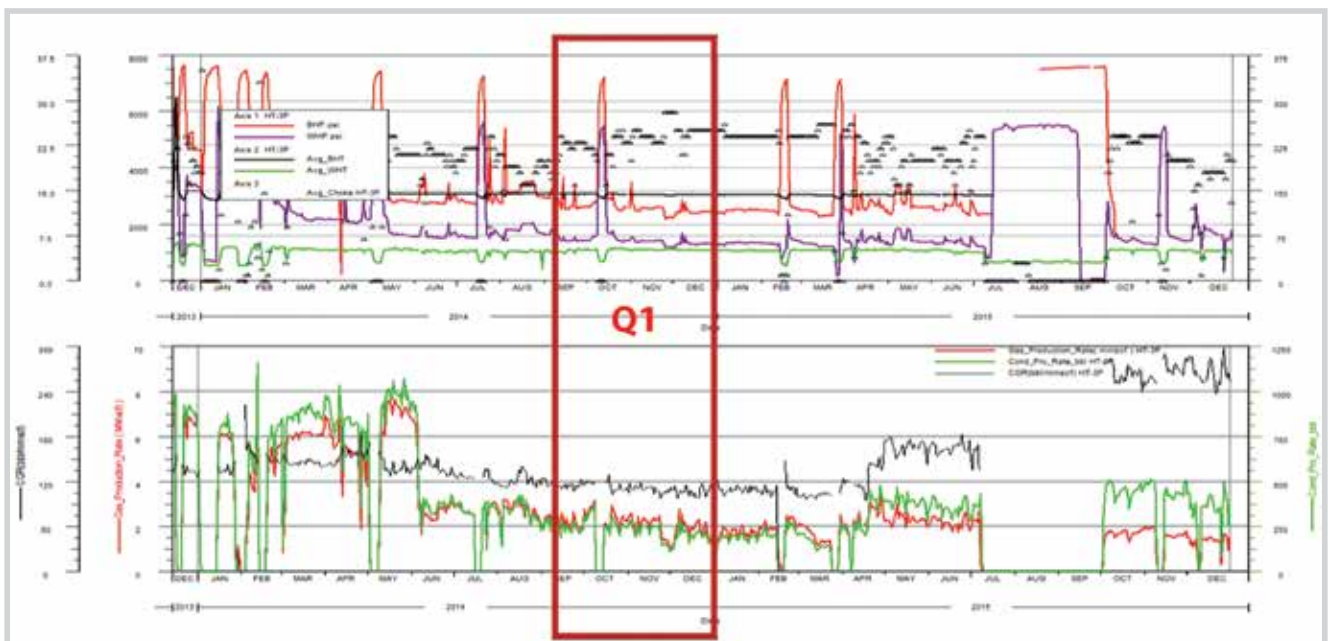
2. Hiện trạng khai thác và các yếu tố ảnh hưởng

Về hiện trạng khai thác, khu vực nghiên cứu có 4 giếng khai thác với lưu lượng trung bình giếng khoảng 20 triệu ft³ khí tiêu chuẩn/ngày (mmsfc/d). Tuy nhiên động thái khai thác từng giếng có sự khác biệt rất lớn, lưu lượng khí thay đổi từ 3 - 50 triệu ft³ khí/ngày, tỷ số condensate và khí (CGR) thay đổi từ 60 - 180 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu ft³ khí. Phân tích lưu lượng dòng và đồ thị áp suất đáy giếng cho thấy tại các giếng, áp suất đều giảm xuống thấp hơn so với áp suất bão hòa, dẫn đến quá trình tách pha và hiện tượng ngưng tụ lỏng xuất hiện ở các giếng đang khai thác. Tuy nhiên, mức độ ảnh hưởng của quá trình này đến hiệu quả khai thác của từng giếng khác nhau, do chất lượng đá chứa tại các khu vực có sự biến đổi tương đối lớn. Các giếng khai thác chịu ảnh hưởng lớn nhất của ngưng tụ lỏng trong vỉa là giếng W-2P và W-3P. Giếng W-3P hiện đang khai thác với hệ số sản phẩm thấp và tốc độ suy giảm nhanh.

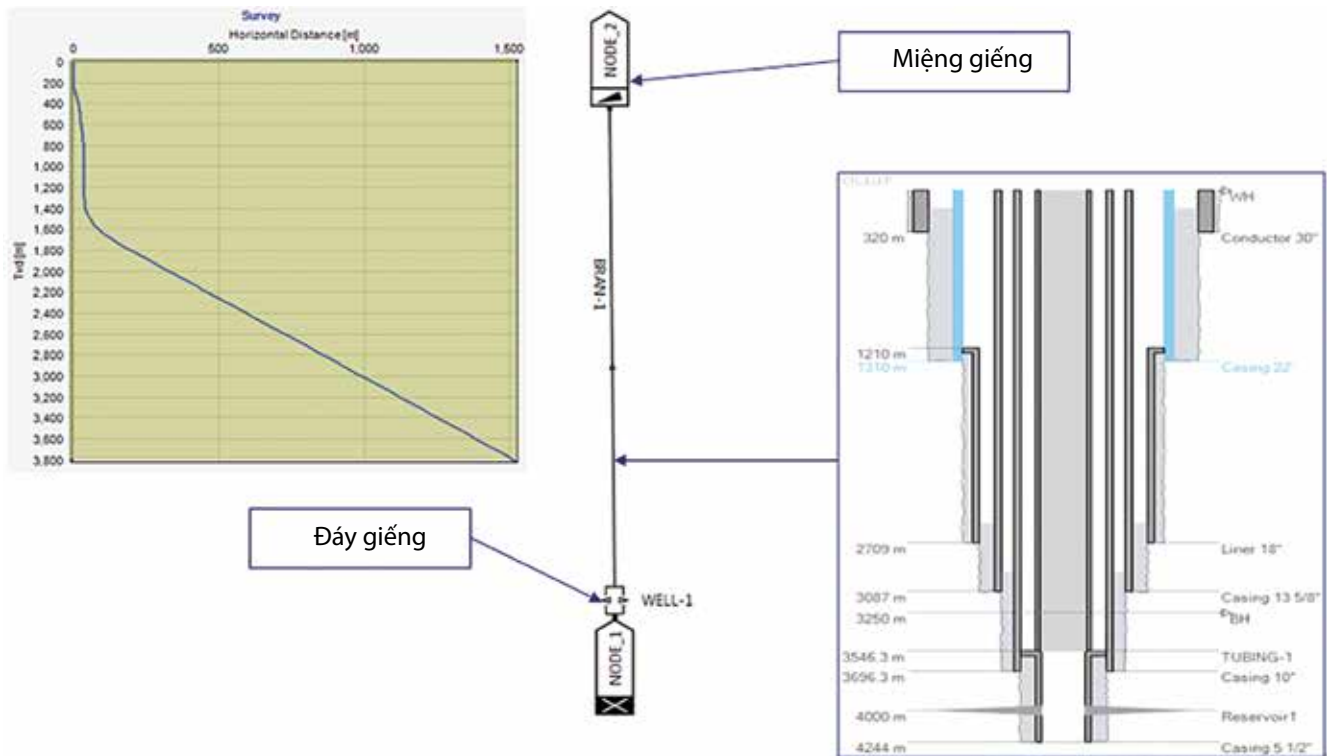
Trong phạm vi bài báo này, các thông số vỉa vùng cận đáy giếng, chất lưu vỉa, thông số giếng, động thái khai thác của giếng W-3P đã được sử dụng để xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong giếng, phục vụ cho các đánh giá chuyên sâu. Tính từ thời điểm bắt đầu đưa vào hoạt động tới thời điểm tiến hành nghiên cứu, giếng W-3P khai thác được 2 tỷ ft³ khí và 0,218 triệu thùng condensate. Sản lượng trung bình của giếng đạt 2,7 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày và 366 thùng condensate/ngày, CGR của giếng rất cao, từ 112 - 130 thùng/triệu ft³ khí. Áp suất của đáy giếng

trung bình là 4.368psi, khi khai thác giảm xuống 2.733psi và áp suất ngưng tụ condensate của mỏ nằm trong khoảng 6.984,7 - 7.428,7psi. Do đó, ngay khi bắt đầu khai thác thì tại vùng cận đáy giếng đã có quá trình tách pha của condensate và gây ra hiện tượng ngưng tụ lỏng trong vỉa làm ảnh hưởng tới khả năng khai thác của giếng. Tuy nhiên ngưng tụ lỏng trong vỉa chủ yếu xảy ra tại khu vực cận đáy giếng nên khi đóng giếng áp suất phục hồi rất nhanh. Như vậy, quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng diễn ra rất phức tạp và bất thường do áp suất vùng cận đáy giếng, lưu lượng khí - lỏng và thành phần khí khai thác sẽ thay đổi do phụ thuộc vào quá trình ngưng tụ lỏng tại vùng cận đáy giếng.

Lịch sử giếng W-3P cho thấy giai đoạn Q1 (Hình 2) có động thái khai thác ổn định. Các kết quả đánh giá đã khẳng định quá trình ngưng tụ lỏng tại vùng cận đáy giếng không ảnh hưởng nhiều đến trạng thái khai thác của giếng nên nhóm tác giả đã chọn giai đoạn Q1 làm số liệu đầu vào cho mô hình giếng để chính xác và dự báo ngưng tụ lỏng trong giếng. Tính đến thời điểm thực hiện nghiên cứu, giếng W-3P và các giếng khai thác khác của mỏ đều không có nước khai thác, chủ yếu là vi lượng nằm trong dòng khí khai thác đi lên. Do đó, quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P là quá trình ngưng tụ của các hydrocarbon từ các giọt chất lỏng tồn tại trong dòng khí hoặc màng chất lỏng trên bề mặt ống khai thác trong quá trình dịch chuyển của hệ chất lưu từ đáy giếng lên miệng giếng.



Hình 2. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng W-3P



Hình 3. Sơ đồ cấu trúc và quỹ đạo giếng W-3P trên phần mềm chuyên dụng

3. Mô hình dòng chảy đa pha thủy động lực của giếng W-3P

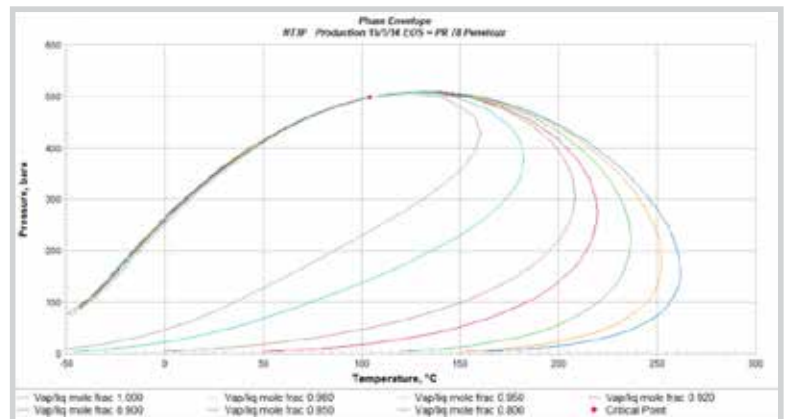
Mô hình nghiên cứu hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P được xây dựng trên phần mềm mô phỏng dòng chảy đa pha để mô phỏng dòng chảy động trong giếng theo quá trình khai thác của giếng. Các phương trình tính toán cân bằng khối lượng đã được sử dụng cho từng trạng thái và pha riêng biệt phụ thuộc vào tính chất của lưu thể như với pha khí đã tách lỏng, nước khai thác dạng giọt, nước khai thác dạng màng, condensate dạng giọt hoặc condensate dạng màng. Phương trình động lượng cũng được tính toán đồng thời trong phần mềm cho nhiều pha của hệ lưu thể vỉa.

3.1. Quỹ đạo giếng khai thác W-3P

Quỹ đạo giếng, khoảng hoàn thiện, thiết bị lòng giếng thực tế của giếng W-3P đã được đưa vào mô hình mô phỏng (Hình 3).

3.2. Hệ số trao đổi nhiệt

Hệ số trao đổi nhiệt của hệ chất lưu trong giếng với nhiệt độ đá vỉa theo thân giếng khoan được mô phỏng lại thông qua giá trị



Hình 4. Giản đồ pha của khí và của giếng W-3P

OHTC (overall heat transfer coefficient). Hệ số trao đổi nhiệt được đưa vào dựa trên thông số của chất liệu của thành giếng cũng như giá trị phù hợp để mô phỏng sự tổn hao nhiệt độ theo thân giếng phù hợp với thực tế khai thác của quá trình thay đổi từ nhiệt độ vỉa (150°C) lên đến miệng giếng (52°C).

3.3. Tính chất của khí khai thác

Tính chất hệ chất lưu là vấn đề quan trọng khi khí khai thác trên điểm sương ở điều kiện vỉa do sự dịch chuyển từ khí vỉa sang khí có chứa condensate tách từ khí vỉa là yếu tố ảnh hưởng quan trọng lên sự tổn hao áp suất từ vỉa vào giếng và dọc thân giếng khai thác, ngoài ra còn ảnh hưởng đến quan hệ giữa ngưng tụ lỏng và cân bằng pha khí - lỏng. Thành phần khí của giếng W-3P đưa vào mô hình được lấy từ kết quả phân tích thử vỉa để loại trừ khả năng sai

lệch do bị mất phần nặng từ quá trình ngưng tụ lỏng trong vỉa (Hình 4).

3.4. Các thông số khai thác của giếng W-3P

IPR trong giai đoạn Q1 của giếng khai thác W-3P được sử dụng làm thông số đầu vào cho mô hình giếng. Áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, lưu lượng khai thác khí và tỷ số CGR được khớp với thực tế của giai đoạn Q1 của giếng khai thác. IPR được xác định từ số liệu đo đạc thực tế và tính toán cùng giai đoạn khai thác Q1 với công thức sau:

$$Q = 0,052 (P_R^2 - P_{wf}^2) \text{ với } Q = scf/D, P = psia$$

Áp suất đáy giếng được tính từ đường IPR cho kết quả khớp với thực tế đo của giếng là khoảng 155bar. Ngoài ra, các thông số khác cũng được khớp với thực tế như áp suất miệng giếng được khớp với thực tế khoảng 90bar, lưu lượng khớp với thực tế khoảng 2 triệu ft³ tiêu chuẩn/ngày và CGR khoảng 120 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu ft³. Mô hình mô phỏng thủy động lực học của giếng W-3P đã được chính xác với thực tế khai thác để chạy dự báo phục vụ nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng, cơ chế ngưng tụ lỏng và lưu lượng tới hạn để không xảy ra quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng làm giảm sản lượng khai thác.

3.5. Các kịch bản mô phỏng

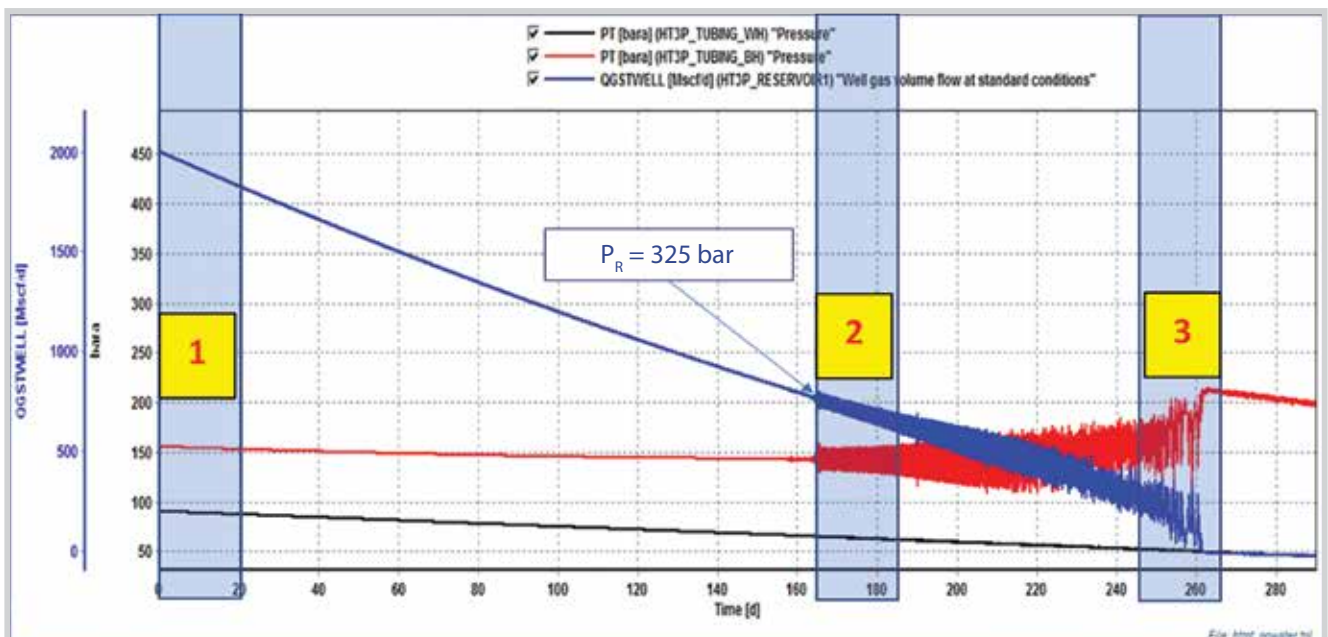
Các kịch bản mô phỏng được thực hiện mô phỏng lại quá trình suy giảm lưu lượng giếng W-3P. Các phương án

đánh giá ảnh hưởng của tính chất hệ chất lưu được mô phỏng như CGR thay đổi từ 125, 170 và 270 thùng/triệu ft³ khí, hàm lượng nước thay đổi theo tỷ lệ của pha lỏng do WCT từ 0 đến 0,5. Các thông số quan trọng như đường kính giếng và góc nghiêng được nghiên cứu chi tiết nhằm đánh giá ảnh hưởng và đưa ra các bài học cho việc thiết kế tối ưu các giếng khai thác của mỏ sau này. Các kịch bản mô phỏng và dự báo như sau:

- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P theo sự suy giảm của lưu lượng khai thác khí.
- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P do lượng lỏng tăng lên trong pha khí (CGR).
- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P do WCT tăng từ 0 đến 0,5.
- Đánh giá ảnh hưởng và dự báo khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P với các thay đổi góc nghiêng của giếng W-3P.

4. Kết quả dự báo hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P

Kết quả mô phỏng trên điều kiện thực giếng W-3P cho thấy lưu lượng khai thác giảm theo thời gian và giếng dừng hoạt động tại time-step 260. Áp suất đáy giếng biến động và tăng cao trong giai đoạn cuối đến khi không thể đẩy được chất lỏng lên miệng giếng và lưu lượng khí tại time-step 260 bằng 0 (Hình 5 và 6).



Hình 5. Mối quan hệ giữa ngưng tụ lỏng và sự suy giảm lưu lượng khí

Ngưng tụ lỏng bắt đầu xảy ra khi lưu lượng giảm xuống dưới 750 nghìn ft³ khí/ngày, pha lỏng ngưng tụ ở đáy giếng tăng dần tới thời điểm dòng khí không đủ động năng để chảy lên bề mặt, giếng bị ngừng khai thác. Quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng W-3P xảy ra theo 3 giai đoạn sau (Hình 5):

- Giai đoạn 1: Thời gian bắt đầu mô phỏng tương ứng với lưu lượng khí cũng như các thông số khai thác khác (BHP, THP, THT, CGR...) được mô phỏng khớp với giai đoạn khai thác thực tế Q1.

- Giai đoạn 2: Theo thời gian khai thác lưu lượng khí giếng W-3P giảm dần xuống và quá trình ngưng tụ lỏng bắt đầu xuất hiện với cả 2 hiện tượng ngưng tụ dạng giọt và ngưng tụ dạng màng. Lưu lượng khí bắt đầu không ổn định khi giảm đến 750 nghìn ft³ khí/ngày.

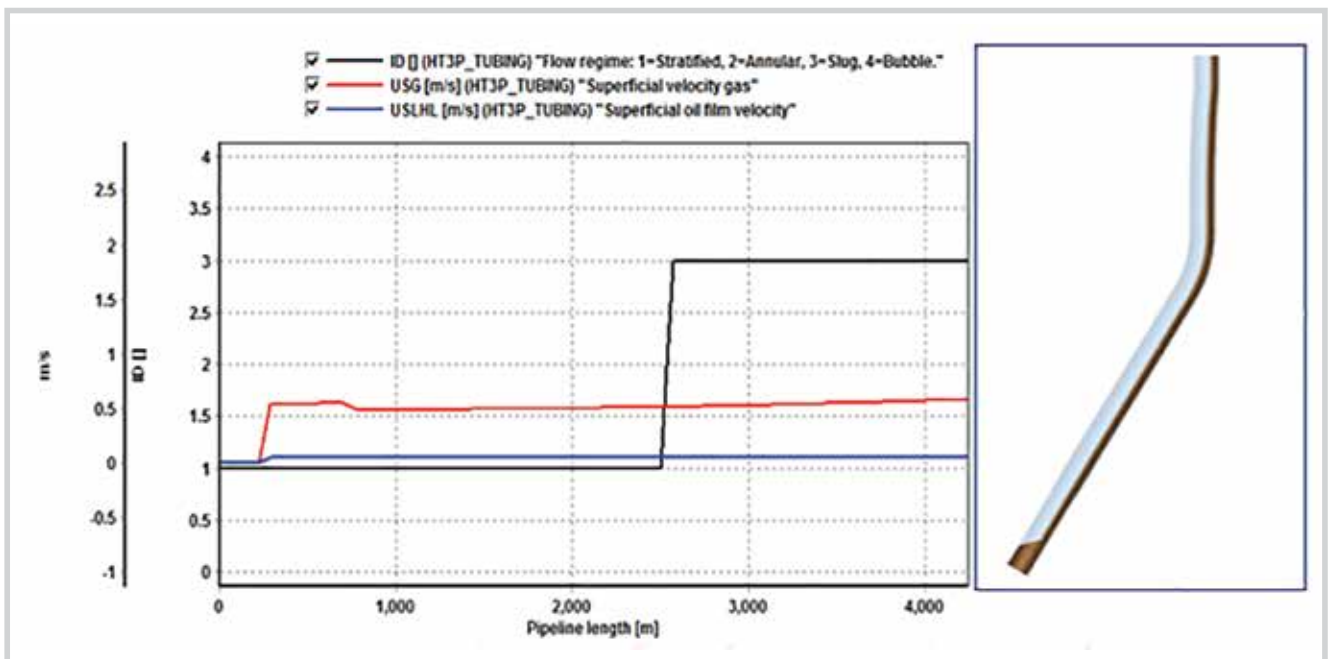
- Giai đoạn 3: Quá trình ngưng tụ lỏng với quá trình ngưng tụ ngược từ miệng giếng đến đáy giếng và tích tụ dần dưới đáy giếng làm cản trở dòng khí đi lên và kết quả là năng lượng dòng khí không đủ để tiếp tục đẩy cột chất lỏng đi lên, có thể khiến giếng dừng hoạt động mặc dù chênh áp giữa đáy giếng và miệng giếng vẫn lớn.

Giai đoạn 1 chính là trạng thái khai thác hiện tại của giếng W-3P với CGR = 125 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu ft³ khí và lưu lượng khí khoảng 2 triệu ft³ thì hiện tượng ngưng tụ lỏng chưa xảy ra, thể hiện qua $V_L = 0$ (Hình 6). Lượng lỏng trong pha khí tiếp xúc với bề mặt ống khai thác và dòng khí vẫn đủ năng lượng để đẩy lên trên miệng giếng.

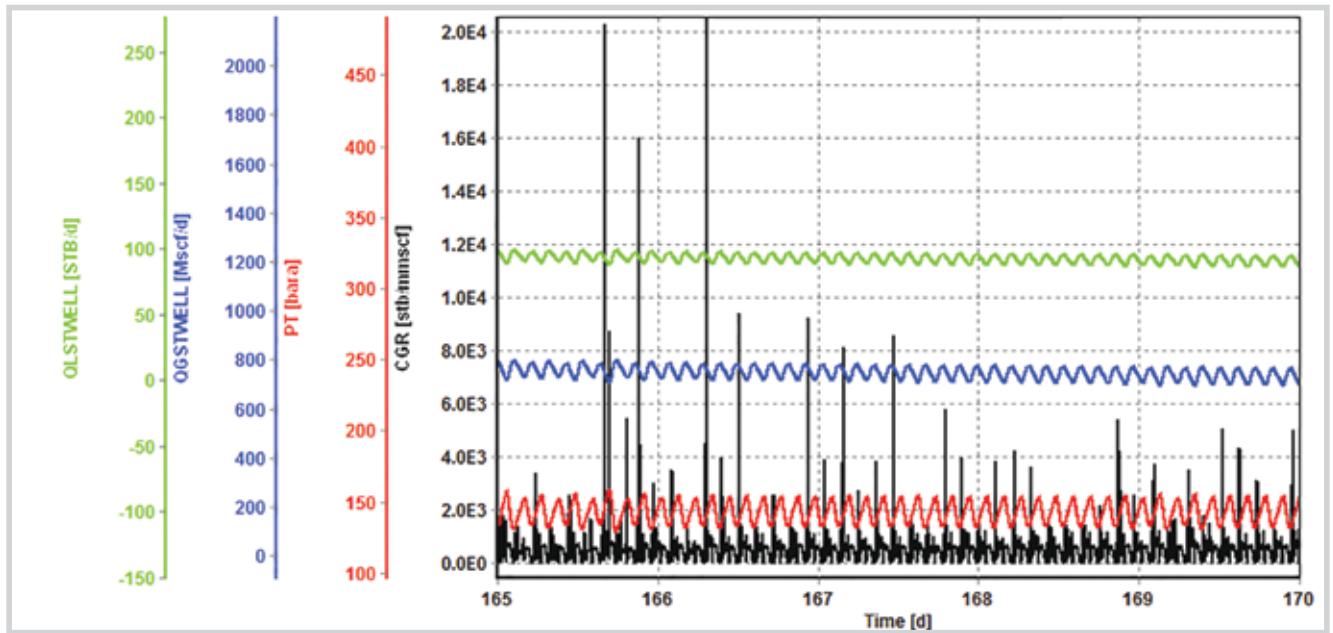
Giai đoạn 2 với lưu lượng khí giảm xuống theo IPR giảm. Tại thời điểm với lưu lượng khí khoảng 800 nghìn ft³ khí/ngày và áp suất đáy giếng BHP = 150bar thì quá trình ngưng tụ lỏng bắt đầu xuất hiện. Hiện tượng này làm cản trở dòng chảy của khí dẫn đến lưu lượng khí khai thác không ổn định (Hình 7). Quá trình chảy ngược của hệ chất lỏng tại một số vị trí trên thân giếng (Hình 8) ở vị trí góc nghiêng của giếng (1.400 mTVD). Tuy nhiên lưu lượng khí còn cao và đến một giá trị chênh áp đủ lớn đã đẩy lượng chất lỏng ngưng tụ lên miệng giếng, dẫn đến lưu lượng khí lên bề mặt không ổn định. Sự tăng/giảm phụ thuộc vào các nút thắt lỏng được đẩy lên.

Giai đoạn 3 được nghiên cứu và đánh giá nhằm xác định ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hiệu quả khai thác của giếng W-3P cũng như xác định thời gian từ khi xuất hiện ngưng tụ lỏng đến khi giếng không còn có khả năng cho dòng khí. Lượng chất lỏng chảy xuống và tích tụ ở đáy giếng được thể hiện qua $V_L = -0,5$ đến -1 ứng với thời gian và vị trí trong thân giếng từ đáy giếng lên miệng giếng (Hình 9).

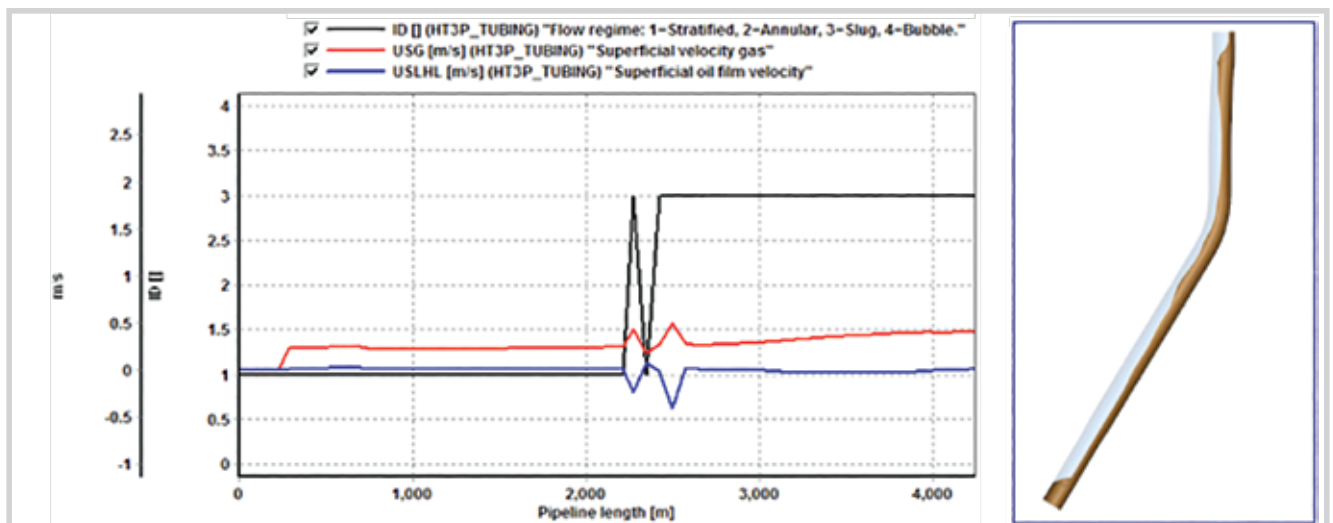
Quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra trong giếng W-3P làm lưu lượng khí khai thác giảm nhanh và sau một thời gian lưu lượng lỏng thu hồi trên miệng giếng cũng bằng 0. Điều này cho thấy ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng lên giếng rất nhanh và khi cột chất lỏng tích tụ dần ở đáy giếng đủ lớn đến khi vận tốc của dòng khí không đủ năng lượng để nâng nút thắt lỏng lên miệng giếng sẽ làm giếng dừng hoạt động mặc dù chênh áp giữa đáy giếng và miệng giếng là rất lớn (Hình 10).



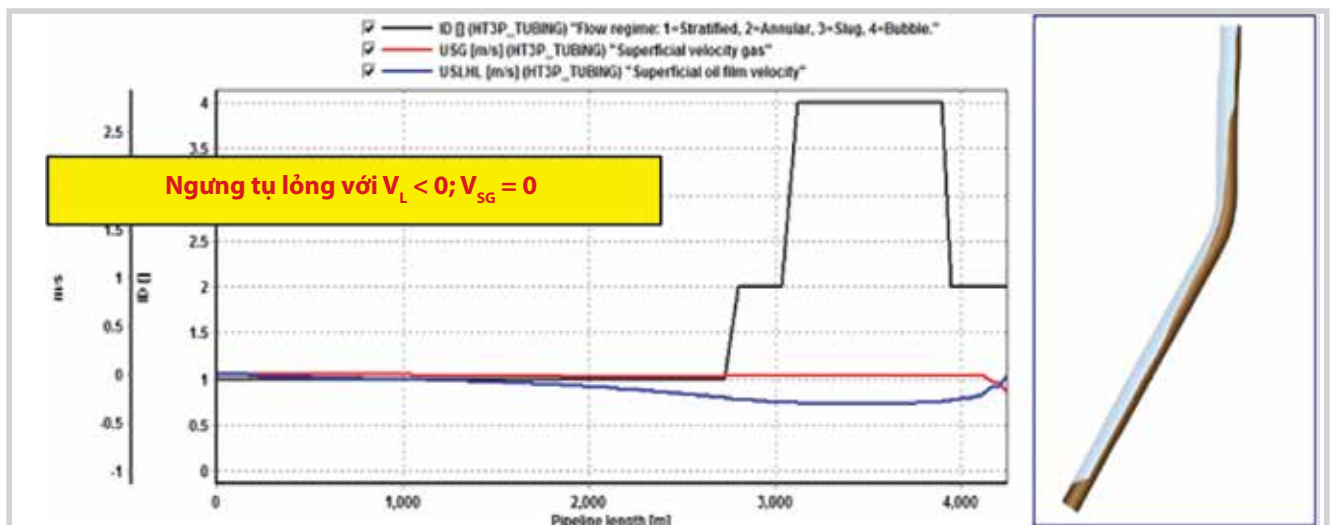
Hình 6. Cơ chế dòng chảy và vận tốc khí - lỏng trong giếng W-3P



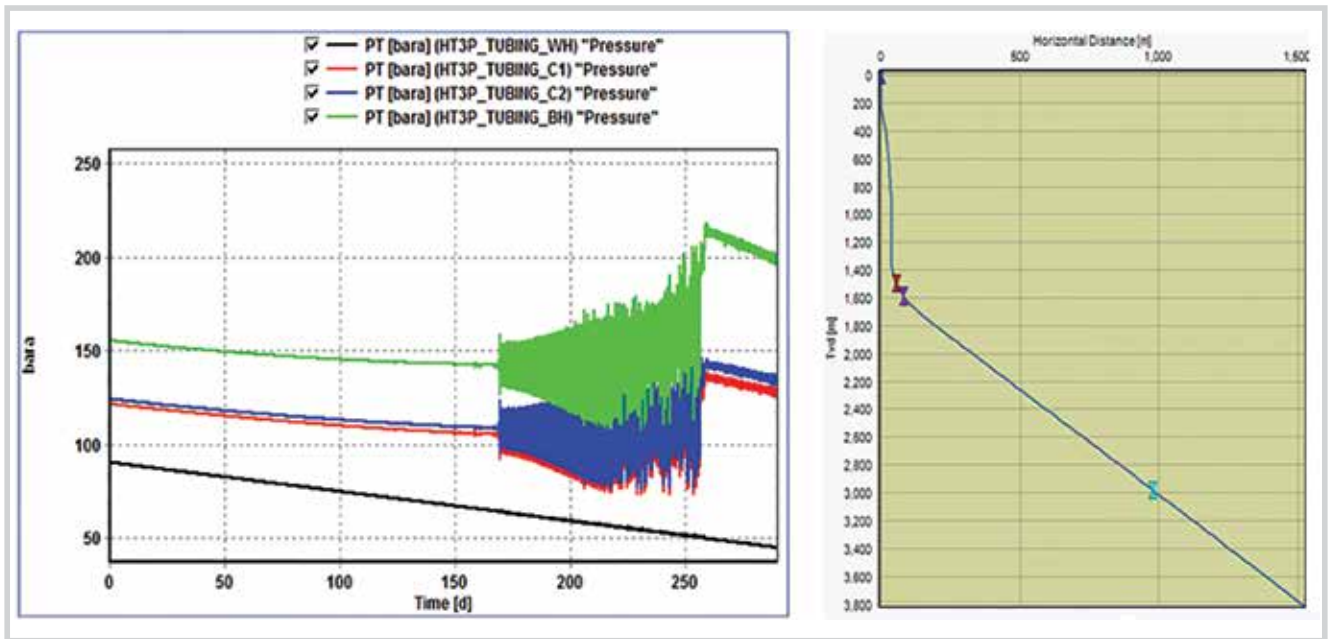
Hình 7. Lưu lượng khí tại thời gian mô phỏng 165 - 170 ngày



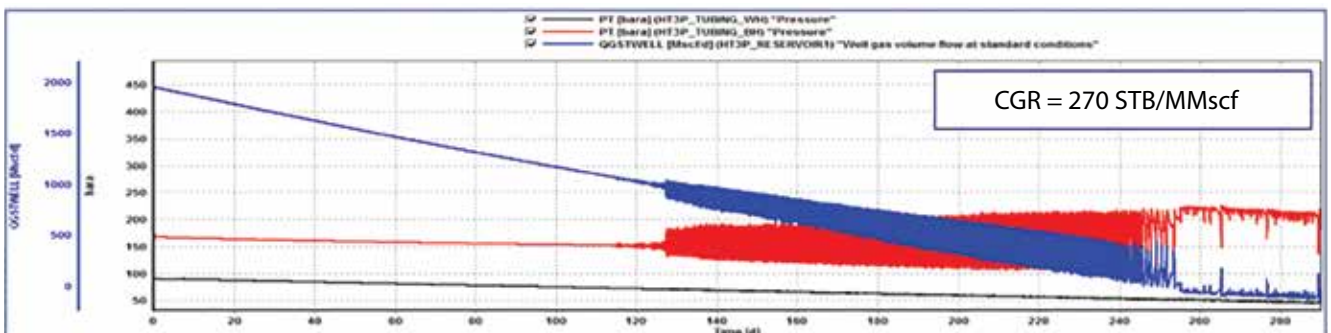
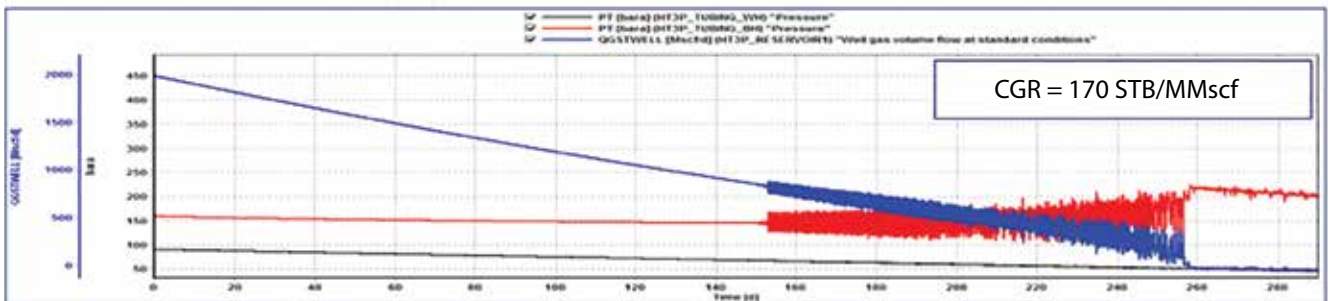
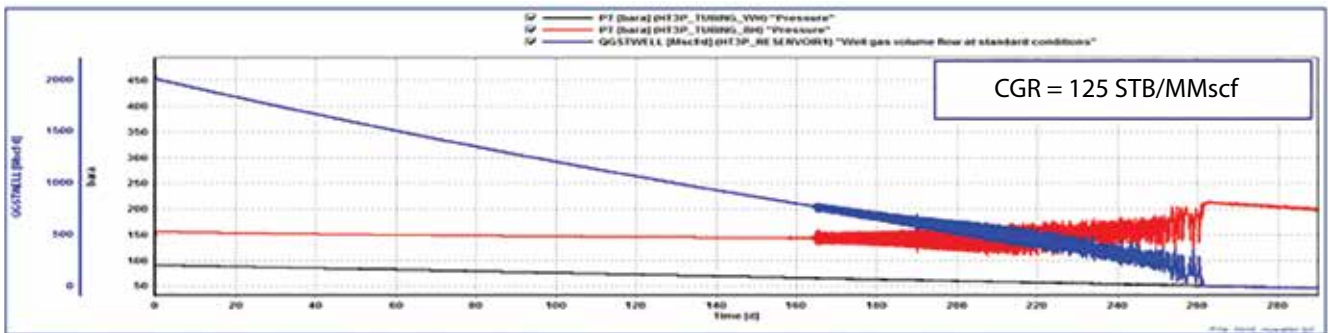
Hình 8. Cơ chế dòng chảy theo thân giếng khoan khi ngưng tụ lỏng hình thành



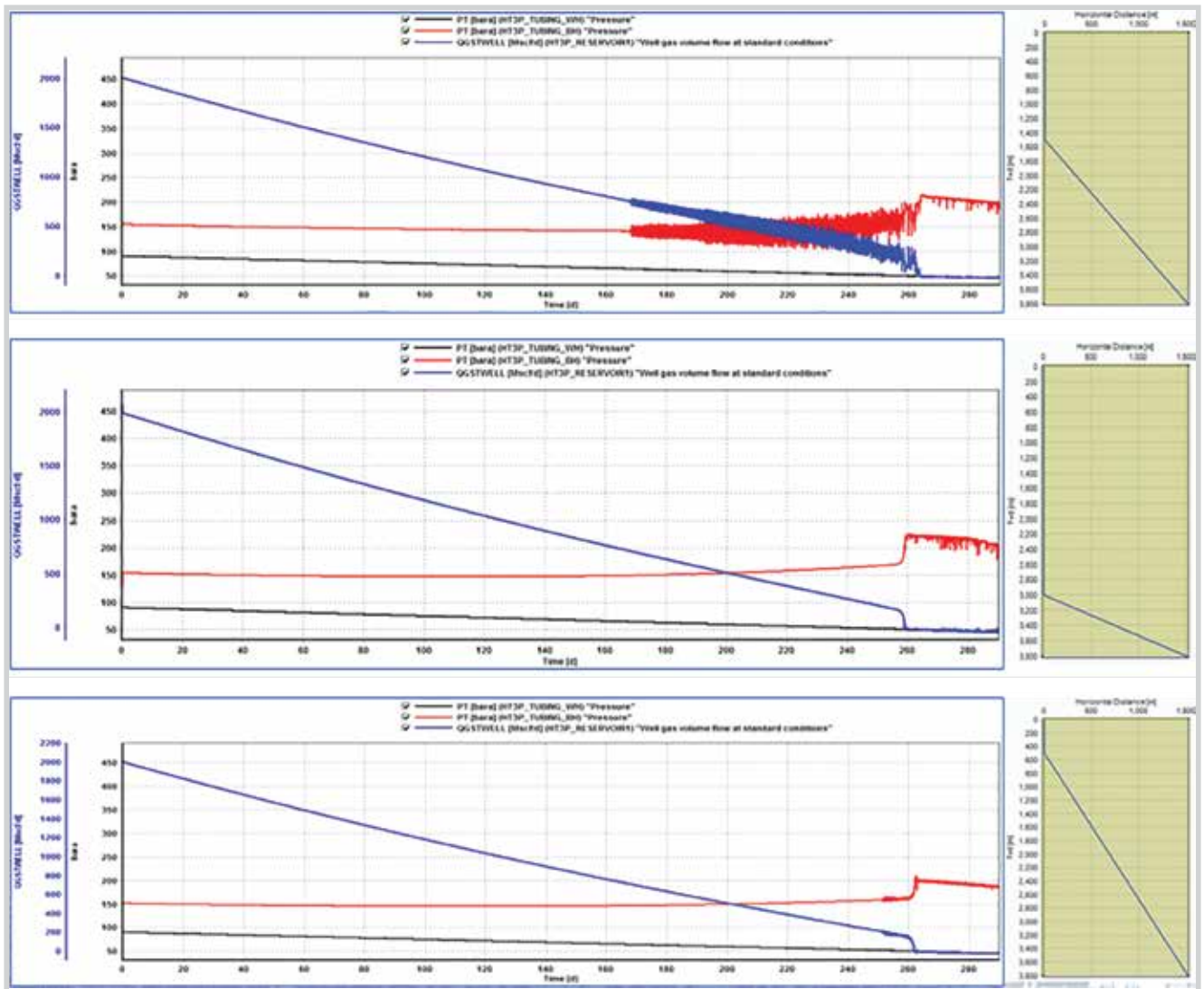
Hình 9. Vận tốc khí - lỏng theo thân giếng trong giai đoạn 3



Hình 10. Chênh áp giữa áp suất đáy giếng và miệng giếng W-3P



Hình 11. Ảnh hưởng của CGR lên quá trình ngưng tụ lỏng của giếng W-3P



Hình 12. Ảnh hưởng của quỹ đạo giếng đến hiện tượng ngưng tụ lỏng

4.1. Ảnh hưởng của CGR lên quá trình ngưng tụ lỏng của giếng W-3P

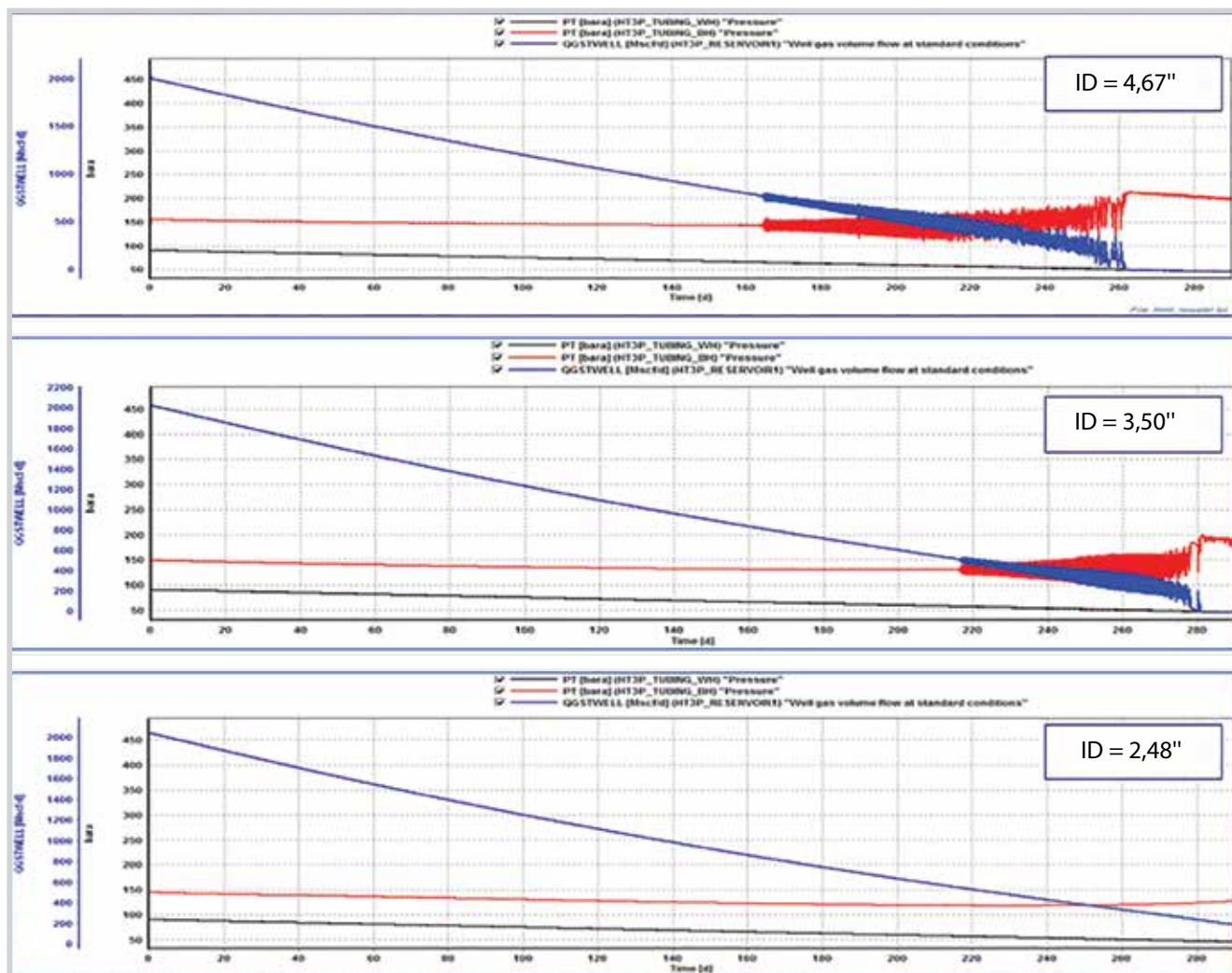
Kết quả phân tích thành phần hydrocarbon của khí ở giếng W-3P theo các giai đoạn khai thác từ thử vỉa đến nay và kết quả phân tích khí của mỏ cho thấy tính chất và chỉ số CGR thay đổi theo thời gian khai thác cũng như các khu vực trên mỏ. Sự thay đổi CGR sẽ làm thay đổi thời điểm cũng như cơ chế dòng chảy của quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng. Nghiên cứu đã tiến hành đánh giá ảnh hưởng CGR với các trường hợp độ nhạy CGR = 125, 170 và 270 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/triệu ft³ theo các kết quả phân tích về mức độ biến động CGR của giếng và của mỏ.

Kết quả mô phỏng cho thấy với CGR tăng dẫn đến quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra sớm hơn và mức độ nghiêm trọng hơn (Hình 11). Lưu lượng khí của giếng

W-3P với các tỷ số CGR cao có độ dao động không ổn định lớn hơn so với các trường hợp có CGR thấp hơn. Ngoài ra, tỷ số CGR thấp thì lưu lượng khí để quá trình ngưng tụ lỏng không xảy ra phải lớn hơn 750 nghìn ft³ khí/ngày còn với các tỷ số CGR cao hơn thì phải hơn 1 triệu ft³ khí/ngày.

4.2. Đánh giá ảnh hưởng của quỹ đạo giếng đến hiện tượng ngưng tụ lỏng

Kết quả mô phỏng cho thấy với quỹ đạo giếng W-3P hiện tại khả năng xảy ra ngưng tụ lỏng là cao nhất với góc nghiêng 30 - 40° ở độ sâu 1.400 mTVD (Hình 12). Các phân tích về áp suất tổn hao dọc thân giếng cũng cho thấy với quỹ đạo hiện tại thì mức độ tổn hao lớn nhất tại góc nghiêng này nên quá trình ngưng tụ lỏng xảy ra nghiêm trọng nhất tại vị trí này. Một số quỹ đạo với góc nghiêng khác được nghiên cứu nhằm đưa ra các



Hình 13. Hiện tượng ngưng tụ lỏng với các đường kính giếng

thông số phục vụ tối ưu thiết kế các giếng mới sau này của mỏ.

4.3. Đánh giá ảnh hưởng của đường kính giếng

Nghiên cứu đã xây dựng và đánh giá ảnh hưởng trên thông số giếng W-3P với các đường kính ống ID = 4,67"; 3,5" và 2,48". Kết quả cho thấy với đường kính giếng ID = 2,48" sẽ không có khả năng xảy ra hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng suốt quá trình khai thác. ID = 3,5" thì hiện tượng ngưng tụ lỏng xảy ra muộn hơn so với trường hợp ID = 4,67" hiện tại của giếng W-3P và với lưu lượng khí tới hạn cũng thấp hơn khoảng 600 nghìn ft³/ngày (Hình 13). Kết quả cũng cho thấy việc xử lý khi giếng W-3P có hiện tượng ngưng tụ lỏng với ống nhỏ sẽ hiệu quả trong tương lai.

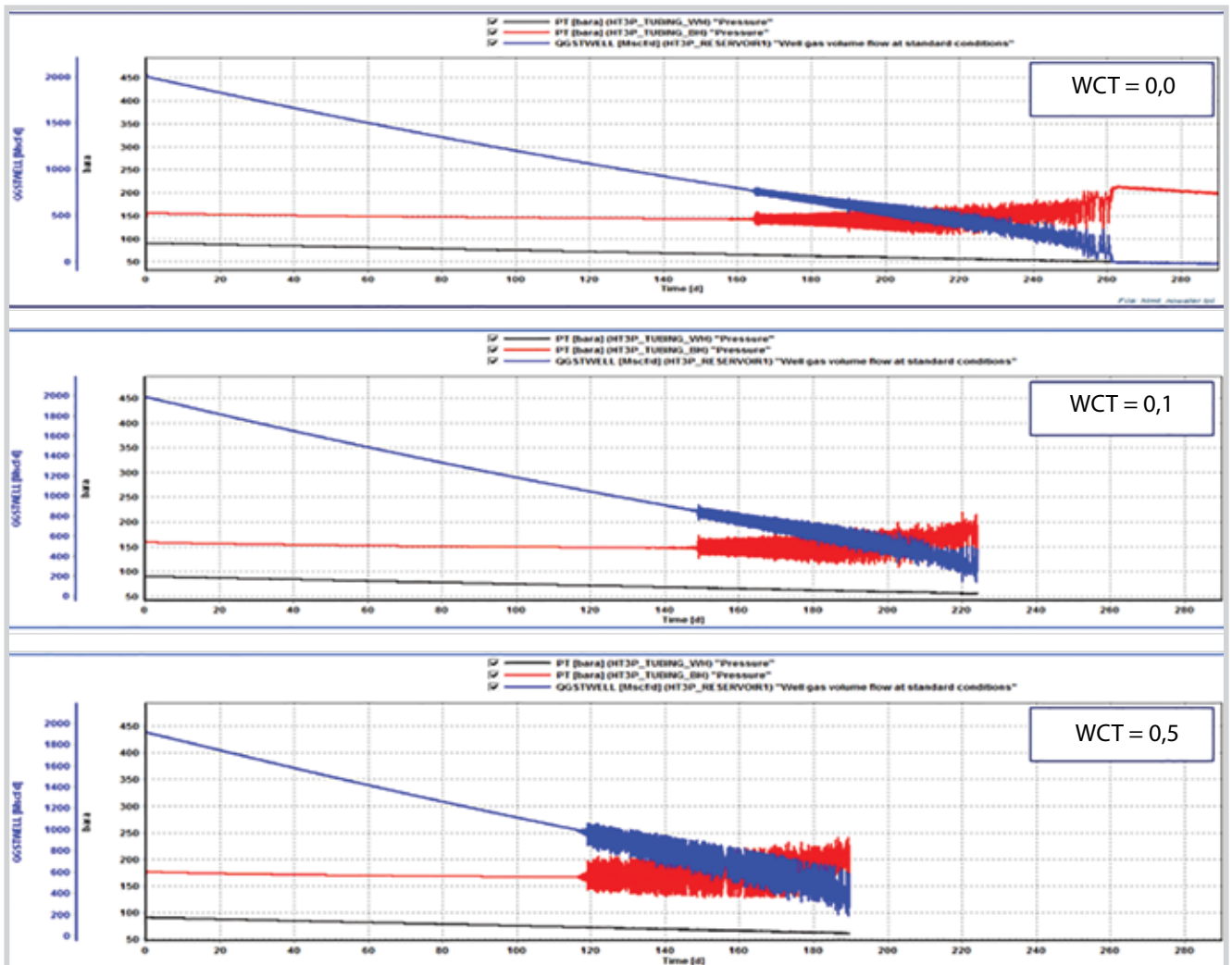
4.4. Đánh giá ảnh hưởng của độ ngập nước

Tính đến thời điểm thực hiện nghiên cứu, giếng W-3P chưa xuất hiện nước khai thác, song trong tương lai hiện

tượng nước xâm nhập có thể xảy ra. Với tỷ trọng riêng của nước lớn hơn condensate, khi xuất hiện nước sẽ làm hiện tượng ngưng tụ lỏng xảy ra trầm trọng hơn. Kết quả mô phỏng cho thấy ở WCT = 0,5 (tương đương 250 thùng trong điều kiện tiêu chuẩn/ngày) giếng W-3P xuất hiện hiện tượng ngưng tụ lỏng ở lưu lượng khí khá lớn khoảng 1,1 triệu ft³/ngày (Hình 14). Khi nước vỉa xâm nhập sẽ khiến giếng khai thác dừng rất nhanh do hiện tượng ngưng tụ lỏng xảy ra sớm hơn, lượng chất lỏng chảy ngược và tích tụ đáy giếng nhanh hơn.

5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng giếng đứng (giếng chuẩn) và giếng nghiêng đã chứng minh các yếu tố chính ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác khí. Ngoài ra, các yếu tố khác cũng có ảnh hưởng đến quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng khai thác thực tế như: đường kính giếng khai thác, tổn hao nhiệt độ - áp suất dọc giếng khoan do vật liệu của giếng.



Hình 14. Ảnh hưởng của WCT tới quá trình ngưng tụ lỏng trong giếng

Nghiên cứu và kết quả mô hình mô phỏng thủy động lực học dòng chảy 2 pha trong giếng thực tế W-3P cho thấy với lưu lượng khí vỉa khai thác hiện tại gần 2 triệu ft^3 /ngày thì chưa xảy ra hiện tượng ngưng tụ lỏng. Điều này giải thích lý do giếng W-3P có lưu lượng khí khai thác và áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng ổn định. Trong giai đoạn tới, nếu lưu lượng khí khai thác của giếng W-3P giảm < 800 nghìn ft^3 /ngày thì hiện tượng ngưng tụ lỏng sẽ xảy ra và có nguy cơ dừng khai thác của giếng.

Với các kết quả mô phỏng đánh giá ảnh hưởng của CGR, đường kính của giếng và với cấu hình hiện tại của giếng W-3P có góc nghiêng 30° cho thấy có rủi ro ngưng tụ lỏng khá lớn. Các kết quả mô phỏng là cơ sở giúp nhà điều hành triển khai các giải pháp giúp ngăn ngừa hiện tượng ngưng tụ lỏng trong giếng, có thể thiết kế tối ưu các giếng khai thác với quỹ đạo giếng phù hợp, đường kính giếng nhỏ hơn.

Tài liệu tham khảo

1. 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.
2. Steve B.Coleman, Hartley B.Clay, David G.McCurdy, Lee H.Norris III. *Applying gas well load up technology*. Journal of Petroleum Technology. 1991; 43(3): p. 344 - 349.
3. Steve B.Coleman, Hartley B.Clay, David G.McCurdy, Lee H.Norris III. *A new look at predicting gas well load up*. Journal of Petroleum Technology. 1991; 43(3): p. 329 - 333.
4. Min Li, Sun Lei, Shilun Li. *New view on continuous-removal liquids from gas wells*. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. 15 - 17 May, 2001.
5. Niek Dousi, Cornelis A.M.Veeken, Peter K.Currie. *Modeling the gas well liquid loading process*. Offshore Europe, Aberdeen, United Kingdom. 6 - 9 September, 2005.

6. Mutaz A.Daas, Thomas Stephen Golczynski, Jason J.Harry. *Minimum flowrate to unload gas wells: Dynamic multiphase modeling to validate existing correlations*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico. 16 - 18 April, 2012.
7. Fernando S.Flores-Avila, John Rogers Smith, Adam T.Bourgoyne, Darryl A.Bourgoyne. *Experimental evaluation of control fluid fallback during off-bottom well control: Effect of deviation angle*. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas. 26 - 28 February, 2002.
8. Eric G.Grija. *Experimental study of gas liquid flow through a tubing casing annulus with application to natural gas wells*. Colorado School of Mines. 2006.
9. Stefan Belfroid, Wouter Schiferli, Garrelt Alberts, Cornelis A.M.Veeken, Ewout Biezen. *Predicting onset and dynamic behaviour of liquid loading gas wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 21 - 24 September, 2008.
10. Donald F.B. Jackson, Claudio Juan Jose Virues, David Sask. *Investigation of liquid loading in tight gas horizontal wells with a transient multiphase flow simulator*. Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada. 15 - 17 November, 2011.
11. Cem Sarica, Ge Yuan, Robert P.Sutton, Eduardo Javier Pereyra. *An experimental study on liquid loading of vertical and deviated gas wells*. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, USA. 23 - 26 March, 2013.
12. Anton Skopich, Eduardo Pereyra, Cem Sarica, Mohan Kelkar. *Pipe diameter effect on liquid loading in vertical gas wells*. SPE Production and Operations. 2013; 30(2): p. 164 - 176.
13. William James Hearn. *Gas well deliquification application overview*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. 1 - 4 November, 2010.
14. 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, CO, USA. 30 October - 2 November, 2011.
15. Curtis Hays Whitson, Silvya Dewi Rahmawati, Aleksander Juell. *Cyclic shut-in eliminates liquid loading in gas well*. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria. 20 - 22 March, 2012.

RESEARCH AND EVALUATION OF IMPACT FACTORS AND FORECAST OF LIQUID LOADING PROCESS IN PRODUCTION WELLS OF GAS CONDENSATE FIELDS

Nguyen Minh Quy¹, Ngo Huu Hai², Dang Anh Tuan², Tran Vu Tung², Hoang Long¹, Pham Truong Giang¹, Le Thi Thu Huong¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Bien Dong POC

Email: quynm@vpi.pvn.vn

Summary

The liquid loading process in wellbore is one of the main reasons which causes production rate decline in gas-condensate field, especially in the end of field life. This process is influenced by many factors such as the change of hydrodynamic parameters, flow regime, well trajectory, properties of reservoir fluids or the change of production rate during operating activities. The article analysed the mechanism and the main factors that have impact on the process of liquid loading, based on investigations of the impact of production regime, well trajectory, reservoir fluid properties during production. Research results of hydrodynamic model of multi-phase well-flow in Well W-3P show a high possibility of liquid loading and a high risk of operation suspension if gas production rate drops below 800 thousand ft³/day. This is the basis for operator to deploy solutions to prevent the liquid loading process and develop optimal designs for production wells with appropriate well trajectory and well diameter.

Key words: Liquid loading, critical gas rate, well flow, production optimisation.