



nhiều công trình nghiên cứu, song cho đến nay vẫn chưa có những luận giải thuyết phục một cách tổng hợp cho các bể trầm tích khác nhau.

Ở thêm lục địa Việt Nam, các kết quả nghiên cứu cho thấy các dị thường áp suất liên quan chủ yếu đến các hoạt động kiến tạo và trầm tích. Nguyên nhân chính gây nên dị thường áp suất là do quá trình thiếu nén ép, sự dư thừa chất lưu trong đá trầm tích. Trong các tầng trầm tích sau tách dẫn, thiếu nén ép xảy ra đồng thời với quá trình trầm tích, còn trong tầng trầm tích đồng tách dẫn thì thiếu nén ép xảy ra sau khi đá đã được hình thành và biến đổi. Sự biến đổi thành phần sét từ smectit thành illit cùng với quá trình thải nước đóng vai trò quan trọng khi có tầng chắn áp suất hình thành do thiếu nén ép.

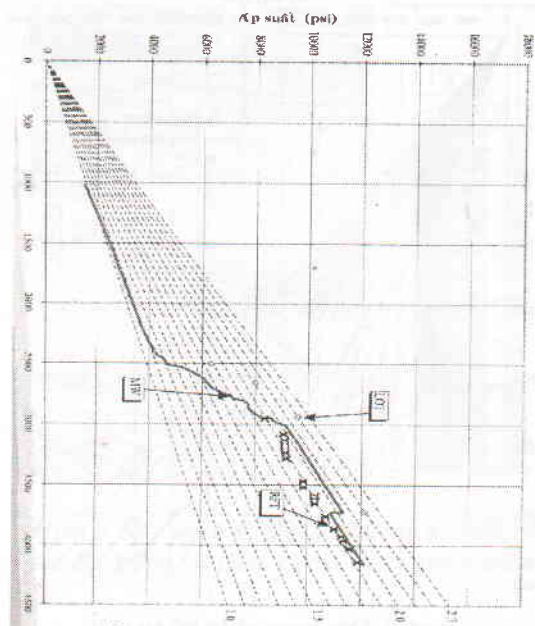
Trong khu vực bể trầm tích Nam Côn Sơn, giai đoạn trước Miocen muộn (đồng tách dẫn) phát triển các tập cát sét xen kẹp và tốc độ trầm tích không cao nên áp suất bình thường. Giai đoạn sau tách dẫn (từ Miocen muộn tới nay) toàn bể sụt lún từ từ do tải trọng trầm tích và các dạng nêmlấn phát triển từ tây sang đông. Trong Miocen muộn, hình thành tập sét khá dày. Vào thời kỳ Pliocen, tốc độ trầm tích nhanh tạo nên tải trọng lớn đè lên tập sét dày trong Miocen trên, tạo nên *đới áp suất tự sinh* (hình thành trong quá trình trầm tích do thiếu nén ép trong các trầm tích hạt mịn). Đới áp suất này phát triển từ tây sang đông cùng với sự phát triển nhanh của các nêmlấn trầm tích.

Trong khu vực nghiên cứu, áp suất có sự phân bố phức tạp theo chiều sâu và theo diện tích.

Sự biến đổi áp suất theo chiều sâu có đặc điểm là xuất hiện "dị thường áp suất" dưới dạng một đới chuyển tiếp hoặc tầng đột ngột không qua đới chuyển tiếp.

Đối với các đá trầm tích ở phần trung tâm của bể Nam Côn Sơn, áp suất tăng từ từ qua một đới chuyển tiếp, đây là đới áp suất tự sinh và là đới chắn áp suất với các tầng dưới (hình 2).

Ở độ sâu từ 2.500 m đến 3.000-3.200 m (liên quan đến bất chỉnh hợp Miocen trung) có một vùng chuyển tiếp khoảng vài trăm mét, ở đó gradien áp suất tăng từ 4-5 spi/m đến 12-13 spi/m. Có sự khác biệt rõ rệt giữa Miocen trên và đới áp suất ổn định phía dưới. Trong đới áp suất chuyển tiếp, gradien áp suất vừa cao hơn gradien địa áp, do tốc độ trầm tích nhanh nên quá trình nén ép chậm



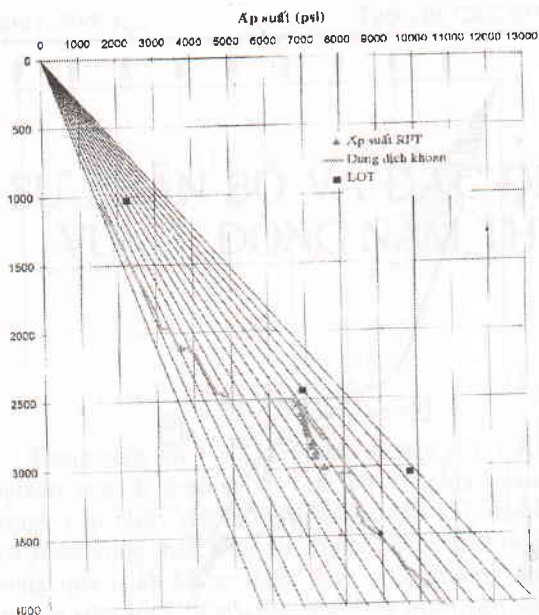
Hình 2. Đặc trưng phân bố áp suất có đới chuyển tiếp

hơn so với tải trọng trầm tích. Tham gia vào quá trình này còn có vai trò của sự biến đổi khoáng vật smectit- illit ở nhiệt độ cao 90-100 °C. Ở phía dưới, gradien áp suất vừa bằng gradien địa áp, quá trình nén ép tạm ngừng trong thế cân bằng, khi gradien áp suất nhỏ hơn thì tốc độ nén ép bị chậm lại... ở những nơi có tốc độ trầm tích nhanh và bề dày trầm tích lớn thì gradien áp suất ở vùng chuyển tiếp tăng nhanh. Lượng chất lưu chuyển động từ dưới lên mạnh hơn ở khối nặng và yếu hơn ở khối sụt nên gradien áp suất cũng khác nhau.

Đối với trầm tích carbonat có chứa khí CO<sub>2</sub> ở phía bắc vùng nghiên cứu, áp suất có sự biến đổi đột ngột không qua đới chuyển tiếp. Ở độ sâu khoảng 2.200 m có sự tăng áp suất đột ngột tới hàng ngàn spi (hình 3).

Ở các vùng này, phần trên bất chỉnh hợp Miocen trung có sự tăng đột biến áp suất còn phía dưới thì tương đối bình ổn, mặc dầu tốc độ trầm tích trong Miocen trung tương đối cao nhưng thời gian nâng lên và bào mòn cũng đã tạo nên một sự nén ép nhất định và trầm tích này không tham gia vào đới chuyển tiếp.

Sự phân bố khu vực áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn được nghiên cứu cho tầng Miocen trên và tầng Miocen giữa-dưới. Kết quả nghiên cứu dựa trên tài



Hình 3. Đặc trưng phân bố áp suất không có đới chuyển tiếp

liệu đo được trong các giếng khoan kết hợp với tài liệu địa chấn.

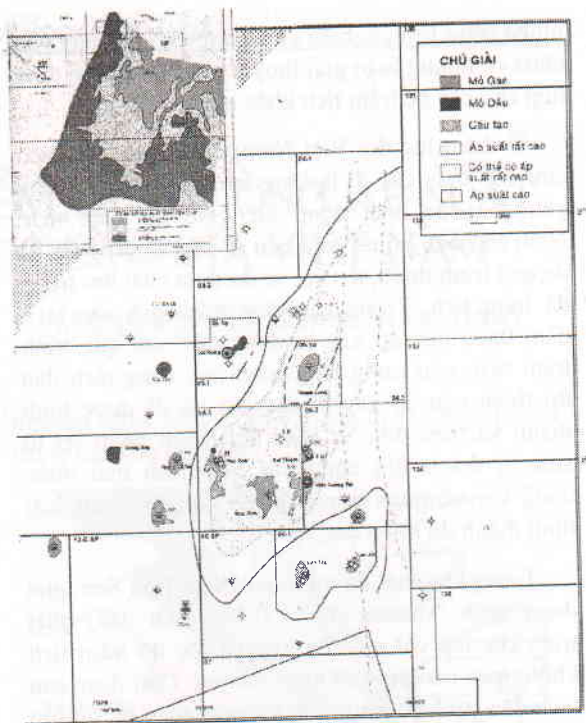
Tầng Miocen giữa-dưới có diện tích phân bố khá rộng ở trung tâm bể Nam Côn Sơn. Dải dị thường áp suất có hướng bắc đông bắc - nam tây nam và giảm nhanh về phía tây, ở phía đông áp suất giảm từ từ đến vùng nước sâu (hình 4).

Tầng áp suất cao trong Miocen trên có diện tích phân bố khá rộng tương tự như trong tầng Miocen giữa-dưới, tuy nhiên dải dị thường tốc độ địa chấn thu hẹp về phía bắc (hình 5) [3, 4].

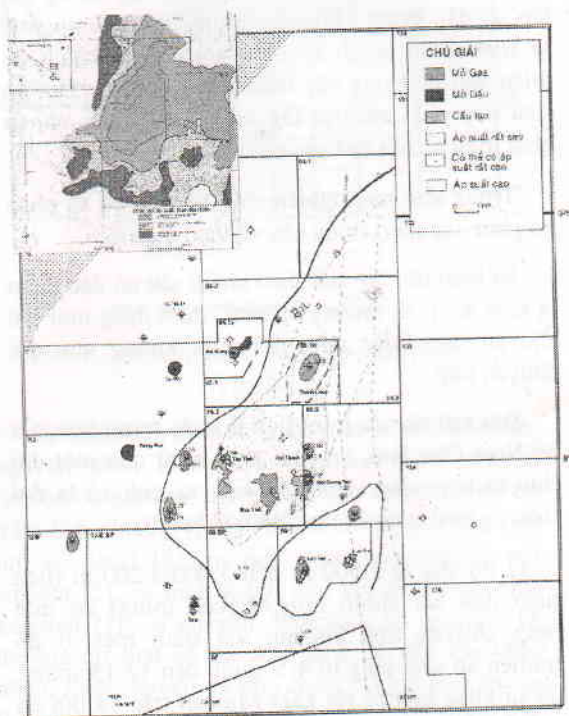
### III. ẢNH HƯỞNG CỦA DỊ THƯỜNG ÁP SUẤT ĐẾN CÔNG TÁC TÌM KIẾM VÀ THĂM DÒ DẦU KHÍ

Sự tồn tại của dị thường áp suất có liên quan với các yếu tố sinh, chứa, chắn, phân bố của hệ thống dầu khí và ảnh hưởng đến quá trình khoan khai thác.

Áp suất chủ yếu ảnh hưởng đến độ nén của đá, vì vậy các đá trầm tích trẻ nằm ở nông với nhiệt độ không cao thì chịu ảnh hưởng của áp suất lớn hơn so với các đá cổ nằm ở sâu hơn. Ở bể Nam Côn Sơn, áp suất cao ít ảnh hưởng tới độ rỗng ở tầng đồng tách dẫn. Trong tầng sau tách dẫn, độ rỗng được bảo tồn trong đới áp suất cao hơn 5-10 % so với vùng áp suất thường.



Hình 4. Sơ đồ phân bố áp suất trong tầng Miocen dưới - giữa (Hoàng Ngọc Đăng, 2002)



Hình 5. Sơ đồ phân bố áp suất trong tầng Miocen trên (Hoàng Ngọc Đăng, 2002)

Đá mẹ trong các đới áp suất cao có mức độ trưởng thành thấp hơn so với đới áp suất bình thường. Pha dầu khí trong đới áp suất cao chủ yếu là khí condensat có thể một phần do nguyên nhân này. Điều này khá phổ biến ở bể Nam Côn Sơn.

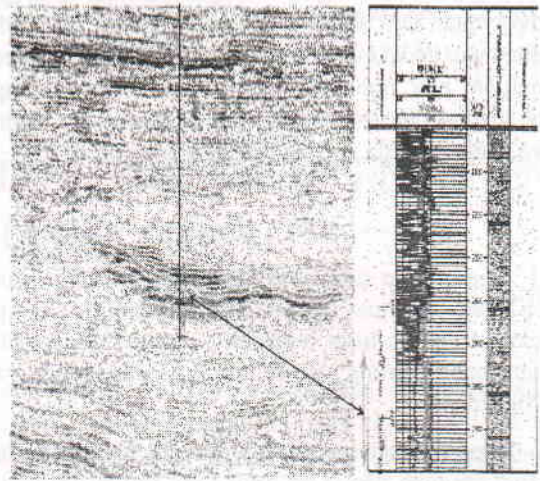
Đị thường áp suất cao được hình thành trong Pliocen - Đệ Tứ chịu ảnh hưởng của các yếu tố kiến tạo trầm tích và có ảnh hưởng đến quá trình di cư và nạp bẫy. Trong vùng áp suất cao, chủ yếu phát hiện được khí và condensat. Trong tầng đồng tách dẫn, đị thường áp suất lớn hơn trường ứng suất ngang tạo điều kiện cho dầu khí di cư và tái di cư từ dưới lên theo các đứt gãy.

Ngoài ảnh hưởng tới hệ thống dầu khí, áp suất cao còn ảnh hưởng đến công tác khoan. Trong bể Nam Côn Sơn, khi khoan ở vùng áp suất cao thường gặp sự cố như khí phun, mất dung dịch, kẹt cần khoan... Nguyên nhân chủ yếu là do sự mất cân bằng trong mối quan hệ giữa áp suất, trọng lượng dung dịch khoan và áp suất vỉa. Khi có sự thay đổi lớn về gradien áp suất, khoảng 7-8 psi/m trong 2 vỉa cát có xen kẹp tập sét thường xảy ra vỡ vỉa. Hiện tượng này chủ yếu xảy ra trong tầng đồng trầm tích. Hiện tượng mất dung dịch không phổ biến lắm. Khi mật độ dung dịch cao hơn áp suất vỉa, thành giếng bị vỡ tạo ra nhiều khe nứt làm mất dung dịch.

#### IV. NÂNG CAO HIỆU QUẢ DỰ BÁO ĐỊ THƯỜNG ÁP SUẤT

Để hiểu biết chính xác quá trình hình thành và đặc điểm phân bố của đị thường áp suất đòi hỏi phải nghiên cứu chúng một cách có hệ thống trước khi khoan, trong quá trình khoan và sau khi khoan. Trong điều kiện số lượng các giếng khoan có hạn và phân bố không đều, việc dự báo đị thường áp suất theo tài liệu địa chấn trên mặt trước khi khoan là rất cần thiết. Mối quan hệ giữa đị thường áp suất với đặc trưng địa chấn và địa vật lý giếng khoan được minh họa trên hình 6.

Cho đến nay để dự báo đị thường áp suất thường sử dụng kết quả phân tích tốc độ theo các tuyến địa chấn. So sánh sự biến đổi tốc độ lớp theo chiều sâu với đường cong xu thế nén ép "bình thường" cho phép phát hiện vùng có đị thường áp suất. Do "tốc độ lớp" được tính từ quá trình "cộng tốc độ" nên đã bị trung bình hoá và độ phân giải không cao. Điều này dẫn đến những hạn chế trong việc dự báo đị thường áp suất, đặc biệt ở những



Hình 6. Mối quan hệ giữa đị thường áp suất với các đặc trưng địa chấn và địa vật lý giếng khoan

vùng có cấu trúc địa chất phức tạp mà sự biến đổi tốc độ theo chiều ngang liên quan đến nhiều yếu tố khác nhau. Để giải quyết vấn đề này có thể thay việc phân tích tốc độ bình thường bằng xây dựng mô hình tốc độ chính xác hơn trên cơ sở sử dụng tổ hợp tia và dịch chuyển địa chấn trước khi cộng. Điều này bảo đảm tăng độ phân giải không gian và dự báo đị thường áp suất chính xác hơn [5].

Trong điều kiện địa chất phức tạp ở bể Nam Côn Sơn, để tăng độ tin cậy dự báo đị thường áp suất trước khi khoan, ngoài việc sử dụng mô hình tốc độ chính xác trong quá trình dịch chuyển địa chấn trước khi cộng cần quan tâm tới các biện pháp khác như tính ngược trở sóng từ cường độ phản xạ sau khi cộng, tính ngược tốc độ và mật độ trước khi cộng và sử dụng sóng ngang.

Việc tính ngược trở sóng từ cường độ phản xạ cho phép tách các xung địa chấn từ các thành tạo địa chất khác nhau và cho độ phân giải cao hơn phân tích tốc độ bình thường. Sự phát triển phần mềm xử lý trong thời gian gần đây đã cho phép sử dụng phương pháp tính ngược tốc độ và mật độ trước khi cộng để dự báo áp suất. Ngoài tốc độ sóng dọc, hiện nay một số công ty dầu khí đang sử dụng công nghệ mới để có thể thu và xử lý đồng thời cả sóng dọc và sóng ngang. Việc đồng thời sử dụng sóng ngang cho phép loại trừ ảnh hưởng của các yếu tố bất đồng nhất của môi trường và dự báo áp suất với độ chính xác cao hơn.

Dự báo dị thường áp suất theo mô hình cũng rất được quan tâm. Điều quan trọng là phải xác định được các hệ số của phương trình mô hình qua thực nghiệm phù hợp với vùng nghiên cứu. Phương pháp này còn cho phép xây dựng lịch sử hình thành và phát triển của áp suất theo thời gian [3, 6].

## KẾT LUẬN

Phân bố áp suất ở bể Nam Côn Sơn liên quan chặt chẽ đến hoạt động kiến tạo và trầm tích. Áp suất cao được hình thành nơi có hoạt động tách dẫn mạnh ở trung tâm bể trong Miocen muộn và Pliocen sớm.

Nguyên nhân chính của dị thường áp suất trong tầng sau tách dẫn ở bể Nam Côn Sơn là do thiếu nén ép, sự dư thừa chất lưu có nguồn gốc cơ học là chủ yếu.

Dị thường áp suất có ảnh hưởng đến hệ thống dầu khí như bảo toàn độ rỗng cao hơn bình thường, làm giảm độ trưởng thành của đá mẹ, tạo nứt nẻ và tái phân bố dầu khí... Ngoài ra, dị thường áp suất còn ảnh hưởng đến công tác khoan như mất dung dịch, khí phun....

Việc nghiên cứu dị thường áp suất cần có sự phối hợp giữa các phương pháp khác nhau trước, trong và sau khi khoan. Để dự báo dị thường áp suất cần nâng cao hiệu quả phương pháp phân tích tài liệu địa chấn và xây dựng mô hình.

Công trình được thực hiện với sự hỗ trợ kinh phí của Hội đồng Khoa học Tự nhiên, đề tài mã số 733301. Các tác giả cảm ơn Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam, Công ty BP, Vietsorpetro đã giúp đỡ và tạo điều kiện tiến hành các nghiên cứu.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] C. BARKER, 1990 : Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs, AAPG Bullentin, V.74, 8, 1254-1261.

[2] C.H. BRUCE, 1984 : Smectite dehydration-its relation to structural development and hydro accumulation in Northern Gulf of Mexico basin. AAPG Bullentin, V 68, 673- 683.

[3] HOÀNG VĂN ĐANG, MAI THANH TÂN, 2000, Mô hình hoá áp suất bể Nam Côn Sơn và ứng dụng. Tuyển tập Hội nghị Khoa học ngành Dầu khí Việt Nam, tập I, 316- 321, Hà Nội.

[4] HOÀNG NGỌC ĐANG, 2002 : Nghiên cứu chế độ áp suất trong điều kiện trầm tích của bể Nam Côn Sơn và ảnh hưởng của nó đến công tác thăm dò dầu khí. Luận án tiến sỹ, đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội.

[5] MAI THANH TÂN, NGUYỄN ĐÌNH HÀ, 2001 : Nâng cao hiệu quả sử dụng tài liệu địa chấn trong dự báo áp suất vỉa. Tuyển tập các công trình khoa học ĐH Mỏ - Địa chất, 35, 38-42, Hà Nội.

[6] D.M. MANN et al, 1990 : Prediction of pore fluid pressures in sedimentary basins, Marine and Petroleum Geology, V.7, 2, 55-65.

[7] J.P. MUCHET, A. MICHELL, 1989 : Abnormal pressure while drilling, Elf Aquitaine.

[8] R.E. SWARBRICK, M.J. OSBORNE, 1996 : The nature and diversity of pressure transition zones, petroleum Geoscience, V.2, 111-116.

## SUMMARY

### The distribution and characteristics of overpressure in the Southeast Continental Shelf of Vietnam

The study of overpressure and use of seismic data for prediction of overpressure are very important for the successes petroleum exploration and production in the Continental Shelf of Vietnam, especially for safe and economic drilling in overpressure areas.

In this paper, the authors present some characteristics and distribution of overpressure in the South Conson basin (Southeast Continental Shelf of Vietnam), influence of overpressure on petroleum system, and ability of overpressure prediction of before drilling. Based on the outcomes of these studies, the authors proposed some follow-up directions to investigate the relationship between overpressure generating process and several component of petroleum play fairways.

Ngày nhận bài : 12-3-2002

Trường đại học Mỏ - Địa chất