

ẢNH HƯỞNG CỦA HIỆN TƯỢNG NGƯNG TỤ CONDENSATE ĐẾN KHẢ NĂNG CHO DÒNG CỦA GIẾNG KHAI THÁC KHÍ

LÊ VŨ QUÂN, *Viện Dầu khí Việt Nam*

TRIỆU HÙNG TRƯỜNG, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Tóm tắt: Bài báo trình bày những nghiên cứu, phân tích sự ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ condensate đến khả năng cho dòng của giếng khai thác. Trong đó chỉ ra những ảnh hưởng của nồng độ condensate, độ thấm pha, sức căng bề mặt, tỷ số độ nhớt khí so với độ nhớt condensate, phân bố kích thước lỗ rỗng... đến khả năng di chuyển của dòng sản phẩm. Kết quả cho thấy rằng đối với những vỉa có tính chất thấm chứa kém thì sự ảnh hưởng của các yếu tố trên càng lớn.

1. Mở đầu

Trong quá trình khai thác, khi áp suất vỉa giảm xuống dưới áp suất điểm sương hiện tượng ngưng tụ condensate sẽ xảy ra. Lúc này trong vỉa hình thành 03 vùng ngưng tụ condensate. Trong đó vùng cận đáy giếng có độ bão hòa pha lỏng condensate lớn hơn độ bão hòa tới hạn và bán kính vùng này có thể từ hàng chục đến hàng trăm feet tùy thuộc vào tính chất của chất lưu khí condensate cũng như tính chất vỉa. Các tập có độ thấm càng cao thì bán kính vùng này càng lớn do phần lớn chất lưu chảy qua các tập này.

Hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa dẫn đến sự bít nhét các lỗ rỗng, vấn đề này sẽ ảnh hưởng nghiêm trọng đến việc cho dòng đối với các vỉa có độ thấm từ thấp đến trung bình ($k = 10 - 50$ mD) trong khi đối với các vỉa có chiều dày và độ thấm tốt (với $k.h > 5000$ mD.ft) thì khả năng khai thác của giếng sẽ ít bị ảnh hưởng hơn.

2. Đặc tính của dòng chảy khí - condensate trong vỉa

Hiện tượng ngưng tụ condensate gây ảnh hưởng rõ rệt và nghiêm trọng đến khả năng khai thác của giếng, làm suy giảm khả năng khai thác do sự tích tụ của pha lỏng trong vỉa. Việc suy giảm khai thác thể hiện qua hai yếu tố, chất lượng của chất lưu khai thác giảm do hàm lượng các thành phần condensate có giá trị cao giảm và sự suy giảm lưu lượng khí do độ bão hòa pha lỏng tăng dần trong vỉa [1,2]. Sự tích tụ condensate trong vỉa sẽ dẫn đến giảm độ thấm tương đối của pha khí. Trong trường hợp hệ

chất lưu của vỉa tồn tại dưới dạng đơn pha, sự ảnh hưởng lên độ thấm tương đối là không có. Độ thấm tương đối của hệ chất lưu là một đại lượng phụ thuộc vào các yếu tố như sức căng bề mặt giữa các pha, tỷ số độ nhớt giữa các pha và phân bố kích thước kênh dẫn trong vỉa.

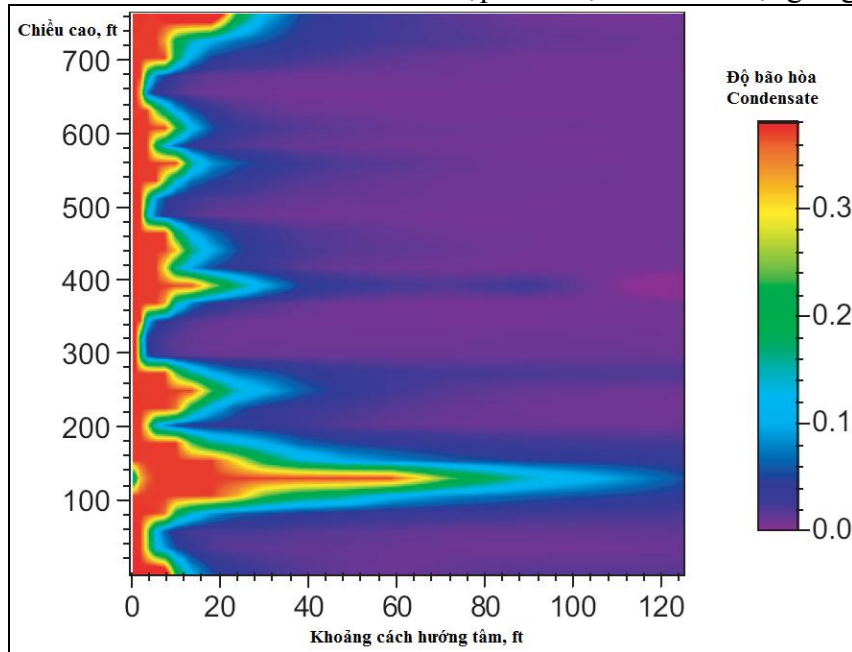
Ảnh hưởng của sức căng bề mặt được tính đến khi 02 pha cùng tồn tại. Yếu tố này nói lên ảnh hưởng của áp suất mao dẫn có độ lớn tỷ lệ thuận với sức căng bề mặt và tỷ lệ nghịch với bán kính kênh dẫn. Như vậy khi sức căng bề mặt giảm, áp suất mao dẫn cũng sẽ giảm và nếu kích thước kênh dẫn giảm thì áp suất mao dẫn lại tăng lên. Khi pha lỏng condensate ngưng tụ, thường các hạt có xu hướng bị kẹt vào các lỗ rỗng nhỏ và không thể di chuyển do ảnh hưởng của áp suất mao dẫn. Để có thể đẩy các hạt chất lỏng ra khỏi lỗ rỗng có kích thước nhất định, cần có một chênh lệch áp suất lớn hơn áp suất mao dẫn. Do đó, để condensate ngưng tụ có thể di chuyển ra khỏi các lỗ rỗng nhỏ, cần chênh áp rất lớn hoặc sức căng bề mặt phải đủ nhỏ [3].

Hệ chất lưu chịu sức căng bề mặt lớn, đồng thời chứa trong các lỗ rỗng có kích thước nhỏ (độ thấm nhỏ) thì khả năng chảy của condensate lỏng rất hạn chế. Ngược lại, trong một số trường hợp, khi kích thước lỗ rỗng lớn (độ thấm lớn) thì dù sức căng bề mặt của hệ chất lưu cao, áp suất mao dẫn vẫn thấp hơn chênh áp cần có để chất lưu có thể chảy được. Như vậy đối với đá chứa có độ thấm lớn, ảnh hưởng của sức căng bề mặt là thấp và độ thấm tương đối của pha lỏng condensate sẽ không bị giảm đáng kể như trường hợp đá chứa có độ thấm nhỏ.

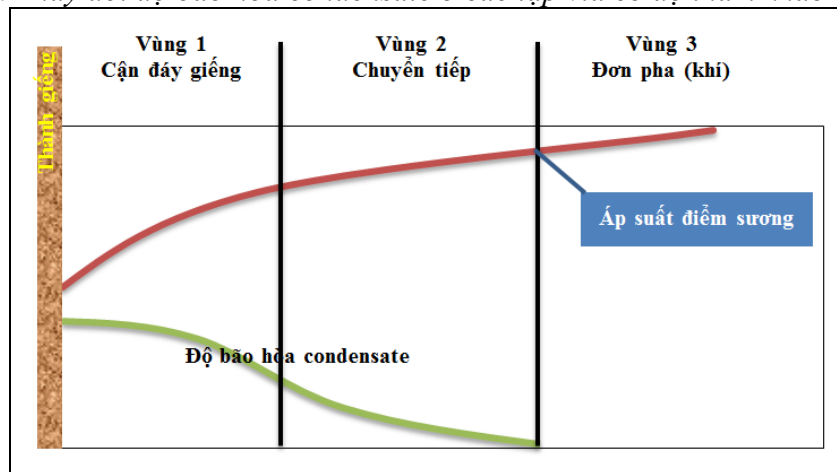
Ngoài yếu tố sức căng bề mặt, yếu tố tỷ lệ giữa độ nhớt pha khí so với pha lỏng cũng có ảnh hưởng rất lớn đến độ thấm tương đối của hệ chất lưu. Độ nhớt của pha khí thường thấp hơn độ nhớt pha lỏng từ 10 đến 20 lần nên pha khí linh động hơn và có xu hướng dịch chuyển qua vùng có ít trở ngại hơn trong vỉa, cụ thể là qua các kênh dẫn có kích thước lớn hơn. Do đó, dù sức căng bề mặt và áp suất mao dẫn đủ thấp để pha khí dịch chuyển qua kênh dẫn và kéo theo toàn bộ pha lỏng condensate chứa bên trong ra, nhưng do ảnh hưởng của độ linh động, khí chỉ di chuyển qua các kênh dẫn có kích thước lớn và bỏ qua các kênh dẫn còn lại. Chính vì vậy, độ bão hòa condensate ngưng tụ trong vỉa không giảm nhiều.

Hình 1 thể hiện độ bão hòa condensate thay đổi theo tính chất vỉa chứa tại một giếng khai thác thuộc mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn [4]. Trục tung là chiều cao tính từ đáy giếng, trục hoành là khoảng cách tính từ tâm giếng.

Hình vẽ cho thấy, trong khoảng 800ft (~243m) tính từ đáy giếng có 5 tập vỉa với mức độ ngưng tụ condensate khác nhau, độ bão hòa condensate lên đến trên 30% tại vùng lân cận đáy giếng. Bán kính ảnh hưởng vùng ngưng tụ thông thường trong khoảng 40ft. Đặc biệt, có tập vỉa ở độ cao 150 ft tính từ đáy giếng có bán kính ảnh hưởng của vùng ngưng tụ condensate đến 120ft. Thực tế cho thấy, đây cũng là tập vỉa có tính chất thấm-chứa kém nhất trong số các tập vỉa được khai thác tại giếng này [6].



Hình 1. Thay đổi độ bão hòa condensate ở các tập vỉa có độ thấm khác nhau [4]



Hình 2. Mô hình phân vùng khu vực trong vỉa [7]

Trong quá trình khai thác, vỉa chứa có thể chia thành 3 vùng (hình 2). Trong đó, vùng 3 ở cách xa đáy giếng nhất, là vùng chỉ có pha khí tồn tại bởi áp suất vỉa tại vùng này vẫn lớn hơn áp suất điểm sương (ngưng tụ). Vùng 2 là vùng mà áp suất bắt đầu xuống thấp hơn áp suất điểm sương và condensate bắt đầu ngưng tụ, dòng chảy lúc này ở dạng 02 pha gồm khí và condensate, đồng thời, độ bão hòa condensate tăng dần về hướng giếng khai thác. Vùng 3 là vùng gần đáy giếng. Tại khu vực này, lượng condensate ngưng tụ khá cao; cùng với đó là áp suất tương đối của pha chảy chính là khí bị suy giảm khá nhiều và khả năng cấp dòng của giếng cũng sẽ suy giảm theo.

Tại khu vực cận đáy giếng, độ bão hòa pha lỏng có thể lên đến 40 - 60 %, làm giảm độ thấm tương đối của khí từ 5 - 20 %. Dòng chảy ở khu vực cận đáy giếng có thể đạt đến trạng thái ổn định (steady state) trong thời gian ngắn ngay sau khi áp suất đáy xuống dưới áp suất điểm sương.

3. Ảnh hưởng của độ thấm pha

Việc suy giảm độ thấm trong vùng cận đáy giếng có ảnh hưởng rất quan trọng lên khả năng cho dòng vì phần lớn quá trình suy giảm áp suất xảy ra tại khu vực này.

Mối quan hệ giữa độ thấm pha khí (k_{rg}) và tỷ lệ độ thấm tương đối pha khí so với độ thấm tương đối pha condensate (k_{rg}/k_{ro}) cho thấy sự ảnh hưởng của condensate ngưng tụ ở vùng cận

đáy giếng lên sự suy giảm khả năng cho dòng của giếng khai thác [1,6].

Trong đó tỷ lệ độ thấm tương đối của khí so với condensate được thể hiện trong phương trình:

$$k_{rg}/k_{ro} = (1/V_{ro}-1)(\mu_g/\mu_o)$$

trong đó:

k_{rg} là độ thấm tương đối của khí;

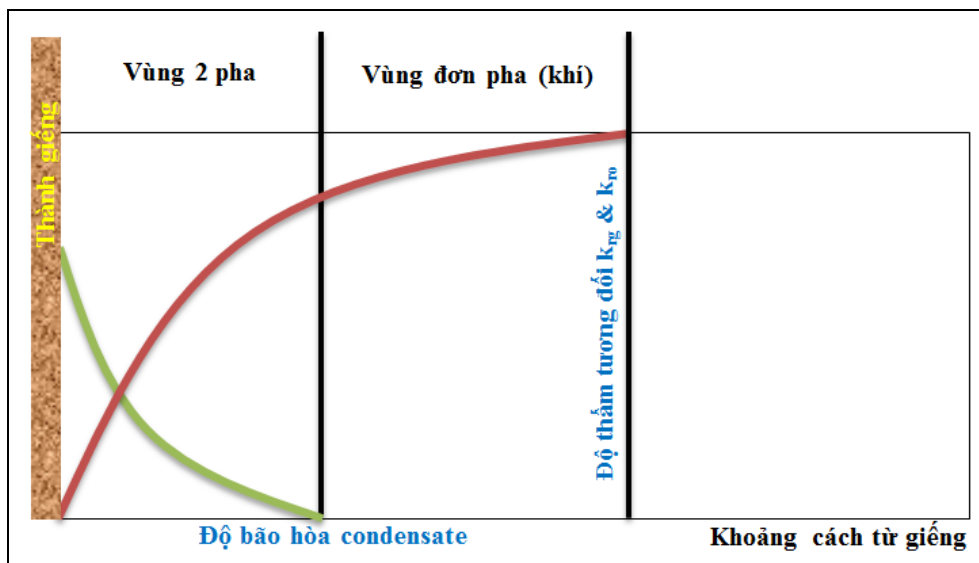
k_{ro} là độ thấm tương đối của condensate;

μ_g là độ nhớt của khí;

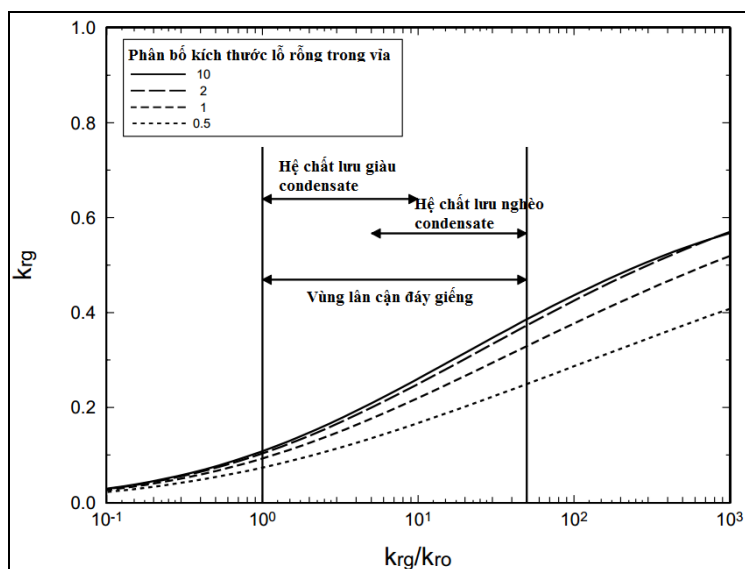
μ_o là độ nhớt của condensate.

Giá trị $V_{ro} = V_o/V_t$ là giá trị thể tích tương đối của pha condensate so với thể tích hỗn hợp trong vùng cận đáy giếng tại trạng thái ổn định thu được từ thí nghiệm giảm áp trong điều kiện đẳng nhiệt (Constant Composition Expansion – CCE) [3,4].

Hình 4 thể hiện mối quan hệ nêu trên dựa vào phương trình Corey [3,5] cho các phân bố kích thước lỗ rỗng (λ) khác nhau. Giới hạn trên của tỷ lệ k_{rg}/k_{ro} là 10 cho hệ chất lưu giàu condensate (rich condensate) và 50 cho hệ chất lưu nghèo condensate (lean condensate). Mối quan hệ giữa độ thấm tương đối của pha khí với tỷ số giữa độ thấm tương đối của pha khí và condensate (k_{rg} vs. k_{rg}/k_{ro}) là mối quan hệ thấm pha chính, đây là yếu tố quyết định biểu hiện của vùng cận đáy giếng khi condensate ngưng tụ chứ không phải là mối quan hệ của độ thấm tương đối pha khí và condensate với độ bão hòa.



Hình 3. Độ thấm tương đối pha khí và dầu trong vỉa



Hình 4. Mối quan hệ quyết định biểu hiện của vùng cận đáy giếng cho các hệ khí condensate với phân bố kích thước lỗ rỗng khác nhau

4. Kết luận

Khả năng cho dòng của giếng khí - condensate ảnh hưởng rất nhiều bởi sự suy giảm áp suất trong vỉa, tỷ số độ nhớt của khí và độ nhớt của condensate cũng như độ thấm pha tương đối của pha khí. Đối với các tập vỉa có kích thước lỗ rỗng và kênh dẫn thấp thì sự ảnh hưởng trên càng lớn, sự suy giảm khả năng khai thác càng trầm trọng hơn. Để giải quyết vấn đề này, cần phải có những giải pháp tác động lên các yếu tố ảnh hưởng nêu trên.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Curtis H. Whitson and Fevang O., 2003. Gas Condensate Relative Permeability for Well Calculations. Kluwer Academic Publishers, Netherlands.
- [2]. Curtis H. Whitson, Fevang O. and Yang T., 1999. Gas Condensate PVT - What's Really Important and Why. paper presented at the IBC Conference "Optimization of Gas Condensate Fields", London, Jan 28-29.

[3]. Curtis H. Whitson, and Michael R. Brule, 2000. Phase Behavior, Monograph Volume 20 SPE, Richardson, Texas.

[4]. Bien Dong POC, 2009. Moc Tinh - Hai Thach field development plan - Appendix 5: HT-MT reservoir simulation study".

[5]. Li Fan et al., 2005. Understanding gas-condensate reservoirs. Oilfield Review.

[6]. Lê Vũ Quân, Nguyễn Thị Hồng Minh, 2015. Phân tích và đánh giá khai thác mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh - Nghiên cứu đặc thù vỉa chứa và tối ưu khai thác các mỏ khí condensat tại Bể Nam Côn Sơn, đề tài cấp Nhà nước, 2015.

[7]. Lê Vũ Quân, Đinh Đức Huy, Phạm Trường Giang, 2015. Thực nghiệm nghiên cứu cơ chế và nguyên nhân ngưng tụ condensat vùng cận đáy giếng trên mẫu lõi và hệ chất lưu ở điều kiện vỉa chứa - Nghiên cứu đặc thù vỉa chứa và tối ưu khai thác các mỏ khí condensat tại Bể Nam Côn Sơn, đề tài cấp Nhà nước.

ABSTRACT

The affects of condensate banking to productivity index of gas-condensate well

Le Vu Quan, Vietnam Petroleum Institute

Trieu Hung Truong, Hanoi University of Mining and Geology

The paper presents the effects of condensate banking to productivity index of gas condensate well. The results indicate that condensate saturation, phase permeability, surface tension, ratio between viscosity of gas and condensate, pore size distribution,... will effect to production. The results also show that their affect will be stronger for the low permeability and porosity reservoirs.