

# HƯỚNG TIẾP CẬN MỚI TRONG PHÂN TÍCH THỬ VĨA GIẾNG KHÍ CÓ HÀM LƯỢNG CO<sub>2</sub> CAO

**Lê Đình Thành, Nguyễn Hải An, Nguyễn Hoàng Đức**  
 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí  
 Email: annh1@pvep.com.vn

## Tóm tắt

*Mặc dù công tác lập kế hoạch và tiến hành thử vỉa tại các đối tượng khí (đặc biệt là khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao) được thực hiện giống nhau, tuy nhiên kết quả thực tế có sự khác biệt về hệ số nhiễm bẩn vỉa do dòng chảy rối (non-Darcy skin) lớn, sự chuyển pha của hỗn hợp khí, xuất hiện hiện tượng nhiễu, áp suất và nhiệt độ tăng/giảm bất thường... Các biểu hiện bất thường này được xác định liên quan trực tiếp đến tính chất của CO<sub>2</sub> với khả năng chịu nén tốt hơn khí tự nhiên, có sự thay đổi lớn về tỷ trọng và có thể đạt tới trạng thái siêu tới hạn nặng ngang chất lỏng, dễ dàng chuyển đổi sang pha rắn/lỏng/khí.*

*Một số phát hiện khí tại đối tượng Tri Tôn (phía Nam bể Sông Hồng) có hàm lượng CO<sub>2</sub> dao động từ 32 - 37%. Khi tiến hành minh giải thử vỉa DST, xuất hiện hiện tượng giảm áp trong quá trình đo hồi phục áp suất, dẫn đến việc phân tích thông số vỉa thông thường không khả thi.*

*Nghiên cứu của nhóm tác giả làm rõ vai trò, đặc tính của CO<sub>2</sub> trong quá trình minh giải thử vỉa DST, đánh giá ưu nhược điểm của phương pháp đang áp dụng; phân tích và đề xuất hướng tiếp cận mới để có thể thu được nhiều thông số vỉa chứa, phục vụ công tác lập/chính xác hóa phương án phát triển mỏ.*

**Từ khóa:** Carbonate, khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao, minh giải thử vỉa DST, vỉa chứa, hệ tầng Tri Tôn.

## 1. Giới thiệu

### 1.1. Đặc trưng địa chất vỉa chứa carbonate tại khu vực nghiên cứu

Trầm tích Miocene giữa ở khu vực Nam bể Sông Hồng có đặc điểm khác với phần Bắc nên được gọi là hệ tầng Tri Tôn. Hệ tầng nằm bất chỉnh hợp trên các trầm tích của hệ tầng Sông Hương, bao gồm các trầm tích hạt mịn nằm ở 2 bên địa lũy Tri Tôn (địa hào Quảng Ngãi và địa hào Lý Sơn) và các lớp đá carbonate dày tới vài trăm mét trên địa lũy Tri Tôn. Các trầm tích hạt mịn gồm sét bột màu xám, xám sáng, gắn kết trung bình đến cứng có chứa vôi, xen ít cát màu xám trắng. Đá carbonate ở đây có màu trắng, xám sáng, vàng sẫm, nâu, xám tối xen kẽ với mudstone, wackstone, packstone chứa rong tảo và foram lớn và san hô dày. Kích thước hạt từ vi tinh tới hạt nhỏ với đặc tính độ rỗng và độ thấm rất tốt. Hệ tầng có bề dày trong khoảng 300 - 1.000m. Các trầm tích hệ tầng Tri Tôn được thành tạo trong môi trường biển nông, thềm biển và đồng bằng ven biển.

Đá chứa carbonate Miocene dưới - giữa thuộc hệ tầng Sông Hương, Tri Tôn là đối tượng chứa quan trọng nhất tại khu vực này. Các đá chứa này là đá vôi thềm, bị nứt nẻ và khối xây ám tiêu sinh vật, chúng phát triển rộng rãi trên địa lũy Tri Tôn. Các ám tiêu sinh vật có tính chất chứa rất tốt, độ rỗng từ 25 - 30%, thậm chí lên đến 35 - 40%, độ thấm từ hàng trăm đến hàng nghìn mD.

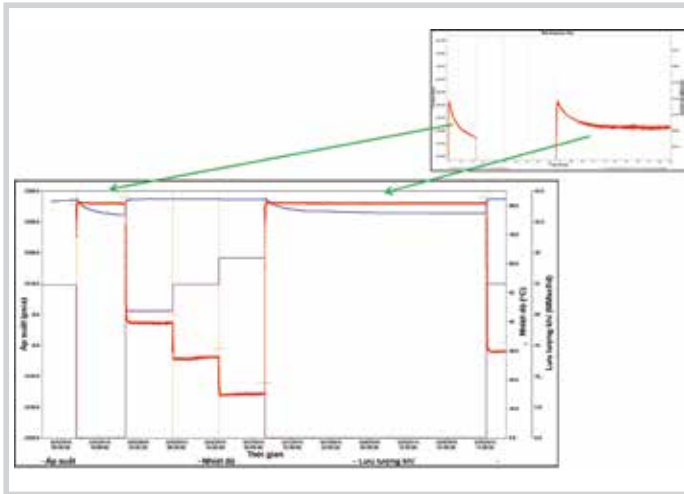
Đá chứa carbonate Miocene trên đới nâng Tri Tôn một phần bị dolomite hóa bất gặp tại các giếng 3X/2X và tính chất vỉa của đá dolomite rất tốt, tương đối đồng nhất. Quá trình hình thành và dự báo phân bố đá dolomite trong khu vực nghiên cứu khá phức tạp chứa nhiều rủi ro nên đang được tiếp tục nghiên cứu đánh giá.

Đến nay, tại khu vực nghiên cứu đã có 4 giếng khoan thăm dò thăm lượng (1X - 4X), trong đó đã tiến hành thử vỉa DST tại giếng khoan 3X và 4X. Các kết quả chính như sau:

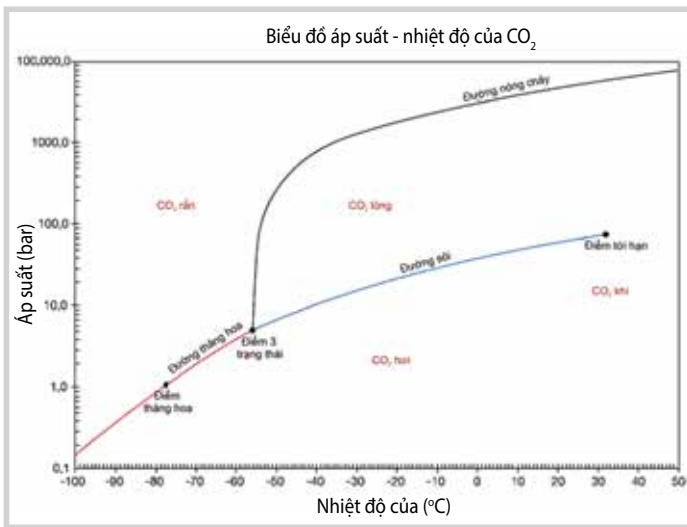
DST tại giếng 3X được tiến hành với khoảng bắn vỉa 1.500 - 1.550mMD (tổng cộng 50m). Kết quả thử vỉa cho dòng 25,6 triệu ft<sup>3</sup> khí/ngày với cỡ côn 60/64in.

Giếng khoan 4X là giếng khoan thứ 2 được tiến hành thử vỉa DST với khoảng bắn vỉa 1.520 - 1.530mMD (tổng cộng 10m). Kết quả thử vỉa cho dòng 29,2 triệu ft<sup>3</sup> khí/ngày với cỡ côn 64/64in với chênh áp nhỏ khoảng 60psi, chứng tỏ vỉa chứa có tiềm năng cho dòng rất tốt.

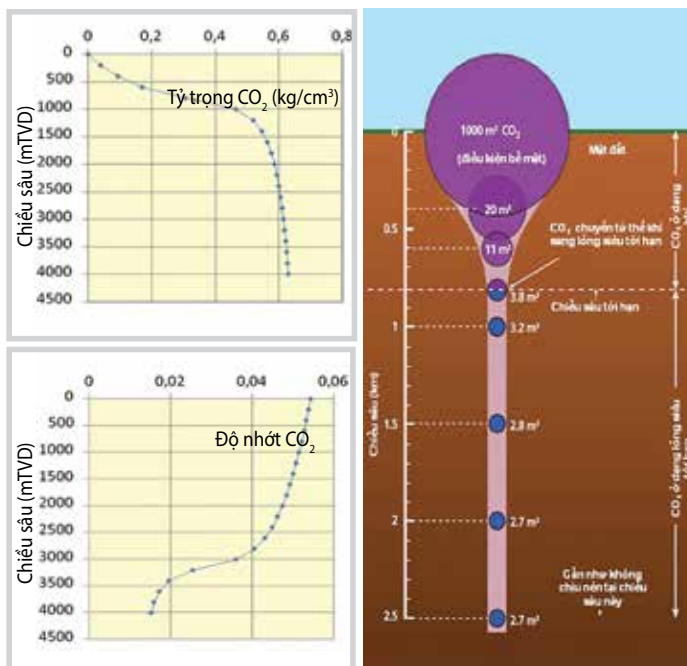
Các mẫu chất lưu (PVT) đều khẳng định khí tại mỏ là khí khô có hàm lượng khí CO<sub>2</sub> cao khoảng 30 - 38%. Số liệu thử vỉa DST tại giếng 4X (Hình 1) cho thấy có sự xuất hiện hiện tượng giảm áp suất và nhiệt độ trong quá trình phục hồi áp suất. Điều này khiến cho việc phân tích số liệu thử vỉa giai đoạn này như các giếng khí thông thường không thể thực hiện được.



Hình 1. Số liệu đồng hồ và sự giảm áp trong đo động thái áp suất giếng khoan 4X



Hình 2. Biểu đồ pha của CO<sub>2</sub> (theo ChemicalLogic Corp. 1999)



Hình 3. Thay đổi tỷ trọng, độ nhớt và thể tích của CO<sub>2</sub> theo chiều sâu (PVTsim)

## 2. Phương pháp nghiên cứu

### 2.1. Đặc điểm của khí CO<sub>2</sub>

Carbon dioxide là một hợp chất hóa học của 2 thành phần: C và O, với tỷ lệ 1:2 tương ứng cho từng thành phần và công thức phân tử của hợp chất này là CO<sub>2</sub>. Khí carbonic có mùi nhẹ, không màu và nặng hơn không khí.

Trong điều kiện nhiệt độ và áp suất bình thường, CO<sub>2</sub> ở thể khí. Trạng thái vật lý của CO<sub>2</sub> biến đổi theo điều kiện nhiệt độ và áp suất. CO<sub>2</sub> có thể chuyển đổi linh hoạt các trạng thái rắn, lỏng, khí/hơi. Điều kiện áp suất cao, tỷ trọng của CO<sub>2</sub> có thể thay đổi trong khoảng rất rộng và có thể đạt tới xấp xỉ tỷ trọng của dầu. Hình 2 biểu diễn các ranh giới biến đổi trạng thái của CO<sub>2</sub> [1].

Ngoài ra, Hình 3 biểu diễn hàm biến đổi của tỷ trọng CO<sub>2</sub> theo áp suất và nhiệt độ; thay đổi áp suất hơi CO<sub>2</sub> theo nhiệt độ; thay đổi độ nhớt theo nhiệt độ và áp suất.

### 2.2. Sự ảnh hưởng của khí với hàm lượng CO<sub>2</sub> cao đến kết quả đo hồi phục áp suất

Trong vỉa chứa tại độ sâu khoảng 1.600m, áp suất và nhiệt độ lên tới khoảng 2.300psia (khoảng 156bar) và 180°F (~82°C). Tại điều kiện này CO<sub>2</sub> đạt tới trạng thái siêu tới hạn, ít chịu nén. Trong quá trình thử vỉa DST, ở giai đoạn đóng giếng phục hồi áp suất, van đáy giếng được đóng lại, khí tại đáy giếng được nén lại với nguồn cung cấp từ vỉa chứa. Hiện tượng này dẫn đến tỷ trọng khí CO<sub>2</sub> nói riêng tăng dần, kéo theo sự tăng tỷ trọng hỗn hợp khí qua quá trình biến đổi pha. Chính sự tăng tỷ trọng của hỗn hợp khí theo công thức (1) dẫn đến số liệu đo áp suất của đồng hồ sẽ giảm do khí đó áp suất của hỗn hợp khí phục hồi về áp suất vỉa sẽ nhỏ hơn sự tăng áp suất cột hỗn hợp khí trong khoảng giữa vỉa chứa và đồng hồ đo. Việc tính toán sự tăng áp suất của cột hỗn hợp khí tại khoảng cách giữa vỉa chứa và đồng hồ đo theo thời gian trong quá trình đo hồi phục là khó khăn và tồn tại sai số khó lường.

### 2.3. Phân tích thử vỉa giếng khí

Thông thường thử vỉa DST cho vỉa khí có đặc trưng khác so với vỉa dầu, chủ yếu là do sự khác biệt của đặc tính của chất lưu:

- Khí khí có sự giãn nở thay đổi thể tích lớn, hỗn hợp khí sẽ bị mất nhiệt độ theo hiệu ứng Joule - Thomson.
- Khí là hỗn hợp chịu nén lớn gấp nhiều lần so

với dầu, do đó tỷ trọng khí thay đổi đáng kể khi có điều kiện áp suất, nhiệt độ thay đổi do chuyển động từ đáy giếng lên bề mặt hoặc do chuyển đổi cân bằng pha giữa các trạng thái mở giếng hoặc đóng giếng. Đặc biệt với chất lưu là khí có thể có hàm lượng khí CO<sub>2</sub> (chất có sự thay đổi lớn trong các điều kiện áp suất nhiệt độ) có thể có các biểu hiện khác biệt lớn.

- Tỷ trọng, độ nhớt của khí nhỏ hơn rất nhiều so với chất lỏng, do đó trong quá trình thử vỉa khí từ đáy giếng lên bề mặt sẽ di chuyển với lưu lượng lớn, có hiện tượng sự trượt rơi của các thành phần lỏng nặng hơn dẫn đến sự chảy rối ảnh hưởng đáng kể đến năng lượng tổn hao. Để mô tả hiện tượng này đối với các giếng khí có thêm 1 hệ số quan trọng là hệ số skin "non-Darcy" để có thể tính toán chính xác hơn khả năng cho dòng khí của vỉa chứa.

Trong thử vỉa DST cho giếng khí thông thường, có 2 giai đoạn được lựa chọn phân tích đánh giá thông số vỉa tương ứng với 2 phương pháp đo thử vỉa hồi phục áp suất và thử vỉa giảm áp.

Thử vỉa giảm áp: Giếng được mở thử với 3 hoặc hơn các cấp lưu lượng khí ổn định và tăng dần qua thay đổi choke đầu giếng. Khi các giếng được mở với 1 lưu lượng (tương ứng thay đổi cỡ choke), áp suất đáy sẽ biến đổi tương ứng qua đầy đủ các giai đoạn tích lũy lòng giếng (wellbore storage), chảy hướng tâm (radial flow), hiệu ứng biên (boundary effect) và được lặp đi lặp lại với các cấp lưu lượng khí khác nhau. Trong trường hợp số liệu đủ điều kiện phân tích, thử vỉa giảm áp có thể cung cấp được các thông số chính về vỉa chứa: Áp suất vỉa ban đầu P<sub>i</sub>; độ thấm, hệ số nhiễm bẩn (skin), hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối (non-Darcy skin), khả năng cho dòng của vỉa chứa có tính đến hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối, điều kiện biên...

Thử vỉa phục hồi áp suất: Giếng sau thời gian mở thử giảm áp được đóng lại. Áp suất đáy sẽ được đo trong suốt quá trình phục hồi. Thông thường áp suất đáy sẽ biến đổi tương ứng qua đầy đủ các giai đoạn: hiệu ứng tích lũy lòng giếng, chảy hướng tâm (radial flow), hiệu ứng biên và khi phân tích sẽ cho tương đối đầy đủ về các thông số vỉa chứa: Áp suất vỉa ban đầu P<sub>i</sub>, độ thấm, hệ số nhiễm bẩn, khả năng cho dòng của vỉa chứa, trường hợp có thể bỏ qua hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối, điều kiện biên...

Đối với các giếng khí, thường quan tâm đến thử vỉa phục hồi áp suất do khi đóng giếng dòng khí lên bề mặt sẽ ngừng và không bị thay đổi trong suốt thời gian đo phục hồi còn lại. Đối với thử vỉa giảm áp chỉ dùng phân tích để tính hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối và kiểm tra chéo các thông tin thu thập được trong phân tích thử vỉa phục hồi áp suất. Nguyên nhân chính là do trong

khí đo khi mở thử giếng giảm áp, khó đạt được dòng khí ổn định trong thời gian thử đối với từng cấp lưu lượng.

### 3. Ứng dụng thực tế minh giải thử vỉa giếng khí 4X

#### 3.1. Giải pháp đã từng được đề xuất áp dụng đối với các giếng khí có CO<sub>2</sub> cao

Trên cơ sở các hiện tượng bất thường trong đo phục hồi áp suất, nhóm tác giả đã triển khai phân tích theo hướng hiệu chỉnh số liệu áp suất về độ sâu giữa vỉa nhằm loại bỏ hiệu ứng chuyển pha của cột khí theo công thức (1) và tiến hành minh giải tương tự giếng thử vỉa DST khí thông thường.

$$P_{MPP} = P_{gauge} + \rho (P_{gauge}, T_{gauge}) \times \ell \quad (1)$$

Trong đó:

- P<sub>MPP</sub>: Pressure at mid-point of perforations - Áp suất tại điểm giữa khoảng bản vỉa (psig).
- P<sub>gauge</sub>: Recorded gauge pressure - Áp suất tại điểm đo (psig).
- ρ (P<sub>gauge</sub>, T<sub>gauge</sub>): Khối lượng riêng chất lưu tại điều kiện nhiệt độ, áp suất điểm đo (lb/ft<sup>3</sup>).
- ℓ: Khoảng cách từ điểm đo tới điểm giữa khoảng bản vỉa (ft).

Phương pháp này theo nhận định của nhóm tác giả còn tồn tại rủi ro khách quan không thể giảm thiểu do:

- Tỷ trọng chất lưu cần đạt độ chính xác khi quy đổi. Tỷ trọng chất lưu thực tế lại biến đổi phức tạp theo chiều sâu (do nhiệt độ, áp suất). Đặc biệt thành phần khí lại có sự biến đổi theo thời gian khi đóng giếng đo hồi phục áp suất cũng gây ra sự thay đổi tỷ trọng.
- Việc tính toán sự tăng áp suất của cột hỗn hợp khí tại khoảng cách giữa vỉa chứa và điểm đặt đồng hồ đo theo thời gian trong quá trình đo hồi phục là khó khăn và tồn tại sai số khó lường.
- Áp suất biến đổi giữa các điểm trong đo phục hồi là con số tương đối nhỏ do đó khó có thể cho kết quả tin cậy với việc biến đổi số liệu gốc và sai số chưa thể định lượng của phương pháp.
- Số liệu sau hiệu chỉnh và mô hình 2 độ rỗng cũng không có dấu hiệu rõ ràng tin cậy chỉ là một khả năng có thể xảy ra.

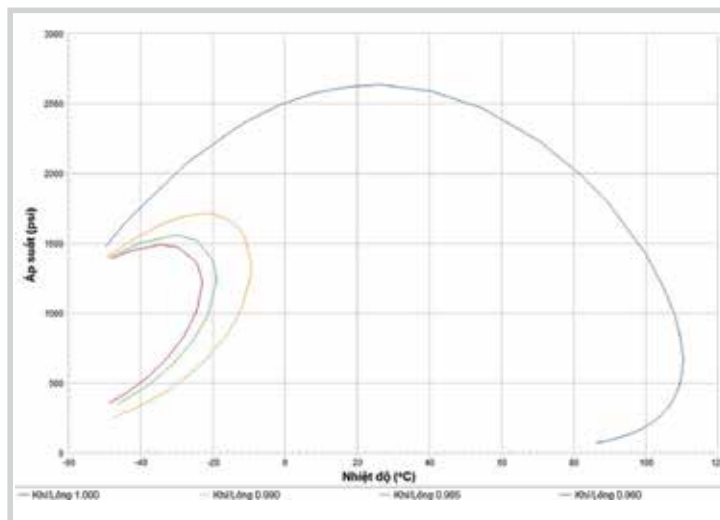
#### 3.2. Phương hướng khắc phục và đánh giá của nhóm tác giả

Kết quả thử vỉa DST giếng khoan 4X thể hiện sự ảnh hưởng của khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao trong đo hồi phục áp suất. Với kết quả thử vỉa này nhóm tác giả nhận định:

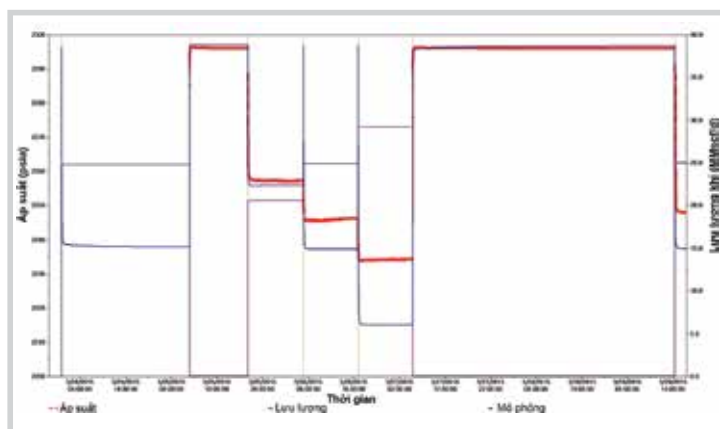
**Bảng 1.** Thông số vỉa chứa và kết quả minh giải thử vỉa DST giếng 4X

Thông số	Đơn vị	Giá trị
Chiều dày bản vỉa/tổng cho dòng	m	10/37
Khoảng bản	mMD	1.520 - 1.530
Chiều sâu đồng hồ	mTVDss	1.501
Áp suất vỉa Pv	psia	2.306
Độ rỗng	%	27
Độ bão hòa khí	%	92
Mô hình vỉa	-	2 độ rỗng
Độ thấm	mD	367
Hệ số nhiễm bẩn cơ học	-	2
Hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối	1/triệu ft <sup>3</sup> /ngày	1,2
Bán kính khảo sát	m	800
Biên	-	n/a
Lưu lượng khai thác tuyệt đối	1/triệu ft <sup>3</sup> /ngày	143
Ghi chú	-	Kết quả sơ bộ: Hiệu chỉnh số liệu, phân tích PBU, nhiễm bẩn do chế độ chảy rối tham khảo các giếng mô lân cận

Nguồn: Báo cáo sau khoan/minh giải thử vỉa giếng khoan của nhà điều hành



**Hình 4.** Biểu đồ pha chất lưu (PVT)



**Hình 5.** Áp suất và lưu lượng khí thử vỉa giếng khoan 4X

- Sự có mặt của hàm lượng CO<sub>2</sub> cao làm cho số liệu đo hồi phục áp suất có giai đoạn giảm.

- Do giai đoạn áp suất giảm phụ thuộc lớn vào sự biến đổi pha (tỷ trọng) của khí và rất nhạy, số liệu đo hồi phục áp suất không thể sử dụng để phân tích hoặc có rủi ro lớn như các minh giải trước đây.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất hướng tiếp cận:

- Sử dụng phần mềm Pan System để thực hiện phân tích do có nhiều tính năng phù hợp như: có tính năng mô phỏng đặc tính PVT chất lưu theo phương trình trạng thái (các phần mềm minh giải DST thông thường khác chỉ có tính năng tạo đặc tính PVT theo các hàm quan hệ), có nhiều loại mô hình vỉa chứa phục vụ cho minh giải, có công cụ hỗ trợ trong việc xác định các cơ chế dòng chảy...

- Dùng phương trình trạng thái chính xác hóa biểu đồ pha chất lưu.

- Phân tích thử vỉa giảm áp (pressure drawdown test).

**3.3. Mô phỏng đặc tính lưu thể vỉa (PVT với hàm lượng CO<sub>2</sub> cao)**

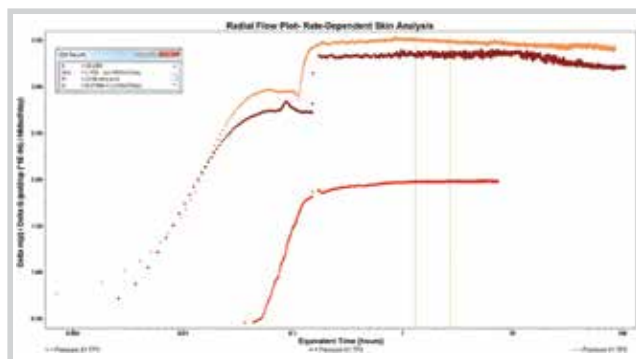
Dựa trên tài liệu phân tích mẫu chất lưu (PVT) giếng khoan 3X và hiệu chỉnh theo kết quả phân tích thành phần CO<sub>2</sub> của giếng khoan 4X, chất lưu sử dụng trong minh giải thử vỉa là khí khô, có thành phần khí chính CH<sub>4</sub> khoảng 51,71%, khí CO<sub>2</sub> ~ 37,00%, N<sub>2</sub> ~ 9,17%.

Sử dụng công cụ phương trình trạng thái (EOS) phần mềm Pan System, biểu đồ pha của chất lưu giếng 4X được mô phỏng như Hình 4. Phương trình trạng thái này sẽ được sử dụng để tính toán các thông số PVT cho minh giải số liệu thử vỉa DST.

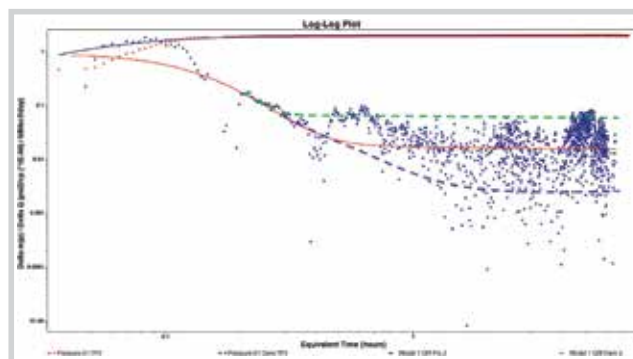
**3.4. Phân tích và minh giải thử vỉa giảm áp**

Trên cơ sở thông số đầu vào về vỉa chứa và chất lưu (Bảng 1), nhóm tác giả đã tiến hành nhập (load) số liệu đồng hồ vào phần mềm Pan System. Xem xét và đánh giá tổng quan cho thấy giai đoạn thử vỉa giảm áp với 3 cấp lưu lượng có số liệu ổn định và có thể sử dụng để minh giải (Hình 5).

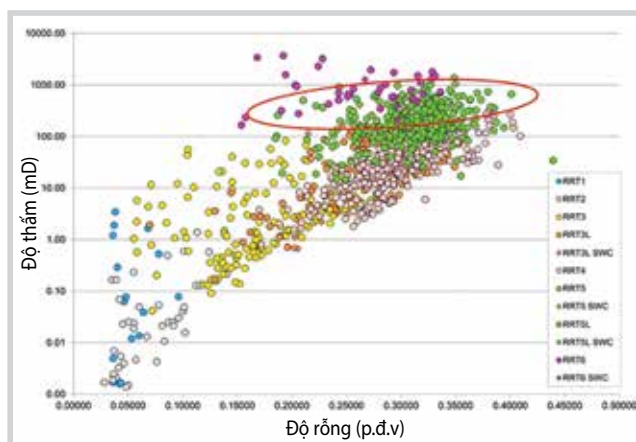
Một trong các thông số quan trọng đặc trưng của thử vỉa giảm áp đa cấp và đối với chất lưu khí là hệ số “non-Darcy skin”. Thông số cần thiết để xác định được sự tổn hao áp suất do chế độ chảy rối gây



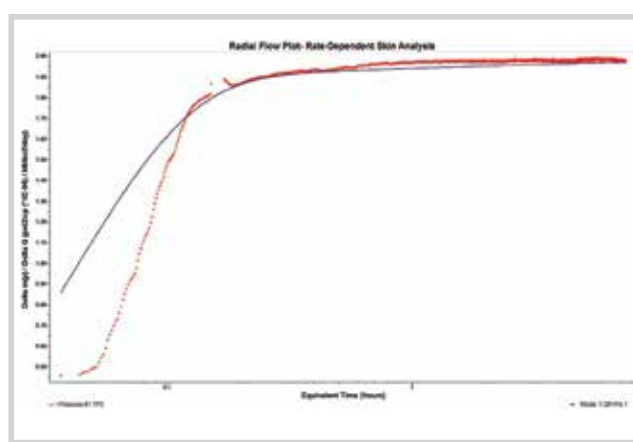
Hình 6. Đánh giá hệ số “non-Darcy skin”



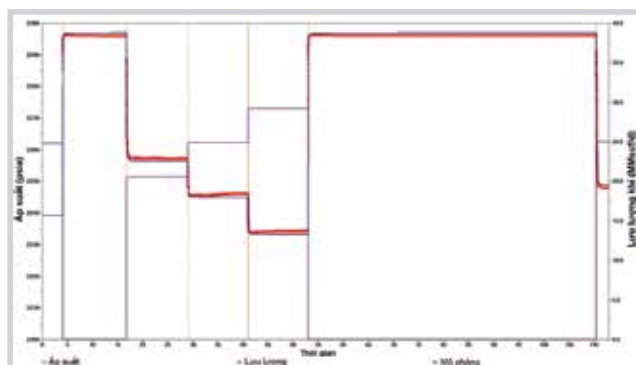
Hình 7. Đánh giá đặc tính vỉa chứa, thử vỉa giảm áp trên cấp lưu lượng đầu tiên



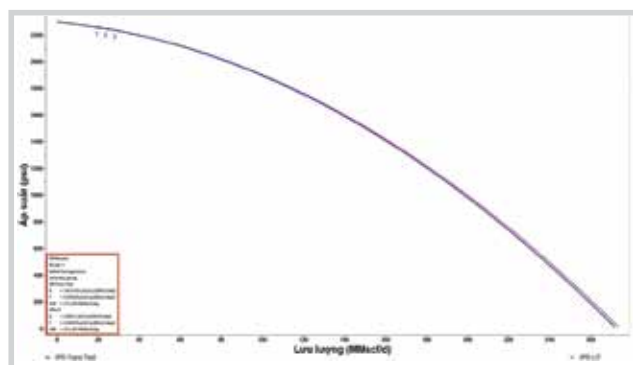
Hình 8. Số liệu độ rỗng - độ thấm mẫu lõi mỏ AX



Hình 9. Kiểm tra hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối trên cấp lưu lượng đầu tiên



Hình 10. Kết quả kiểm tra mô phỏng tổng quan



Hình 11. So sánh đánh giá khả năng cho dòng khí của vỉa chứa giữa mô hình và đánh giá LIT

ra, từ đó xác định hệ số nhiễm bẩn cơ học để tính ra được khả năng cho dòng thực sự của giếng trong các điều kiện cụ thể. Kết quả phân tích trên Hình 6 cho thấy hệ số “non-Darcy skin” ~ 0,83799 (1/triệu ft<sup>3</sup>/ngày) là phù hợp.

Trên đồ thị thang Log-log có thể nhận thấy mặc dù hệ thống điểm có sự nhiễu, có thể do lưu lượng khí trong khi tiến hành thử giảm áp không ổn định tuyệt đối như lý thuyết, tuy nhiên vẫn có thể xác định được tương đối khả năng thấm của vỉa chứa. Kết quả đánh giá (Hình 7) cho thấy độ thấm của vỉa chứa rất tốt đạt trung bình ~ 900mD (trong khoảng 250 - 3.500mD) và cao hơn giá trị do NĐH đánh giá (367mD) và khá phù hợp với số liệu đo mẫu lõi tại các loại đá chứa cho dòng RT5, RT5L, RT6 (Hình 8).

Kết quả được kiểm tra lại với đồ thị Semi-Log về đánh giá hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối, đánh giá kết quả mô phỏng tổng quan tất cả giai đoạn thử vỉa và so sánh dự báo về dòng khí tối đa (AOF) từ mô hình và tính trực tiếp từ 3 cấp lưu lượng khí (LIT) cho thấy sự phù hợp và tin cậy cao (Hình 9 - 11).

#### 4. Kết luận

Qua nghiên cứu và phân tích kết quả thử vỉa DST giếng khoan 4X, nhóm tác giả rút ra các kết luận sau:

- Dòng khí khi thử vỉa các giếng 3X và 4X có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao, do đó trong quá trình thử DST có một số hiện tượng khác với các giếng khoan thông thường: Số

liệu thử vỉa ghi nhận được sự suy giảm nhiệt độ trong quá trình đo phức hồi (có sự thay đổi về tỷ trọng khí, cân bằng pha); có giai đoạn suy giảm áp suất trong quá trình đo phức hồi áp suất. Thử vỉa giếng khí ngoài các thông số về độ thấm, biên, hệ số nhiễm bẩn... còn thông số rất quan trọng trong xác định khả năng cho dòng là hệ số nhiễm bẩn do chế độ chảy rối chỉ có thể xác định qua phân tích thử vỉa giảm áp nhiều cấp.

- Phương pháp hiệu chỉnh số liệu (đã từng được nhà điều hành để xuất áp dụng) còn tồn tại rủi ro lớn do các hiện tượng thay đổi nhiệt độ cũng như có giai đoạn suy giảm trong đo phức hồi áp suất khiến cho việc đánh giá theo phương pháp phân tích áp suất hồi áp thông thường là không khả thi. Hiệu chỉnh số liệu theo các công thức thực nghiệm chưa được kiểm chứng, đặc biệt là khi hiệu chỉnh lại theo thông số tỷ trọng chất lưu. Đây là thông số có rủi ro cao và biến đổi liên tục, trong khi số liệu thử vỉa chỉ cho phép sai số rất nhỏ.

- Phương pháp đề xuất của nhóm tác giả về việc sử dụng phân tích thử vỉa giảm áp nhiều cấp cho giếng khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao:

+ Loại bỏ rủi ro về sự ảnh hưởng của khí hàm lượng CO<sub>2</sub> cao, do không sử dụng giai đoạn đo phức hồi áp suất để phân tích.

+ Với đặc tính biến đổi mạnh của khí CO<sub>2</sub> cao việc sử dụng mô hình PVT thành phần (EOS) sẽ giúp phần mềm có tính toán đặc tính chất lưu chính xác hơn tại điều kiện áp suất nhiệt độ giai đoạn phân tích.

+ Đối tượng chứa là tập carbonate có khả năng cho dòng tốt, kết quả dòng cực đại (AOF) lên tới 271 triệu ft<sup>3</sup>

khí/ngày. Độ thấm vỉa chứa khoảng ~ 900mD (nhỏ nhất 250mD, lớn nhất 3.500mD).

+ Hệ số nhiễm bẩn cơ học 38,289.

+ Hệ số nhiễm bẩn do chảy rối ~ 0,83799 (1/triệu ft<sup>3</sup>/ngày).

Nghiên cứu của nhóm tác giả đã phân tích các tính chất đặc thù của khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao, đánh giá rủi ro và đề xuất hướng tiếp cận mới phân tích trực tiếp trên số liệu gốc giai đoạn thử vỉa giảm áp nhiều cấp cho kết quả về độ thấm, hệ số nhiễm bẩn cơ học, hệ số nhiễm bẩn do chảy rối (non-Darcy skin), khả năng cho dòng khí của vỉa phù hợp có độ tin cậy cao. Điều này đã khẳng định tính phù hợp và khả thi của phương pháp đối với phân tích thử vỉa các mỏ khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao mà nhóm tác giả đã nghiên cứu ứng dụng.

### Tài liệu tham khảo

1. Lê Xuân Lâm, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Hải An, Nguyễn Thế Vinh, Lê Huy Hoàng. *Công nghệ mỏ dầu khí*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2017: trang 297 - 311.
2. G.L.Stegemeier, C.S.Matthews. *A study of anomalous pressure build-up behavior*. Society of Petroleum Engineers. 1958.
3. Amanat U.Chaudhry. *Gas well testing handbook*. 2003.
4. J.Q.Xu, G.Weir, L.Paterson, I.Black, S.Sharma. *A case study of a carbon dioxide well test*. Journal of the Australian Petroleum Production & Exploration Association (APPEA). 2007; 47(1): p. 239 - 249.

## A NEW APPROACH TO INTERPRET HIGH CO<sub>2</sub> GAS WELL TEST

Le Dinh Thanh, Nguyen Hai An, Nguyen Hoang Duc  
Petrovietnam Exploration and Production Corporation  
Email: annh1@pvep.com.vn

### Summary

**Although flow testing a CO<sub>2</sub> well should be similar to testing a natural gas well, differences in the thermodynamic properties of CO<sub>2</sub> affect the analysis of the well test considerably. In particular, the non-Darcy skin effect is more pronounced and the wellbore and surface flow can involve dramatic phase changes, such as the formation of ice. Also, since CO<sub>2</sub> is more compressible than a typical natural gas, the accurate measurement of the flow rate becomes more challenging. It is also apparent that the use of pseudo pressure, as opposed to simpler methods of dealing with the pressure dependency of key properties, is essential to the successful analysis of the pressure response to the CO<sub>2</sub> production.**

**Some gas discoveries in Tri Ton horst (South of Song Hong basin show the average content of CO<sub>2</sub> is around 32% - 37%. During build up period in DST test, decreasing pressure phenomenon occurred which makes it impossible to analyse the reservoir properties**

**This research concentrates on the effect of CO<sub>2</sub> during DST test, evaluates the current methods and suggests a new approach to collect more data about the reservoir properties which will facilitate the establishment and improvement of field development plans.**

**Key words:** Carbonate, gas with high CO<sub>2</sub> content, DST's interpretation, reservoir, Tri Ton formation.