

Hiệu chỉnh mô hình khai thác cho giếng X–1P có xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng

Nguyễn Trường^{1,2}, Mai Cao Lân^{1,2,*}

TÓM TẮT

Bài báo này trình bày sự cải thiện kết quả khớp lịch sử (history matching) của một giếng khí condensate hoạt động trong điều kiện áp suất vỉa dưới áp suất điểm sương và hiện tượng lắng đọng condensate diễn ra cực kỳ mạnh mẽ, đặc biệt trong bối cảnh hầu hết các mỏ khí condensate khai thác trong giai đoạn suy giảm áp suất như hiện nay. Điều đó đã gây sự khó khăn trong công tác khớp lịch sử và đưa ra các dự báo khai thác có tính tin cậy cao. Trong nghiên cứu này, đặc biệt xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate để mô tả hiện tượng lắng đọng condensate trong vùng cận đáy giếng, từ đó cải thiện được quá trình khớp lịch sử.

Các đặc trưng chính được làm rõ bản chất khi được đưa vào xem xét, bao gồm: GPP (Generalized Pseudo–Pressure), VDRP (Velocity Dependent Relative Permeability), và dòng non–Darcy (non–Darcy flow), mỗi đặc trưng được mô tả chi tiết thể hiện được tính vật lý ứng với các ứng xử thực tế của dòng khí condensate, vốn rất phức tạp. Ba đặc trưng này được quan tâm và nhấn mạnh đặc biệt trong vùng cận đáy giếng. Các dữ liệu lịch sử khai thác thực tế bao gồm: lưu lượng khai thác và áp suất đáy giếng trở thành mục tiêu để làm sáng tỏ sự ảnh hưởng đáng kể của việc xem xét các đặc trưng này vào quá trình khớp lịch sử. Nghiên cứu đã chứng minh tính cần thiết của việc đưa vào xem xét các đặc trưng này để mô tả ứng xử của dòng chảy khí condensate, qua đó cho thấy kết quả khớp lịch sử tốt hơn so với phương pháp hiệu chỉnh thông thường.

Từ khóa: khí condensate, khớp lịch sử, vùng cận đáy giếng, độ thấm tương đối phụ thuộc vào vận tốc, áp suất giả tổng quát, dòng non–Darcy

¹Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí – Trường Đại học Bách Khoa TP. HCM, Việt Nam

²Đại học Quốc Gia Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

Liên hệ

Mai Cao Lân, Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí – Trường Đại học Bách Khoa TP. HCM, Việt Nam

Đại học Quốc Gia Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

Email: maicaolan@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 30-9-2023
- Ngày chấp nhận: 04-12-2023
- Ngày đăng: 31-12-2024

DOI :10.32508/stdjet.v6iS17.1244



Bản quyền

© ĐHQG TP.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



GIỚI THIỆU

Trong quá trình khai thác vỉa khí condensate, khi áp suất vỉa giảm xuống dưới áp suất điểm sương, pha lỏng trong khí bắt đầu hình thành và pha lỏng sẽ ngưng tụ dần khi áp suất vỉa tiếp tục giảm¹. Lượng lỏng ngưng tụ càng nhiều khi vào vùng cận giếng, sự ngưng tụ condensate này sẽ ngăn chặn dòng sản phẩm đi vào giếng, phần lỏng có giá trị vẫn còn ở dưới vỉa². Hiện tượng này được gọi là hiện tượng lắng đọng condensate trong vùng cận đáy giếng^{3,4}, với sự phức tạp trong ứng xử của chất lưu khí condensate đã tạo ra một sự khó khăn trong việc xây dựng mô hình khai thác đáng tin cậy. Từ đó, công tác hiệu chỉnh mô hình khai thác được đặc biệt quan tâm đến⁵, mà mục tiêu quan trọng nhất là phải xem xét các đặc trưng riêng biệt cho chất lưu khí condensate, nhờ vậy có thể cải thiện được chất lượng hiệu chỉnh mô hình khai thác. Sự ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate dẫn đến thách thức trong công tác hiệu chỉnh mô hình khai thác, quản lý khai thác cho mỏ khí condensate. Điển hình trong đó, mỏ khí condensate Arun–Indonesia với sự suy giảm gần 50% năng suất khai thác, mặc dù lượng lỏng ngưng tụ tối đa trong lỗ rỗng chỉ 1.1%, nghiên cứu chỉ ra rằng lượng lỏng

lắng đọng không có tác động đáng kể đến dòng chảy của chất lưu trong vỉa, nhưng nó gây ra sự hạn chế đến PI của giếng⁶. Đối với mỏ Cal Canal–California bị suy giảm khả năng thu hồi, chỉ số này còn khoảng 10% lượng khí tại chỗ ban đầu do lượng condensate nghiêm trọng đối với dòng khí ở khu vực ngay xung quanh giếng, ảnh hưởng lắng đọng trong vùng cận đáy giếng và do độ bão hòa nước dư khá cao trong vỉa⁷. Ngoài ra, hiện tượng lắng đọng condensate ảnh hưởng trực tiếp đến năng suất khai thác và khả năng thu hồi, hầu hết xảy ra trong giai đoạn đầu khai thác⁸. Các mỏ khí condensate khác cũng chịu ảnh hưởng của hiện tượng này như: mỏ Cupiagua–Colombia⁹, mỏ North–Qatar, Iran¹⁰,...

Những ảnh hưởng đáng kể của hiện tượng lắng đọng condensate đến hoạt động khai thác của vỉa khí condensate dẫn đến sự cần thiết của những công trình nghiên cứu để có thể tính toán, đánh giá và mô hình hóa những đặc trưng riêng cho dòng khí condensate một cách chính xác. Fevang và Whitson¹¹ đã phát triển nghiên cứu của Jones và Raghavan¹² và đề xuất phương pháp tính tích phân áp suất giả (pseudo–pressure), trong đó sự phân chia thành 3 vùng tính toán từ vỉa vào đáy giếng, mục đích của

Trích dẫn bài báo này: Trường N, Lân M C. Hiệu chỉnh mô hình khai thác cho giếng X–1P có xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng. *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.* 2024; 6(S17):86-98.

phương pháp này chính là tính toán lượng condensate bị lắng đọng do khi áp suất vỉa dưới điểm sương. Đồng thời, việc phân chia ranh giới theo từng vùng giúp xác định các điều kiện ràng buộc rõ ràng cho tính toán hàm áp suất giả so với phương pháp tính hàm áp suất giả truyền thống. Theo lý thuyết của Fevang & Whitson¹¹, sự phân chia 3 vùng như sau:

- **Vùng 3:** là vùng chỉ tồn tại pha khí di chuyển, do lúc này áp suất vỉa hoạt động trên điểm sương.
- **Vùng 2:** là vùng hai pha do bắt đầu có sự xuất hiện của pha lỏng. Lúc này, áp suất vỉa hoạt động dưới điểm sương, tuy nhiên chỉ có pha khí di chuyển, pha lỏng không di chuyển (do độ bão hòa nhỏ hơn độ bão hòa dầu tới hạn).
- **Vùng 1:** là vùng hai pha khí và lỏng, áp suất hoạt động lúc này dưới điểm sương. Trong vùng này, hai pha khí và lỏng cùng di chuyển, do độ bão hòa dầu vượt qua giá trị tới hạn).

Barker¹³ cho rằng đặc trưng GPP không phải lúc nào cũng có giá trị để dự báo chính xác hiện tượng lắng đọng condensate, đặc biệt trong trường hợp xem xét mô hình mô phỏng cho toàn mô (Full Field Model—FFM), cụ thể là không có nhiều giá trị cho nghiên cứu của Barker¹³. Tuy nhiên, Singh và Whitson¹⁴ đã chứng minh phương pháp GPP cần thiết cho việc mô tả hiện tượng lắng đọng condensate bằng việc thử nghiệm nhiều trường hợp, từ đó Singh và Whitson¹⁴ cho thấy một sự mâu thuẫn với nghiên cứu của Barker¹³.

Trong vùng cận đáy giếng, nơi mà vận tốc dòng chảy rất cao sẽ tồn tại hai đặc trưng chính cho khí condensate: thứ nhất, hai pha lỏng và khí cùng di chuyển vào giếng, vì dòng chảy di chuyển với vận tốc cao, lúc này cuốn theo các condensate bị lắng đọng, dẫn đến độ bão hòa condensate giảm. Nhờ vậy, sự cải thiện độ thấm tương đối cho cả hai pha, đặc trưng này gọi là độ thấm tương đối phụ vào vận tốc, VDRP hay còn được là Capillary Number. Thứ hai, hai pha lỏng và khí di chuyển một cách “hỗn loạn”, lúc này dòng chảy đi vào giếng không còn tuân theo sự tuyến tính của dòng chảy Darcy. Hiện tượng này được là dòng chảy non-Darcy, hoặc là hiệu ứng Forchheimer (quán tính), hiện tượng này gây ra sự sụt áp lớn trong vùng cận đáy giếng, và được thể hiện thông qua hệ số nhiễu bẩn thành hệ, hệ số skin.

Henderson và cộng sự¹⁵ đã chỉ ra rằng độ thấm tương đối tại sức căng bề mặt (IFT) thấp sẽ tăng khi tăng vận tốc hoặc giảm IFT khi độ bão condensate ở mức cao. Jamiolahmady và cộng sự¹⁶ cho rằng đối với những độ bão hòa condensate ở mức cao, đặc trưng VDRP sẽ có sự vượt trội hơn đặc trưng non-Darcy, dẫn đến

sự gia tăng của độ thấm tương đối. Vùng 2 cũng rất quan trọng vì pha khí ban đầu mất đi các thành phần có giá trị do sự tích tụ của condensate và chúng không thể dễ dàng thu hồi vì tính linh động của condensate rất nhỏ. Trong suốt quá trình khai thác, quy mô của vùng 1 tăng lên và do đó, quy mô của vùng 2 giảm đi. Ali và cộng sự¹⁷ đã nghiên cứu ảnh hưởng của dòng chảy vận tốc cao trong khu vực gần giếng cả trong thí nghiệm và mô phỏng, và nghiên cứu chỉ ra rằng ở vận tốc cao, độ thấm tương đối của khí có xu hướng tăng lên và khả năng khai thác khí cũng tăng lên. Điều này là do hệ số mao dẫn N_c tăng lên đáng kể. Narayanaswamy và cộng sự¹⁸ đã mô hình hóa ứng xử của khí condensate và nghiên cứu hoạt động của cả độ thấm tương đối phụ thuộc vận tốc và dòng chảy non-Darcy. Họ chỉ ra rằng vận tốc cao có xu hướng làm tăng tính thấm tương đối của khí ở vùng cận đáy giếng nhưng đồng thời, dòng chảy non-Darcy có thể xảy ra và gây bất lợi cho năng suất khai thác của giếng. Mott¹⁹ đề xuất rằng khi dự báo động thái khai thác của giếng khí condensate, đặc trưng của dòng chảy non-Darcy và VDRP có thể ảnh hưởng đến độ thấm tương đối nên cần được đưa vào mô phỏng. Nếu không, mô phỏng sẽ không phản ánh chính xác năng suất khai thác của giếng khí condensate.

Tani và cộng sự²⁰ thực hiện một mô phỏng thành phần cho mỏ khí Minami-Nagaoka, Nhật Bản, trong đó nhóm tác giả quan tâm việc tích hợp cả hai đặc trưng VDRP và non-Darcy để cải thiện công tác khớp lịch sử. Qua đó, nhóm tác giả có sự nhận định rằng, các đường cong độ thấm tương đối thông thường (từ thí nghiệm mẫu lõi đặc biệt – SCAL) không phản ánh đúng giá trị BHP bị sụt giảm dưới điểm sương. Iizuka²¹ đánh giá ảnh hưởng của hiện tượng condensate banking dựa trên sự theo dõi động thái khai thác của các giếng khí condensate, qua đó Iizuka²¹ đã thiết lập phương pháp để mô hình hóa hiện tượng condensate banking trên toàn mô dựa trên dữ liệu khai thác. Ngoài ra, Iizuka²¹ xem xét đặc trưng VDRP và non-Darcy (hệ số skin) vào để cải thiện khả năng khớp lịch sử dữ liệu khai thác trên toàn mô khí condensate Ichthys, Australia.

Một số nghiên cứu mô phỏng đã được thực hiện để khớp lịch sử dữ liệu đo được trong quá trình thử vỉa DST ở giếng khí condensate, khi thực hiện quá trình thử vỉa, giả định rằng có hiện tượng condensate lắng đọng xảy ra. Đồng thời, các nghiên cứu về thử vỉa cho các giếng khí condensate có xem xét các ảnh hưởng của những đặc trưng cho dòng khí ở vận tốc cao, các đặc trưng này được đánh giá qua các thí nghiệm bơm ép mẫu lõi với vận tốc cao. Trong đó hai đặc trưng quan trọng do ảnh hưởng của vận động vận tốc cao trong vùng cận đáy giếng chính là độ thấm tương đối

phụ thuộc vào vận tốc (Velocity Dependent Relative Permeability—VDRP), và dòng non-Darcy.^{22–25}

Mục tiêu chính trong nghiên cứu này là cải thiện chất lượng khớp lịch sử dựa trên các dữ liệu khai thác thực tế trong một giếng khí condensate, mà trong đó sự đưa vào xem xét các đặc trưng GPP, VDRP, và dòng non-Darcy sẽ được tiến hành. Qua đó, để thấy rõ sự cần thiết của việc mô tả chính xác các đặc trưng dòng chảy khí condensate sẽ tăng cường khả năng khớp lịch sử hơn so với phương pháp khớp lịch sử thông thường cho giếng hoặc mỏ khí condensate, đặc biệt các giếng/mỏ khí condensate này tồn tại hiện tượng lắng đọng condensate với mức độ rất lớn.

PHƯƠNG PHÁP LUẬN

Quy trình thực hiện khớp lịch sử

Việc khớp lịch sử (history matching) chủ yếu dựa vào việc hiệu chỉnh các thông số địa chất (thuộc mô hình tĩnh) như: độ thấm, độ rỗng, độ dẫn động và các tham số khác. Khớp lịch sử được coi là một bài toán nghịch đảo, nơi ta cố gắng tính ngược lại các tham số của mô hình từ kết quả đo đạc thực tế đã biết. Một bức tranh toàn cảnh về việc khớp lịch sử của một hình thủy động được thể hiện trong Hình 1.

Để đánh giá chất lượng của việc khớp lịch sử dựa trên các đánh giá sai số, điển hình trong đó có phương thức đánh giá sai số tổng bình phương các sai lệch (Sum of Squares Error — SSE):

$$SSE = \sum_{i=0}^n (x_i - \hat{x}_i)^2 \quad (1)$$

Trong đó, x_i : giá trị đo thực tế tại thời điểm thứ i , $\hat{x}_i$: giá trị dự báo tại thời điểm thứ i .

Mục đích của việc khớp lịch sử là điều chỉnh các thông số thuộc tính vỉa sao cho sai lệch giữa kết quả mô phỏng từ mô hình và dữ liệu đo đạc thực tế là nhỏ nhất. Như vậy, SSE trở thành hàm mục tiêu của việc đánh giá khớp lịch sử, mục tiêu là SSE trở nên nhỏ nhất.

Trong việc khớp lịch sử nói riêng (khu vực được vẽ đường bao trong Hình 1) cần thực hiện các bước như sau:

Bước 1: Xác định đối tượng được hiệu chỉnh (áp suất đáy giếng, lưu lượng khai thác, GOR, WCT...)

Bước 2: Lựa chọn các thông số cần hiệu chỉnh bằng cách đánh giá mức độ ảnh hưởng của thông số đó đến sự thay đổi của kết quả tính toán, và miền giá trị của các thông số đó.

Bước 3: Phân tích độ nhạy dựa trên các thông số được chọn và miền giá trị của chúng.

Bước 4: Đánh giá phương án tốt nhất, nơi có sai lệch nhỏ nhất giữa dữ liệu đo đạc thực tế và kết quả mô phỏng từ mô hình.

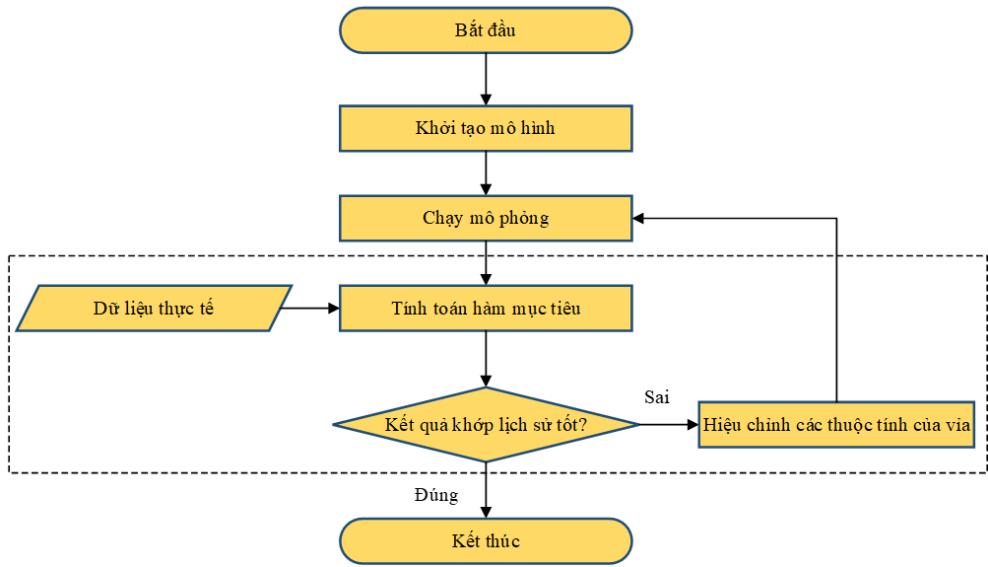
Mô hình hóa các đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng

Những đặc trưng để mô tả dòng khí condensate trong nghiên cứu này là: GPP (Generalized Pseudo—Pressure), VDRP (Velocity Dependent Relative Permeability), và dòng non-Darcy. Mỗi đặc trưng mang tính vật lý này được mô tả qua những từ khóa được ứng dụng trong phần mềm ECLIPSE—SLB, ứng với mỗi đặc trưng được đưa vào mô hình mô phỏng là một công trình nghiên cứu tương ứng.

Đối với đặc trưng GPP được thiết lập để sử dụng cho các mô phỏng trên giếng khai thác khí condensate. Khi xem xét đặc trưng này sẽ cung cấp một phương pháp tính toán đến lượng condensate bị lắng đọng khi tính tích phân độ linh động, mà các tích phân độ linh động này được tổng hợp thành 3 phần tính toán khác nhau, tạo thành một hàm áp suất giả. Đặc trưng tính toán này được dựa trên nghiên cứu của Fevang & Whitson¹¹ và Whitson & Fevang²⁶. Để áp dụng đặc trưng này trong phần mềm ECLIPSE, cần phải kích hoạt từ khóa “GPP” nằm trong từ khóa “WELSPECS” trong trường hợp áp dụng cho từng giếng riêng lẻ, và nếu trong trường hợp tất cả các giếng khai thác trong mỏ khí condensate đều thiết lập đặc trưng này thì sử dụng từ khóa “PSEUPRES”

Đối với đặc trưng VDRP, hay còn là đặc trưng Capillary Number, đặc trưng này được xem xét để mô hình hóa hệ thống khí condensate trong đó hiện tượng giảm độ thấm tương đối do sự lắng đọng condensate được cải thiện do vận tốc của chất lưu lưu chuyển ở mức cao, đặc biệt là ở khu vực gần giếng. Sự phụ thuộc của độ thấm tương đối vào vận tốc đã được mô hình hóa thông qua các phép đo thực nghiệm. Trong phần mềm ECLIPSE, đặc trưng này được xây dựng thông qua hai từ khóa “VDKRG” (pha khí) và “VDKRO” (pha dầu) nằm trong phần PROPS, hai từ khóa này bao gồm các thông số thực nghiệm được nạp vào: m_g , n_{1g} , n_{2g} , m_o , n_{1o} , n_{2o} , và N_{cb} . Các thông số thực nghiệm này cần được xác định dựa trên các thí nghiệm bơm ép mẫu lõi ở vận tốc cao. Đặc trưng này được xây dựng dựa trên nghiên cứu của Henderson và cộng sự¹⁵.

Liên quan đến đặc trưng dòng non-Darcy, sự xem xét ảnh hưởng của hệ số β_g đến việc xây dựng mô hình non-Darcy mà chủ đạo là mô hình hiệu ứng quán tính, và được mô hình hóa trong ECLIPSE qua từ khóa “VDKRG”. Đặc trưng này được xây dựng dựa trên nghiên cứu của Jamiolahmady và cộng sự¹⁶ và Henderson và cộng sự¹⁵. Trong đó, hệ số non-Darcy β_g được mô hình hóa cho cả hệ thống đơn pha khí và hệ thống hai pha (cả pha khí và lỏng), các thông số:



Hình 1: Quy trình cơ bản cho việc hiệu chỉnh của một mô hình thủy động

β_{dg} cho hệ đơn pha khí, c_g và d_g là hai thông số mũ thực nghiệm trong hệ hai pha, các thông số này được xác định từ thí nghiệm.

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Mô hình khởi tạo

Số liệu đầu vào cho nghiên cứu này được thu thập từ giếng X–1P thuộc vỉa khí condensate X, giếng X–1P đang được khai thác với dòng chảy bao gồm 3 pha: pha khí (gaseous phase), pha dầu (oleic phase), và pha nước (aqueous phase). Số liệu khai thác lịch sử được thu thập trong 500 ngày, số liệu cơ bản cho việc xây dựng mô hình khởi tạo được trình bày trong Bảng 1. Mô hình có kích cỡ 25×25×18 với kích thước mỗi ô lưới 180 ft × 180 ft × 13 ft. Độ sâu quy chiếu của mô hình là 12800 ft với áp suất vỉa ban đầu là 6568 psi. Số liệu về thuộc tính đá vỉa bao gồm có: độ rỗng trung bình là 12%, độ thấm trung bình theo phương ngang là 12,8 (mD), tỉ lệ k_v/k_h ban đầu được chọn là 0.1, vì độ rỗng và độ thấm là hai thông số không chắc chắn nên sẽ được thay đổi trong quá trình hiệu chỉnh mô hình.

Một mô hình PVT sử dụng phương trình trạng thái Peng–Robinson được xây dựng dựa trên kết quả phân tích và hiệu chỉnh thực nghiệm mẫu chất lưu gas condensate lấy từ giếng X–1P. Kết quả phân tích và nhóm thành phần chất lưu thành 6 cấu tử giả (pseudo–component) và phần mol tương ứng được trình bày trong Bảng 2.

Bảng 2: Dữ liệu thành phần chất lưu đã được nhóm thành 7 cấu tử giả

Cấu tử	Phần mol (%)
CO2	4.57
N2–C1	69.49
C2–C3	13.07
C4–C6	4.69
C7–C10	4.00
C11–C16	2.50
C17–C34	1.68

Mô hình mô phỏng được khởi tạo với những thông tin như: dữ liệu từ mô hình địa chất, dữ liệu chất lưu vỉa, dữ liệu đá vỉa, dữ liệu mẫu lõi đặc biệt, điều kiện vỉa ban đầu và dữ liệu khai thác... Mô hình được chạy mô phỏng với thời gian trong 500 ngày, lưu lượng khai thác khí là điều kiện ràng buộc (Hình 2). Động thái khai thác của giếng X–1P được thể hiện trong Hình 2, Hình 3, Hình 4, trong đó áp suất đáy giếng, các lưu lượng khai thác là những đối tượng được quan tâm, vì hoạt động khai thác trong giai đoạn này của giếng X–1P rất tiệm cận với áp suất điểm sương ($p_{dew} = 4962$ psi). Vì vậy, những ứng xử phức tạp của khí condensate khi dưới điểm sương dẫn đến những khó khăn trong việc hiệu chỉnh mô hình.

Kết quả chạy mô phỏng lưu lượng khai thác dầu (condensate) trong Hình 3, khi quan sát có thể thấy được

Bảng 1: Bảng số liệu cho việc xây dựng mô hình khởi tạo

Dại lượng	Giá trị	Đơn vị
Áp suất vỉa ban đầu	6568	psi
Độ sâu quy chiếu	12800	ft
Độ rỗng trung bình	12	%
Độ thấm trung bình theo phương ngang	12.8	mD
Nhiệt độ trung bình vỉa	254	oF
Áp suất điểm sương	4962	psi
Hệ số nén của đá	4E-6	1/psi

sự sai lệch trong kết quả mô phỏng so với dữ liệu đo đạc thực tế. Đặc biệt, trong giai đoạn từ ngày thứ 290 trở về sau, sự sai lệch này hiển thị một cách rõ rệt. Trong Hình 4, áp suất đáy giếng (BHP) theo kết quả mô phỏng không khớp tốt với giá trị BHP đo đạc. Nhìn tổng thể thì hầu như các thời điểm diễn ra khai thác, giếng X-1P đều hoạt động dưới điểm sương, nơi mà có sự hiện diện của pha lỏng, pha lỏng lắng đọng ngày càng nhiều khi áp suất tiếp tục giảm dưới điểm sương. Quan sát trong giai đoạn từ ngày 290 đến ngày 450, là giai đoạn khai thác liên tục với lưu lượng cao, dẫn đến áp suất đáy giếng giảm mạnh, và sai lệch giữa BHP từ mô phỏng và BHP đo đạc rất lớn trong giai đoạn này so với giai đoạn trước ngày 290. Lý giải cho hiện tượng này là do pha lỏng ngưng tụ từ khí liên tục và gia tăng khi vào vùng cận đáy giếng, lượng lỏng này bít nhét lỗ rỗng, làm giảm độ thấm tương đối khí và giảm khả năng lưu chuyển của dòng sản phẩm đi vào giếng, và hiện tượng này được gọi là hiện tượng “condensate banking”. Nhận thấy rằng mô hình khởi tạo không thể là mô hình đáng tin cậy để có thể tiếp tục dự báo trong tương lai vì những chênh lệch này có thể dẫn đến sai số rất lớn nếu mô phỏng trong một khoảng thời gian dài. Bước thực hiện hiệu chỉnh mô hình là bước cần phải thực hiện tiếp theo.

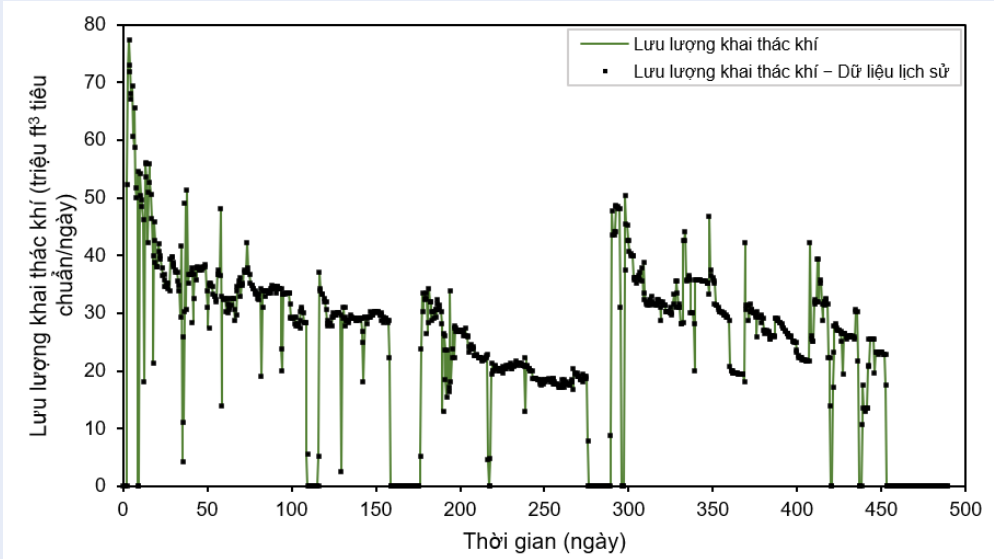
Mô hình hiệu chỉnh thông thường

Quá trình hiệu chỉnh được thực hiện để đảm bảo mô hình mô phỏng phản ánh đúng động thái thực tế của vỉa, từ đó có những dự báo đáng tin cậy. Các thông số được chọn để thực hiện hiệu chỉnh bao gồm: độ thấm tương đối, phân bố độ thấm, độ nén của đá, phân bố độ rỗng. Trong quá trình hiệu chỉnh, ưu tiên hiệu chỉnh những thông số có mức độ không chắc chắn cao trước, sau đó mới hiệu chỉnh các thông số không chắc chắn thấp hơn. Đối tượng được hiệu chỉnh ở đây là áp suất đáy giếng (BHP) và lưu lượng khai thác dầu. Kết quả sau nỗ lực thực hiện chỉnh mô hình khai thác theo phương pháp hiệu chỉnh thông thường được thể

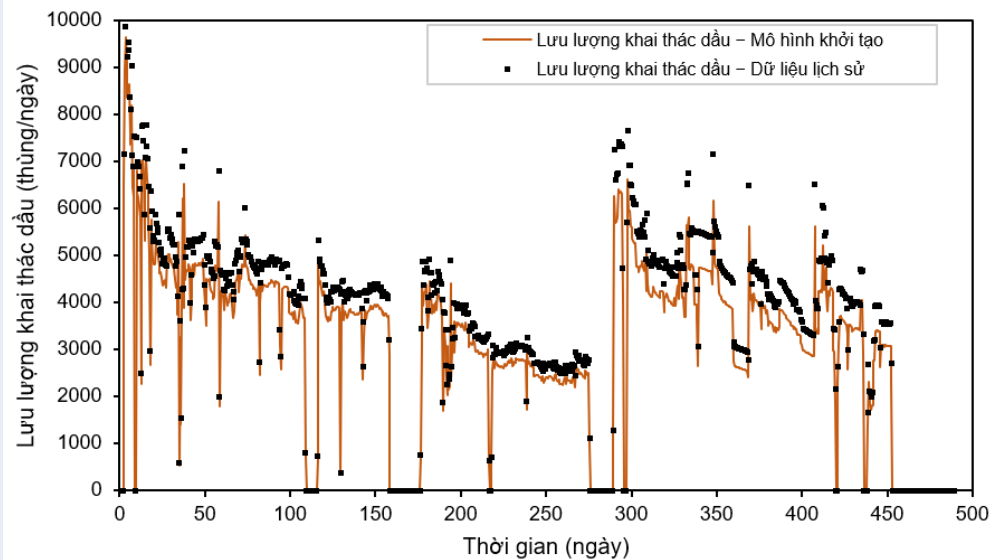
hiện trong Hình 5 và Hình 6, trong đó có thể thấy rằng kết quả hiệu chỉnh đã cải thiện đáng kể sự sai lệch của mô hình mô phỏng khi khởi tạo, đặc biệt là trong giai đoạn từ những ngày đầu quá trình mô phỏng đến trước ngày thứ 290. Trong giai đoạn hiệu chỉnh này, việc hiệu chỉnh độ thấm tương đối và sự phân bố độ thấm của đá vỉa đã mang lại kết quả khớp tốt, lý giải là vì quá trình khai thác trước ngày 290 thì áp suất đáy giếng hoạt động dưới điểm sương, mặc dù vậy không quá lớn, việc hiệu chỉnh sự phân bố độ thấm và độ thấm tương đối theo xu hướng giảm đi đã phản ánh được một phần của hiện tượng condensate banking làm giảm độ thấm tương đối, gây suy giảm hiệu suất khai thác. Tuy nhiên, sau ngày thứ 290, kết quả hiệu chỉnh bằng phương pháp thông thường chưa phản ánh được động thái và bản chất ứng xử của dòng khí condensate trong giai đoạn này. Vì thế, trong trường hợp những chất lưu đặc biệt như khí condensate cần xem xét những đặc trưng riêng để có thể mô tả đúng đặc tính của dòng khí condensate.

Mô hình hiệu chỉnh có xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng

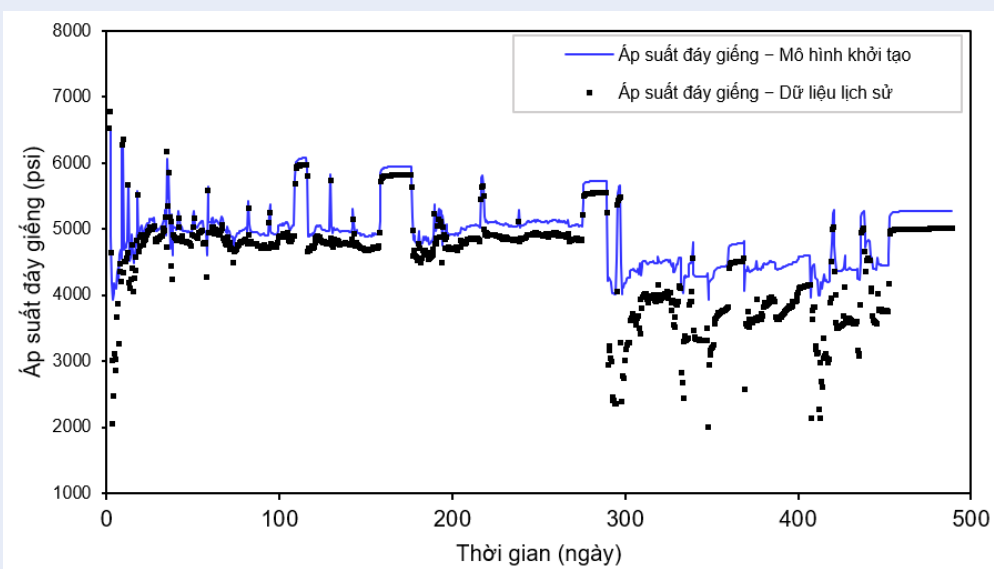
Sau khi khớp lịch sử theo phương pháp thông thường, không xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate thì kết quả hiệu chỉnh chưa đạt như mong đợi. Như đã đề cập ở trên, giai đoạn sau ngày thứ 290 vẫn có một ứng xử phức tạp mà những hiệu chỉnh các thông số vỉa thông thường chưa thể phản ánh chính xác được. Vì vậy, trong bước hiệu chỉnh tiếp theo sẽ xem xét các đặc trưng GPP, VDRP và non-Darcy để đưa vào mô hình. Như vậy, mô hình hiệu chỉnh thông thường được xây dựng lại với việc thêm vào các đặc trưng trên và tiến hành chạy mô phỏng. Kết quả sau khi chạy mô phỏng được thể trong Hình 7 đối với áp suất đáy giếng (BHP), và Hình 8 đối với lưu lượng khai thác dầu (condensate).



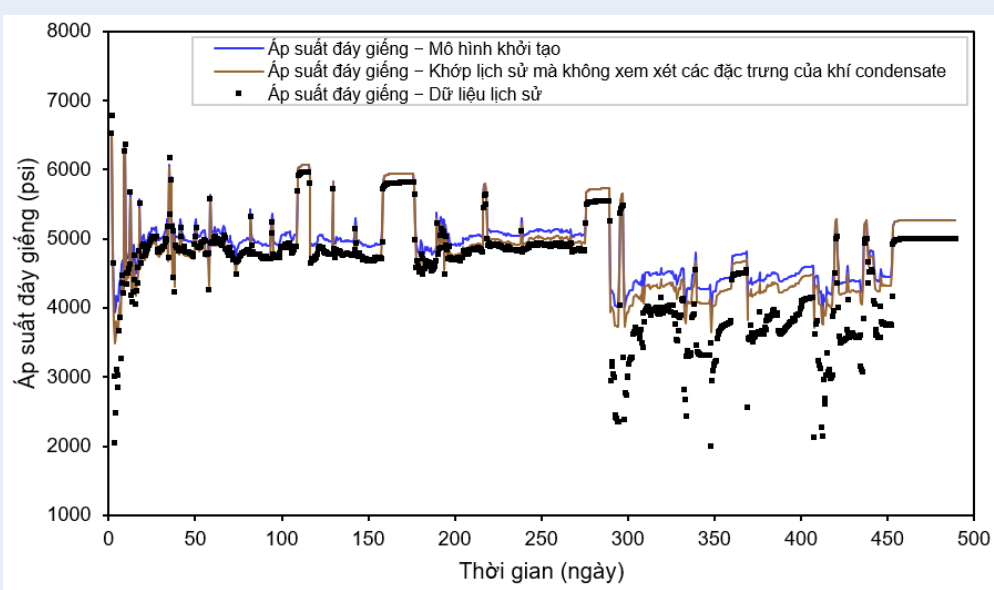
Hình 2: Lưu lượng khai thác khí của giếng X–1P trong 500 ngày sau khi được mô phỏng bằng một mô hình khởi tạo.



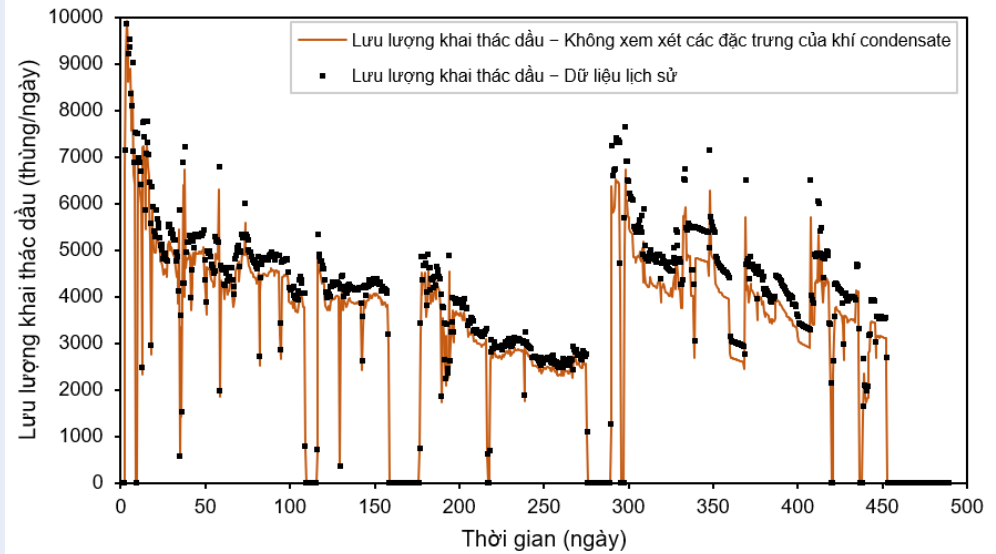
Hình 3: Lưu lượng khai thác dầu của giếng X–1P trong 500 ngày sau khi được mô phỏng bằng một mô hình khởi tạo.



Hình 4: Áp suất đáy giếng của giếng X–1P trong 500 ngày sau khi được mô phỏng bằng một mô hình khởi tạo.



Hình 5: Kết quả khớp lịch sử cho áp suất đáy giếng mà không xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate (giếng X–1P).



Hình 6: Kết quả khớp lịch sử cho lưu lượng khai thác dầu mà không xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate (giếng X-1P).

Trong Hình 7, áp suất đáy giếng theo kết quả mô phỏng bám rất tốt so với dữ liệu đo thực tế. Qua đó, cho thấy trở ngại trong giai đoạn khai thác sau ngày 290 đã được giải quyết rất hiệu quả, sự chứng minh về tính cần thiết của việc xem xét các đặc trưng riêng biệt của dòng khí condensate vào quá trình khớp lịch sử là hoàn toàn có cơ sở. Trong đó, các đặc trưng lần lượt được xem xét, việc định lượng cho từng đặc trưng dựa trên phân tích độ nhạy cũng như từ kết quả thí nghiệm bơm ép mẫu lõi vận tốc cao cho đặc trưng VDRP và non-Darcy. Tương tự như kết quả hợp lý của áp suất đáy giếng, lưu lượng khai thác dầu (trong Hình 8) cũng đã cho thấy sự thay đổi đáng kể, sự phản ánh khá chính xác động thái khai thác thực tế của giếng.

Thảo luận

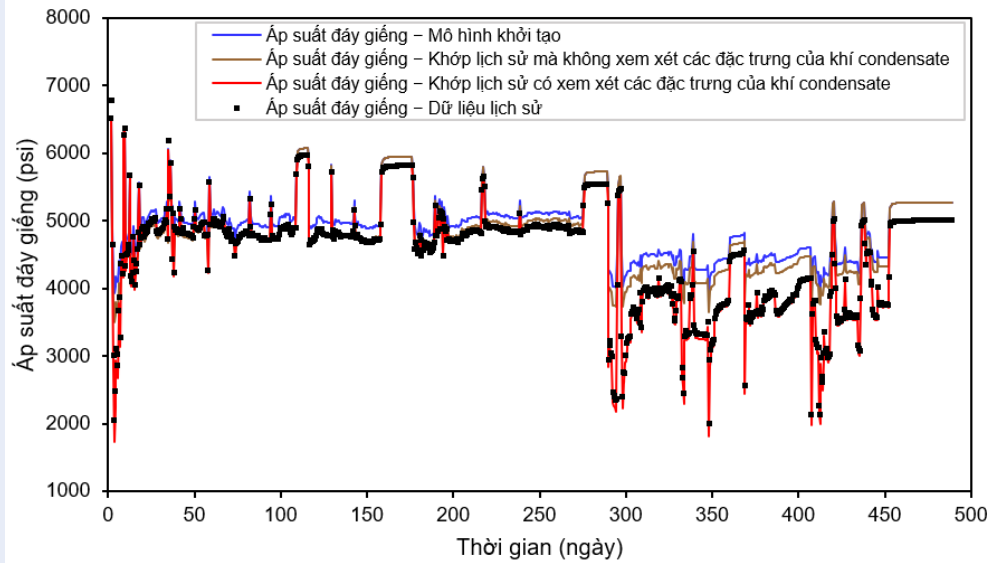
Để làm rõ bản chất đằng sau những thay đổi về bản chất dòng khí condensate trong quá trình khớp lịch sử. Minh chứng cho sự thay đổi đó được mô tả và thảo luận cho các đặc trưng.

Thứ nhất, sự cải thiện trong mô phỏng dòng chảy trong vùng cận đáy giếng, nơi lượng condensate lắng đọng rất phức tạp. GPP với nền tảng là lý thuyết 3 vùng của Fevang & Whiton¹¹ và Whitson và Fevang²⁶ đã đề xuất. Lý thuyết này chỉ ra sự thay đổi tính toán hàm áp suất giả theo 3 vùng khác nhau tính từ khu vực vỉa ngoài xa vào đến đáy giếng. Kết quả mô phỏng sự thay đổi của độ bão hòa pha, và độ linh động

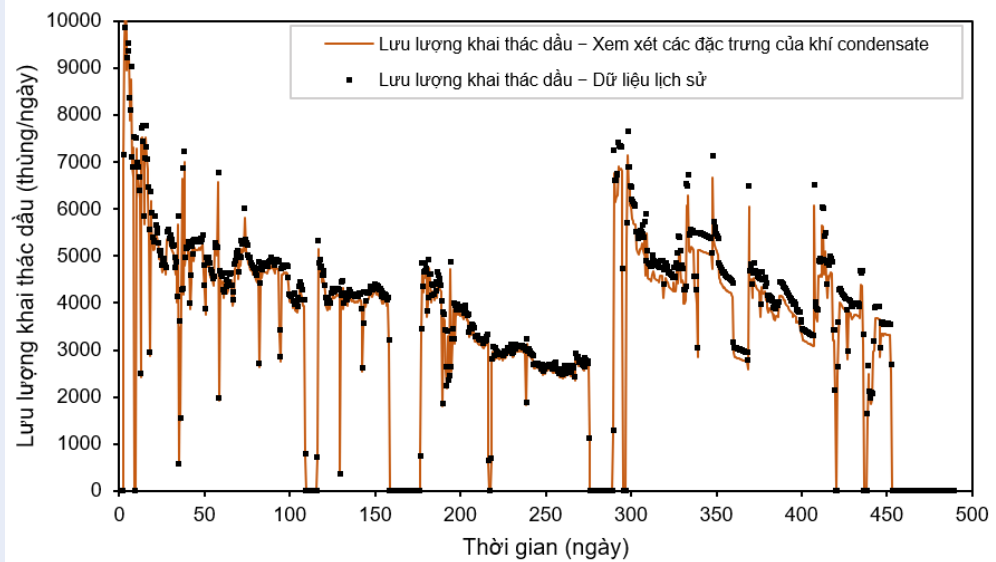
pha được phân bố theo 3 vùng rõ rệt khi áp dụng đặc trưng tính toán GPP, được trình bày trong Bảng 3.

Kết quả mô phỏng trong Bảng 3 đã cho thấy sự phù hợp với lý thuyết mà Fevang và Whitson¹¹ đã đưa ra. Kết quả mô phỏng trong vùng 3 đã cho thấy rõ ràng rằng: chỉ có sự tồn tại và hoạt động của pha khí ($S_o = 0, \lambda_o = 0$), lúc này pha độ bão hòa và độ linh động khí duy trì ở mức cao. Trong vùng 2, do áp suất vỉa nhỏ hơn áp suất điểm sương nên có sự hình thành của pha lỏng ($S_o > 0$), tuy nhiên thì trong vùng này ($S_o < S_{oc} = 0.25$) nên pha lỏng chưa di chuyển ($\lambda_o = 0$). Trong vùng 2, do sự hình thành của pha lỏng nên độ bão hòa S_g giảm xuống, đồng thời độ linh động khí λ_g vẫn có sự giá tăng tiếp tục do lúc này, pha lỏng chưa di chuyển. Cuối cùng, trong vùng 3, cả hai pha: khí và lỏng cùng tồn tại và chuyển ($S_o > 0, \lambda_o > 0$), lúc này độ bão hòa và độ linh động của pha lỏng tăng nhanh, đồng thời đối với pha khí thì giảm liên tục. Trong vùng 1, hai pha lỏng và khí cùng nhau di chuyển vào giếng với vận tốc cao, gây ra sự xáo trộn trong chế độ dòng chảy, và dòng chảy trong vùng này không ổn định, sự nhiễm bẩn thành hệ cũng một phần xuất hiện từ đây. Do đó, sự xem xét thêm các đặc trưng cho ứng xử dòng chảy với vận tốc cao của khí condensate là cần thiết để có được sự mô tả chính xác hơn.

Trong các đặc trưng cho ứng xử dòng chảy với vận tốc cao, hai đặc trưng: VDRP và dòng non-Darcy là hai đặc trưng mang tính đại diện và phổ biến cho chất lưu khí condensate.



Hình 7: Kết quả khớp lịch sử cho áp suất đáy giếng mà có xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate (giếng X-1P)



Hình 8: Kết quả khớp lịch sử cho lưu lượng khai thác dầu mà có xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate (giếng X-1P)

Bảng 3: Kết quả mô phỏng của các thông số: độ bão hòa dầu, độ bão hòa khí, độ linh động dầu, độ linh động khí theo khoảng cách từ vỉa vào giếng tại thời điểm ngày thứ 377. Kết quả đã phản ánh rõ ràng sự phân chia theo 3 vùng khác nhau khi áp dụng đặc trưng GPP vào trong tính toán.

Khoảng cách từ vỉa vào giếng (ft)	Độ bão hòa dầu (S_o)	Độ bão hòa khí (S_g)	Độ linh động dầu (λ_o)	Độ linh động khí λ_g
875	0	0.83881	0	17.3825614
275	0	0.83877	0	17.46173681
82.5	0	0.8387	0	17.61834284
55	0	0.83866	0	17.70269622
48.75	0.138245	0.70015	3.15E-06	17.79798277
42.5	0.24949	0.56164	6.3E-06	17.89326932
22.5	0.40083	0.43744	0.52073	5.767868852
12.5	0.45388	0.38406	0.79272	5.078613154
2.5	0.51032	0.32705	0.97651	4.909736498

Sau khi xem xét đặc trưng đầu tiên, GPP, ta xem xét tiếp tục với đặc trưng VDRP – đặc trưng hóa cho độ thấm tương đối phụ thuộc vào vận tốc. Mục đích cuối cùng của đặc trưng này mô tả việc cập nhật lại độ thấm tương đối không chỉ phụ thuộc vào dữ liệu SCAL, mà còn phụ thuộc vào vận tốc dòng chảy của pha khí, hai yếu tố này được tổng hợp lại một cách có trọng số, từ đó, các độ thấm tương đối pha được cập nhật theo sự thay đổi của vận tốc. Để đánh giá đặc trưng này của dòng khí condensate thì sử dụng hệ số mao dẫn N_c (Capillary Number), hệ số này phụ thuộc lực nhớt ($v_g \times \mu_g$) và sức căng bề mặt giữa hai pha khí và condensate (σ).

Một điều quan trọng trong đặc trưng này là phải xác định được ranh giới giữa việc xem xét và không xem xét đặc trưng này vào tính toán. Dựa trên nghiên cứu của Henderson và cộng sự¹⁵, phải xác định được giá trị ngưỡng của hệ số mao dẫn N_{cb} (Base Capillary Number), nếu $N_c < N_{cb}$ thì đặc trưng này xem như không có sự ảnh hưởng đến sự thay đổi của độ thấm tương đối theo vận tốc.

Đặc trưng VDRP được thể hiện rõ trong Hình 9, nơi mà các giá trị độ thấm tương đối (k_r) được cập nhật theo sự thay đổi của hệ số mao dẫn (N_c). Hệ số (N_c) có được từ thí nghiệm bơm ép mẫu lõi với vận tốc cao, quá trình bơm với các giá trị vận tốc khác nhau. Chú ý rằng phải đảm bảo miền vận tốc có thể bao quát hết được miền vận tốc của dòng khí trong suốt vòng đời mỏ. Rõ ràng, độ thấm tương đối thông thường từ thí nghiệm SCAL là chưa phản ánh hết được đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng (nơi mà vận tốc dòng chảy ở mức cao), do đó phải xem xét đặc trưng VDRP để cập nhật lại các giá trị độ

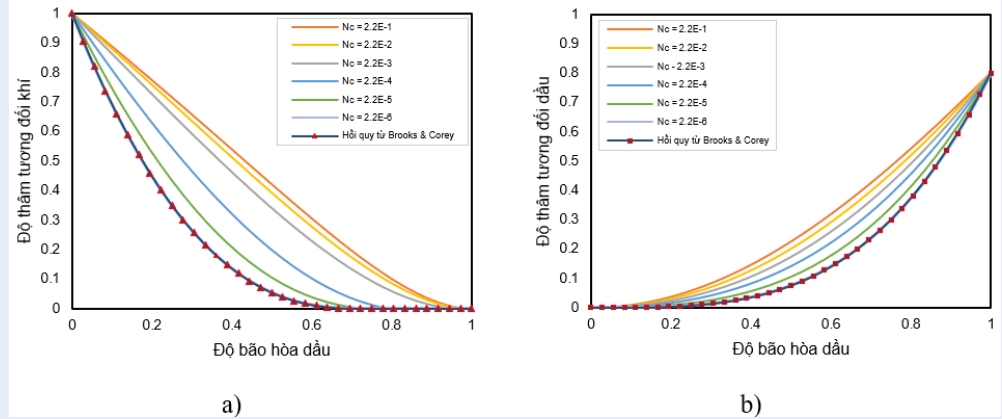
thấm tương đối một cách chính xác khi xem xét ảnh hưởng của dòng chảy vùng cận đáy giếng.

Cuối cùng, một đặc trưng cho ứng xử dòng chảy với vận tốc cao còn lại đối với khí condensate chính là dòng non-Darcy. Như đã đề cập ở trên, khí dòng chảy khí condensate cùng di chuyển trong vùng 1 (vùng cận đáy giếng), hai pha lỏng và khí di chuyển một cách hỗn loạn, hay còn được gọi là dòng “rối”, lúc này chế độ dòng chảy đã bị thay đổi và không tuân theo quy luật của dòng chảy Darcy. Cơ bản của đặc trưng này là lực cản quán tính khi chất lưu tăng tốc đi qua lỗ rỗng và chậm lại sau khi vào thân lỗ rỗng²⁷. Sự thay đổi của kết quả mô phỏng khi xem xét đặc trưng non-Darcy chính là việc hệ số skin được cập nhật. Sau khi xác định được hệ số non-Darcy $\beta_g = 568.6$ thì hệ số skin theo mối quan hệ phụ thuộc vào lưu lượng (rate-dependent skin) được cập nhật vào trong tính toán.

KẾT LUẬN

Kết quả khớp lịch sử theo phương pháp thông thường chưa phản ánh đúng động thái khai thác thực tế của giếng khí condensate X-1P. Giai đoạn trước ngày 290, việc khớp lịch sử vẫn đảm kết quả mô phỏng khớp tốt với dữ liệu đo thực tế. Nhưng giai đoạn sau ngày 290 thì kết quả mô phỏng chưa đạt được kết quả như mong đợi so với dữ liệu đo thực tế, nhận định là do quá trình khai thác trong giai đoạn này với lưu lượng khai thác lớn, gây sụt áp đáng kể, hiện tượng lắng đọng condensate cũng diễn ra mạnh mẽ.

Kết quả khớp lịch sử sau khi xem xét các đặc trưng: GPP, VDRP, và dòng non-Darcy vào việc mô hình hóa dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng một cách chính xác đã khắc phục những khó khăn trong



Hình 9: Kết quả của sự thay đổi độ thấm tương đối pha theo độ bão hòa dầu khi xem xét sự thay đổi của vận tốc, được đặc trưng bởi hệ số mao dẫn N_c : a) Độ thấm tương đối pha khí, b) Độ thấm tương đối của dầu.

việc hiệu chỉnh giai đoạn sau ngày 290. Kết quả mô phỏng áp suất đáy giếng và lưu lượng khai thác dầu phản ánh gần với những gì thực tế đã xảy ra. Vì vậy, mô hình hiệu chỉnh có xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng đảm bảo đủ sự tin cậy, từ đó có đủ cơ sở để đưa ra các dự báo thác có giá trị.

LỜI CẢM ƠN

Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM đã hỗ trợ thời gian, phương tiện và cơ sở vật chất cho nghiên cứu này.

Chân thành cảm ơn công ty dịch vụ SLB đã tài trợ phần mềm mô phỏng via ECLIPSE phục vụ cho nghiên cứu này.

DANH MỤC CHỮ VIẾT TẮT

BHP: Bottom Hole Pressure – Áp suất đáy giếng
 DST: Drill Stem Test – Thử vỉa bằng cần khoan
 GOR: Gas Oil Ratio – Tỷ số khí/dầu
 GPP: Generalized Pseudo Pressure – Áp suất giả tổng quát
 IFT: Interfacial Tension – Sức căng bề mặt
 PVT: Pressure Volume Temperature – Áp suất-Thể tích-Nhiệt độ
 SCAL: Special Core Analysis – Thí nghiệm mẫu lõi đặc biệt
 SSE: Sum of Square Error – Tổng bình phương các sai lệch
 VDRP: Velocity Dependent Relative Permeability – Độ thấm tương đối phụ thuộc vào vận tốc
 WCT: Water cut – Tỷ lệ ngập nước

DANH MỤC KÍ HIỆU

c_d : Hệ số thực nghiệm (–)
 d_g : Hệ số thực nghiệm (–)
 k_h : Độ thấm theo phương ngang (mD)
 k_{rg} : Độ thấm tương đối pha khí (–)
 k_{ro} : Độ thấm tương đối pha dầu (–)
 k_v : Độ thấm theo phương dọc (mD)
 m_g : Hệ số thực nghiệm (–)
 m_o : Hệ số thực nghiệm (–)
 n_{1g} : Hệ số thực nghiệm (–)
 n_{1o} : Hệ số thực nghiệm (–)
 n_{2g} : Hệ số thực nghiệm (–)
 n_{2o} : Hệ số thực nghiệm (–)
 N_c : Hệ số mao dẫn (–)
 N_{cb} : Hệ số mao dẫn ngưỡng (–)
 p_{dew} : Áp suất điểm sương (psi)
 S_g : Độ bão hòa pha khí (%)
 S_o : Độ bão hòa pha dầu (%)
 S_{oc} : Độ bão hòa tới hạn của pha dầu (%)
 v_g : Vận tốc pha khí (ft/s)
 β_{dg} : Hệ số non-Darcy khí cho hệ đơn pha khí (đơn vị Forchheimer)
 β_g : Hệ số non-Darcy khí cho hệ hai pha lỏng và khí (F.mD-d)
 λ_o : Độ linh động của pha khí (1/cP)
 λ_o : Độ linh động của pha dầu (1/cP)
 μ_g : Độ nhớt của pha khí (cP)
 σ : Sức căng bề mặt (dynes/cm)

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Tác giả khẳng định rằng không có bất kì tranh chấp nào liên quan đến bài báo và công trình nghiên cứu này.

ĐÓNG GÓP CỦA CÁC TÁC GIẢ

Tiến sĩ Mai Cao Lân: Cán bộ hướng dẫn, định hướng, đánh giá và hiệu chỉnh mô hình tính toán, và cập nhật bài báo.

Nguyễn Trường: Tiến hành thực hiện nghiên cứu và viết bài báo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Barnum RS, Brinkman FP, Richardson TW, Spillette AG. Gas condensate reservoir behaviour: productivity and recovery reduction due to condensation. In: Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995. 1995; Available from: <https://doi.org/10.2118/30767-MS>.
- Ahmed T, Evans J, Kwan R, Vivian T. Wellbore liquid blockage in gas-condensate reservoirs. In: Proceedings - SPE Annual Western Regional Meeting, 1998. 1998; Available from: <https://doi.org/10.2118/51050-MS>.
- Al Shaidi SM. Modelling of gas-condensate flow in reservoir at near wellbore conditions [PhD Thesis]. Heriot-Watt University; 1997; Available from: <http://hdl.handle.net/10399/672>.
- Ali J. Parametric study of gas condensate flow near the wellbore. Canadian International Petroleum Conference 2000, CIPC 2000; 2000; Available from: <https://doi.org/10.2118/2000-091>.
- Tran TV, Ngo AT, Hoang HM, Tran NH. Production performance of gas condensate reservoirs: Compositional numerical model - A case study of Hai Thach - Moc Tinh Fields. In: Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2015. 2015; Available from: <https://doi.org/10.2118/177445-MS>.
- Afidick D, Kaczorowski NJ, Bette S. Production performance of a retrograde gas reservoir: a case study of the Arun Field. In: SPE - Asia Pacific Oil & Gas Conference, 1994. 1994; Available from: <https://doi.org/10.2118/28749-MS>.
- Engineer R. Cal Canal Field, California: Case history of a tight and abnormally pressured gas condensate reservoir. In: Society of Petroleum Engineers - SPE California Regional Meeting, CRM 1985. 1985; Available from: <https://doi.org/10.2523/13650-MS>.
- Fan L, et al. Understanding gas-condensate reservoirs. Oilfield Review. 2005;17(4);.
- Lee ST, Chaverra M. Modelling and interpretation of condensate banking for the near critical Cupiagua field. In: Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998. 1998; Available from: <https://doi.org/10.2523/49265-MS>.
- Sakhaei Z, Mohamadi-Baghmolaei M, Azin R, Osfouri S. Study of production enhancement through wettability alteration in a super-giant gas-condensate reservoir. J Mol Liq. 2017;233:64-74; Available from: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2017.03.005>.
- Fevang Ø, Whitson CH. Modeling Gas-Condensate Well Deliverability. SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). 1996;11(4); Available from: <https://doi.org/10.2118/30714-PA>.
- Jones JR, Vo DT, Raghavan R. Interpretation of pressure-buildup responses in gas-condensate wells. SPE Formation Evaluation. 1988;4(1); Available from: <https://doi.org/10.2118/15535-PA>.
- Barker JW. Experience with simulation of condensate banking effects in various gas/condensate reservoirs. In: 2005 International Petroleum Technology Conference Proceedings. 2005; Available from: <https://doi.org/10.2523/IPTC-10382-MS>.
- Singh K, Whitson CH. Gas-condensate pseudopressure in layered reservoirs. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2010;13(2):203-213; Available from: <https://doi.org/10.2118/117930-PA>.
- Henderson GD, Danesh A, Tehrani DH, Al-Kharusi B. Relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity. In: Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2000. 2000; Available from: <https://doi.org/10.2523/62933-MS>.
- Jamialahmady M, Sohrabi M, Ireland S, Ghahri P. A generalized correlation for predicting gas-condensate relative permeability at near wellbore conditions. J Pet Sci Eng. 2009;66(3-4); Available from: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.02.001>.
- Ali JK, McGauley PJ, Wilson CJ. Effects of high-velocity flow and PVT changes near the wellbore on condensate well performance. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, vol. Sigma. 1997; Available from: <https://doi.org/10.2523/38923-MS>.
- Narayanawamy G, Pope GA, Sharma MM, Hwang MK, Vaidya RN. Predicting gas condensate well productivity using capillary number and non-Darcy effects. In: Proceedings of the SPE Symposium on Reservoir Simulation, 1999. 1999; Available from: <https://doi.org/10.2118/51910-MS>.
- Mott R. Engineering calculations of gas-condensate-well productivity. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2003;6(5); Available from: <https://doi.org/10.2118/86298-PA>.
- Tani K, Yamada T, Ikeda S. Application of velocity-dependent relative permeability for modeling gas-condensate reservoirs: Field example. In: Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2014 - Changing the Game: Opportunities, Challenges and Solutions. 2014; Available from: <https://doi.org/10.2118/171434-MS>.
- Iizuka R. Monitoring and Modelling Condensate Banking Effects with the Ichthys Field Production Data. In: Proceedings - SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Virtual, 2020., SPE. Nov. 2020; Available from: <https://doi.org/10.2118/202440-MS>.
- Dobkine S, Dewenter W, Yushkov I, Nesterenko A. Deliverability modeling of West Siberia gas-condensate wells. In: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012; Available from: <https://doi.org/10.2118/161972-MS>.
- Botteon A, Monico C. Numerical modelling of a well test affected by condensate banking and comparison with analytical interpretation. In: 72nd European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2010: A New Spring for Geoscience. Incorporating SPE EUROPEC 2010. 2010; Available from: <https://doi.org/10.2118/130479-MS>.
- Aluko OA. Well test dynamics of rich gas condensate reservoirs [PhD Thesis]. Imperial College London; 2009. Accessed: Jan. 15, 2023; Available from: <https://doi.org/10.2118/121848-MS>.
- Bozorgzadeh M, Gringarten AC. Condensate-bank characterization from well-test data and fluid PVT properties. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2006;9(5); Available from: <https://doi.org/10.2118/89904-PA>.
- Whitson CH, Fevang Ø. Generalized Pseudopressure Well Treatment In Reservoir Simulation. IBC Conference on Optimisation of Gas Condensate Fields IBC TECH SERV LTD OPTIMISATION OF GAS CONDENSATE FIELDS CONF; 1997;.
- Reis PKP, Carvalho MS. Pore-scale compositional modeling of gas-condensate flow: Effects of interfacial tension and flow velocity on relative permeability. J Pet Sci Eng. 2021;202; Available from: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108454>.

History matching for the X–1P well taking into account the characteristics of gas condensate flow in the near-wellbore region

Nguyen Truong^{1,2}, Mai Cao Lan^{1,2,*}

ABSTRACT

This paper presents an improvement in the history matching results of a gas condensate well operating under dew point pressure conditions with significant condensate dropout phenomena. This phenomenon poses challenges for history matching efforts and reliable production forecasting, especially in the context of most gas condensate fields being produced in the pressure depletion stage nowadays. In this study, particular attention is given to the characteristics of the gas condensate flow that describe the condensate dropout phenomenon in the near-wellbore region, thereby enhancing the history matching.

The key characteristics of gas condensate flows include Generalized Pseudo-Pressure (GPP), Velocity Dependent Relative Permeability (VDRP), and non-Darcy flow. These three characteristics are of particular importance in the near-wellbore region, and each of them is described in detail to capture the physical behavior of the complex gas condensate flow. The actual production data, such as production rate and bottom-hole pressure, are used as the targets to elucidate the significant impact of considering these three characteristics on the history matching. This work demonstrates the necessity of considering these characteristics to describe the behavior of gas condensate flow, and ultimately shows improved history matching results compared to the conventional approach.

Key words: gas condensate, history matching, near-wellbore region, velocity dependent relative permeability, generalized pseudo-pressure, non-Darcy flow

¹Faculty of Geology and Petroleum Engineering – Ho Chi Minh City University of Technology, Vietnam

²Vietnam National University – Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Mai Cao Lan, Faculty of Geology and Petroleum Engineering – Ho Chi Minh City University of Technology, Vietnam

Vietnam National University – Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: maicaolan@hcmut.edu.vn

History

- Received: 30-9-2023
- Accepted: 04-12-2023
- Published Online: 31-12-2024

DOI : 10.32508/stdjet.v6iS17.1244



Copyright

© VNUHCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



Cite this article : Truong N, Lan M C. **History matching for the X–1P well taking into account the characteristics of gas condensate flow in the near-wellbore region.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology* 2024; 6(S17):86-98.