

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,*}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

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:

DOI:



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.



1 GIỚI THIỆU

2 Trong quá trình khai thác vỉa khí condensate, khi áp
3 suất vỉa giảm xuống dưới áp suất điểm sương, pha
4 lỏng trong khí bắt đầu hình thành và pha lỏng sẽ
5 ngưng tụ dần khi áp suất vỉa tiếp tục giảm¹. Lượng
6 lỏng ngưng tụ càng nhiều khi vào vùng cận giếng, sự
7 ngưng tụ condensate này sẽ ngăn chặn dòng sản phẩm
8 đi vào giếng, phần lỏng có giá trị vẫn còn ở dưới vỉa².
9 Hiện tượng này được gọi là hiện tượng lắng đọng con-
10 densate trong vùng cận đáy giếng^{3,4}, với sự phức tạp
11 trong ứng xử của chất lưu khí condensate đã tạo ra
12 một sự khó khăn trong việc xây dựng mô hình khai
13 thác đáng tin cậy. Từ đó, công tác hiệu chỉnh mô hình
14 khai thác được đặc biệt quan tâm đến⁵, mà mục tiêu
15 quan trọng nhất là phải xem xét các đặc trưng riêng
16 biệt cho chất lưu khí condensate, nhờ vậy có thể cải
17 thiện được chất lượng hiệu chỉnh mô hình khai thác.
18 Sự ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate
19 dẫn đến thách thức trong công tác hiệu chỉnh mô
20 hình khai thác, quản lý khai thác cho mỏ khí con-
21 densate. Điển hình trong đó, mỏ khí condensate
22 Arun–Indonesia với sự suy giảm gần 50% năng suất
23 khai thác, mặc dù lượng lỏng ngưng tụ tối đa trong
24 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 con-
densate 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 con-
densate 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; ():1-12.

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 nhiệm bản 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 để xuất rằng khí 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 dòng vận tốc cao trong vùng cận đáy giếng chính là độ thấm tương đối

153 phụ thuộc vào vận tốc (Velocity Dependent Relative
154 Permeability–VDRP), và dòng non-Darcy.^{22–25}
155 Mục tiêu chính trong nghiên cứu này là cải thiện chất
156 lượng khớp lịch sử dựa trên các dữ liệu khai thác thực
157 tế trong một giếng khí condensate, mà trong đó sự
158 đưa vào xem xét các đặc trưng GPP, VDRP, và dòng
159 non–Darcy sẽ được tiến hành. Qua đó, để thấy rõ sự
160 cần thiết của việc mô tả chính xác các đặc trưng dòng
161 chảy khí condensate sẽ tăng cường khả năng khớp
162 lịch sử hơn so với phương pháp khớp lịch sử thông
163 thường cho giếng hoặc mô khí condensate, đặc biệt
164 các giếng/mô khí condensate này tồn tại hiện tượng
165 lắng đọng condensate với mức độ rất lớn.

166 PHƯƠNG PHÁP LUẬN

167 Quy trình thực hiện khớp lịch sử

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

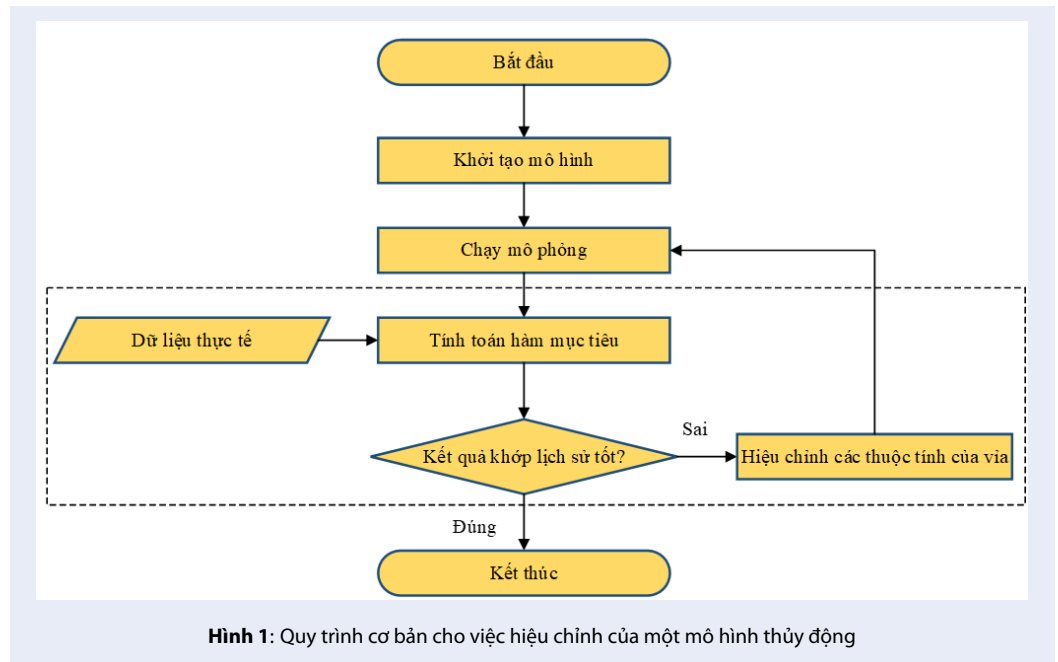
Mô hình hóa các đặc trưng của dòng khí condensate trong vùng cận đáy giếng

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 mô 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:



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

257 KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

258 Mô hình khởi tạo

259 Số liệu đầu vào cho nghiên cứu này được thu thập từ
 260 giếng X–1P thuộc vỉa khí condensate X, giếng X–1P
 261 đang được khai thác với dòng chảy bao gồm 3 pha:
 262 pha khí (gaseous phase), pha dầu (oleic phase), và pha
 263 nước (aqueous phase). Số liệu khai thác lịch sử được
 264 thu thập trong 500 ngày, số liệu cơ bản cho việc xây
 265 dựng mô hình khởi tạo được trình bày trong Bảng 1.
 266 Mô hình có kích cỡ $25 \times 25 \times 18$ với kích thước mỗi ô
 267 lưới $180 \text{ ft} \times 180 \text{ ft} \times 13 \text{ ft}$. Độ sâu quy chiếu chiều
 268 của mô hình là 12800 ft với áp suất vỉa ban đầu là 6568
 269 psi. Số liệu về thuộc tính đá vỉa bao gồm có: độ rỗng
 270 trung bình là 12%, độ thấm trung bình theo phương
 271 ngang là 12,8 (mD), tỉ lệ k_v/k_h ban đầu được chọn là
 272 0.1, vì độ rỗng và độ thấm là hai thông số không chắc
 273 chắn nên sẽ được thay đổi trong quá trình hiệu chỉnh
 274 mô hình.

275 Một mô hình PVT sử dụng phương trình trạng thái
 276 Peng–Robinson được xây dựng dựa trên kết quả phân
 277 tích và hiệu chỉnh thực nghiệm mẫu chất lưu gas
 278 condensate lấy từ giếng X–1P. Kết quả phân tích
 279 và nhóm thành phần chất lưu thành 6 cấu tử giả
 280 (pseudo–component) và phần mol tương ứng được
 281 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

282 Mô hình mô phỏng được khởi tạo với những thông
 283 tin như: dữ liệu từ mô hình địa chất, dữ liệu chất lưu
 284 vỉa, dữ liệu đá vỉa, dữ liệu mẫu lõi đặc biệt, điều kiện
 285 vỉa ban đầu và dữ liệu khai thác... Mô hình được chạy
 286 mô phỏng với thời gian trong 500 ngày, lưu lượng khai
 287 thác khí là điều kiện ràng buộc (Hình 2). Động thái
 288 khai thác của giếng X–1P được thể hiện trong Hình 2,
 289 Hình 3, Hình 4, trong đó áp suất đáy giếng, các lưu
 290 lượng khai thác là những đối tượng được quan tâm,
 291 vì hoạt động khai thác trong giai đoạn này của giếng
 292 X–1P rất tiệm cận với áp suất điểm sương ($p_{dew} =$
 293 4962 psi). Vì vậy, những ứng xử phức tạp của khí
 294 condensate khi dưới điểm sương dẫn đến những khó
 295 khăn trong việc hiệu chỉnh mô hình.

296 Kết quả chạy mô phỏng lưu lượng khai thác dầu (con-
 297 densate) 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

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

324 Mô hình hiệu chỉnh thông thường

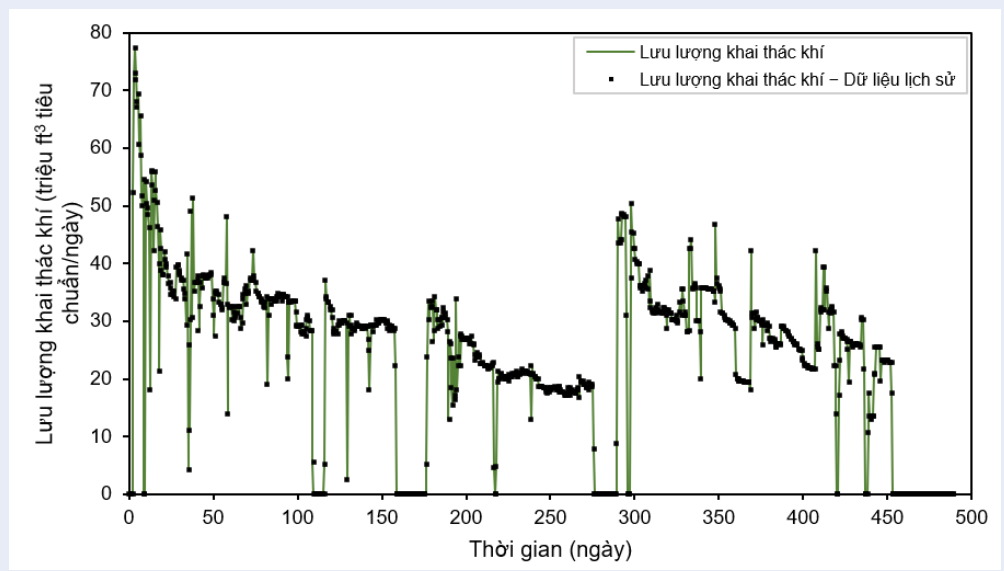
325 Quá trình hiệu chỉnh được thực hiện để đảm bảo mô
 326 hình mô phỏng phản ánh đúng động thái thực tế của
 327 vỉa, từ đó có những dự báo đáng tin cậy. Các thông số
 328 được chọn để thực hiện hiệu chỉnh bao gồm: độ thấm
 329 tương đối, phân bố độ thấm, độ nén của đá, phân bố
 330 độ rỗng. Trong quá trình hiệu chỉnh, ưu tiên hiệu
 331 chỉnh những thông số có mức độ không chắc chắn
 332 cao trước, sau đó mới hiệu chỉnh các thông số không
 333 chắc chắn thấp hơn. Đối tượng được hiệu chỉnh ở đây
 334 là áp suất đáy giếng (BHP) và lưu lượng khai thác dầu.
 335 Kết quả sau nỗ lực thực hiện chỉnh mô hình khai thác
 336 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.

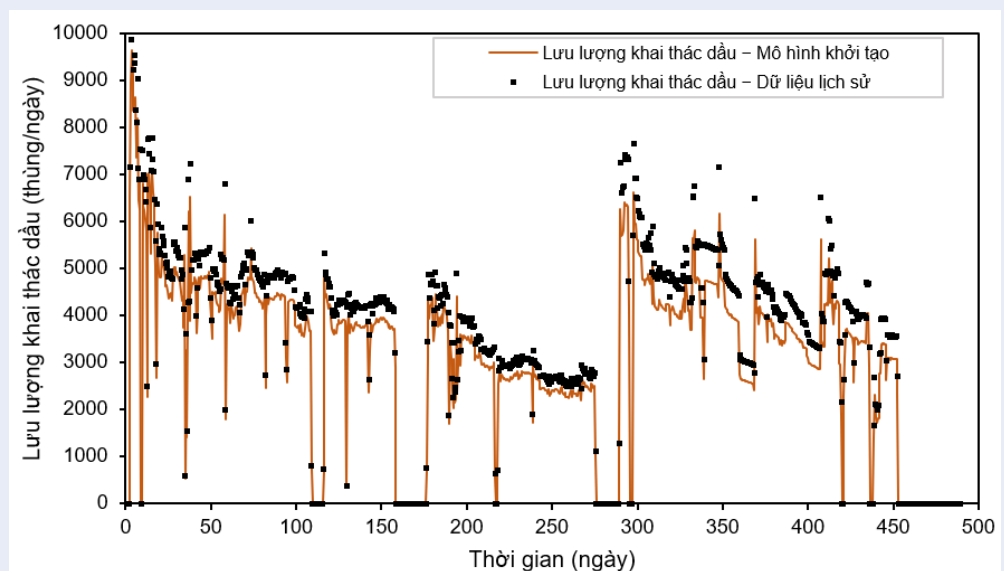
Tuy nhiên, sau ngày thứ 290, kết quả hiệu chỉnh bằng
 phương pháp thông thường chưa phản ánh được động
 thái và bản chất ứng xử của dòng khí condensate trong
 giai đoạn này. Vì thế, trong trường hợp những chất
 lưu đặc biệt như khí condensate cần xem xét những
 đặc trưng riêng để có thể mô tả đúng đặc tính của
 dòng khí condensate.

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

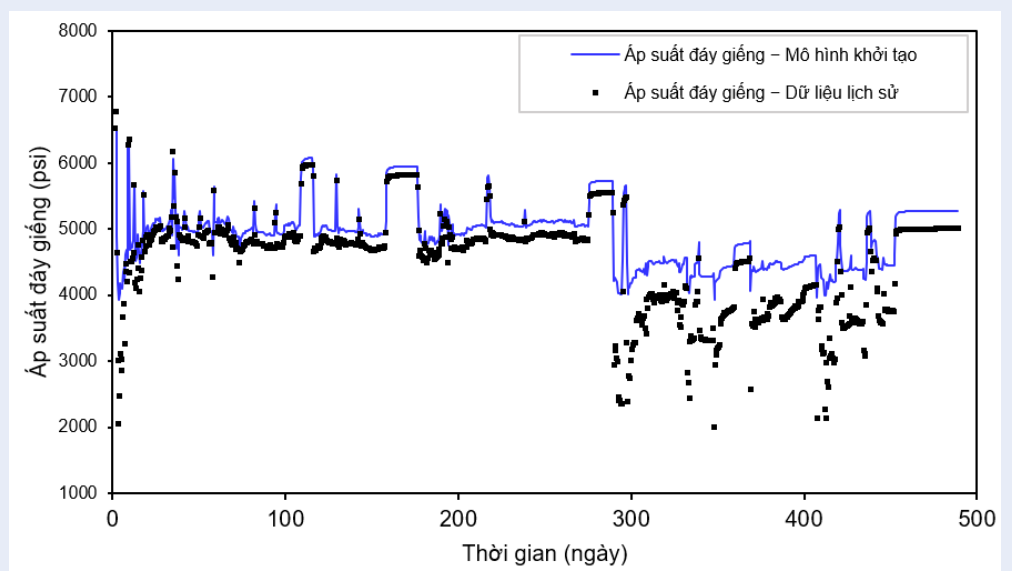
Sau khi khớp lịch sử theo phương pháp thông thường,
 không xem xét các đặc trưng của dòng khí condensate
 thì kết quả hiệu chỉnh chưa đạt như mong đợi. Như đã
 đề cập ở trên, giai đoạn sau ngày thứ 290 vẫn có một
 ứng xử phức tạp mà những hiệu chỉnh các thông số
 via thông thường chưa thể phản ánh chính 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).



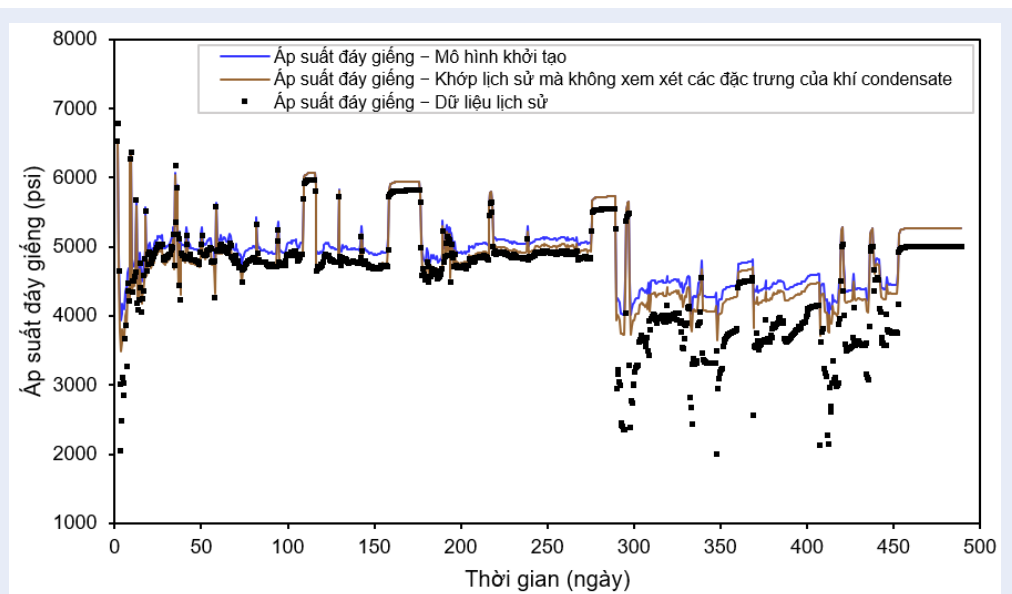
Hình 2: Lưu lượng khai thác khí của giếng X–1P trong 500 ngày sau khi được mô phỏng bằng một mô hình khởi tạo.



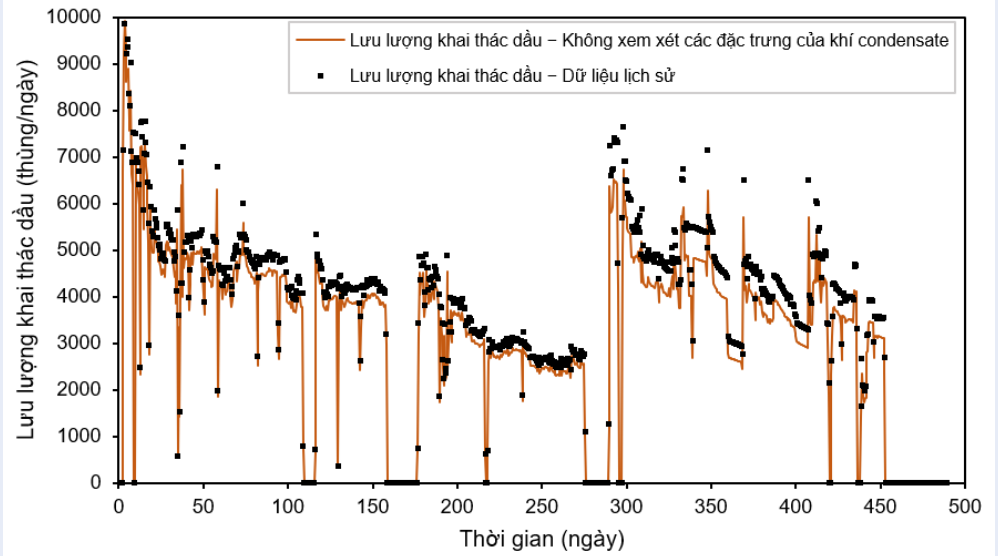
Hình 3: Lưu lượng khai thác dầu của giếng X–1P trong 500 ngày sau khi được mô phỏng bằng một mô hình khởi tạo.



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).

375 Trong Hình 7, áp suất đáy giếng theo kết quả mô
 376 phỏng bám rất tốt so với dữ liệu đo thực tế. Qua đó,
 377 cho thấy trở ngại trong giai đoạn khai thác sau ngày
 378 290 đã được giải quyết rất hiệu quả, sự chứng minh
 379 về tính cần thiết của việc xem xét các đặc trưng riêng
 380 biệt của dòng khí condensate vào quá trình khớp lịch
 381 sử là hoàn toàn có cơ sở. Trong đó, các đặc trưng lần
 382 lượt được xem xét, việc định lượng cho từng đặc trưng
 383 dựa trên phân tích độ nhạy cũng như từ kết quả thí
 384 nghiệm bơm ép mẫu lõi vận tốc cao cho đặc trưng
 385 VDRP và non–Darcy. Tương tự như kết quả hợp lý
 386 của áp suất đáy giếng, lưu lượng khai thác dầu (trong
 387 Hình 8) cũng đã cho thấy sự thay đổi đáng kể, sự phản
 388 ánh khá chính xác động thái khai thác thực tế của
 389 giếng.

390 **Thảo luận**

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

395 Thứ nhất, sự cải thiện trong mô phỏng dòng chảy
 396 trong vùng cận đáy giếng, nơi lượng condensate lắng
 397 đọng rất phức tạp. GPP với nền tảng là lý thuyết
 398 3 vùng của Fevang & Whiton¹¹ và Whitson và Fe-
 399 vang²⁶ đã đề xuất. Lý thuyết này chỉ ra sự thay đổi
 400 tính toán hàm áp suất giả theo 3 vùng khác nhau tính
 401 từ khu vực vỉa ngoài xa vào đến đáy giếng. Kết quả mô
 402 phỏng sự thay đổi của độ bão hòa pha, và độ linh động

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

405 Kết quả mô phỏng trong Bảng 3 đã cho thấy sự phù
 406 hợp với lý thuyết mà Fevang và Whitson¹¹ đã đưa ra.

407 Kết quả mô phỏng trong vùng 3 đã cho thấy rõ ràng
 408 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

409 duy trì ở mức cao. Trong vùng 2, do áp suất vỉa nhỏ
 410 hơn áp suất điểm sương nên có sự hình thành của pha

411 lỏng ($S_o > 0$), tuy nhiên thì trong vùng này ($S_o < S_{oc}$
 412 $= 0.25$) nên pha lỏng chưa di chuyển ($\lambda_o = 0$). Trong

413 vùng 2, do sự hình thành của pha lỏng nên độ bão khí
 414 S_g giảm xuống, đồng thời độ linh động khí λ_g vẫn

415 có sự giá tăng tiếp tục do lúc này, pha lỏng chưa di
 416 chuyển. Cuối cùng, trong vùng 3, cả hai pha: khí và

417 lỏng cùng tồn tại và chuyển ($S_o > 0, \lambda_o > 0$), lúc này
 418 độ bão hòa và độ linh động của pha lỏng tăng nhanh,

419 đồng thời đối với pha khí thì giảm liên tục. Trong
 420 vùng 1, hai pha lỏng và khí cùng nhau di chuyển vào

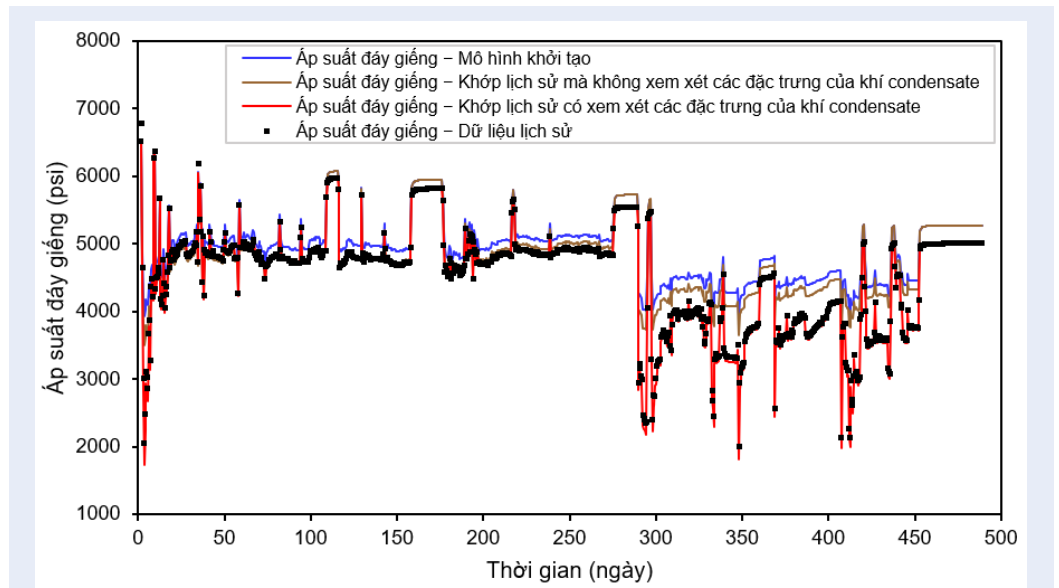
421 giếng với vận tốc cao, gây ra sự xáo trộn trong chế
 422 độ dòng chảy, và dòng chảy trong vùng này không ổn

423 định, sự nhiễm bẩn thành hệ cũng một phần xuất hiện
 424 từ đây. Do đó, sự xem xét thêm các đặc trưng cho ứng

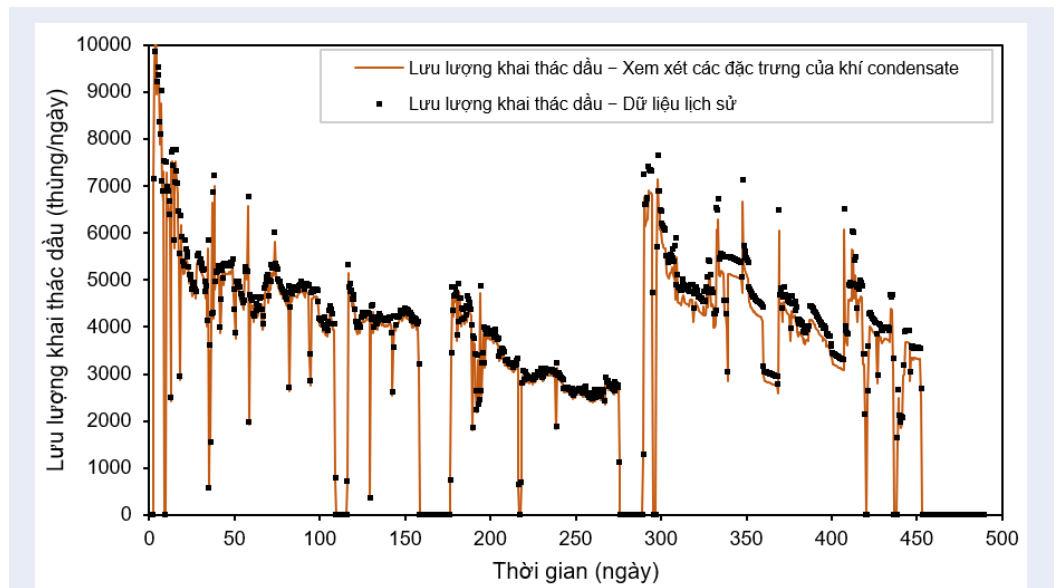
425 xử dòng chảy với vận tốc cao của khí condensate là
 426 cần thiết để có được sự mô tả chính xác hơn.

427 Trong các đặc trưng cho ứng xử dòng chảy với vận tốc
 428 cao, hai đặc trưng: VDRP và dòng non–Darcy là hai

429 đặc trưng mang tính đại diện và phổ biến cho chất lưu
 430 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

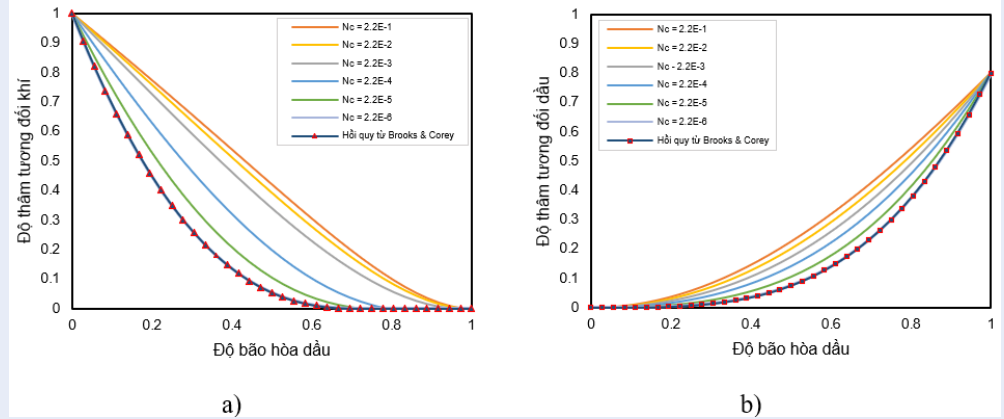
thấm tương đối một cách chính xác khi xem xét ảnh hưởng của dòng chảy vùng cận đáy giếng.

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.

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

505 LỜI CẢM ƠN

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

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

512 DANH MỤC CHỮ VIẾT TẮT

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

DANH MỤC KÍ HIỆU

c_d : Hệ số thực nghiệm (–) 528
 d_g : Hệ số thực nghiệm (–) 529
 k_r : Độ thấm theo phương ngang (mD) 531
 k_{rg} : Độ thấm tương đối pha khí (–) 532
 k_{ro} : Độ thấm tương đối pha dầu (–) 533
 k_v : Độ thấm theo phương dọc (mD) 534
 m_g : Hệ số thực nghiệm (–) 535
 m_o : Hệ số thực nghiệm (–) 536
 n_{1g} : Hệ số thực nghiệm (–) 537
 n_{1o} : Hệ số thực nghiệm (–) 538
 n_{2g} : Hệ số thực nghiệm (–) 539
 n_{2o} : Hệ số thực nghiệm (–) 540
 N_c : Hệ số mao dẫn (–) 541
 N_{cb} : Hệ số mao dẫn ngưỡng (–) 542
 p_{dew} : Áp suất điểm sương (psi) 543
 S_g : Độ bão hòa pha khí (%) 544
 S_o : Độ bão hòa pha dầu (%) 545
 S_{oc} : Độ bão hòa tới hạn của pha dầu (%) 546
 v_g : Vận tốc pha khí (ft/s) 547
 β_{dg} : Hệ số non-Darcy khí cho hệ đơn pha khí (đơn 548
vị Forchheimer) 549
 β_g : Hệ số non-Darcy khí cho hệ hai pha lỏng và khí 550
(F.mD-d) 551
 λ_o : Độ linh động của pha khí (1/cP) 552
 λ_o : Độ linh động của pha dầu (1/cP) 553
 μ_g : Độ nhớt của pha khí (cP) 554
 σ : Sức căng bề mặt (dynes/cm) 555

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.

560 **ĐÓNG GÓP CỦA CÁC TÁC GIẢ**

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

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

566 **TÀI LIỆU THAM KHẢO**

567 1. Barnum RS, Brinkman FP, Richardson TW, Spillette AG. Gas
568 condensate reservoir behaviour: productivity and recovery
569 reduction due to condensation. In: Proceedings - SPE An-
570 nual Technical Conference and Exhibition, 1995. 1995;Avail-
571 able from: <https://doi.org/10.2118/30767-MS>.

572 2. Ahmed T, Evans J, Kwan R, Vivian T. Wellbore liquid block-
573 age in gas-condensate reservoirs. In: Proceedings - SPE An-
574 nual Western Regional Meeting, 1998. 1998;Available from:
575 <https://doi.org/10.2118/51050-MS>.

576 3. Al Shaidi SM. Modelling of gas-condensate flow in reservoir at
577 near wellbore conditions [PhD Thesis]. Heriot-Watt University;
578 1997;Available from: <http://hdl.handle.net/10399/672>.

579 4. Ali J. Parametric study of gas condensate flow near the well-
580 bore. Canadian International Petroleum Conference 2000,
581 CIPC 2000; 2000;Available from: <https://doi.org/10.2118/2000-091>.

582 5. Tran TV, Ngo AT, Hoang HM, Tran NH. Production performance
583 of gas condensate reservoirs: Compositional numerical model
584 - A case study of Hai Thach - Moc Tinh Fields. In: Society of
585 Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Ex-
586 hibition and Conference, ADIPEC 2015. 2015;Available from:
587 <https://doi.org/10.2118/177445-MS>.

588 6. Afdick D, Kaczorowski NJ, Bette S. Production performance of
589 a retrograde gas reservoir: a case study of the Arun Field. In:
590 SPE - Asia Pacific Oil & Gas Conference, 1994. 1994;Available
591 from: <https://doi.org/10.2118/28749-MS>.

592 7. Engineer R. Cal Canal Field, California: Case history of a tight
593 and abnormally pressured gas condensate reservoir. In: Soci-
594 ety of Petroleum Engineers - SPE California Regional Meet-
595 ing, CRM 1985. 1985;Available from: <https://doi.org/10.2523/13650-MS>.

596 8. Fan L, et al. Understanding gas-condensate reservoirs. Oilfield
597 Review. 2005;17(4);.

598 9. Lee ST, Chaverra M. Modelling and interpretation of conden-
599 sate banking for the near critical Cupiagua field. In: Proceed-
600 ings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998.
601 1998;Available from: <https://doi.org/10.2523/49265-MS>.

602 10. Sakhaei Z, Mohamadi-Baghmolaei M, Azin R, Osfouri S.
603 Study of production enhancement through wettability al-
604 teration in a super-giant gas-condensate reservoir. J Mol
605 Liq. 2017;233:64-74;Available from: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2017.03.005>.

606 11. Fevang Ø, Whitson CH. Modeling Gas-Condensate Well Deliv-
607 erability. SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum En-
608 gineers). 1996;11(4);Available from: <https://doi.org/10.2118/30714-PA>.

609 12. Jones JR, Vo DT, Raghavan R. Interpretation of pressure-
610 buildup responses in gas-condensate wells. SPE Formation
611 Evaluation. 1988;4(1);Available from: <https://doi.org/10.2118/15535-PA>.

612 13. Barker JW. Experience with simulation of condensate bank-
613 ing effects in various gas/condensate reservoirs. In: 2005 In-
614 ternational Petroleum Technology Conference Proceedings.
615 2005;Available from: <https://doi.org/10.2523/IPTC-10382-MS>.

616 14. Singh K, Whitson CH. Gas-condensate pseudopressure in lay-
617 ered reservoirs. SPE Reservoir Evaluation and Engineering.
618 2010;13(2):203-213;Available from: <https://doi.org/10.2118/117930-PA>.

619 15. Henderson GD, Danesh A, Tehrani DH, Al-Kharusi B. Relative
620 significance of positive coupling and inertial effects on gas

condensate relative permeabilities at high velocity. In: Pro-
621 ceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition,
622 2000. 2000;Available from: <https://doi.org/10.2523/62933-MS>.

623 16. Jamiolahmady M, Sohrabi M, Ireland S, Ghahri P. A general-
624 ized correlation for predicting gas-condensate relative per-
625 meability at near wellbore conditions. J Pet Sci Eng. 2009;66(3-
626 4);Available from: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.02.001>.

627 17. Ali JK, McGauley PJ, Wilson CJ. Effects of high-velocity flow and
628 PVT changes near the wellbore on condensate well perfor-
629 mance. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and
630 Exhibition, vol. Sigma. 1997;Available from: <https://doi.org/10.2523/38923-MS>.

631 18. Narayanaswamy G, Pope GA, Sharma MM, Hwang MK, Vaidya
632 RN. Predicting gas condensate well productivity using cap-
633 illary number and non-Darcy effects. In: Proceedings of the
634 SPE Symposium on Reservoir Simulation, 1999. 1999;Avail-
635 able from: <https://doi.org/10.2118/51910-MS>.

636 19. Mott R. Engineering calculations of gas-condensate-well
637 productivity. SPE Reservoir Evaluation and Engineering.
638 2003;6(5);Available from: <https://doi.org/10.2118/86298-PA>.

639 20. Tani K, Yamada T, Ikeda S. Application of velocity-dependent
640 relative permeability for modeling gas-condensate reservoirs:
641 Field example. In: Society of Petroleum Engineers - SPE Asia
642 Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2014
643 - Changing the Game: Opportunities, Challenges and So-
644 lutions. 2014;Available from: <https://doi.org/10.2118/171434-MS>.

645 21. Iizuka R. Monitoring and Modelling Condensate Banking Ef-
646 fects with the Ichthys Field Production Data. In: Proceedings
647 - SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Virtual,
648 2020., SPE. Nov. 2020;Available from: <https://doi.org/10.2118/202440-MS>.

649 22. Dobkine S, Dewenter W, Yushkov I, Nesterenko A. Deliverabil-
650 ity modeling of West Siberia gas-condensate wells. In: Society
651 of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration
652 and Production Technical Conference and Exhibition 2012.
653 2012;Available from: <https://doi.org/10.2118/161972-MS>.

654 23. Botteon A, Monico C. Numerical modelling of a well test af-
655 fected by condensate banking and comparison with analyt-
656 ical interpretation. In: 72nd European Association of Geo-
657 scientists and Engineers Conference and Exhibition 2010: A
658 New Spring for Geoscience. Incorporating SPE EUROPEC 2010.
659 2010;Available from: <https://doi.org/10.2118/130479-MS>.

660 24. Aluko OA. Well test dynamics of rich gas condensate reservoirs
661 [PhD Thesis]. Imperial College London; 2009. Accessed: Jan.
662 15, 2023;Available from: <https://doi.org/10.2118/121848-MS>.

663 25. Bozorgzadeh M, Gringarten AC. Condensate-bank characteri-
664 zation from well-test data and fluid PVT properties. SPE Reser-
665 voir Evaluation and Engineering. 2006;9(5);Available from:
666 <https://doi.org/10.2118/89904-PA>.

667 26. Whitson CH, Fevang O. Generalized Pseudopressure Well
668 Treatment In Reservoir Simulation. IBC Conference on Opti-
669 misation of Gas Condensate Fields IBC TECH SERV LTD OPTI-
670 MISATION OF GAS CONDENSATE FIELDS CONF; 1997;.

671 27. Reis PKP, Carvalho MS. Pore-scale compositional modeling of
672 gas-condensate flow: Effects of interfacial tension and flow
673 velocity on relative permeability. J Pet Sci Eng. 2021;202;Avail-
674 able 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,*}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

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:

DOI :



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; ():1-1.