

**ĐẠI HỌC QUỐC GIA THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA TP.HCM**

TSKH.Hoàng Đình Tiến

**ĐỊA CHẤT DẦU KHÍ VÀ
PHƯƠNG PHÁP TÌM KIẾM
THĂM DÒ, THEO DÕI MỎ**

**NHÀ XUẤT BẢN ĐẠI HỌC QUỐC GIA
THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH - 2006**

MỤC LỤC

<i>Lời nói đầu</i>	5
<i>Chương 1</i>	
NGUỒN GỐC DẦU KHÍ	7
1.1 Nguồn gốc vô cơ.....	9
1.2 Nguồn gốc vũ trụ	10
1.3 Nguồn gốc hữu cơ của dầu khí	12
<i>Chương 2</i>	
TÍNH CHẤT LÝ HÓA CỦA DẦU VÀ KHÍ	
2.1 Thành phần và tính chất lý hóa của dầu.....	24
2.2 Thành phần và tính chất của khí tự nhiên	64
2.3 Thành phần và tính chất khí Condesat trong tự nhiên.....	68
2.4 Sản phẩm biến đổi của dầu trong tự nhiên.....	70
<i>Chương 3</i>	
ĐÁ MẸ VÀ QUÁ TRÌNH SINH DẦU KHÍ	
3.1 Vật liệu hữu cơ (VLHC) ban đầu, điều kiện tích lũy, chôn vùi trong trầm tích.....	76
3.2 Mức độ chuyển hóa vật liệu hữu cơ (độ trưởng thành).....	91
3.3 Sét phiến cháy, than đá cũng là đá mẹ của dầu, khí	120
<i>Chương 4</i>	
ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CỦA CÁC SẢN PHẨM BIẾN ĐỔI CỦA VLHC	
4.1 ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA DẦU	125
4.2 Sự thành tạo và đặc điểm địa hóa của condensat.....	142
4.3 Sự thành tạo và đặc điểm địa hóa khí	149
4.4 Đặc điểm địa hóa bitum	164
4.5 Đặc điểm địa hóa đồng vị của vật liệu hữu cơ, dầu và khí	169

4.6 Địa hóa các tích lũy dầu khí, sự biến chất và phá hủy	177
---	-----

Chương 5

QUAN HỆ KIẾN TẠO VỚI CÁC BỂ TRẦM TÍCH CHỨA DẦU KHÍ

5.1 Thành hệ, tương đá và chu kỳ tích lũy trầm tích thuận lợi cho quá trình sinh thành và tích lũy dầu, khí.....	181
5.2 Các kiểu bể trầm tích.....	201

Chương 6

SỰ DI CƯ HYDROCACBON

6.1 Di cư nguyên sinh.....	218
6.2 Di cư thứ sinh	230

Chương 7

SỰ HÌNH THÀNH CÁC TÍCH LŨY DẦU KHÍ

7.1 Điều kiện cơ bản để tồn tại các tích lũy dầu, khí.....	243
7.2 Quá trình hình thành các thân dầu, khí.....	250
7.3 Sự hình thành mỏ	257
7.4 Sự hình thành đới tích lũy dầu và khí.....	267
7.5 Phá hủy mỏ.....	271
7.6 Nước vỉa	273

Chương 8

ĐÁ CHỨA DẦU KHÍ

8.1 Đá chứa	280
8.2 Đặc điểm thạch học, cổ địa lý đá chứa	282
8.3 Điều kiện nhiệt áp	285
8.4 Tính chất đá chứa.....	288
8.5 Các biến đổi thứ sinh.....	297
8.6 Phân loại đá chứa.....	311
8.7 Đá chắn.....	318

Chương 9

QUY LUẬT PHÂN BỐ CÁC TÍCH TỤ DẦU KHÍ	323
9.1 Phân đới pha	324
9.2 Các yếu tố phân đới pha	327
9.3 Các phân đới mang tính khu vực.....	331
9.4 Quy luật phân bố các tích tụ dầu khí.....	335

Chương 10

PHÂN VÙNG TRIỂN VỌNG DẦU KHÍ	
10.1 Nguyên tắc phân vùng địa chất có chứa dầu khí.....	344
10.2 Phân vùng triển vọng dầu khí.....	346
10.3 Chế độ nhiệt động lực, thủy động lực và tính chu kỳ của trầm tích	363

Chương 11

CÁC PHƯƠNG PHÁP TÌM KIẾM, THĂM DÒ VÀ THEO DÕI MỎ	368
11.1 Các chỉ tiêu dự đoán mức độ chứa dầu khí	368
11.2 Các phương pháp địa vật lý	378
11.3 Các phương pháp địa hóa tìm kiếm thăm dò dầu khí	381
11.4 Theo dõi mỏ	458
11.5 Phương pháp tính trữ lượng mỏ dầu khí	463
11.6 Phương án khoan thông số	482
11.7 Phương án tìm kiếm mỏ dầu khí	492
11.8 Phương án thăm dò mỏ dầu khí	507

Tài liệu tham khảo

Lời nói đầu

Từ thời thượng cổ loài người đã phát hiện dầu là loại vật liệu rất hữu ích phục vụ dân sinh và chiến tranh giữa các bộ lạc. Lúc này, dầu chỉ xuất hiện ở các ao hồ, hố trũng hay vài điểm lộ trên mặt đất. Sau công nguyên, loài người biết đào giếng hoặc đào một số hố, hào múc dầu lên để dùng làm nguyên vật liệu xây dựng và thắp sáng. Đến thế kỷ 18, loài người phải khoan sâu tới vài trăm mét mới lấy được dầu. Thế kỷ 19, 20 nền công nghiệp luyện thép phát triển cho phép loài người khoan sâu hơn, từ vài trăm mét đến vài ngàn mét, mới lấy được dầu khí.

Ngày nay, các mỏ dầu khí gần mặt đất hầu như không còn nữa, vì vậy, việc tìm kiếm dầu khí càng trở nên khó khăn hơn và phải tiến hành khoan rất sâu dưới những điều kiện địa chất phức tạp. Do đó, con người đã cải tiến và phát triển nhiều công cụ mới giúp khoan sâu vào lòng đất để phát hiện những mỏ dầu khí. Việc tổng hợp tài liệu, đưa ra các cơ sở nghiên cứu khoa học, lý luận mang tính quy luật về nguồn gốc, sinh thành, di cư và tích lũy hydrocacbon, các đới tích lũy và quy luật phân bố dầu khí (địa chấn, trọng lực, địa hóa và địa chất) nhằm tìm ra các loại bẫy chứa có triển vọng.

Vì vậy, “Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ” là một trong các môn chuyên ngành rất quan trọng để hiểu rõ bản chất của dầu, khí và sự phân bố trong không gian của chúng. Nắm vững lý thuyết về địa chất dầu khí sẽ giúp nhà địa chất tiến hành công tác tìm kiếm thăm dò có hiệu quả hơn.

Hiện nay, có nhiều tài liệu về lĩnh vực này, song để giúp cho sinh viên nắm vững được đầy đủ các nguyên tắc tìm kiếm thăm dò dầu khí cần có giáo trình thích hợp đáp ứng các nhu cầu trên. Vì vậy, cuốn sách “Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ” được ra đời. Nội dung của cuốn sách này bao gồm:

- Phản ánh nguồn gốc hữu cơ của dầu khí, tức là chỉ ra loại vật chất hữu cơ chủ yếu để sinh dầu, khí phổ biến nhất là các sinh vật sống (bao gồm động thực vật, từ đơn bào đến đa bào).

- Tính chất dầu khí và sự phân bố chúng trong không gian.

- Các điều kiện khống chế tích lũy vật liệu hữu cơ và sự chuyển hóa sang dầu.

- Quá trình sinh, di cư và tích lũy dầu khí vào bể chứa,
- Các kiểu bể chứa và khả năng chắn dầu khí
- Quá trình hình thành các tích tụ dầu khí.
- Quy luật phân bố các tích tụ dầu khí.
- Phân vùng triển vọng.

Sau khi nắm được quy luật sinh thành, di cư và tích lũy dầu khí thì tiến hành tìm kiếm thăm dò dầu khí theo từng bước và áp dụng nhiều phương pháp mới có hiệu quả v.v...

Cuốn “Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ” đã sử dụng nhiều số liệu, hình ảnh của các tác giả trên thế giới và những đóng góp kinh nghiệm quý báu của tác giả trong thời gian công tác trong lĩnh vực này. Ngoài ra, tác giả đã tham khảo, trao đổi nhiều ý kiến với nhiều chuyên gia trong lĩnh vực địa chất, địa vật lý, địa hóa, hóa phân tích nhằm chính xác hóa các số liệu đưa ra. Tác giả xin chân thành cảm ơn

Ngày nay, khoa học tìm kiếm, thăm dò dầu khí rất đa dạng và phức tạp, đặc biệt đang phát triển mạnh trong lĩnh vực nghiên cứu tìm các dấu tích sinh vật trong dầu (biomarker), kerogen bằng GCMS và GCMS – MS nhằm tìm nguồn gốc sinh thành, đường di cư cũng như quy luật phân bố các tích tụ dầu khí một cách chính xác hơn. Vì vậy, cuốn sách này không tránh khỏi các khiếm khuyết. Rất mong được bạn đọc quan tâm và góp ý.

Hy vọng cuốn “Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ” có thể giúp cho sinh viên nắm vững chuyên môn và tiếp tục nghiên cứu phục vụ trong sản xuất, đồng thời hỗ trợ các học viên hiện đang học cao học và làm nghiên cứu sinh trong lĩnh vực địa chất dầu khí, địa hóa dầu khí và đặc biệt mang nhiều thành công trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở các bể trầm tích có tính phức tạp.

NGUỒN GỐC DẦU KHÍ

Lần đầu tiên, dầu được phát hiện ở thung lũng Tigris và Euphrat và nhiều mỏ ở vùng cổ Mesopotamic thuộc địa phận Iraq. Người Iraq sử dụng dầu để làm xi măng, vật liệu xây dựng, nhựa đường và một phần để trang trí. Người bộ lạc Mesopotamic đem dầu xuất khẩu sang Ai Cập (thời vua Totmes III), sau đó ít lâu tìm thấy ở vùng Caucas (khoảng 5000 năm TCN).

Ở Iran dầu được tìm thấy ở SuSa thuộc vùng Kugistan (khoảng 4000 năm TCN). Sự suy sụp của bộ lạc Babilon (600 năm TCN), Bitum không được dùng trong xây dựng. Người Hy Lạp và La Mã chỉ dùng làm xi măng.

Năm 480 TCN, dầu được dùng làm bùi nhùi hoặc đạn lửa trong các cuộc chiến tranh giữa các bộ lạc với nhau. Khi xây dựng xong thành Roma, người La Mã tiến hành lọc dầu sơ bộ và lấy nhóm sản phẩm dầu dễ cháy để phục vụ chiến tranh. Tiếp theo dầu phát hiện ở vùng Bacu (Azerbaijan), giới chủ khai thác có quy mô công nghiệp đầu tiên là người Mỹ – Raleigh dùng để sửa chữa tàu.

Thế kỷ 17, người ta mang mẫu dầu từ Miến Điện và Trung Quốc sang Ý (Modena) để phân tích, nghiên cứu tính chất hóa lý và nguồn gốc của chúng. Sau đó, người Mỹ, Ý, Pháp tiến hành khai thác dầu ở Rumani (Trolus, Moinești, Muntenia...) và 1857 ở Rumani người dân đã biết dùng dầu hỏa để thắp sáng.

Vua Napoleon đã sử dụng dầu phục vụ trong chiến tranh ở Thụy Sĩ, Seyssel (Pháp) và Ragusa (Ý). Tuy nhiên, cho tới năm 1830 mới phát triển công nghiệp lọc hóa dầu từ sét phiến chứa bitum.

Bước sang thế kỷ 19, ngành công nghiệp dầu khí ngày càng có ý nghĩa đối với nền kinh tế quốc dân. Công nghệ lọc hóa dầu ngày càng hoàn thiện, các sản phẩm từ dầu thô được lấy ra được nhiều hơn. Vì vậy, công nghệ lọc hóa dầu càng ngày phát triển.

Đầu thế kỷ 20, dầu khí là một trong những ngành kinh tế mũi

nhọn không những là nguyên nhiên liệu phục vụ ngành năng lượng mà còn là hóa chất quan trọng để sản xuất ra hàng ngàn sản phẩm chế biến có ích cho nền kinh tế quốc dân.

Ngày nay không có lĩnh vực kinh tế nào lại không cần đến các sản phẩm tách lọc từ dầu mỏ. Vì vậy, nhu cầu cho các sản phẩm chế biến từ dầu trong ngành công nghiệp hóa học ngày càng tăng và là nguyên nhân chính xảy ra nhiều cuộc chiến tranh để giành lấy nguồn tài nguyên quý giá này.

Nhận thức được tầm quan trọng ngành công nghiệp dầu khí. Năm 1959, nhà nước Việt Nam đã cử nhiều du học sinh học ngành tìm kiếm thăm dò dầu khí và tổ chức đoàn chuyên đề về tìm kiếm dầu khí (đoàn 36). Sau đó, thành lập nhiều liên đoàn theo chuyên ngành phục vụ trong công tác tìm kiếm dầu khí. Tuy nhiên, cho tới đầu năm 1975 mới phát hiện dòng dầu đầu tiên ở cấu tạo Tiền Hải C (Thái Bình) nhưng trữ lượng không lớn. Sau đó, các nhà địa chất liên tục phát hiện thêm nhiều vỉa khí condensat ở mỏ này, nhưng chủ yếu phục vụ cho việc phát triển kinh tế địa phương.

Năm 1981, Liên doanh dầu khí Việt Nam – Liên Xô đầu tiên được thành lập, năm 1983 tìm thấy dòng dầu công nghiệp ở mỏ Bạch Hổ nhưng cho tới năm 1985 mới bắt đầu khai thác tấn dầu đầu tiên ở mỏ này. Tiếp theo đó, nhiều công ty liên doanh dầu khí ra đời tiến hành thăm các lô ở bể Cửu Long và các bể khác như Sông Hồng, Nam Côn Sơn, MãLay – Thổ Chu,... Song, hầu hết các mỏ dầu khí phát hiện được chủ yếu ở bể Cửu Long, một số ít ở bể MãLay - Thổ Chu, bể Nam Côn Sơn. Do đó, việc tìm kiếm thăm dò dầu khí ở thêm lục địa Việt Nam chưa có hiệu quả cao. Vấn đề lý luận và thực tế còn nhiều khoảng cách cần tiếp tục tổng kết và làm sáng tỏ.

Vì vậy, để nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí, trước hết phải biết nguồn gốc dầu khí từ đâu ra, sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ như thế nào sang dầu khí, dầu khí di cư và tích lũy như thế nào, quy luật nào khống chế các đới tích lũy dầu khí và phải tìm chúng ở đâu v.v...

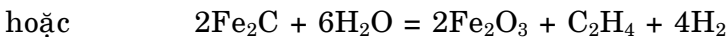
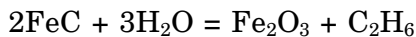
Trước hết cần xem xét nguồn gốc của dầu khí. Theo nhiều nguồn tài liệu và các kết quả của nhiều chuyến bay vào vũ trụ vẫn khẳng định tồn tại 3 loại nguồn gốc dầu khí đó là:

- Nguồn gốc vô cơ
- Nguồn gốc vũ trụ
- Nguồn gốc hữu cơ

Song cần phải nói rằng loại nguồn gốc vô cơ (từ dưới sâu của trái đất) và nguồn gốc vũ trụ đều xuất phát từ quan niệm rằng: có sự kết hợp giữa hai nguyên tố chính trong tự nhiên đó là H^+ và C^+ , Vì vậy, lần lượt xem xét từng loại nguồn gốc nhằm rút ra bài học kinh nghiệm trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí.

1.1.Nguồn gốc vô cơ

Nhà bác học Đức A.Gumbold lần đầu tiên đã đưa ra ý tưởng về nguồn gốc vô cơ (dưới sâu) của dầu. Khi phát hiện hydrocarbon trong các sản phẩm hoạt động núi lửa. Sau đó phát hiện hàng loạt các vết lộ dầu phân bố ở các vùng hoạt động kiến tạo mạnh như Địa Trung Hải, Venezuela, California, Rumania, Iran ...Các nhà bác học như Berthelot (1866), Mendeleep (1877) đã làm thực nghiệm bằng cách cho tác dụng dòng hơi nước nóng lên các carbid kim loại cho ra các sản phẩm hydrocarbon. Ví dụ:



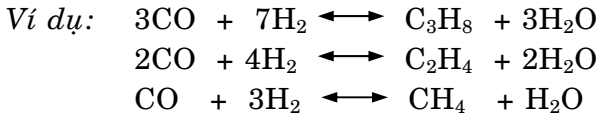
Như vậy, các carbid kim loại có sẵn trong lòng đất và hơi nước có được do các hoạt động magma ở dưới sâu ở nhiệt độ cao, giải phóng và bay hơi lên. Các phản ứng chỉ xảy ra ở điều kiện $T^{\circ}C > 360^{\circ}C$, thông thường từ $550^{\circ}C$ đến $1600^{\circ}C$.

Sau đó Moissan và Garisicov cũng nhận được kết quả tương tự cho các cacbid kim loại tác động với axit carbonic ở $T^{\circ} = 200-300^{\circ}C$.

Năm 1901 Sabotien và Sanderen cho thủy phân với acetilen khi có xúc tác là niken và sắt ở nhiệt độ $300^{\circ}C$ và đã nhận được hydrocarbon aromatic. Họ cho rằng, ở dưới sâu tồn tại các cacbid kim loại, khi có dòng nước nóng chúng sẽ tổng hợp và tạo thành acetilen, nhất là được bổ sung H_2 khi có dòng hơi nước nóng sẽ cho ra hàng loạt hydrocarbon. Gần đây, N.A. Kudriaxe, P.N. Kropotkin, Porfiriev, F. Hoyl, E.M. Dermont...) còn cho rằng ở độ sâu lớn tồn tại các lò magma, nơi có nhiệt độ cao và áp suất cao xảy ra quá trình polime hóa. Các Hydrocarbon đơn giản được hình thành, sau đó chúng tổng hợp thành các Hydrocarbon phức tạp và bị đẩy vào

các lớp trầm tích.

I.V. Grinberg cho rằng ở điều kiện nhiệt độ cao ($T^0 > 300^{\circ}\text{C}$) xảy ra phá hủy carbonat ở lớp thượng manti hình thành các metylen và metyl. Sau đó xảy ra trùng ngưng các sản phẩm này để tạo các sản phẩm của các nhóm n – alkan, cyclan và aren. Phisher và Tropsh còn dựa vào phản ứng của axit carbon với hydrogen cho các sản phẩm hydrocarbon khí :



Tóm lại lý thuyết cơ bản nguồn gốc vô cơ của dầu khí là quá trình tổng hợp của cacbon và hydrogen trong điều kiện nhiệt độ cao. Lúc đầu hình thành các hydrocarbon đơn giản, sau đó di cư lên phía trên nơi giảm dần nhiệt độ và áp suất, xảy ra sự trùng ngưng tức là tổng hợp các thành các hydrocarbon phức tạp. Trong quá trình di cư lên trên dầu khí lấy thêm các nguyên tố khác nhau O, N, S từ trầm tích để tạo thành nhựa và asphalten.

Trong các dòng khí đi lên từ dưới sâu thường kèm theo các khí trơ như He, Ar, phong phú Uran..v.v.. Trong thực tế nhiều mỏ dầu khí nằm ở gần hoặc ở trên các hệ thống đứt gãy sâu và phạm vi hoạt động rộng càng củng cố thêm các ý tưởng về lý thuyết vô cơ.

1.2 Nguồn gốc của vũ trụ

Những năm gần đây các số liệu thu được từ tàu vũ trụ, vệ tinh cho thấy phổ các vật thể vũ trụ phản ánh có cacbon và hydrogen trong lớp khí quyển của một loạt các hành tinh như mặt trăng, sao hôm, sao chổi. Đồng thời còn phát hiện cả acid amin và nhiều hợp chất hữu cơ khác trong các mảnh thiên thạch (Ví dụ: Sokolov, F. Hoyl, Muler, Bijigni v.v..) Ngoài ra, còn phát hiện cả bụi khí metan trên mặt trăng và các sao khác, nơi nhiệt độ rất thấp (-200°C), khí metan đông lại ở $T^0 = -161.58^{\circ}\text{C}$, nhưng các dạng hydrocarbon khác đặc biệt các chất lỏng chưa được phát hiện.

Tuy nhiên, suy cho cùng thì nguồn gốc vũ trụ vẫn là vô cơ. Hơn nữa cả hai giả thuyết nêu trên chưa giải quyết được các vấn đề sau đây:

- Không thể định lượng được các cacbid kim loại và chúng ở độ

sâu nào, đồng thời để có lượng dầu khí ở các mỏ dầu lớn như ở Trung Đông, Iran, Venezuela, Vịnh Mexico, Biển Bắc, Siheria... thì cần bao nhiêu cacbid kim loại...

-Sau khi xảy ra phản ứng cho ra hàng loạt phân tử hydrocacbon để tích lũy thành mỏ lớn (do tách carbon từ các carbit kim loại) thì lượng kim loại còn lại, phải được tích lũy ở nơi nào đó, hoặc ở gần các mỏ dầu khí ?

- Không chứng minh được nguồn hydrogen để tham gia vào cấu trúc hydrocacbon.

- Đa phần hơi nước và kể cả dầu khí không thể tồn tại ở nhiệt độ lớn hơn nhiệt độ tới hạn là 360°C trong một thời gian dài.

- Không giải thích được vì sao lại tồn tại các nguyên tố hữu cơ trong phân đoạn nặng của dầu như photpho, nitơ hữu cơ, lưu huỳnh và những hợp chất khác như porfirin nikel và vanadi, phytan và pristan từ diệp lục tố.

Các hoạt động núi lửa và magma thường cho nhiệt độ cao ($T > 900^{\circ}\text{C}$). Trong điều kiện như vậy không thể tồn tại hydrocacbon, kể cả hơi nước vì chúng là loại dễ cháy, bay hơi dễ bị phân hủy do nhiệt. Hơn nữa, thực nghiệm trong phòng thí nghiệm và trong thực tế cho thấy ở điều kiện nhiệt độ từ 185°C tới 240°C đã xảy ra quá trình phân hủy hydrocacbon cao phân tử cho sinh ra CH_4 , CO_2 và các hydrocacbon.

- Các sản phẩm dạng dầu thấp phân tử khác và CO_2 tổng hợp từ nguồn gốc vô cơ không phân cực trong trường cộng hưởng từ, không có tính quang học.

- Có nhiều cấu tạo liên quan tới đứt gãy sâu, có lớp chắn nhưng lại không có dầu vì chúng phân bố ở xa vùng sinh dầu, tức là xa nguồn vật liệu hữu cơ đã và đang chuyển hóa thành dầu.

- Không chứng minh được nguồn vật liệu vô cơ đủ để sinh ra các mỏ dầu lớn và cực lớn.

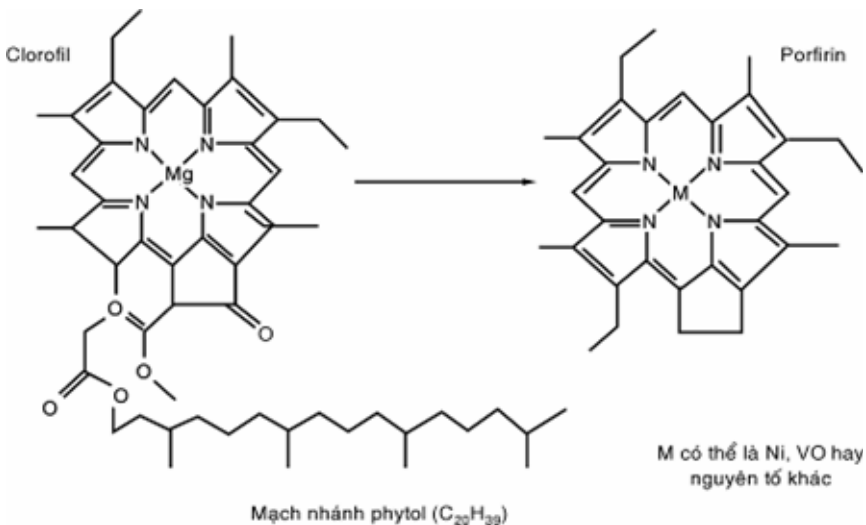
- Không chứng minh được nguồn gốc dầu ở các bẫy chứa dạng thấu kính, vát nhọn nằm kẹp giữa các lớp sét dày không có liên quan gì tới các đứt gãy sâu...

1.3 Nguồn gốc hữu cơ của dầu khí

Lần đầu tiên, M.V. Lomonosov đưa ra ý tưởng về nguồn gốc hữu cơ của dầu khí vào năm 1763. Theo quan niệm của ông, dầu được tạo thành do hiện tượng thăng hoa của than đá dưới ảnh hưởng của “sức nóng ngầm”.

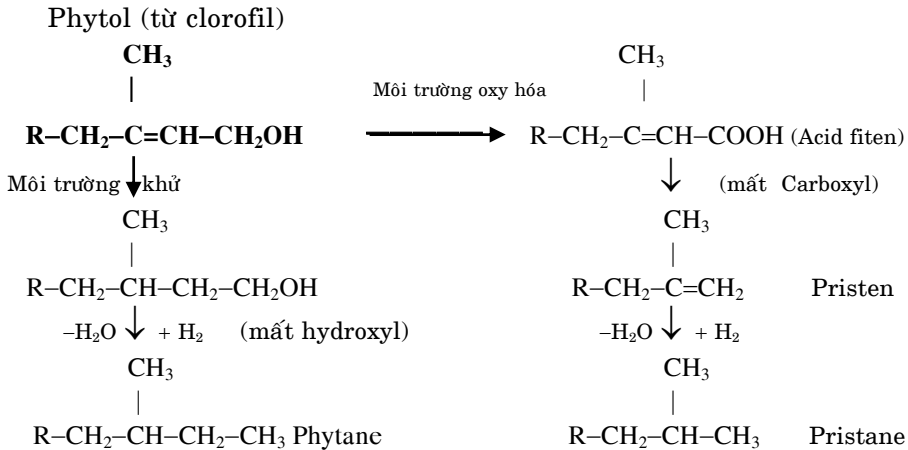
Vào năm 1863 Lauriat nhận được hydrocacbon bằng cách chưng cất mỡ động vật trong dòng hơi nước nóng. Năm 1865 - C. Warren và vào năm 1888 Engler và Hoepfner đã thu được hydrocacbon aromatic dạng khí và lỏng khi chưng cất mỡ cá voi và dầu thực vật trong lò có áp suất từ 20 tới 25 at, nhiệt độ từ 360 tới 420°C. Engler 1888 và Kaliski năm 1916 cũng đã thu nhận được 24,4% hydrocacbon bão hòa và 14,6% hydrocacbon khí và cả asfalten khi chưng cất dong biển, họ còn cho rằng, có lẽ dong tảo đóng vai trò quan trọng trong quá trình sinh dầu. Zulor, Yophe, Seilier, Fisher cũng nhận được CH₄ và CO₂ từ celluloz.

Nhiều nhà nghiên cứu còn phát hiện được rằng vật liệu hữu cơ khi phân hủy ở các cấp nhiệt độ khác nhau cho sinh ra tất cả các loại hydrocacbon dãy dầu và luôn có các nguyên tố hữu cơ khác gắn với những cấu trúc phân tử hydrocacbon nặng, đặc biệt là trong mối gắn kết với các cao phân tử aromatic và naftenic như N, S, O, P, porfirin nikel và vanadi. Các loại này được sinh ra do phân hủy các clorofil của thực vật và các hợp chất hữu cơ của động vật (H.1.1).



Hình 1.1: Cấu trúc clorofil và biến đổi của nó thành porfirin

Năm 1915 Powel T.G phát hiện ra pristan và phytan trong dầu, bitum, kerogen và đã chứng minh rằng các đồng phân này thuộc nhóm isoprenoid. Chúng được tạo thành từ mạch nhánh của clorofil thực vật và hemoglobil động vật. Mạch nhánh này bị đứt vỡ, nếu trong môi trường khử sẽ cho phytan, còn trong môi trường oxy hóa mạch nhánh sẽ chuyển sang axit fiten (H.1.2) và sau đó bị carbon hóa, khi có xúc tác và nhiệt độ sẽ cho ra pristan.



Hình 1.2. Nguồn gốc của phytan và pristan

Theo V.I. Vernadski, dầu và than là những thành phần khác nhau, nhưng giống nhau ở điểm do phân hủy các cơ thể sinh vật đã chết trong môi trường nước và vắng mặt ôxy. Sự khác biệt là do những điều kiện phân hủy, mà còn do thành phần hóa học các cơ thể ban đầu và do điều kiện chôn vùi phân tán trong sét của VLHC có khả năng sinh dầu, hay tập chung có chọn lọc thành từng lớp để tạo thành than của xác thực vật. Trong dầu ngoài các nguyên tố chính là C và H, còn chứa các hợp chất của ôxy, nitơ, lưu huỳnh. Các hợp chất chứa các nguyên tố này đều phân cực, cuối cùng ông đã khẳng định: “Mọi tính chất của dầu đều sinh ra ngay trong cơ thể sinh vật”.

N.D. Zelinski đã có đóng góp lớn cho việc nhận thức bản chất của vật chất hữu cơ đối với sự thành tạo dầu mỏ. Khi nghiên cứu sapropelit ở hồ Balkhash và nhận được tất cả HC dạng dầu như parafin, naften, HC thơm, từ thực vật bậc thấp.

Như vậy, vật chất hữu cơ được sinh ra cách đây khoảng 3 - 3,5

tử năm và liên tục phát triển. Chúng luôn bị phá hủy và được tích lũy trong thời gian dài trong môi trường nước.

Theo số liệu của N.M. Strakhov, hoạt động sống của các sinh vật ở biển Kaspi trong một năm tích lũy 134 triệu tấn vật chất hữu cơ khô, đó là không kể đến vật chất hữu cơ ở dạng hòa tan hay huyền phù, do các dòng chảy mang tới.

Các nhà nghiên cứu cho rằng các tập đá sinh ra dầu được gọi là điệp sinh dầu.

Ở các vùng ven biển, vũng vịnh, không xa bờ thường được tích lũy rất nhiều vật liệu hữu cơ cũng như tàn tích của các cơ thể plankton, thực vật dưới nước, các sinh vật zoobentos, tàn tích thực vật bậc cao, xác động vật cũng như các chất khoáng. Từ quan điểm này, I. M. Gubkin (1937) đã tiên đoán rằng bồn địa Siberia là một bể trầm tích khổng lồ (hơn 1 triệu km²) và chứa rất nhiều mỏ dầu khí. Thực tế đã chứng minh quan điểm này.

Các nhà nghiên cứu đã phân loại các vật liệu hữu cơ nguồn sinh ra dầu khí như sau:

Các cơ thể sống bao gồm: fitoplancton (dong, tảo, thực vật hạ đẳng, phù du), zooplancton, zoobentos, vi khuẩn và thực vật bậc cao.

a) Fitoplancton bao gồm dong tảo, cỏ. Đó là loài thực vật hạ đẳng chứa nhiều lipide và albumin. Dong bao gồm dong vàng, dong diatomei, dong xanh, dong nâu... ngoài ra còn bao gồm cả phù du, các loài cỏ... các loài fitoplancton thường sống trong môi trường nước có ánh sáng lọt tới. Chúng thường chứa HC bão hòa và một phần HC không bão hòa.

Dong đỏ chứa nhiều cholesterane C₂₇, dong nâu chứa stigmasterane (phucosterane) C₂₉, caroten, còn dong xanh chứa nhiều ergosterane C₂₈.

b) Zooplancton và zoobentos bao gồm loài choepod chân mái chèo và foram; chúng sống nhờ fitoplancton. Chúng chứa nhiều efir phức tạp. Pristane cũng có thể là kết quả phân hủy của loài choepod trong trầm tích hiện đại. Zooplancton và zoobentos là nguồn cung cấp HC lỏng.

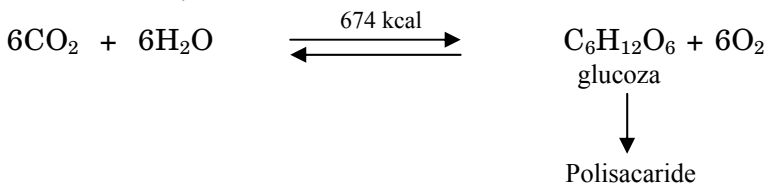
c) Vi khuẩn. Đa phần vi khuẩn là loài sinh vật nguyên thủy và

là đơn bào. Vi khuẩn tham gia vào việc phân hủy vật liệu hữu cơ, đồng thời bản thân chúng cũng là nguồn lipide phong phú sau khi chết. Vi khuẩn hoạt động mạnh ở đới yếm khí. Vi khuẩn xuất hiện cách đây 3,5 tỷ năm, song số lượng và chủng loại tăng dần tới ngày nay. Số chủng loại vi khuẩn có thể tới hàng trăm ngàn loài. Kích thước nhỏ từ 0,2 đến 10 μm , rất ít loại đạt tới 30 ÷ 1000 μm . Có hai nhóm chính: vi khuẩn ưa khí và vi khuẩn kỵ khí. Khi chuyển hóa thường cho HC lỏng C_{10} - C_{20} với ưu thế số lẻ. Lipide chiếm tới 30-50%.

d) Thực vật bậc cao bao gồm cellulosa, lignin đặc biệt từ các bụi cây, thân gỗ. Tuy nhiên trong thực vật bậc cao các bộ phận như: rễ cây, lá, bào tử, phấn hoa, quả, hạt, củ thường được tích lũy lượng lớn và chứa nhiều lipide. *Vi dụ*, lượng mỡ thực vật và dầu trong hạt và quả thường chiếm từ 1 đến 50%, còn trong phấn hoa từ 2 đến 8%.

Sau khi phân hủy rơi vào trầm tích chúng cũng chịu sự tác động của các yếu tố sinh hóa, hóa học và địa hóa. Sau đó phần bền vững hòa tan trong nước. Phần xác khó hòa tan trong nước lại được tích lũy chọn lọc vào một lớp và biến thành than về sau.

Trong quá trình tồn tại động thực vật thường trao đổi với năng lượng mặt trời tạo nên VLHC nuôi sống sinh vật :



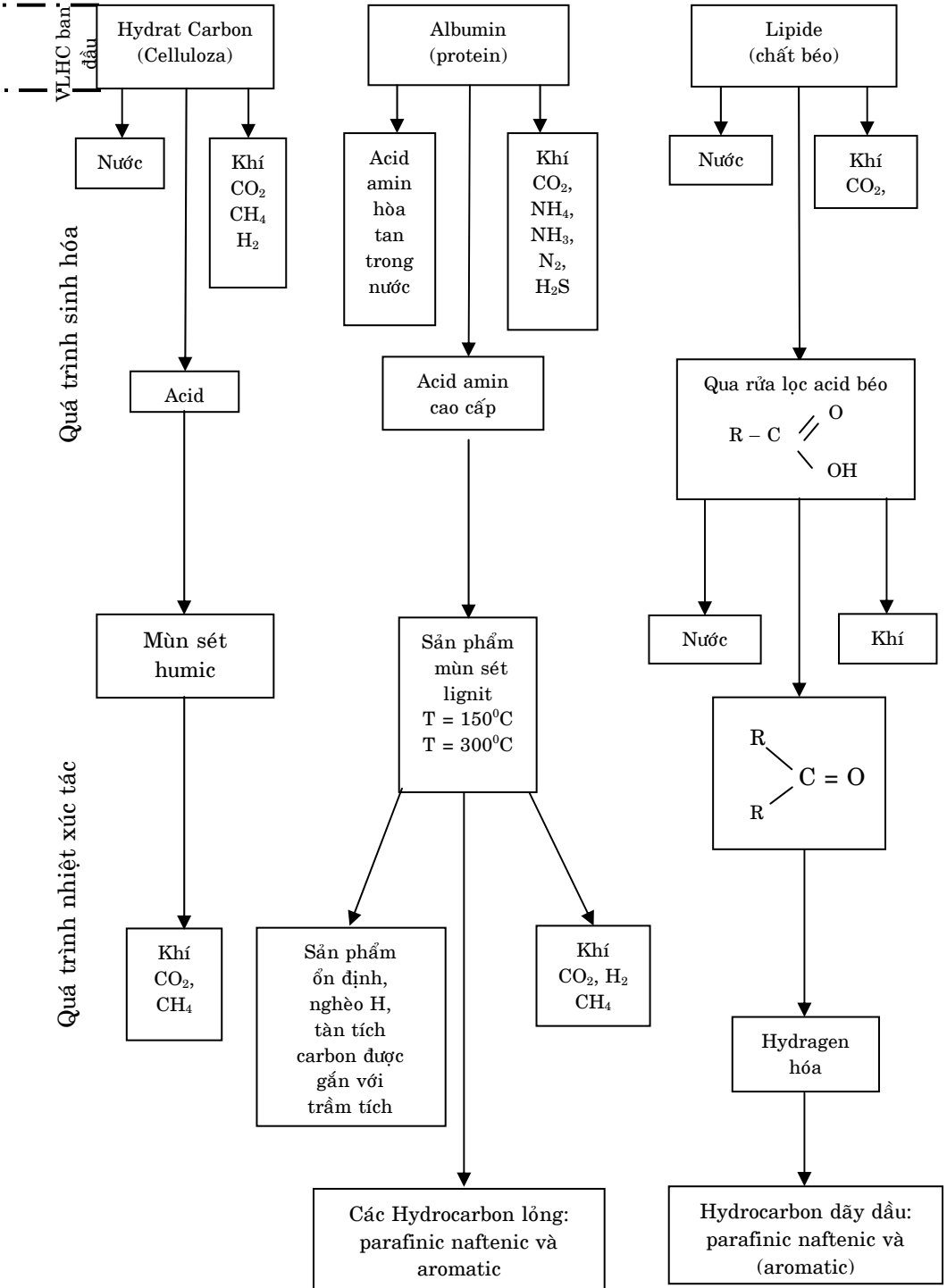
Quá trình này diễn ra hàng ngày và tạo thành hàng loạt các chất hữu cơ như hydrat carbon (glucoza), albumin, lipide (mỡ) và lignin. Ánh sáng chỉ xuyên qua lớp nước dày 200m, trong đó loài thủy sinh cũng như loài bám đáy chỉ phát triển mạnh ở độ sâu 60 ÷ 80m.

Ở vùng nhiệt đới ($\geq 25^\circ\text{C}$) thường phát triển nhiều loài rong tảo, đặc biệt loại dinoflazelliat, còn diatomei và radiolaries lại phát triển mạnh ở vùng cực (vùng lạnh ở nhiệt độ $5 \div 15^\circ\text{C}$) tạo thành sét silic – sét diatomei.

Nguồn thức ăn chủ yếu là CO_2 , N_2 dưới dạng các ion NH_4^+ , NO_3^- và photpho, P^+ dưới dạng PO_4^{-3} . Nồng độ muối càng cao càng giảm số loài và lượng sinh vật sống. Trong các sinh vật thường chứa các chất

hữu cơ là nguồn cung cấp cho dầu khí khi đủ điều kiện nhiệt áp đó là các chất hydrat carbon bao gồm cả lignin và tanmin; albumin; lipid.

Một số nhà nghiên cứu như D.Porfiriev, Stadinikoe và D.Baturin đưa ra sơ đồ sau đây:



Hình 1.3. Sơ đồ phân hủy các loại vật liệu hữu cơ

Trong steranes thì cholesterane C_{27} rất phát triển ở động vật, dong tảo, cỏ biển ở môi trường biển, nước lợ, còn Ergosterane C_{28} thường gặp trong nấm, men, trong dòng nước ngọt ở đầm hồ.

Phucosterane C_{29} thường gặp trong dong diatomei và các loại khác, sitosterane C_{29} và stigmasterane C_{29} đặc trưng cho thực vật trên cạn, đặc biệt là thực vật bậc cao.

e) Lignin và tannin là loại thứ 2 sau cellulosa, trong cơ thể sống chiếm tới 27%. Về hóa học, lignin chứa nhiều cấu trúc aromatic trong thành phần chứa nhiều hỗn hợp có oxy và nhân aromat. Công thức chung là CH_3OH được tách ra khi đứt mạch nhóm $-OCH_3$.

Về cơ bản phân ra hai loại: sterane và triterpanes (hopanes):

- Loại steranes là loại đặc trưng cho VLHC được vi khuẩn tái tạo, dong, cỏ biển, fitoplancton và zoobentos.
- Loại triterpanes (hopanes) của lipide đặc trưng cho thực vật trên cạn, đặc biệt loài thực vật bậc cao (ursane, oleanane, lupanes, bicadinane), β - caroten rất đặc trưng cho thực vật, đặc biệt có trong quả, lá thực vật bậc cao.

Dong cũng có 3 loại :

- Dong đỏ C_{27} phát triển nhiều ở vùng cửa sông, nước lợ, biển nông.
- Dong xanh C_{28} phát triển ở vùng nước ngọt, đầm hồ.
- Dong nâu C_{29} phát triển ở thực vật bậc cao.

Bảng 1.1. Thành phần hóa học của vật liệu hữu cơ điển hình

STT	Loại VLHC	Albumin (%)	Lipide (%)	Hydratcacbon (%)	Lignin (%)	Celluloz (%)
01	Dong biển, đầm hồ, vi khuẩn plancton.	>50	5÷25	< 40	-	-
02	Thực vật trên cạn (bậc cao)	-	-	-	15÷25	30÷50

Các loại dong biển, tảo, plancton, vi khuẩn có ưu thế số lẻ ở đoạn $C_{17} \div C_{25}$ và $C_{18} \div C_{26}$ hay ưu thế số chẵn ở đoạn $C_{23} \div C_{35}$, C_{24}

÷ C₃₄, ngược lại thực vật trên cạn, đặc biệt thực vật bậc cao có nhiều phenol, ưu thế số lẻ ở đoạn C₂₃ ÷ C₃₅ hay ưu thế số chẵn ở đoạn C₁₄ ÷ C₂₆.

f) Hydrat carbon (có công thức chung C_x(H₂O)_y, glucoza (đó là tên gọi chung của hỗn hợp đường cộng với polimer của nó). Hydrat carbon bao gồm cellulosa, cemicelluloz, cragmal và pecten. Hydrat carbon chứa các nguyên tố C, H và O (bảng 1.1).

Bảng 1.2: Thành phần nguyên tố của hydrat carbon và các chất khác (Theo số liệu của Guseva A.N. 1998)

Thành phần của cơ thể sống	Thành phần nguyên tố, %				
	C	H	O	N	S
Hydrat carbon	40÷44,7	6,1÷6,6	49,5÷53,4	-	-
Albumin	50÷55	6,5÷7,3	19÷24	15÷19	0,2÷2,4
Lipide	76÷79	11÷13	10÷12	-	-
Lignin	66,7	5,5	27,3	-	-

g) Albumin. là các loại acide amin có công thức chung:

- Thành phần trung tính: glicin R = -H; alanin R = -H₃;

- Thành phần acid : glutamin R = -(CH₂)₂ - COOH, asparagin R = -OH -COOH;

- Thành phần bazơ: ornitin, lizin R = -(H₂) - NH₂, amino acide chứa lưu huỳnh (S) bao gồm: sistein R = -CH₂ - SH và metionin R = -(CH₂)₂ - S - CH₃. Trong các loại sinh vật hình que có tới trên 5000 phân tử albumin khác nhau, còn trong cơ thể người có tới hơn 5 triệu phân tử albumin khác nhau.

h) Lipide là chất quan trọng, tồn tại trong các cơ của sinh vật, trong đó có chất béo (mỡ), dầu và các chất khác, có điều kiện sẽ tạo thành các mạch dài của alkan. Có một số sẽ tạo thành các mạch isoprenoide, công thức chung là RC = O.

Nhiều nhà nghiên cứu trên thế giới nghiên cứu sâu các tập sét sinh dầu trong các trầm tích có tuổi khác nhau từ đại Paleozoi, Mesozoi và Kainozoi đều đi đến kết luận rằng: chính các lớp sét, cacbonat, sét than và than là nguồn chứa vật liệu hữu cơ rất phong phú và sản sinh ra dầu khí khi có điều kiện thuận lợi. Ví dụ, ở điều kiện nhiệt độ 200-250⁰C không tồn tại một số cấu tử HC, do đó họ cho rằng đa phần dầu khí được tạo thành ở điều kiện nhiệt độ không lớn, thường dao động ở mức từ 50⁰C đến 200⁰C và tùy thuộc

vào điều kiện địa chất, địa hóa. Không những thế họ còn khẳng định rằng lượng dầu khí có phong phú hay không còn phụ thuộc vào mức độ phong phú hydrogen, tức là chất lượng của VLHC (Bảng 1.3).

STT	Loại Kerogen	rH/rC	Loại sản phẩm	Thành phần nhóm cấu trúc
01	I	1.5÷1.9	Ưu thế sinh dầu	Bão hòa : Alifatic và Aciclic
02	II	1.0÷1.5	Ưu thế sinh dầu	Bão hòa : Alifatic và Aciclic
03	III	< 1.0	Ưu thế sinh khí và condensat	Aromatic: đối

Bảng 1.3. Thành phần nguyên tố của VLHC

Ngoài ra, các nhà khoa học cho thấy tác dụng nhất định của chất xúc tác có trong sét như một số khoáng vật, trong đó có alumosilicat, một vài chất phóng xạ (Sokolov V.A, Zelinski N.D., Frost A.V, Dobrianski AF, Bruks M...).

Nhiều nhà nghiên cứu cơ chế sinh dầu khí dựa trên cơ sở biến đổi VLHC chôn vùi và rút ra quá trình đó như sau:

Sau khi VLHC bị chôn vùi ở độ sâu nhỏ (<1m), với nhiệt độ thấp xảy ra quá trình khử oxygen. Chìm sâu hơn xảy ra quá trình khử sulfat SO_4^{-2} và NO_x (ở độ sâu 8m, có nơi đạt tới 100÷200m) và VLHC phân hủy bởi vi khuẩn trong điều kiện yếm khí. Vì vậy, T.A Ginzburg, E.A. Rainfield, B.L. Isachenko, A.B.Tompson, L.D.Shtur, Silverman, Rudolph, Kenper,...cho rằng vi khuẩn đóng vai trò quan trọng trong việc tái tạo VLHC và sau khi chết đi chúng cũng là VLHC thuận lợi cho quá trình sinh dầu khí (chứa nhiều lipid), có nghĩa ở giai đoạn tạo đá (diagenез), catagenез sớm nhiệt độ chỉ đạt <50°C và phản xạ vitrinit chỉ đạt $R_0 < 0.5 \div 0.6\%$. Các sản phẩm ở giai đoạn này là CO_2 , H_2S , CH_4 và H_2O . Nếu nhiệt độ tăng lên ở giai đoạn giữa mezocatagenез, nhiệt độ tăng dần từ 50°C tới 160°C và R_0 đạt từ 0.5 ÷ 0.6% tới 1.35% thì VLHC chuyển hóa mạnh sang dầu. Trong giai đoạn này, hàng loạt các hydrocarbon được sinh ra. Vì vậy, nhiều người còn gọi là giai đoạn trưởng thành (Wolk và Espitalie) hay pha chủ yếu sinh dầu (Vassoeviek, Kontorovich...).

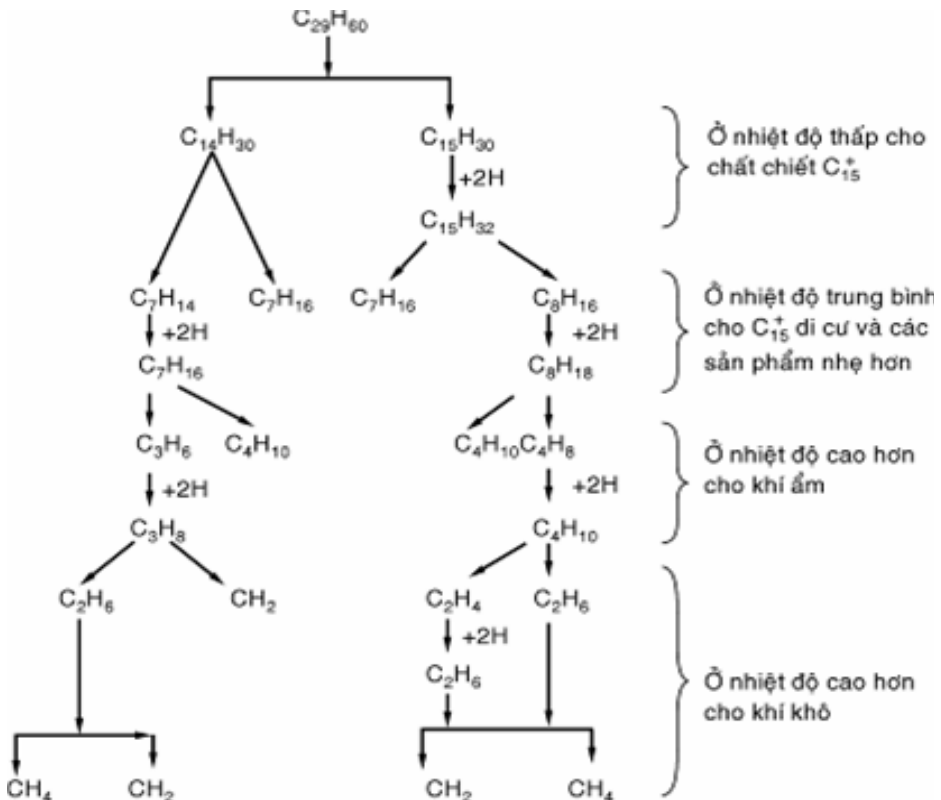
Nếu VLHC được lún chìm sâu hơn, T°C đạt 160 ÷ 260°C và R_0 đạt 1.35 ÷ 2.2 % sẽ xảy ra đứt các mạch phức tạp HC cho sinh ra

khí ẩm và condensat.

Nếu chیم sâu hơn nữa, nhiệt độ môi trường đạt $260 \div 300^{\circ}\text{C}$, $R_0 = 2.2 \div 4.8\%$, các mạch phức tạp tiếp tục đứt vỡ, thậm chí cả hydrocarbon cao phân tử cũng đứt vỡ cho sinh ra khí khô.

Nếu lún chیم tiếp tục, khi $T^0 > 300^{\circ}\text{C}$ và $R_0 > 4.8\%$ thì khí hydrocarbon không còn được sinh ra vì cạn kiệt hydrogen. Khi đó, khí acid sẽ được sinh ra như CO_2 , H_2S và cacbon được làm giàu biến chất tạo thành grafit.

Cơ chế này năm 1986 được Colin Baker mô phỏng quy trình đứt vỡ cao phân tử. Hydrocarbon dầu từng bước cho ra các sản phẩm khác nhau tùy vào mức độ biến chất có được ở môi trường như sau: (H.1.4)



Hình 1.4. Cơ chế đứt vỡ phân tử hydrocarbon

Một số nhà nghiên cứu (Strakhov, Vassoevich, Veler, ...) còn tính được lượng vật liệu hữu cơ trong trầm tích hiện đại ở đáy biển và đại dương như sau: Hằng năm có tới 2.1×10^{10} tấn cacbon hữu cơ đổ vào

đại dương, trong đó $2.0.10^{10}T$ (chiếm tới 94,7%) là sinh vật fitoplanctone, gồm 2% do sông đem tới, và 1.5% do gió đưa vào.... Ngoài ra, còn tính được rằng lượng vật liệu hữu cơ trong thạch quyển (trầm tích là chính) có thể đạt tới 72.10^{14} tấn, trong đó 54×10^{14} tấn (75.6%) nằm trong sét.

Nhiều nghiên cứu sâu hơn về cơ chế vận chuyển Hydrocacbon từ đá sinh dầu vào đá chứa như sau (GulKin I.M, Guseva, Prais, Bars, Beleskaia, Nerushev, BushemirsKi, Baker. E, Cordell, Magara, Mc Anliffe...): Lúc đầu là quá trình di cư nguyên sinh, vì dầu trong đá mẹ theo lỗ hổng, vết nứt lưu thông tụ hợp lại thành giọt dầu, dòng dầu làm cho tăng nhiệt độ, tăng thể tích dẫn tới tăng áp suất. Trong đá mẹ, dầu khí cư dưới 4 hình thức: di cư cùng với nước (trong dung dịch nước), di cư dưới dạng nhân keo (misel), di cư dưới dạng pha khí; hoặc hỗn hợp khí-nước.

Sau khi giải phóng ra khỏi đá mẹ, dầu bắt đầu quá trình di cư thứ sinh trong đá chứa dưới tác dụng của lực trọng trường, do sự chênh lệch về tỷ trọng, chênh lệch áp suất, do lực tăng bề mặt, nghĩa là di cư từ vùng có áp suất cao tới cùng có áp suất thấp và tích lũy vào bẫy chứa trên đường di cư.

Vài chục năm gần đây, nhiều nhà nghiên cứu (Filp, Philip, Tissot Welte, Kenneth E Peters, T.MiChael MoldoWan, Douglas. W.Waples, Tsutomu Machihara...) đã tìm ra các dấu tích sinh vật (biomarker) trong dầu, trong kerogen,... Đây là các bằng chứng rõ ràng về nguồn gốc hữu cơ của dầu khí. Không những thế mà còn xác định được môi trường tích lũy bảo tồn của chúng và cả mức độ biến chất ($T_s / (T_s + T_m)$) MPI, nghĩa là điều kiện nhiệt áp sinh ra dầu khí.

Ngoài ra, Galimoi E.M, Colovoho, Volte, Vichiman... còn cho rằng cacbon của dầu có nguồn gốc hữu cơ thường phong phú đồng vị nhẹ C^{12} và có giá trị $\delta C^{13} = -25,0\% \div -37,0\%$). Trong khi đó, cacbon nguồn gốc vô cơ (CO_2 , CH_4 từ dưới sâu) bao giờ vùng giàu đồng vị nặng C^{13} và có giá trị $\delta C^{13} = -3,0\% \div -8,6\%$. Như vậy, quá trình biến đổi vật liệu hữu cơ nguồn gốc sinh hóa chôn vùi trong trầm tích diễn ra ở nhiều giai đoạn và tương ứng cho ra các sản phẩm của nó, được kiểm soát và định hướng bởi tác động tổng hợp của các nhân tố địa hóa, sinh hóa và hóa lý.

Tóm lại, nếu nguồn gốc vô cơ dựa vào quy trình tổng hợp C và H₂ thành các hydrocarbon đơn giản ở dưới sâu, sau đó tổng hợp thành các HC phức tạp khi di cư lên trên gọi là quá trình tổng hợp (sintez) thì quan điểm nguồn gốc hữu cơ của dầu khí ngược lại. Đó là quá trình phân hủy, đứt vỡ các cấu trúc phân tử HC phức tạp, dần dần dẫn đến các cấu trúc đơn giản và cuối cùng là metan, metil và grafit. Lý luận này đã được khẳng định qua nhiều công trình nghiên cứu lý thuyết lẫn thực nghiệm, trong phòng thí nghiệm lẫn hiện trường. Dựa vào nguyên tắc này xác định được lượng và chất của vật liệu hữu cơ trong quá trình chuyển hóa sang dầu. Đồng thời còn chứng minh được cơ chế di cư tích lũy của hydrocarbon vào bẫy chứa và quá trình phân hủy bởi vi khuẩn hay dòng nước chuyển động đối với các vỉa dầu. Do đó, lâu nay lý thuyết về nguồn gốc hữu cơ dầu khí đã và đang tồn tại như là cơ sở lý luận duy nhất giúp cho công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ngày càng có hiệu quả hơn.

Như vậy, để có các tích lũy dầu khí cần phải có tầng đá mẹ giàu VLHC (thành phần hạt mịn là cơ bản), môi trường tích lũy ổn định, lún chìm liên tục, có dòng chảy yếu ở vùng vũng vịnh, nước lợ cửa sông, biển nông, hay đầm hồ, nơi tồn tại môi trường khử là chính ít oxygen, được tái tạo lại bởi vi khuẩn, được chôn vùi ở điều kiện nhiệt áp thuận lợi, phải có bẫy chứa và lớp chắn để thu nạp và bảo tồn dầu khí ...

Khi nghiên cứu quy luật phân bố các tích lũy dầu khí cho thấy rằng đa phần chúng liên quan trực tiếp tới các bể có lớp trầm tích dày ít nhất từ 2km trở lên và diện tích đủ lớn để có thể có tiềm năng thương mại.

TÍNH CHẤT HÓA LÝ CỦA DẦU KHÍ

2.1 Thành phần và tính chất lý hóa học của dầu

Petroleum là các bitum cấu tạo chủ yếu từ các hydrocacbon ở trạng thái khí hay lỏng phân bố trong các bể tự nhiên. Từ “petroleum” xuất phát từ tiếng La tinh petra (đá) và oleum (mỡ). Nói chung, từ này được dùng để chỉ các hỗn hợp bất kỳ của hydrocacbon thu được từ các giếng khoan. Ví dụ, một vài mỏ dầu Dushesn tại bể Uinta, Bang Uta tự phun lên mặt đất. Dầu ở dạng lỏng với nhiệt độ vỉa gần 93°C và sau đó khi nguội trở nên rắn. Các đại diện chính của hydrocacbon là khí tự nhiên không ngưng tụ ở nhiệt độ và áp suất tiêu chuẩn (760mm Hg, 15,6°C), condensat - ở trạng thái khí trong lòng đất song ngưng tụ khi lên mặt đất và dầu.

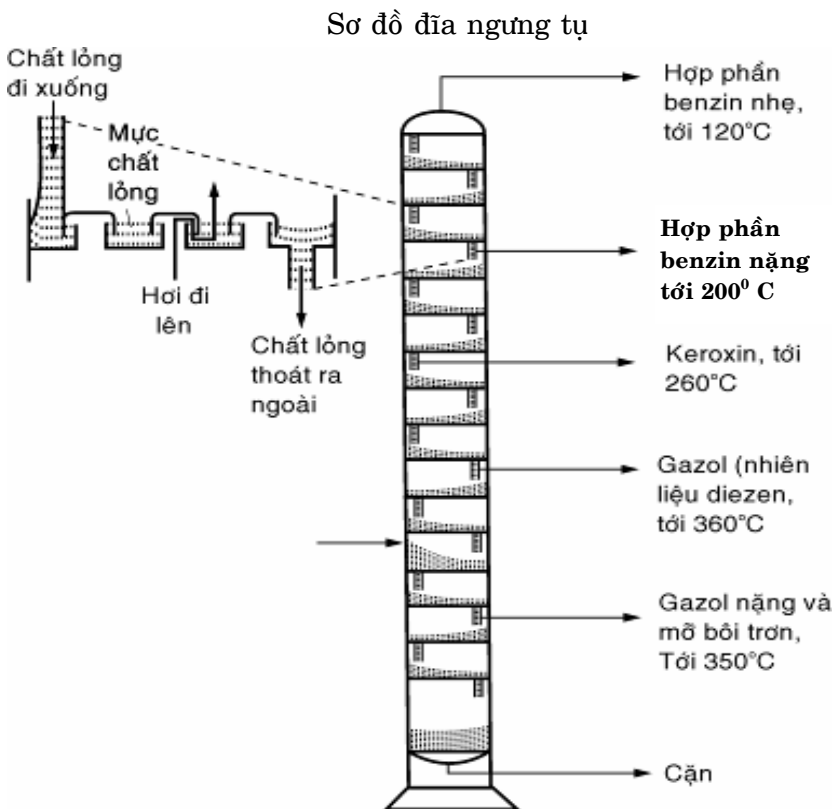
1. Thành phần và tính chất các sản phẩm dầu trong công nghệ chế biến

Ngày nay dầu là một khoáng sản duy nhất được ứng dụng rộng rãi và đa dạng trong nền kinh tế quốc dân. Nói cách khác không có ngành công nghiệp nào lại không cần đến dầu hoặc sản phẩm chế biến của dầu. Dầu được ứng dụng dưới dạng nhiên liệu (xăng, dầu hỏa, dầu diesel, dầu chạy máy...); dưới dạng nguyên liệu (nhựa tổng hợp và các nguyên liệu khác ...).

Dựa vào quy luật phân bố các sản phẩm dầu khí trong tự nhiên tùy thuộc vào chế độ nhiệt áp và tính chất lý hóa của chúng B.Silliman đã làm thí nghiệm chưng cất trong phòng và từ đó được áp dụng rộng rãi trong ngành công nghiệp hóa dầu.

Tại các nhà máy hóa dầu hiện nay, người ta xử lý trong các tháp chưng liên tục hàng nghìn tấn dầu trong một ngày. Ở đây cũng sử dụng nguyên tắc như đã dùng trong bình chưng cất của Silliman. Tháp chưng có khác chút ít so với bình chưng cất: Chất chưng cất được từ bình thứ nhất lại ngưng tụ ở bình thứ hai và tiếp tục bị chưng cất, kết quả là ở bình thứ ba tích tụ chất chưng cất mới. Như

trên hình 2.1, thay vì bình, trong tháp có các đĩa được gọi là đĩa ngưng tụ. Hơi tách ra từ một khoang dâng lên trong khoang nằm trên và diễn ra quá trình ngưng tụ chất lỏng. Càng lên cao, trong tháp có thêm đĩa mới và các hợp chất nhẹ hơn với kích thước nhỏ hơn được ngưng tụ lại trong đó. Phần benzin nhẹ đạt được ở đĩa cao nhất và thoát ra ngoài. Cùng với lượng khí thoát ra, ở đáy tháp sẽ tích tụ các phân tử với kích thước cực lớn và nặng đến mức chúng không có khả năng đi qua đĩa thứ nhất. Tháp chưng cất có thể được lắp đặt với cấu trúc để ngưng tụ hơi bên trong khác nhau, tuy nhiên, hiệu quả của bất kỳ kiểu nào cũng được đo bằng số lượng đĩa, thêm nữa, từng đĩa lại tương ứng với một loại sản phẩm.



Hình 2.1: Tháp chưng cất

Tháp chưng biểu diễn ở hình 3.1 là kiểu hoạt động liên tục. Sản phẩm chưng cất thoát ra ở nhiều mức khác nhau, trong khi đó dầu thô liên tục được đưa vào tháp. Giới hạn sôi của các hợp phần khác

nhau nêu ở hình 2.1 được ứng dụng ở các nhà máy chế biến dầu trên bờ vịnh Mexico. Ở những vùng khác, các nhà máy chế biến dầu có thể hoạt động theo sơ đồ với những khoảng sôi khác tương ứng với những thành phần khác nhau của sản phẩm cuối cùng (Ví dụ ở châu Âu và Đông Âu).

Bảng 2.1: Các sản phẩm chưng cất dầu

Tại bờ vịnh Mexico (Mỹ) cho dầu có tỷ trọng 0,85 g/cm ³			Ở châu Âu và Đông Âu		
Loại sản phẩm	Các cấu tử	% T.T.	Loại sản phẩm	Theo T°C	Các cấu tử
Xăng	C ₅ – C ₁₀	27	Xăng nhẹ	0-150	C ₅ – C ₈
			Xăng nặng	151-200	C ₉ – C ₁₁
Dầu hỏa	C ₁₁ – C ₁₃	13	Dầu hỏa	201-250	C ₁₂ – C ₁₃
Nhớt diesel (nhớt nhẹ)	C ₁₄ – C ₁₈	12	Nhớt diesel (nhớt nhẹ)	251-300	C ₁₄ – C ₁₆
Dầu mazut (chạy máy)	C ₁₉ – C ₂₅	10	Dầu mazut (chạy máy)	301-400	C ₁₇ – C ₂₅
Mỡ bôi trơn	C ₂₆ – C ₄₀	20	Mỡ bôi trơn	401-500	C ₂₆ – C ₃₇
Cặn (nhựa đường)	>C ₄₀	18	Nhựa đường	>500	>C ₃₈
Σ Tổng cộng		100			
Dạng phân tử		% KL			
Parafin		25			
Naften		50			
Aromat		17			
Hợp chất asphalt		8			
Σ Tổng cộng		100			

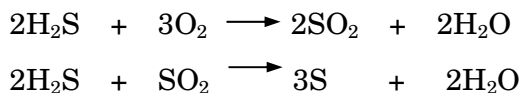
Dầu – nguyên liệu ban đầu của khoảng 7000 sản phẩm hóa học. Bởi thị trường năng lượng lớn hơn rất nhiều so với thị trường vật liệu hóa chất, nên không có gì ngạc nhiên khi chỉ có 3% các nhà máy lọc dầu được sử dụng để sản xuất 2/3 sản phẩm hóa chất hữu cơ tại Mỹ. Các hydrocacbon được ứng dụng nhiều nhất là metan CH₄, etilen C₂H₄, propilen C₃H₆, butilen C₄H₈ và benzol C₆H₆. Từ những hydrocacbon trên người ta sản xuất hơn một nửa số sợi và nhựa tổng hợp, 2/3 lượng cao su, xà bông và chất tẩy rửa tổng hợp. Những hydrocacbon này là sản phẩm ban đầu để chế tạo mỹ phẩm, thuốc, sơn và các chất hóa học ứng dụng trong nông nghiệp.

Dưới đây mô tả thành phần chính có trong dầu:

a) Khí. Trong thành phần khí thoát ra từ những giếng khoan,

thường metan đóng vai trò chính. Hàm lượng các hydrocacbon nặng hơn giảm theo sự gia tăng kích thước phân tử của chúng. Tuy vậy, không hiếm khi phát hiện được vết của nonan C_9H_{20} trong khí. Trong số các khí phi hydrocacbon nitơ, carbonic và hydrosulfua chiếm chủ yếu. Trong một số loại khí còn có hêli với khối lượng không lớn. Khí khô chủ yếu cấu tạo từ metan và etan, trong khi đó ở khí béo propan và các đồng đẳng khác của butan chiếm tới hơn 50%. Nếu trong thành phần của mũ khí trên vỉa dầu có nhiều khí béo thì dầu sẽ chứa một khối lượng hợp phần xăng nhiều hơn so với vỉa mà trong mũ khí chứa chủ yếu khí khô.

Những hạn chế khi thải khí hydrosulfua vào khí quyển đòi hỏi phải lắp đặt những thiết bị thu hồi H_2S từ khí tự nhiên và khí tạo thành trong quá trình chưng cất dầu. Hydrosulfua là khí độc hơn cả trong các khí đã biết hiện nay. Trong vòng 30 phút nếu thở bằng khí chứa 0,1% H_2S sẽ gây nên cái chết lập tức. Nhiều thợ khoan đã phải chết vì bị nhiễm độc H_2S thoát ra từ miệng giếng khoan. Tại các cơ sở lọc dầu, từ hydrosulfua người ta điều chế lưu huỳnh theo sơ đồ sau



Lưu huỳnh rất cần để điều chế acid sulphuric và các sản phẩm có chứa lưu huỳnh khác.

Khí chiếm tỉ trọng ngày càng tăng trong các sản phẩm dầu trên thị trường năng lượng, xu thế này rõ ràng sẽ được giữ lâu bởi khí là một loại nhiên liệu sạch hơn cả. Trong rất nhiều nước hiện nay khi thiết kế các nhà máy ở những vùng có mỏ dầu lớn đều chú ý việc bảo quản phần lớn khí đồng hành mà không đem đốt đi. Một khối lượng khí đáng kể được chuyển cho người tiêu dùng theo đường ống dẫn, tuy nhiên, hiện nay xu thế vận chuyển khí dưới dạng lỏng bằng các bồn chứa ngày càng tăng. Các khí nén tự nhiên – trước tiên là metan, loại khí sôi ở nhiệt độ $-161^\circ C$. Khí mỏ dầu nén thường là propan và butan. Nó được nén dưới áp suất ở nhiệt độ trong phòng. Khí trong bình được sử dụng cho các trang trại và để nạp cho một số kiểu xe hơi thường nằm dưới áp suất $585kG/cm^2$. Do để giữ nhiệt độ thấp đòi hỏi một chi phí lớn nên khí nén tự nhiên đắt hơn nhiều so với khí mỏ dầu nén. Chính bởi vậy mà khí nén tự

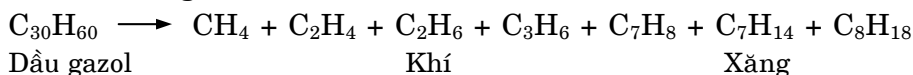
nhiên được vận chuyển trong các bồn chứa trước hết phải phục vụ cho nhu cầu của các thành phố lớn cho tới khi mà giá thành của nó trở nên chấp nhận được.

Etilen, propilen và butilen (H.3.16) thuộc nhóm olefin. Chúng không có mặt trong khí tự nhiên. Chúng được tạo thành trong quá trình cracking gazol và các hydrocacbon nặng hơn khi điều chế xăng. Cracking nhiệt độ cao (700÷900°C) của pha khí được thực hiện dưới áp suất thấp sẽ tạo điều kiện rất thuận lợi để thu được olefin.

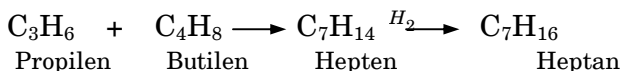
b) Xăng (hay còn gọi là *benzin*)

Trong thành phần xăng chủ yếu có hydrocacbon dãy $C_5 \div C_{10}$. Sự xuất hiện xe hơi đòi hỏi phải sản xuất một lượng lớn xăng. Song bởi dầu chỉ chứa 10 tới 40% xăng nên công nghệ cracking dầu xuất hiện. Trong quá trình cracking, dưới tác động của nhiệt độ cao đã diễn ra sự phân rã các phân tử lớn thành các phân tử nhỏ hơn có kích thước của hydrocacbon dãy xăng. Mặt khác, các hydrocacbon có kích thước nhỏ hơn lại bị polime hóa để có được những hợp chất sôi trong khoảng nhiệt độ ứng với hợp phần xăng. Sau này có những công nghệ phức tạp hơn liên quan tới sự cải tổ cấu trúc phân tử, trong đó phải kể tới quá trình chu kỳ hóa parafin tạo thành hydrocacbon dãy naften, sau đó thủy phân naften để thu được các hydrocacbon thơm. Hiện nay, khi chưng cất dầu người ta đã tạo được điều kiện mà ở đó từ một nguyên liệu ban đầu chưa tẩy sạch để thu được sản phẩm cuối cùng là những hợp chất với bất cứ cấu trúc và kích thước phân tử nào. Tuy nhiên, cần nhớ rằng, mỗi phản ứng bổ sung nào đương nhiên dẫn tới một sản phẩm mới. Ví dụ những quá trình như vậy nêu trong hình 2.2.

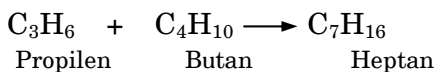
Cracking

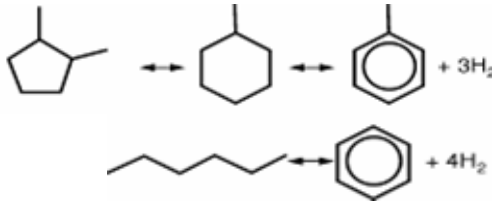


Polime hóa



Alkil hóa





Hình 2.2: Quy trình công nghệ lọc dầu để điều chế hydrocacbon

Để điều chế nhiên liệu có chỉ số octan cao mà không cần phụ gia cần chuyển parafin, alkilnaften và hydrocacbon thơm theo sơ đồ nêu ở hình 2.2. Phát triển công nghệ chưng cất dầu theo hướng này sẽ làm tetraetil chì trở nên không cần thiết.

Bảng 2.2: Các sản phẩm thu được từ xăng

Hóa chất ban đầu	Hóa phẩm trung gian	Sản phẩm cuối cùng
C_8H_{10}	Stirol	Nhựa trên nền polistirol Cao su trên nền stirol và butadien
$C_6H_5SO_3H$	Fenol	2,4-Diclofenol → 2,4-D-gerbexid Axiđ xalixitíc → Aspirin
C_6H_5Cl		Nhóm thuốc sát trùng DDT
$C_6H_5NO_2$	Anilin	Sơn anilin Thuốc giảm đau Dung môi của sơn
	Axetanilid	Thuốc sát trùng
$C_6H_4Cl_2$	P-Diclobenzol	Thuốc sát trùng
	O-Diclobenzol	Dung môi công nghiệp
C_6H_{12}	Kaprolactam	Nilon - 6
	Axiđ adipic	Nilon 6,6 Xà bông poliuretán
C_6Cl_6		Thuốc sát trùng
$C_4H_2O_3$	$C_4H_4O_2N_2$	Hóa phẩm nông nghiệp
$C_{18}H_{30}$	$C_{18}H_{31}O_4SNa$	Chất tẩy rửa hoạt tính anion

Hydrocacbon quan trọng nhất trong dãy hydrocacbon xăng là benzen. Nó là nguyên liệu chính ban đầu đối với nhiều nhánh công nghiệp hóa dầu (bảng 2.2). Benzen thu được bằng cách tái hợp metilxiclopentan, xiclohexan và dãy hecxa với xúc tác platin (được gọi là platforming). Như đã nói trên, chỉ có một phần không lớn của toàn bộ xăng sản xuất ra dùng cho mục đích này.

c) Dầu hỏa (Keroxin). Dầu hỏa đã thay thế dầu cá voi dùng để thắp sáng trên toàn thế giới vào thế kỷ XIX. Sau đó đèn hơi và đèn điện đã được thay thế. Để dầu hỏa không bị hòa loãng bởi xăng và trở thành nguy hiểm khi sử dụng, người ta đã chế ra loại thí nghiệm đặc biệt để xác định điểm nổ (flash point). Điểm nổ là nhiệt độ mà ở đó hơi dầu bị đốt nóng và bốc cháy nếu có tia lửa. Cho tới nay, điểm nổ đối với dầu vẫn được xác định bởi nó cho phép xác định nhiệt độ mà dưới đó ta có thể tiến hành nhiều thao tác mà không sợ nguy hiểm.

Lần đầu tiên công nghệ cracking nhiệt độ cao được ứng dụng với mục đích tăng lượng dầu hỏa thu được từ các hợp phần nặng hơn của dầu; bởi vì nhu cầu benzin tăng và giảm đối với dầu hỏa nên bản thân nó lại trở thành đối tượng để cracking ra xăng. Tuy nhiên, sự gia tăng sử dụng nhiên liệu diesel phản lực đã làm tăng nhu cầu dầu hỏa và dầu gazol nhẹ.

Trong hợp phần dầu hỏa của dầu ($C_{11} \div C_{13}$) quan sát thấy sự gia tăng hàm lượng hydrocacbon phân chuỗi, chúng có trong những hợp phần nặng hơn của dầu. Hydrocacbon thơm trong hợp phần dầu hỏa chiếm 10 tới 40%, cao hơn đáng kể hàm lượng của chúng trong dầu. Hợp phần dầu hỏa trong một vài loại dầu California, Mexico và Kalimantan có hàm lượng hợp chất thơm rất cao (25-40%). Trong đó thường là naften bixiclo và hydrocacbon thơm ngưng tụ, ví dụ như tetralin, naftalin. Các hợp chất phi hydrocacbon thuộc hợp phần dầu hỏa là những acid naftenic, fenol và tiofen.

d) Dầu nhớt (gazol). Dầu nhớt nhẹ ($C_{14} \text{--} C_{18}$) được sử dụng như nhiên liệu phản lực và diesel. Động cơ diesel là một động cơ nén đốt, có nghĩa là chất đốt trong đó là khí cháy bị nén. Các yêu cầu đặt ra với chất đốt theo quan điểm hiệu quả nhiệt động học ở trường hợp này tỉ lệ thuận với những yêu cầu đối với động cơ xăng.

Các hydrocacbon parafin với chuỗi dài thường gây nên bùng nổ khi đốt bằng tia lửa điện nên chúng là những chất đốt tốt đối với động cơ diesel. Kxetan hay n-hexadecan $C_{16}H_{34}$ được xem như tiêu chuẩn đối với động cơ diesel tương tự như izooctan đối với động cơ xăng. Hydrocacbon với cấu trúc nhánh và phân chuỗi có chỉ số kxetan thấp và octan cao, trong khi đó, ngược lại hydrocacbon với chuỗi dài đặc trưng bởi chỉ số kxetan cao và octan thấp. Tương ứng với điều này, dầu từ penxivanie có nền parafin nên có thể sử dụng

làm nguyên liệu tuyệt vời để điều chế nhiên liệu diesel, song lại rất tồi để điều chế xăng. Dầu mỏ ở California có nền hydrocacbon thơm sẽ điều chế được loại xăng tuyệt hảo song điều chế ra nhiên liệu diesel lại rất kém chất lượng.

Bảng 2.3: Thành phần các hợp phần dầu nhớt và mỡ của dầu mỏ Tây Texas (The Robinson)

	Hàm lượng, % khối lượng		
	Nhiên liệu diesel	Dầu nhớt nặng	Mỡ bôi trơn
Hydrocacbon	C ₁₅ -C ₁₈	C ₁₉ -C ₂₅	C ₂₆ -C ₄₀
Parafin	31,0	20,0	10,9
Cyclan, các hợp chất no	23,7	18,6	19,5
Các hợp chất n- parafin	10,2	9,0	8,0
Các hợp chất izo- parafin	6,1	6,4	10,9
Tổng hàm lượng các hydrocacbon no	71,0	54,0	49,3
Các hợp chất thơm			
Benzen	6,3	4,6	3,8
Naftenbenzen	4,3	4,0	3,5
Dinaftenbenzen	4,4	5,2	5,3
Naftalin	5,1	2,7	1,3
Axenaften, Dibenzolfuran	2,7	5,0	3,7
Fluoren	1,5	4,5	4,6
Fenantren	0,7	3,4	2,2
Naftenfenantren	0,2	1,8	2,7
Piren	0,4	2,5	2,2
Chrizen	0,0	1,2	1,5
Perilen	0,0	0,5	1,4
Dibenzantraxel	0,0	0,2	0,7
Benzotiofen	2,6	3,3	2,8
Dibenzotiofen	0,8	4,4	2,4
Naftobenzotiofen	0,0	1,0	1,9
Hợp chất thơm không định dạng	0,0	1,7	10,7
Tổng hàm lượng hợp chất thơm	29,0	46,0	50,7
Tổng cộng	100	100	100

Cách đây không lâu đã có những số liệu phân tích quang phổ khối lượng chi tiết các hợp phần của dầu nhớt và mỡ bôi trơn từ dầu Tây Texas (bảng 2.3), trong đó, Robinson đã phát hiện 19 nhóm hợp chất có cấu tạo khác nhau, trong số đó có 4 kiểu hydrocacbon no, 12 kiểu phân tử với cấu trúc hydrocacbon thơm và 3 kiểu hợp chất phi hydrocacbon.

e) **Mỡ bôi trơn và parafin rắn.** Mỡ bôi trơn thường là các phân tử dãy C_{26} - C_{40} . Tuy nhiên, phụ thuộc vào sơ đồ chưng cất dầu, trong thành phần của chúng có thể phát hiện các hợp chất với số nguyên tử carbon nhỏ hơn (tới C_{20}) hoặc lớn hơn (tới C_{50}), trong dãy này có n-parafin rắn C_{22} - C_{40} và một số hợp phần asphalt (các hợp chất N, S, O). Dầu với hàm lượng parafin cao thường được phân biệt bởi hàm lượng parafin rắn cao ứng với *hiệt độ chảy* cao (pour point). Nhiệt độ chảy được xác định bằng cách đốt nóng dầu trong ống nghiệm tới 46°C cho tới khi hòa tan hoàn toàn parafin rắn, sau đó cho nguội dần trong bồn với nhiệt độ khoảng 11°C thấp hơn nhiệt độ chảy dự kiến. Nhiệt độ chảy của dầu thay đổi trong khoảng -57 tới $+43^{\circ}\text{C}$. Nó tăng khi trong dầu các hydrocacbon chuỗi thẳng chiếm ưu thế và giảm khi trong thành phần dầu chiếm ưu thế là izoparafin, các hợp chất với cấu trúc vòng và hợp phần asphalt. Đối với mỡ có thể làm giảm nhiệt độ chảy nếu cho giải phóng parafin rắn bằng cách hòa tan nhờ propan lỏng hay keton, ví dụ metiletilketon.

Hàm lượng parafin rắn trong dầu quyết định tính parafin và thể tích các hợp phần sôi ở nhiệt độ 300°C . Các đặc trưng chung nhất của một số parafin rắn được nêu trong bảng 2.4.

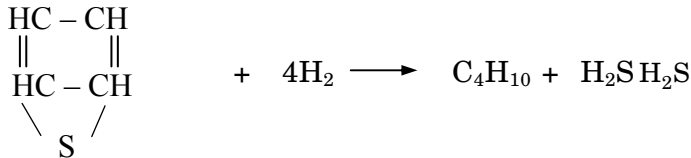
Bảng 2.4: Hàm lượng parafin rắn trong dầu

Mô dầu	Tỷ trọng g/cm^3	Hàm lượng, % khối lượng	
		Trong dầu nói chung	Trong hợp phần sôi ở $371\text{-}482^{\circ}\text{C}$
GoldWater, Michigan	0,779	2,9	12
Rodessa, Texas	0,811	6,6	19
San-Hoakin, Venezuela	0,806	13	45
Baia, Brazil	0,825	15	32
Eskina, Venezuela	0,820	18	55
Timan, Venezuela	0,1327	24	51

Đặc trưng quan trọng nhất của mỡ bôi trơn là sự thay đổi độ nhớt phụ thuộc vào nhiệt độ còn gọi là *chỉ số nhớt* (IV). Chỉ số này thay đổi từ 0 tới 100. Chỉ số 100 ứng với mỡ không rắn lại ở nhiệt độ thấp và không mất tính nhớt ở nhiệt độ cao. Giá trị IV tức là gần 100 ứng với mỡ bôi trơn trên nền parafin và chứa hydrocacbon chuỗi dài. Mỡ tạo nên bởi các hợp chất naften chu kỳ có IV gần 40, còn mỡ mà trong thành phần của nó hợp chất naften-thơm đóng vai trò lớn có chỉ số nhớt tiến tới "0".

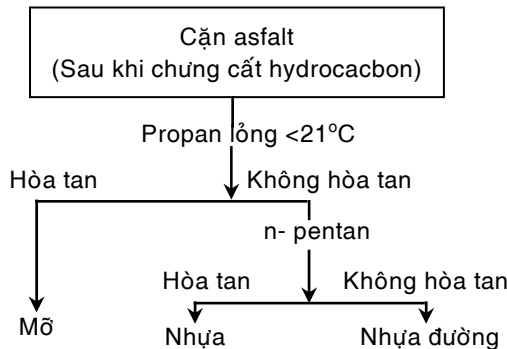
Màu và mùi của dầu ở một mức độ đáng kể được quyết định bởi sự có mặt của các hợp phần chứa nitơ, lưu huỳnh và ôxy. Những hợp phần này tập trung trong mỡ và cặn dầu. Phần lớn hydrocacbon dầu ở dạng tinh khiết đều không mùi, không màu. Màu và mùi xuất hiện thường liên quan với sự có mặt của các hợp chất chứa nitơ, lưu huỳnh và ôxy, ngay cả khi hàm lượng của chúng chỉ có ở dạng vết.

Khử lưu huỳnh bằng hydro là quá trình tách lưu huỳnh và nitơ ra khỏi dầu. Các hợp chất lưu huỳnh hữu cơ bị phân hủy thành hydrosulfua và hydrocacbon theo sơ đồ dưới đây :



Để tẩy sạch hợp phần mỡ có thể sử dụng các kiềm và axit mạnh. Nếu xử lý hợp phần mỡ bôi trơn bằng axit sulfuric thì có thể làm nó trở nên hoàn toàn không màu, không mùi, tất nhiên là phải làm sao cho phản ứng không đi quá xa. Bằng cách này người ta điều chế mỡ sáng màu hay nuiol.

f) Cặn dầu: nhựa, nhựa đường và parafin cứng. Cặn dầu là hợp phần phức tạp và ít được nghiên cứu nhất. Thành phần chính của hợp phần này là một số mỡ nhựa, nhựa đường và parafin cứng rất nặng với khối lượng phân tử cao. Trong cặn thường chứa parafin cứng hai lần ít hơn so với trong hợp phần mỡ bôi trơn. Xử lý cặn dầu bằng propan lỏng ở nhiệt độ không lớn hơn 21°C sẽ dẫn tới tách nhựa và asphalt. Tiếp tục xử lý hợp phần này bằng n-pentan, nó hòa tan nhựa và còn lại asphalt như sơ đồ dưới đây.



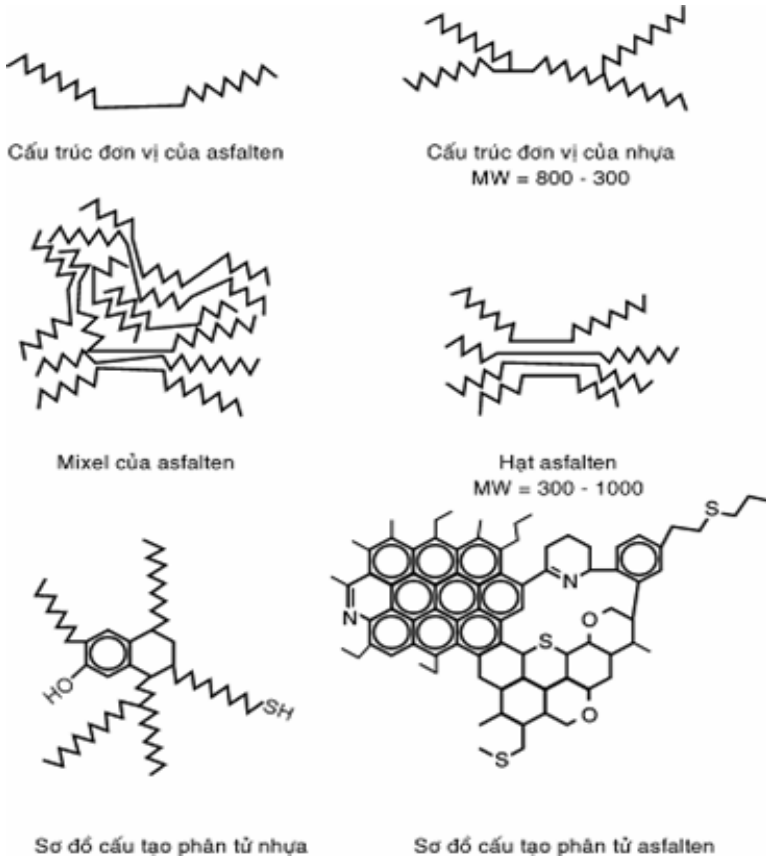
Hình 2.3: Sơ đồ tách asphalt

Nhựa đường là chất vô định hình trạng thái rắn có màu từ nâu sẫm tới đen. Nhựa có thể có sắc màu khác nhau: từ sáng màu tới tối màu phụ thuộc vào độ nhớt hoặc vật chất rắn vô định hình. Người ta thu được chúng sau khi tách parafin rắn và mỡ hydrocacbon bằng cách hòa tan trong propan lỏng. Về khối lượng, nhựa thường chiếm ưu thế hơn so với asfalten, mặc dù tương quan giữa chúng giao động nhiều. Trong thành phần nhựa và nhựa đường có gần một nửa là nitơ và lưu huỳnh có trong dầu. Phần lớn những nguyên tố này liên quan tới các thành tạo phân tử không đồng nhất – ngưng tụ có chứa những vòng naften và hydrocacbon thơm. Trong dãy mỡ – nhựa – asfalten quan sát thấy sự gia tăng khối lượng phân tử, mức độ thơm cũng như hàm lượng các hợp chất chứa nitơ, lưu huỳnh và ôxy.

Mỡ không màu có mức độ parafin cao nhất. Mỡ sẫm màu và nhựa có mức độ parafin và mức độ thơm gần nhau. Asfalten thuộc các hợp chất thơm nhiều nhất. Cũng theo trật tự này tỷ lệ $(N+S+O)/C$ tăng ngoại trừ hợp phần nhựa và asfalten : trong 3 mẫu đã xác định được sự suy giảm giá trị tỷ lệ $(N+S+O)/C$ trong asfalten so với nhựa. Nhựa tạo thành hợp phần với hàm lượng hợp chất oxy cao, như các acid, trong asfalten tập trung chủ yếu hàm lượng chất lưu huỳnh.

Mô hình cấu trúc của nhựa và asfalten được xây dựng trên cơ sở các nghiên cứu tổng hợp bằng những phương pháp từ – hạt nhân và rơn ghen. Trên hình 2.4 nêu các dạng cấu trúc khác nhau qua kết quả phững phân tích nói trên. Trong phân tử asfalten chứa từ 10 tới 20 vòng thơm và naften ngưng tụ với nhánh paraffin, naften bên cạnh. Thuộc nhóm này còn có các chuỗi dài n-paraffin. Theo thứ tự: mỡ sáng màu – mỡ tối màu – nhựa – asphalten. Kích thước các hạt asphalten tăng và tương ứng là khối lượng phân tử tăng.

Cặn asphalt được ứng dụng chủ yếu để sản xuất các hỗn hợp được sử dụng như nhiên liệu cũng như trong xây dựng đường xá. Asphalt được ứng dụng như vật liệu kết dính, như chất phụ gia, vật liệu cách nước và keo xây dựng..



Hình 2.4: Cấu trúc nhựa và asfalt

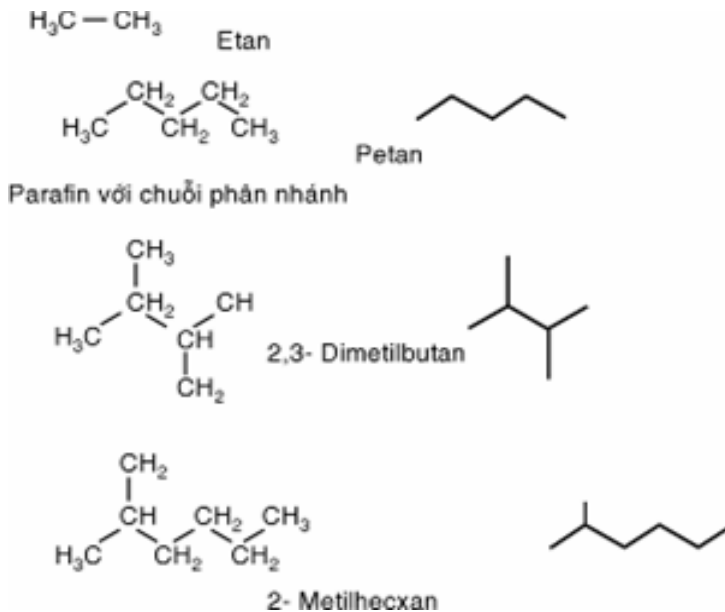
MW- Khối lượng phân tử. Nhựa chứa cấu trúc ngưng tụ đa chu kỳ ít hơn so với paraffin

Lưu ý tới vùng mở trong cấu trúc asfalten. Tại đây tạo thành tổ hợp asfalten với kim loại nặng V và Ni

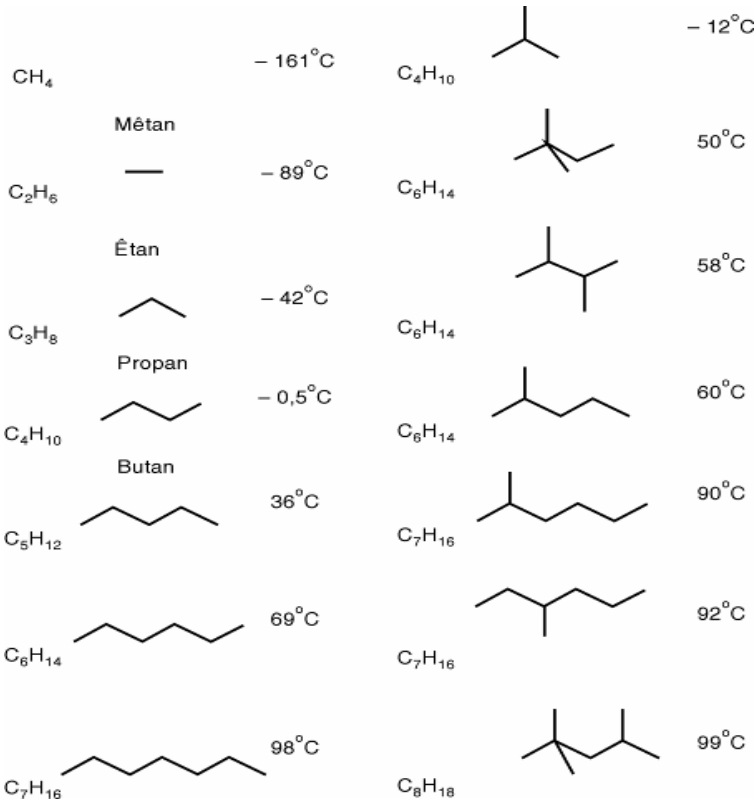
2- Thành phần nhóm hydrocarbon của dầu trong tự nhiên

Những dạng phân tử cấu trúc khác nhau của hydrocarbon được gọi như sau: alkan – hợp chất với chuỗi mở và mỗi liên kết đơn giản giữa các nguyên tử carbon; cycloalkan (naften) – các vòng alkan; alken – hydrocarbon với một hoặc hai mối liên kết đôi giữa những nguyên tử carbon; và cuối cùng là aren – hydrocarbon với một hay vài vòng benzen. Đối với phần lớn các nhà địa chất dầu khí các thuật ngữ khác cũng rất thông dụng: parafin thay cho alkan; naften hay cyclan (hay còn gọi là cycloparafin) thay cho cycloalkan; olefin thay cho alken và hydrocarbon thơm thay cho aren.

a) **Parafin** C_nH_{2n+2} (*Alkan*). Sau naften, các hydrocacbon dạng parafin chiếm vị trí thứ hai về ý nghĩa trong số các hợp phần của dầu. Parafin chiếm chủ yếu trong phần bezin của dầu và trong các vỉa phân bố ở độ sâu lớn, nhất là ở những bồn tự nhiên có tuổi cổ. Đối với nhóm này, người ta còn sử dụng các thuật ngữ như *hydrocacbon alifatic* hay *hydrocacbon bão hòa*. Parafin với chuỗi không phân nhánh, như ví dụ trên hình 2.5, được gọi là *parafin mạch thẳng* hay *n-parafin*. Parafin mạch thẳng có một dãy đồng đẳng. Trong hóa hữu cơ dãy đồng hình là dãy hợp chất mà trong đó, mỗi thành viên trước đó khác với thành viên kế tiếp một giá trị không đổi. n - parafin ở phần bên trái hình 2.6 tạo nên một dãy đồng đẳng vì mỗi hydrocacbon khác với thành viên sau đó một nguyên tử carbon và hai nguyên tử hydro trong thành phần chuỗi. Các thành viên của dãy được gọi là chất đồng đẳng. Parafin mạch thẳng chỉ có các hydrocacbon với chuỗi thẳng không phân nhánh. Trong dầu chúng thường có số lượng rất hạn chế – thường nhỏ hơn 60 ($n = 1-60$). Điều này cho phép phân tích nó dễ dàng hơn so với các hợp chất khác của dầu. Các dạng chất khác có hàng trăm phân tử, bởi vậy đồng nhất hóa chúng khó hơn rất nhiều.



Hình 2.5: Các công thức n-alkan mạch thẳng và phân nhánh



Hình 2.6: Công thức cấu trúc của một số HC dầu khí mạch thẳng và phân nhánh. Phần dưới là công thức của izooctan tiêu chuẩn để xác định chỉ số ôctan của nhiên liệu dùng cho các động cơ chạy xăng.

Từ *parafin* xuất phát từ tiếng La tinh *parum affinis*, có nghĩa là «ái lực yếu». Parafin thường tương đối trơ trong phản ứng với axit, kiềm hay chất oxy hóa mạnh. Ví dụ, người ta sử dụng axit sulfuric để tẩy sạch parafin khỏi hỗn hợp hydrocarbon các dạng khác để có thể ứng dụng chúng trong y tế và để chế tạo bao bì cho thực phẩm. Thực vật bắt đầu tổng hợp parafin ngay ở những giai đoạn sớm trong lịch sử địa chất khi tạo ra quanh vỏ hạt, lá và các bộ phận khác để đảm bảo bảo vệ chúng khỏi bị phân hủy. Trong quá trình diagenesis và katagenesis trầm tích phần lớn vật liệu hữu cơ ban đầu thay đổi hay bị phân hủy, tuy nhiên các màng parafin vẫn được bảo tồn cho tới khi đá rơi vào đới biến chất nhiệt độ cao. Để làm giảm tối đa sự mất nước thực vật phát triển ở vùng sa mạc khô hạn thường tạo cho mình một lớp phủ sáp cứng đặc biệt. Do vậy, trong

rất nhiều trầm tích cổ hình thành ở đới sa mạc thường bảo tồn chủ yếu hydrocacbon parafin.

N-Alkan thường có hàm lượng từ 15 ÷ 25% ít khi đạt được 35%. N – Alkan (n–parafin) kết tinh ở nhiệt độ thấp. ($T^0 < \text{nhiệt độ nóng chảy khoảng } 38 \div 52^{\circ}\text{C}$). Trong n–alkan thường chứa nhiều n–heptane có hàm lượng 4.4%. Khi VLHC nằm ở giai đoạn catagenez thường có xu hướng tăng lượng n–alkan nhưng khi bị vi khuẩn tấn công thì chúng cũng nhanh chóng bị vi khuẩn tiêu thụ (bị tiêu thụ trước tiên so với các loại HC khác)

Ngoài parafin với mạch thẳng còn có parafin với chuỗi phân nhánh (H.2.6). Nếu trong thành phần dầu gặp khoảng 60 cấu trúc parafin với mạch thẳng, thì theo lý thuyết như đã nêu ở bảng 2.5, có thể tồn tại hơn một triệu cấu trúc parafin phân nhánh. Trong bảng này có đưa ra số lượng chất đồng phân có thể có đặc trưng cho số lượng nguyên tử carbon giống nhau trong chuỗi song có chuỗi biên ở các nguyên tử carbon khác nhau. Tất cả chúng đều có công thức C_nH_{2n+2} . Các hợp chất có cùng công thức phân tử gọi là chất đồng phân.

Iso–alkan thường dao động từ C_{10} đến C_{25} , phổ biến nhất là đoạn từ $C_6 \div C_8$. Trong dầu, iso-alkan chiếm tới $\approx 1\%$.

Khi đứt vỡ (cracking) các phân tử lớn của iso–alkan thường cho các n–iso, anteizoalkan và hỗn hợp aromatic. Các iso–alkan thuộc loại VLHC không bền hoặc paralic (cửa sông, vùng vịnh). Chúng dễ bị vi khuẩn tấn công.

Bảng 2.5: Số lượng có thể các chất đồng phân của hydrocacbon dãy parafin

Hydrocacbon	Số lượng chất đồng phân	Hydrocacbon	Số lượng chất đồng phân
C_1, C_2, C_3	1 trong mỗi trường hợp	C_{10}	75
C_4	2	C_{11}	159
C_5	3	C_{12}	355
C_6	5	C_{13}	802
C_7	9	C_{15}	4.347
C_8	18	C_{18}	60.523
C_9	35	C_{25}	36.797.588

Hiện nay trong dầu đã định phân được khoảng 600 loại hydrocacbon. Viện dầu Mỹ đã công bố công trình nghiên cứu hợp phần hydrocacbon dầu của F.D. Rossini (1960) và B.J. Mer (1967). Bắt đầu từ năm 1967, từ dầu ở mỏ Ponk City đã tách được 295 hydrocacbon riêng lẻ, chúng chiếm gần 60% toàn bộ dầu. Phần còn lại 40%, không nghi ngờ, bao gồm hàng nghìn hợp chất, rất nhiều trong số đó sẽ không khi nào được định phân.

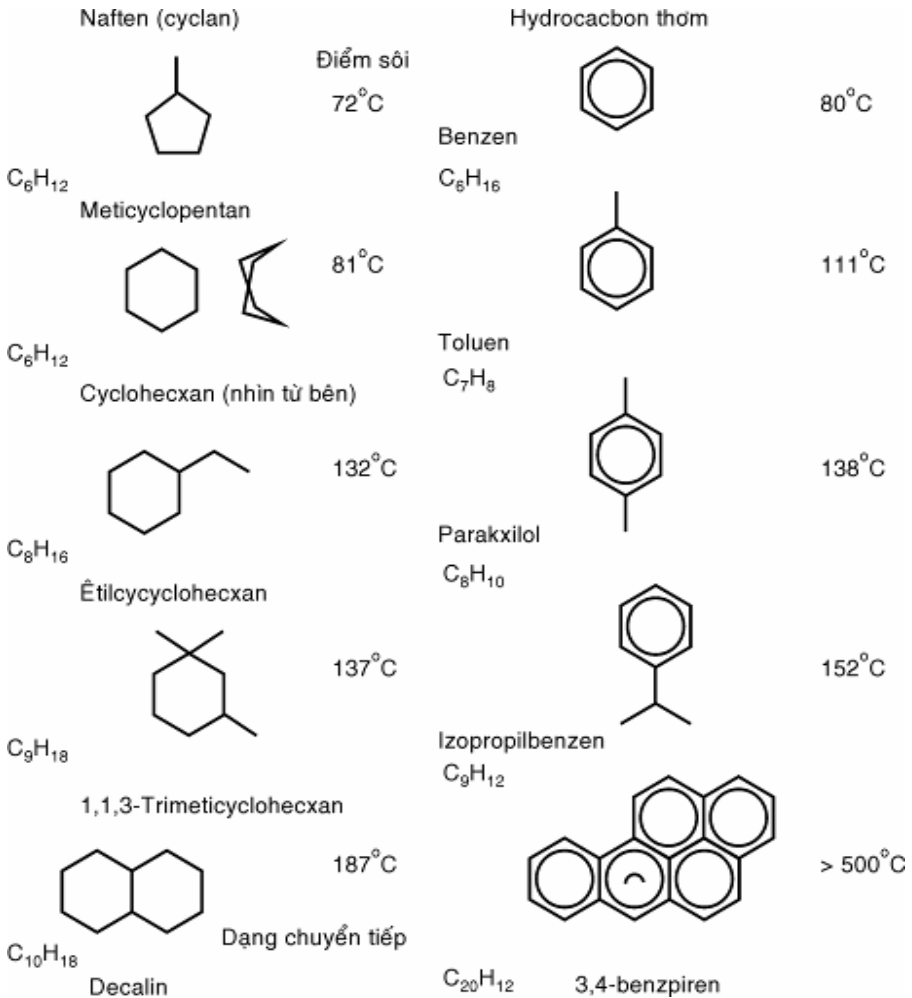
Trong số các n-parafin được thực vật tổng hợp được chia ra n-parafin (n-alkan) và 2- hay 3-metilizomer. 2-metilalkan đôi khi được gọi là izoalkan, còn 3-metilalkan – *anteizoalkan*. Cấu tạo một số hợp chất dạng này nêu ở góc dưới bên phải hình 2.6.

Mối liên kết hóa trị của nguyên tử carbon trong các hydrocacbon n-parafin thường phân bố thành một góc $109,5^\circ$. Nó tương ứng với góc giữa của liên kết C-H trong phân tử metan.

b) Naften (*hay cyclan*), C_nH_{2n} . Cyclan thành tạo khi liên kết các nguyên tử carbon thành vòng là một dạng cấu trúc phân tử rất phổ biến trong dầu. Vòng naften (H.2.7) thường chứa 5 hay 6 nguyên tử carbon, do vậy góc liên kết giữa các nguyên tử carbon trong những vòng này đạt gần $109,5^\circ$. Trong vòng thứ năm của xiclopentan, góc của mối liên kết này gần đạt 108° . Các nguyên tử carbon nằm trên cùng mặt phẳng, còn trong vòng không có ứng suất. Nếu vòng thứ sáu của xiclohexan hoàn toàn phân bố trên một mặt phẳng thì góc giữa hóa trị là 120° . Ở đây, để không có ứng suất thì vòng xiclohexan thực tế có cấu hình của nếp uốn. Về lý thuyết, có thể sự thành tạo vòng với số nguyên tử carbon lớn hơn sáu làm vòng còn vênh hơn. Thực tế, trong dầu đã ghi nhận được một số xicloheptan C_7H_{14} . Tuy nhiên, cho tới nay vẫn không gặp vòng dưới C_5 và hơn C_7 . Trong các cơ thể sống, một vài cấu trúc vòng ngoài giới hạn này cũng tồn tại, tuy nhiên, trong dầu vẫn chưa phát hiện được chúng.

Trong thành phần dầu có khi tới gần 50% là naften, thêm nữa, hàm lượng chúng tăng trong các phần nặng hơn và giảm trong các phần nhẹ. Đối với những phần nặng hơn thường đặc trưng bởi xu hướng kết hợp naften thành các thành tạo đa vòng; chúng là nhóm vòng mà trong đó hai hay hơn số nguyên tử carbon là chung cho các vòng bên cạnh. Trên hình 2.8 đưa ra ví dụ về cấu trúc của delikan.

Naften phổ biến nhất là metilxiclopentan và metilxiclohexan, chúng chiếm 2% hay hơn trong thành phần trung bình của dầu.



Hình 2.7: Công thức cấu trúc cyclan (naften) và hydrocacbon thơm (aromat) trong dầu. Tất cả các vòng sáu có dạng cong. Cyclohexan có dạng giống chiếc thuyền có phao cân bằng

Naften (cycloalkan hay còn gọi là cyclan) bao gồm phần lớn các phân tử dưới C_{10} . Trong đó, hàm lượng tricycloalkan thường chiếm tới 20% tổng hàm lượng naften.

Các naften phong phú trong dầu trẻ hoặc dầu sinh ra ở mức biến chất thấp, rất phong phú nhựa, asphalten và các hợp chất

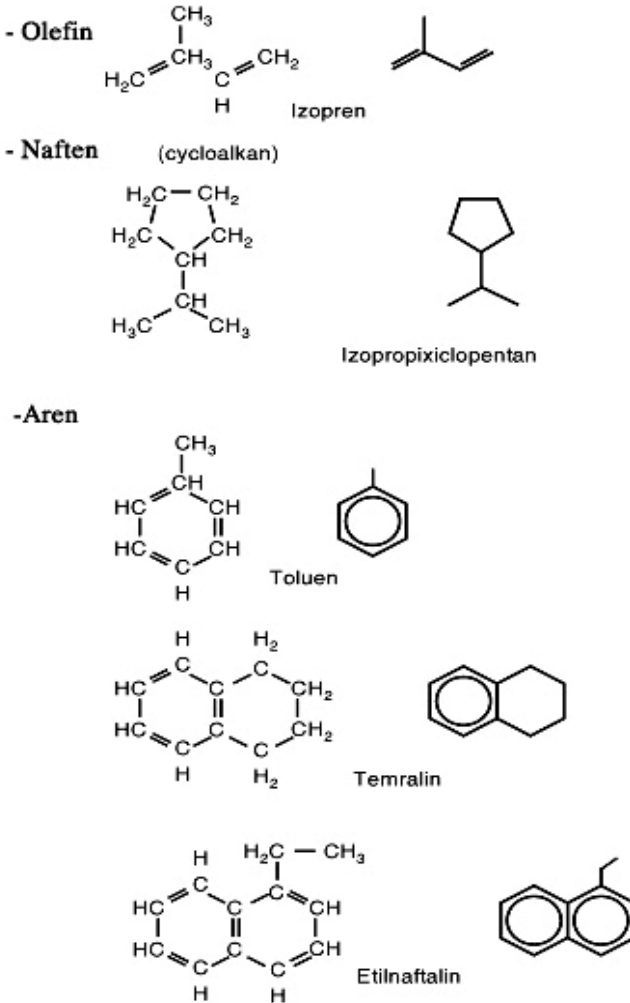
aromat đa chuỗi.

Naften và parafin thường được gọi là hydrocacbon bão hòa bởi tất cả các liên kết carbon đã bão hòa hydro. Nếu tách được một phần hydro khỏi phân tử parafin thì sẽ xuất hiện một, hai hay ba mối liên kết kép phụ thuộc vào số nguyên tử hydro bị tách ra: hai, bốn hay sáu nguyên tử. Khi naften mất hydro sẽ xuất hiện xicloolefin hay hydrocacbon thơm. Trong những năm đại chiến thế giới thứ hai, người ta đã tinh cất metilxiclohexan và sau đó tách một nửa số thu nhận được toluol – vật liệu ban đầu để chế thuốc nổ trinitrotoluol (TNT).

c) Aromat (thơm) (aren) C_nH_{2n-x} (x có thể là 6, 12, 16, 18, 20, 24, 28, 30 và 36). Tên gọi của hydrocacbon thơm xuất hiện khi lần đầu tiên từ dầu thơm tự nhiên người ta tách được các hợp chất bay mùi dễ chịu, ví dụ ximol. Thêm nữa, phần lớn hydrocacbon ở dạng nguyên chất có mùi rất nhẹ. Mùi nặng đặc trưng cho dầu gây nên bởi các hợp chất phi hydrocacbon. Tất cả hydrocacbon thơm chứa trong cấu trúc ít nhất một vòng benzol. Đây là vòng phẳng (phần trên hình 2.8) với 6 nguyên tử carbon mà trong đó mỗi liên kết thứ tư của mỗi nguyên tử carbon được chia đều cho tất cả các vòng. Để đơn giản, vòng như vậy được biểu diễn với vòng tròn bên trong. Điều này có nghĩa là các điện tử không theo cặp của mỗi liên kết thứ tư luân dịch chuyển giữa tất cả các nguyên tử carbon trong vòng. Hydrocacbon thơm là chất chưa bão hòa, nghĩa là nó có khả năng tham gia phản ứng với hydro hay các nguyên tố khác và kết hợp chúng vào vòng. Hàm lượng hydrocacbon thơm trong dầu ít khi vượt 15%, Chúng có xu hướng tích lũy trong các hợp phần nặng của dầu như nhớt, mỡ bôi trơn và cặn dầu, nơi nồng độ của chúng có thể vượt 50%. Hydrocacbon aromatic phổ biến nhất trong dầu là toluen (H.2.8) và metakxilen. Hydrocacbon thơm có chỉ số octan cao nhất, bởi vậy chúng là hợp phần quý giá trong các hỗn hợp benzin. Tuy nhiên, trong mỡ bôi trơn tốt nhất là không có mặt chúng bởi độ nhớt của chúng thay đổi phụ thuộc vào nhiệt độ nhiều hơn so với những hydrocacbon khác.

Hỗn hợp aromatic bao gồm các cấu trúc phân tử: benzen (1 vòng); naftalin (2 vòng); fenantren, antracen (3 vòng); pyren, benzantracen và chrizen (4 vòng). Phần lớn chúng được sinh ra từ

VLHC thực vật, đặc biệt thực vật bậc cao.



Hình 2.8: Các công thức của olefin, naften và tri-oven

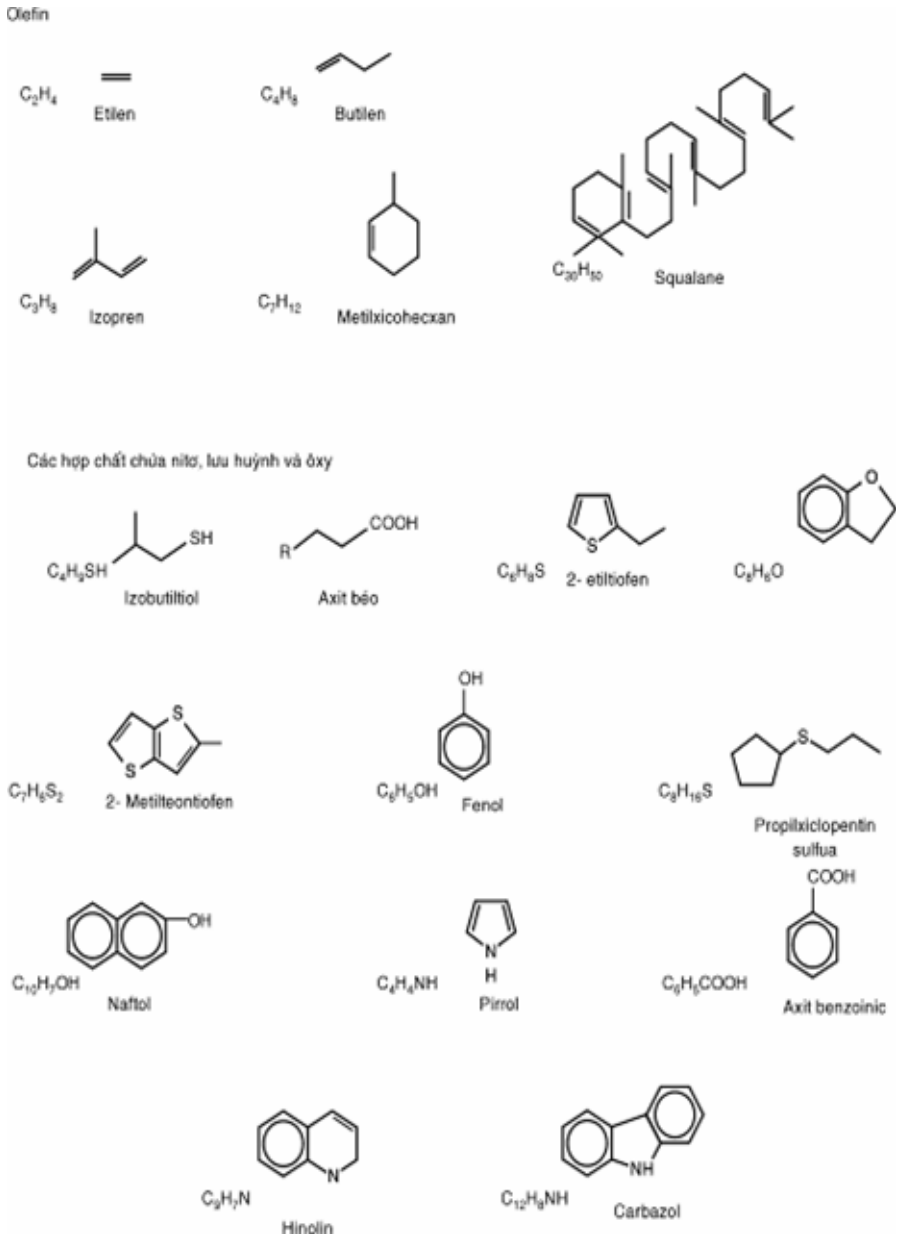
Số lượng các hydrocarbon đa vòng (với các vòng bị ngưng tụ) tăng theo thứ tự: nhớt – mỡ bôi trơn – cặn dầu. MacKey và Leitam đã phát hiện được rằng trong hợp phần của dầu thuộc mỏ Ricluz, bang Wyoming sôi ở khoảng nhiệt độ 335÷530°C chứa những cấu trúc với 6-8 vòng, còn trong những hợp phần sôi ở nhiệt độ cao hơn, rõ ràng sẽ tồn tại những phức hệ phức tạp hơn với những cấu trúc ngưng tụ. Có lẽ rằng, những phân tử đa vòng của hợp phần cặn dầu về kích thước và số lượng vòng tạo thành một dãy liên tục, gần với những đặc trưng của các asfalten (H.2.9).

Hydrocacbon thơm đa vòng gặp trong tự nhiên đã được nghiên cứu rất tích cực bởi một vài loại trong chúng, như 3,4-benzopiren, 3,4-benzofenantren và 1,2,3,4-dibenzofenantren, là những kanxerogen mạnh. Ngoài ra, người ta tìm thấy chúng trong nhựa than và dầu, chúng thường được tách ra khi đốt cháy phần lớn vật liệu hữu cơ. Khối lượng benzopiren trong khói khi than cháy đạt 300mg/kg, trong dầu – từ 0,5 tới 2 mg/kg, trong không khí ô nhiễm của thành phố – 100 $\mu\text{cg}/1000\text{m}^3$, trong khói 100 điếu thuốc – từ 10 tới 15 μcg , còn trong thịt nướng – từ 2 tới 10 $\mu\text{cg}/\text{kg}$. Hầu như tất cả thực phẩm chiên, nướng, kể cả thịt nướng trên than, chứa kanxerogen tương tự như benzopiren.

d) Olefin $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$ (Bicyclic naften hay alken). Hai hay nhiều nguyên tử carbon trong thành phần hydrocacbon olefin có mối liên kết kép như đã nêu ở hình 2.9. Do vậy nó có khả năng phản ứng mạnh hơn so với các dạng hydrocacbon khác. Các olefin kém bền vững hơn nhiều so với hydrocacbon thơm dù chúng cũng thuộc nhóm hợp chất chưa bão hòa. Khi không có mặt hydro hay những nguyên tố có khả năng tương tác với hydrocacbon chưa bão hòa, một vài olefin tham gia phản ứng với nhau để tạo thành các polimer cao phân tử.

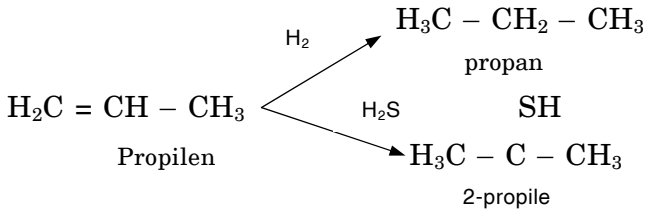
Nhiều hydrocacbon được thành tạo trong thực vật và động vật là các olefin. Etilen C_2H_4 – loại khí chính thoát ra khi rau quả chín. Táo, lê, cà chua đều thải ra etilen trong giai đoạn chín tới. Hiện nay, etilen được sử dụng để kiểm soát mức độ chín của chuối khi cần đưa chúng ra thị trường.

Dầu thực vật và mỡ cá khác biệt nhau bởi hàm lượng olefin cao. Mỡ cá, như người ta nghĩ, đóng vai trò có ích trong cơ thể người khi kiểm soát sự tích lũy chất béo trong động mạch. Dầu lạc, dầu gan cá và dầu hạt lúa mạch chứa vài loại hydrocacbon olefin. Thuộc nhóm olefin còn có squalane – một sản phẩm trung gian của quá trình tổng hợp sinh học cholesterin, một chất vẫn thường gặp ở mô tế bào cơ thể người. Vitamin A và nhiều sắc tố, ví dụ màu vàng của cà rốt, màu đỏ của cà chua, cũng là những olefin.



Hình 2.9: Các công thức cấu trúc của hydrocacbon olefin và hợp chất (N, S, O-) dị nguyên tố & Squalane – Tiền thân của các sterol cấu tạo từ 6 đơn vị izopren. Các hợp chất hetero phân chuỗi – các thành tạo có trong vòng N, S hay O. Chúng là những hợp phần thông thường của cặn dầu

Olefin không phát hiện được ở trong dầu bởi ngay khi còn trong trầm tích chúng đã bị khử bởi hydro thành parafin hoặc bởi hydrosulfua thành tiol như hai phản ứng sau:



Izopren thuộc nhóm diolefin phải được xem như một trong những cấu trúc quan trọng nhất trong tự nhiên (H.3.16). Nó đã là xuất hiện đầu tiên ở những cơ thể quang hợp gần $3,3 \times 10^9$ năm trước. Khối này đối với nhiều cấu trúc hydrocacbon trong cơ thể sống chính là cấu trúc cơ sở. Terpen, cao su, rất nhiều sắc tố, vitamin A và sterol cũng thuộc nhóm này. Izopren là tiền thân của dầu efir của hoa trái, hạt và lá. Trong các cấu trúc sinh vật có tham gia vào sự hình thành hydrocacbon trầm tích hiện đại, chính izopren là quan trọng nhất.

Mặc dù olefin là hydrocacbon của cơ thể sống phổ biến nhất, nhưng trong dầu chúng cũng chỉ gặp được dưới dạng vết bởi chúng nhanh chóng bị khử hay polime hóa để thành tạo alkan ngay ở giai đoạn diagenes sớm. Olefin được điều chế khi chưng cất dầu, chúng là những sản phẩm chính ban đầu trong hóa dầu.

Ngoài ra còn các nhóm tricyclic, policyclic cyclan ($\text{C}_n\text{H}_{2n-4}$) thuộc nhóm naften. Loại này chiếm tỉ lệ không đáng kể trong dầu vì cấu trúc đói hydrogen nên không bền và nhạy cảm, bởi vậy dễ chuyển thành monocyclic naften hay nhóm alkan khi có bổ sung lượng hydrogen hoặc lại đứt vỡ và chuyển thành aromatic khi không có nguồn hydro.

e) Hợp chất naften-aromatic hay còn gọi là mạch ghép (H2.10). Đó là các hỗn hợp HC sôi ở nhiệt độ cao. Chúng thường mang 1 hay vài vòng aromat gắn kết với các vòng hay các mạch naften. Thông thường các cấu trúc đạt tới 5 vòng. Hợp chất này sinh ra từ VLHC hỗn hợp, ít khi chiếm tới 10%, thông thường sôi ở $T^0 > 210^\circ\text{C}$.

f) Các hợp chất chứa nitơ, lưu huỳnh và ôxy (hợp phần của asphalt). Nhóm thứ năm của các hợp chất với cấu trúc phân tử gần

giống là các hợp chất phi hydrocacbon. Đây là những hợp chất mà trong phân tử của chúng có chứa các nguyên tử nitơ, lưu huỳnh và ôxy. Mặc dù những nguyên tố kể trên có khối lượng không lớn song ý nghĩa của chúng trong các hợp phần phi hydrocacbon rất lớn bởi chúng tham gia vào cấu trúc của rất nhiều phân tử. *Vi dụ:* nếu như asphalt cấu tạo từ một hợp chất duy nhất ứng với công thức $C_{30}H_{60}S$ thì trong đó tới 80% khối lượng là carbon, 13% - hydro và 7% là lưu huỳnh. Khi đó trong nó sẽ không có lấy một hydrocacbon. Các hợp phần phi hydrocacbon chiếm số phần trăm khá cao trong phần lớn cặn dầu.

Các hỗn hợp chứa lưu huỳnh có công thức chung là R-SH (R – gốc hydrocacbon, SH tương tự nhóm cồn hay là HSC_nH_{2n-1}), $R_1 - S - R_2$ hay là $R_1 - S - S - R_2$)...

Các hợp chất phi hydrocacbon với khối lượng không lớn gặp trong các hợp phần ứng với toàn bộ khoảng nhiệt độ sôi của dầu. Một số ví dụ được nêu ở hình 2.9. Những hợp chất lưu huỳnh gồm các mercaptantiol, sulfid, disulfid, tiofen, indol, piridin, hinolin và carbazol. Các hợp chất chứa S thường chiếm tới 0.65÷1.0%, rất ít khi lớn hơn 1%. Hợp chất chứa S đơn không nhất thiết ở trong dầu nặng. Không những S thường có trong mối gắn kết với O, N mà còn thường xuyên xuất hiện trong dầu nặng.

Tiol (mercaptan) là hỗn hợp hydrogen và lưu huỳnh sau khi bị thay 1 nguyên tử hydrogen bằng các gốc alkyl hay là cyclo-alkyl.

Sulfid là hỗn hợp hydrogen và lưu huỳnh do kết quả thay thế 2 nguyên tử hydrogen bằng nhóm alkyl. Tuy nhiên hàm lượng không đáng kể.

Disulfid cũng giống như hợp chất sulfid nhưng chỉ khác là có cầu nối bằng 2 nguyên tử S^{-2} (ví dụ từ ditiabutan tới ditiahexan).

Tiofen là cấu trúc vòng 5 thành phần bão hòa tức là chứa một nguyên tử S với 4 nguyên tử Carbon

Benzotiofen / dibenzotriofen thường giảm khi tăng mức độ biến chất của VLHC (dầu). Lượng Tiofen thường phổ biến trong loại dầu có hàm lượng aromat tăng cao và lượng nhựa cũng như asphalten tăng cao.

Trong các hợp chất chứa ôxy chủ yếu là những acid đặc trưng

bởi chuỗi thẳng và cấu tạo theo chu kỳ. Ngoài ra, các hợp chất chứa ôxy bao gồm fenol, keton, các efir khác. Các axit có công thức chung RCOOH hay là $\text{C}_n\text{H}_{2n-1}\text{COOH}$. Một vài loại được nêu trong hình 2.9, với R là ký hiệu cho chuỗi parafin thẳng hay phân nhánh. Các acid carbon (axit alifatic với chuỗi thẳng hay theo chu kỳ) và fenol chiếm 3,5% dầu của mỏ Midway – Sanset ở Kalifornia, Zayfertu và Titeru đã xác định được là trong dầu này có tới 40 nhóm acid carbon, chúng gồm gần 200 hợp chất. Roll và những người khác cũng đã chia trong bốn loại dầu khác nhau với 13 nhóm hợp chất lưu huỳnh và chúng đã kết hợp thành 176 kiểu cấu trúc cá thể.

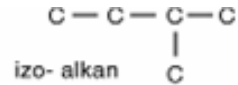
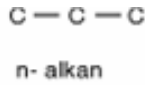
Các hợp chất chứa oxygen thường có trong các loại dầu trẻ hay sinh ra ở mức biến chất thấp. Trong các loại dầu asphalten, naften hay dầu naften–aromatic thường có các hỗn hợp chứa oxygen, đặc biệt trong acid-naftenic có hàm lượng oxygen thường đạt tới 330 ppm. Ngoài các acid hữu cơ chứa O_2 , còn có một số chất như keton, fenol và krezol cũng chứa oxygen.

Hợp chất chứa nitơ (N_2) thường không lớn (<1%) và càng giảm khi lún chìm sâu. Chúng thường có mặt ở các hợp phần cao phân tử và cặn nặng. Một phân tử carbon thường được thay thế bởi nitơ (NH_2 hay NH). Chúng dễ bị ôxy hóa khi gặp không khí.

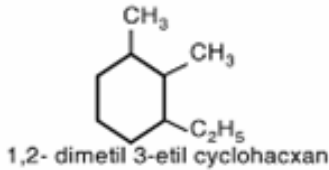
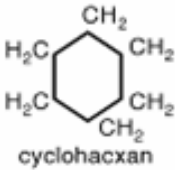
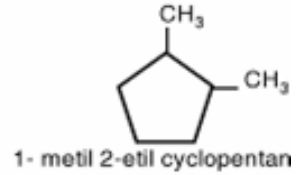
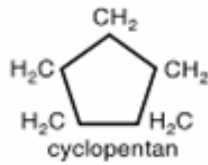
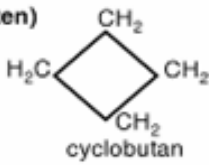
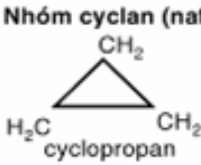
Hợp chất chứa N_2 có mặt trong cấu trúc aromat đa chuỗi. Các hỗn hợp thường gặp là pyridon, hinolin. Cấu trúc porfirin thường chứa 4 nhân là N và nằm giữa là một số kim loại như V, Ni, Mg v.v...

Những thành tạo trong các hợp phần dầu sôi ở nhiệt độ cao thường không nên xếp vào một kiểu cấu trúc nào đó trong số những cấu trúc đã nêu trên. Để tránh lầm lẫn, những hợp chất được coi là hydrocacbon thơm nếu nó chứa ít nhất một vòng hydrocacbon thơm, hay là naften – nếu trong cấu trúc của nó có mặt ít nhất một vòng cyclan. Cuối cùng, phải gọi là parafin nếu trong cấu trúc của nó vắng mặt vòng cyclan và aren. Những thành tạo là kết hợp của vòng hydrocacbon thơm (aren) với chuỗi hở parafin hay vòng cyclan cần phải gọi tương ứng là hợp chất alkil thơm hay cycloalkil thơm (mạch ghép). Tóm lại, các cấu trúc phân tử hydrocacbon điển hình được phản ánh trên hình 2.10.

1- Nhóm alkan (parafin)



2- Nhóm cyclan (naften)

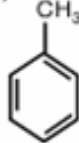


3- Nhóm aren (aromat)

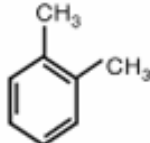
a- Mạch aren



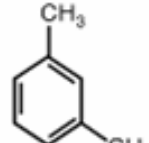
benzen



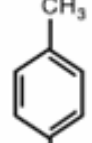
toluen
(metyl benzen)



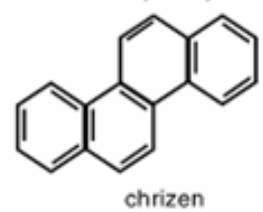
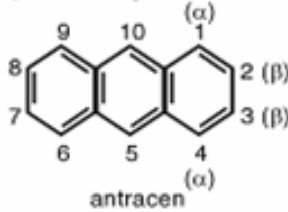
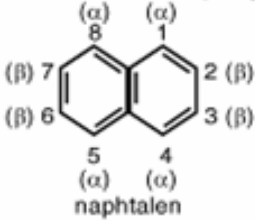
ortoxylen



metaxylen

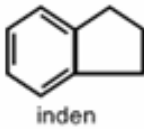


paraxylen

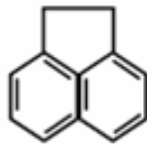


chrizen

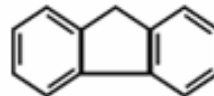
b- Mạch ghép (aren+cyclan)



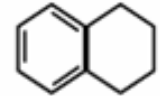
inden



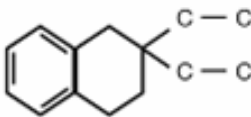
acenaften



flouren

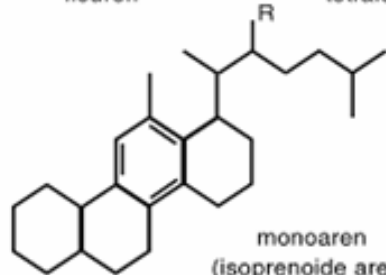


tetralen



polyaren

(2,2- dietil, 1,2,3,4 tetrahidronaftalen)



monoaren

(isoprenoide aren)

Hình 2.10: Các cấu trúc phân tử điển hình của hydrocacbon

Hỗn hợp cao phân tử là các hỗn hợp chứa cả ba dị nguyên tố (N, S, O) hay còn gọi là nhựa và asphalten. Hỗn hợp này là các cấu trúc phức tạp đa chuỗi aromat hay naften-aromat và là các cặn dầu sôi ở T^0 cao. Đặc điểm của hỗn hợp này là:

- Lưu huỳnh S thường nằm trong cấu trúc benzotiofen, có mối gắn kết efir, còn N trong cấu trúc hynolin.

- Các lớp aromat thường nằm chồng chéo lên nhau (gần như 5 lớp) tạo thành các nhóm hay bó tinh thể.

Vì vậy, để tách nhựa và asphalten kết tủa ra khỏi dầu thường dùng propan, sau đó dùng n-pentan (nC_5H_{12}) hay n-hexan (nC_6H_{14}) cho hòa tan là asphalten. Sau đó tách nhựa ra khỏi HC bằng sắc ký khí qua cột oxyt nhôm (Al_2O_3) hay oxyt nhôm-silic ($Al_2O_3 - SiO_2$). Tuy nhiên, nhựa không bền vững trong không khí và khi gặp ánh sáng thường chuyển sang asphalten. Hoặc gia nhiệt (cracking) nhựa sẽ bị phân hủy cho HC và asphalten.

g) Các hợp chất chứa kim loại

- Trong dầu thô thường chứa một số kim loại nặng điển hình như V và Ni với hàm lượng từ 1 ppm tới 1200 ppm cho V và 150 ppm cho Ni.

- Trong các loại dầu ít lưu huỳnh thường chứa nhiều Ni hơn là V

- Trong dầu nhiều lưu huỳnh thường chứa nhiều kim loại hơn trong dầu ít lưu huỳnh.

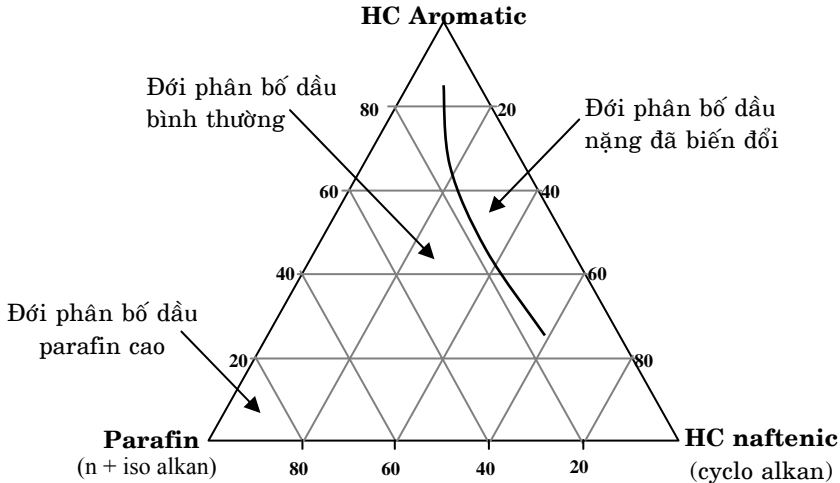
Các kim loại thường có trong nhựa và asphalten.

Trong dầu bị phân hủy sinh học chứa nhiều kim loại trong asphalten. Ngoài ra còn phát hiện thấy các kim loại khác như: Fe, Zn, Cu, Pb, Sn, Mo, Co, Mn, Cr và v.v.v...

Một số kim loại thường chứa trong porfirin (V, Ni, Mg, v.v.v.v.). Tuy nhiên, porfirin không bền ở nhiệt độ cao. Vì vậy ở một số loại dầu nhẹ, hoặc dầu ít hàm lượng nhựa asphalten thì chỉ thấy porfirin dưới dạng vết. Ngược lại, dầu trẻ hoặc sinh ra ở mức độ biến chất thấp hay từ VLHC nguồn gốc biển thường chứa nhiều asphalten và porfirin. Trong chúng thường chứa hàm lượng cao của các kim loại.

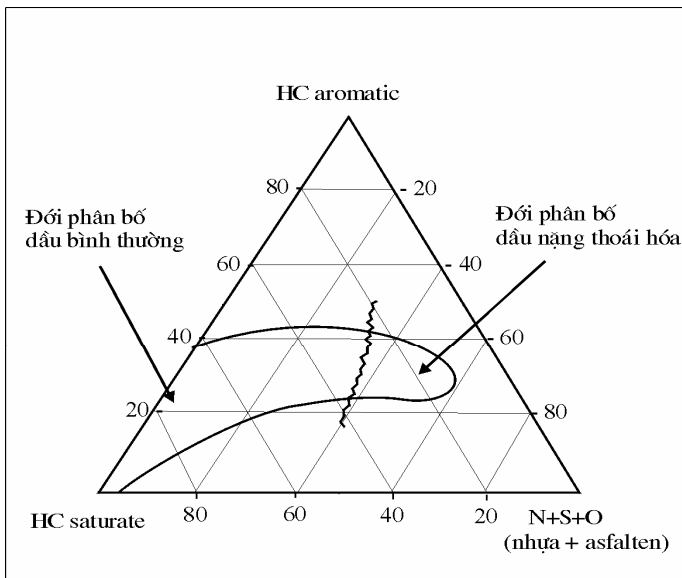
Như vậy, nếu phân loại đơn giản đối với các thành phần nhóm của dầu (không kể nhựa, asphalten) Welte D.H và Tissot B.D đề

ngộ sử dụng giản đồ tam giác sau :



Hình 2.11.1. Giản đồ xác định sơ bộ loại dầu theo thành phần nhóm HC (theo Tissot B.P. , Welte D.H. 1978)

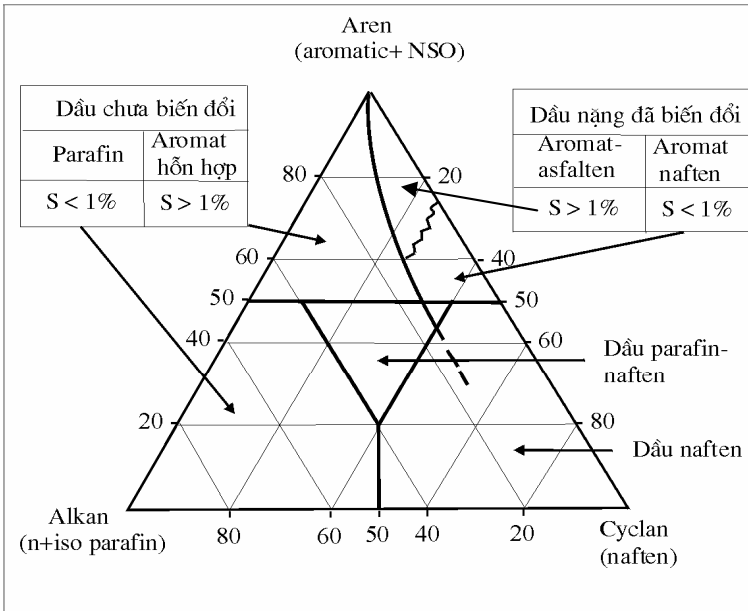
Nếu tính hàm lượng của các nguyên tố ONS thì sử dụng giản đồ H.2.11.2.



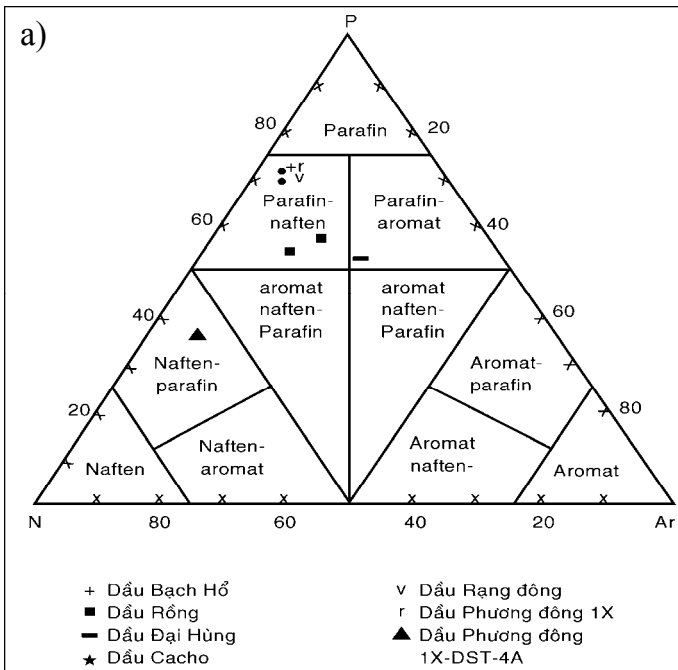
Hình 2.11.2. Giản đồ xác định sơ bộ loại dầu thô theo thành phần nhóm toàn phần (Theo Tissot B.P, Welte D.H , 1978)

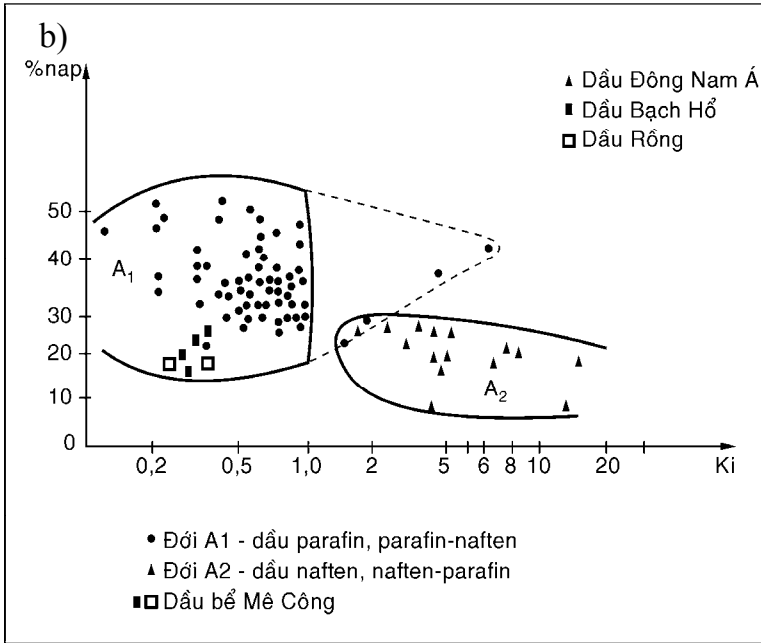
Ngoài ra, họ còn phân các loại dầu tính tới tất cả các cấu trúc

HC và hợp chất dị nguyên tố như sau: H.2.11.3.



Hình 2.11.3. Giản đồ xác định các loại dầu theo thành phần cấu trúc và hàm lượng dị nguyên tố (Theo Tissot B.P, Welte D.H , 1978)





Hình 2.11.4: Đồ thị phân loại dầu (a) và tương quan giữa hàm lượng parafin và hệ số $K_i = (iC_{19} + iC_{20}) / (nC_{17} + nC_{18})$, (b)

h) Phân loại dầu theo thành phần nhóm phân đoạn giữa (200 ÷ 430°C)

Petrov A.A. đã phân dầu thành bốn loại: A^1 , A^2 , B^2 và B^1 .

- Loại A^1 bao gồm loại hydrocarbon parafin (alkan), parafin – naftenic. Lượng alkan chiếm tới 40-70% và rất đặc trưng là hệ số $K_i < 1$.

$$K_i = \frac{iC_{19} + iC_{20}}{nC_{17} + nC_{18}} \left(\frac{pristan + phytan}{nC_{17} + nC_{18}} \right) < 1$$

- Loại A^2 là loại hydrocarbon parafin – naftenic và naftenic – parafinic. Lượng alkan chiếm tới 25-40% và $K_i > 1$.

- Loại B^2 là loại hydrocarbon naftenic – parafinic đặc biệt có hàm lượng naften tăng cao. Trong số hydrocarbon bão hòa thì cycloalkan (naften) chiếm tới 60-75% (chủ yếu là hydrocarbon phân nhánh). Vắng hoàn toàn các alkan thay thế được các cấu tử đơn.

- Loại B^1 thuộc loại hydrocarbon aromatic (aren), aromatic-naftenic. Thông thường loại B^1 chứa rất ít hydrocarbon nhẹ, vắng

hòn toàn alkan bão hòa, chỉ có một ít alkan phân nhánh ($h = 10\%$).

Trong thực tế có rất nhiều loại dầu nằm ở giữa hai loại A^1 và A^2 , hoặc giữa B^2 và B^1 . Vì vậy nên dựa vào thành phần của các loại hydrocacbon parafinic, naftenic, aromatic và sự phân bố của chúng trên đồ thị (H.2.11). Ta sẽ nhận được tên gọi chính xác: có thể là tên đơn, tên ghép đôi, thậm chí tên ghép ba tùy tương quan hàm lượng giữa chúng.

3- Tính chất vật lý của dầu trong tự nhiên

Những thành phần hóa học của dầu thô quyết định các tính chất vật lý của nó. Trong đó có một số tính chất quan sát và đo được dễ dàng và rất có ý nghĩa đối với các nhà địa chất và hầu hết những người sử dụng dầu ở những dạng khác dạng nhiên liệu động cơ xe. Những tính chất dễ nhận thấy là tỷ trọng, độ nhớt và màu sắc cùng tính phát quang.v.v.

Dầu là chất lỏng nhớt màu nâu sậm, màu đen, đôi khi hoàn toàn không màu, sờ vào cảm thấy nhờn. Dầu cấu tạo từ hỗn hợp các hợp chất hydrocacbon khác nhau. Trong tự nhiên, dầu rất đa dạng - từ lỏng tới đặc, dạng smol (nhựa).

a) Tính chất của dầu trong điều kiện chuẩn

** Tỷ trọng của dầu*

Tỷ trọng của dầu nằm trong khoảng từ 0,73 tới 1,0. Dầu parafin là dầu nhẹ, dầu asphalt phần lớn là dầu nặng. (Tỷ trọng dầu thường được ký hiệu bằng chữ cái Hy Lạp ρ). Tỷ trọng trước đây được biểu diễn bằng thang độ Beaume châu Âu đọc trực tiếp trên thiết bị đo độ mặn của nước; điều này có nghĩa là độ tăng lên khi mật độ giảm. "Tỷ trọng dầu cao" không có nghĩa là dầu nặng; nó có thang đọc cao và là dầu nhẹ. Giá trị Beaume cùng với mật độ được tiêu chuẩn hóa ở $15,6^\circ\text{C}$ (60°F) và có tương quan dưới đây

$$Be' = 140 / \rho - 130$$

Thang độ Beaume đã lâu được thay thế bằng thang độ của American Petroleum Institute, và được gọi là thang độ API. Tương quan giữa hai loại thang độ đó như sau

$$API = (1,010 71 \cdot Be') - 0,107 14$$

Tương quan với mật độ

$$API = 141,5/\rho - 131,5$$

Như vậy nước ở điều kiện nhiệt độ và áp suất tiêu chuẩn đạt 10°API.

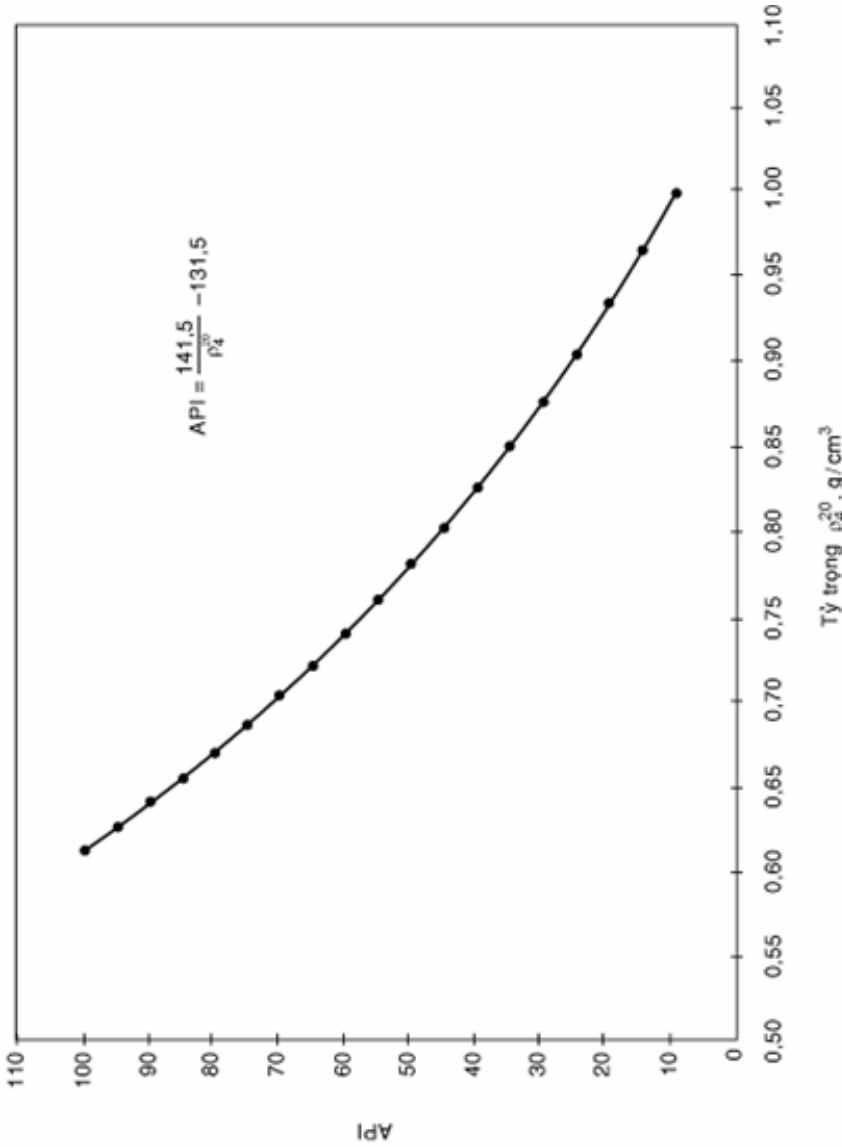
Tương quan giữa tỷ trọng API, mật độ tương đối và thang đo thể tích truyền thống trong công nghiệp dầu khí có thể thấy ở bảng dưới đây (H.2.12).

Tỷ trọng API	30	33	36	LPG
Mật độ (g/cm ³)	0,876	0,860	0,845	0,570
Thùng/tấn	7,31	7,45/	7,58	12+

Ở châu Âu và châu Á hay dùng đơn vị g/cm³ và tỷ trọng được ký hiệu là ρ . Theo đơn vị này dầu được phân loại như sau

- $\rho \leq 0,8 \text{ g/cm}^3$ - dầu thuộc loại rất nhẹ
- $\rho = 0,801 - 0,84 \text{ g/cm}^3$ - dầu nhẹ
- $\rho = 0,841 - 0,88 \text{ g/cm}^3$ - dầu trung bình
- $\rho = 0,881 - 0,92 \text{ g/cm}^3$ - dầu nặng
- $\rho > 0,92 \text{ g/cm}^3$ - dầu rất nặng

Châu Mỹ hay dùng đơn vị API. Dầu càng nặng, độ API càng thấp. Ngược lại, dầu càng nhẹ độ API càng cao (H.2.12)



Tỷ trọng ρ_4^{20} , g/cm ³	API (Mỹ)
0.611	100
0.625	95
0.639	90
0.654	85
0.669	80
0.685	75
0.702	70
0.720	65
0.739	60
0.759	55
0.780	50
0.8017	45
0.825	40
0.850	35
0.876	30
0.904	25
0.934	20
0.966	15
1.00	10

Hình 2.12: *Mối quan hệ giữa tỷ trọng và API*

Thông thường, dầu với tỷ trọng API cao hơn 30° được xem như là dầu nhẹ; nếu nằm trong khoảng 30° và 22° – trung bình; còn những dầu có giá trị này thấp hơn 22° là dầu nặng. Điều này không phải luôn luôn đúng. Ở những nước sản xuất với trữ lượng dầu thô nặng lớn, như Venezuela, dầu 20° API được xem như có tỷ trọng trung bình, dầu 26° API được xếp vào dầu nhẹ. Còn ở nơi dầu thô nhẹ dồi dào, như ở Trung Đông, dầu 27° có thể tương đương với dầu nặng. Giá trị trung bình trên toàn thế giới là khoảng $33,3^\circ$ API. Phần lớn dầu có giá trị khoảng 37° API tương ứng với mật độ tương đối 0,84. Dầu thô với giá trị tỷ trọng như vậy thường gặp ở Trung Đông, Nội lục các tỉnh Appalachian và Nội lục Mỹ, Alberta, Libya và Biển Bắc.

Dầu thô rất nhẹ khoảng 40° API tìm thấy khối lượng lớn ở Algeria, đông nam Australia và một số nơi ở Indonesian và bãi dầu Andean. Dầu thô rất nặng chiếm ưu thế ở California, Mexico, Venezuela và Sicily. Một vài loại dầu trong đá chứa Mioxen nứt nẻ ở bồn Santa Maria, California là dầu nặng hơn 6° API và chứa gần 8% sulfua. Dầu như vậy nằm ngoài khả năng công nghệ trừ phi pha loãng chúng. Dầu nặng hơn 10° API được gọi là dầu siêu nặng (extra-heavy). Dầu nặng hơn 12° API rất khó phân biệt nếu dựa vào tỷ trọng; độ nhớt cung cấp thêm công cụ thuận lợi. Tương tự, dầu nhẹ hơn 50° API không phải là “dầu” thực song đúng hơn là condensat hay sản phẩm chưng cất.

* Độ nhớt

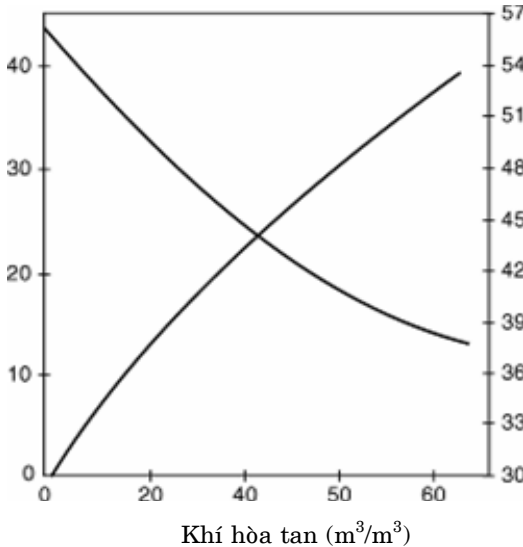
Tính chất này biểu hiện ở sức cản dịch chuyển của phần tử của dầu khi di động. (Độ nhớt được ký hiệu bằng chữ cái Hy Lạp η . Nó là chỉ số của ứng suất biến dạng trên thời gian; biến dạng trong chất lỏng không phải là hằng số song tỷ lệ với thời gian. Do vậy mà độ nhớt là một tính chất vật lý và nhờ nó mà chất lỏng (fluid) khác với chất rắn đàn hồi. Sau này có đề nghị cho rằng sức kháng tức thời, không phải là sức kháng tỷ lệ với thời gian, chỉ sự biến dạng bởi ứng suất đàn hồi và sức kháng này được gọi là độ cứng của vật rắn. Chất lỏng không có độ cứng.

Độ nhớt được xác định bởi tỷ số:

Lực x khoảng cách

Diện tích x tốc độ

Thứ nguyên của nó là MLT^{-1}/L^2LT^{-1} hay $ML^{-1}T^{-1}$. Đơn vị CGS của độ nhớt là *poise*, đơn vị này quá lớn để sử dụng trong thực tế của ngành công nghiệp dầu khí. Độ nhớt của dầu theo quy ước được đo bằng *centipoise*, 1cP (10^{-1} poise) tương ứng với độ nhớt của nước ở $20^{\circ}C$ ($68^{\circ}F$).



Hình 2.13: Hiệu quả của khí hòa tan đối với độ nhớt và tỷ trọng dầu thô (theo *oil Gas J.*, 13 January 1994)

Tuy nhiên, đơn vị CGS có nhược điểm cơ bản là đo lực làm cho chất lỏng (*fluid*) chuyển động với vận tốc riêng. Độ nhớt đôi khi theo quy ước được biểu diễn bằng thời gian (giây) cần để quả cầu thép lăn qua một khối lượng chuẩn của chất lỏng (*fluid*). Đơn vị đo như vậy gọi là *Saybolt universal second (SUS)*

$$SUS = \frac{\text{độ nhớt (cP)}}{\text{mật độ tương đối}} \times 4,635$$

Độ nhớt của dầu điển hình được đo bằng SUS ở SPT khoảng từ 1000 tới 50 hay nhỏ hơn. Trong hệ SI độ nhớt được biểu diễn bằng *millipascal.s (mPa.s)* (1cP tương đương 1 mPa.s).

Độ nhớt biến đổi trực tiếp cùng mật độ và vì lý do đó, độ nhớt của dầu là hàm số của chỉ số nguyên tử carbon và của tổng khối lượng khí hòa tan trong dầu. Vai trò của khí hòa tan đối với độ nhớt và tỷ trọng API của dầu thô được biểu diễn trên hình 2.13. Độ nhớt của dầu nhẹ khoảng 30mPa.s. Giá trị đặc trưng nằm trong khoảng

5,0 – 6,0 mPa.s, và tiếp sau là độ nhớt của dầu hỏa. Dầu asphalt nặng có độ nhớt đo được trong khoảng hàng nghìn mPa.s: khoảng 50.000 mPa.s đối với dầu Mioxen tại bãi Bolivar Coastal ở tây Venezuela, gần 100.000 mPa.s đối với dầu nặng ở Cold Lake, Alberta và hơn 10^6 mPa.s đối với dầu nặng - “cát thấm nhựa” ở Athabasca. Hydrocacbon có độ nhớt cao hơn 10.000 mPa.s hiện được gọi là *nhựa tự nhiên*.

Dầu có hàm lượng asphalt cao có thể rất nhớt khi bơm qua ống dẫn ngay cả trong khí hậu nóng, ví dụ như dầu thô Boscan lấy từ miền Tây Venezuela và một vài loại dầu thô California. Trong khí hậu lạnh của vùng nội địa Bắc Mỹ, những chất dẫn xuất đầu tiên từ cát nhựa hay đá phiến dầu tạo thành những dạng khối dẻo nhớt nằm ngay trên mặt đất.

Để chỉ thị cho độ nhớt của dầu thô, người ta thường dùng *điểm chảy (pour point)* - là nhiệt độ thấp nhất mà ở đó dầu thô sẽ chảy. Điểm chảy khoảng 40°C (hơn 100°F) là thông thường cho các loại dầu có hàm lượng parafin dạng sáp cao. Điểm chảy cao như vậy rất tương phản với giá trị rất thấp như -36°C đối với một vài loại dầu thô không ổn định của vùng Trung Đông và châu Phi - chúng chảy ngay cả trong điều kiện Bắc cực. Dầu có điểm chảy cao gây nên bởi hàm lượng sáp lớn có bề mặt bóng và là hỗn hợp với nước có độ mặn thấp. Nếu hướng di chuyển cho phép chúng đi lên vào bề, nhiệt độ của chúng sẽ giảm dần, sáp kết tinh lại, chặn các parafin nặng cao phân tử hình thành và làm cho dầu trở nên nhẹ hơn.

Các bể trầm tích mà trong đó dầu nguyên thủy là dầu parafin và dầu đã chuyển hóa trong các tầng trẻ thường là dầu chứa asphalt, kể cả trong bể Carpat của Rumania và bể tam giác châu Niger thuộc châu Phi.

Cả hai loại dầu thô chứa nhiều parafin và asphalt có thể đã trải qua quá trình bay hơi khi tới hoặc gần mặt đất, chúng dẻo nhớt như chất rắn đồng thời trở nên không sử dụng được. Quá trình này được gọi là quá trình cô đặc lại (*inspissation*).

**Hoạt tính quang học của dầu* là khả năng dầu và các sản phẩm dầu phân cực quang dưới tia sáng phân cực. Dầu càng trẻ càng có khả năng phân cực. Dầu có khả năng phân cực quang cũng giống như sinh vật sống. Các chất phân cực quang là các cycloalkan

đa chuỗi, sterane, triterpan ... Do trước đây người ta cho rằng hoạt tính quang học chỉ có ở các chất nguồn gốc hữu cơ, tính chất này của dầu được dẫn ra như một minh chứng bổ sung cho nguồn gốc hữu cơ của dầu.

Một tính chất quan trọng khác của dầu là tính phát quang. Tính chất này chủ yếu là do sự có mặt của smol, asfalten và các luminofor khác trong dầu. Phụ thuộc vào thành phần hóa học, dầu và một số sản phẩm dầu sẽ phát quang khác nhau khi được chiếu bởi tia cực tím. Ví dụ dầu nhẹ có màu phát quang xanh da trời hay xanh dương, còn dầu nặng có màu vàng, nâu vàng tới màu đen. Tính phát quang của dầu và các sản phẩm dầu có ý nghĩa thực tiễn to lớn (trong tìm kiếm và thăm dò), nó cho phép phát hiện một lượng dầu hoàn toàn không đáng kể (dạng vết) trong lõi khoan hay mẫu đất đá.

* *Sức căng bề mặt của dầu* (σ). Đó là lực kéo hút các phân tử vào trong. Vì vậy trên bề mặt của giọt dầu luôn có năng lượng nào đó và chúng có thể hút các vật nhỏ xung quanh. Sức căng bề mặt được đo bằng đơn vị N/m (Niutơn/mét). Sức căng bề mặt của dầu càng cao thì khả năng dâng mao dẫn càng lớn. Tuy nhiên, sức căng bề mặt của nước lớn gấp 3 lần của dầu. Vì vậy nước dễ chuyển động theo kênh mao dẫn hơn nhiều.

* *Nhiệt độ đông của dầu* là nhiệt độ mà ở đó dầu không chuyển động trong trạng thái lỏng, khi nâng 45°C dầu trong bình không thay đổi hình dạng. Nếu nhiều parafin, nhiệt độ đông càng tăng. Ngược lại, nếu nhiều nhựa, nhiệt độ đông giảm. Nếu nhiều thành phần naften, dầu khó đông lại.

* *Hàm lượng parafin trong dầu*: Nếu hàm lượng parafin càng nhiều trong dầu thì dầu càng nhanh đông ở nhiệt độ thường (25 – 30°C). thông thường nhiệt độ đông của dầu có nhiều parafin từ 15-25°C tới 30 – 32°C. Khi đó nhiệt độ nóng chảy là 50 – 52°C.

Phân loại dầu theo hàm lượng parafin như sau

- < 5% khối lượng - dầu thuộc loại ít parafin
- 5 – 10% khối lượng - dầu thuộc loại chứa parafin trung bình
- >10% khối lượng - dầu thuộc loại chứa nhiều parafin

* *Độ hòa tan của dầu*: Dầu có khả năng hòa tan khi tăng nhiệt

độ lên trên 200°C. Các hợp chất dị nguyên tố hòa tan tốt trong nước dưới dạng dung dịch keo. Khả năng hòa tan của các hydrocacbon được xếp theo thứ tự sau: alkan – cyclan – aren – smol. Độ hòa tan của hydrocacbon giảm trong nước có độ khoáng hóa cao. Dầu hòa tan tốt trong dung môi hữu cơ (hoặc khí hydrocacbon tự nhiên).

* *Chỉ số khúc xạ*: Chỉ số này phụ thuộc vào hàm lượng carbon và hydro. Loại hydrocacbon – alifatic có chỉ số khúc xạ bằng 1,3575 - 1,4119, còn hydrocacbon aromatic (benzon) – 1,5011.

Các hydrocacbon alifatic bị hấp phụ trong tia hồng ngoại, còn các hydrocacbon aromatic bị hấp phụ trong tia tử ngoại.

* Ngoài ra còn xác định hàm lượng lưu huỳnh, hàm lượng tro trong dầu. Dầu càng nặng càng chứa nhiều lưu huỳnh và tro (sau khi đốt hydrocacbon thành tro trắng không đổi). Nếu hàm lượng lưu huỳnh đạt giá trị <0,5% khối lượng thì dầu thuộc loại ít lưu huỳnh (có tài liệu còn gọi là dầu ngọt). Nếu hàm lượng lưu huỳnh đạt 0,5-1,0% khối lượng – dầu thuộc loại chứa lưu huỳnh trung bình. Khi hàm lượng lưu huỳnh đạt 1,0 – 3,0% khối lượng – dầu chứa nhiều lưu huỳnh, còn nếu hàm lượng của nó lớn hơn 3,0% - dầu rất nhiều lưu huỳnh (dầu chua).

* *Thành phần nhựa và asphalt* trong dầu là các hợp chất nặng thuộc phần cặn dầu. Chúng thường có hàm lượng cao trong dầu nặng, đặc biệt dầu bị ôxy hóa (phong hóa). Nếu nhựa có hàm lượng nhỏ hơn 10% khối lượng – dầu ít nhựa, nếu đạt 10-20% khối lượng – dầu có nhựa trung bình, khi nhựa có hàm lượng lớn hơn 20% khối lượng – dầu nhiều nhựa. Theo hàm lượng asphalt, người ta chia ra thành các loại sau :

< 2,0% - dầu ít asphalt

2 – 5% - dầu chứa asphalt trung bình

> 5,0% - dầu nhiều asphalt

* *Nhiệt độ nóng chảy của dầu*: thông thường nhiệt độ nóng chảy của dầu phụ thuộc vào thành phần parafin. Hàm lượng parafin càng cao nhiệt độ nóng chảy của dầu càng cao.

* *Nhiệt độ sôi* là nhiệt độ mà tại đó hydrocacbon lỏng bắt đầu bay hơi. Thông thường dầu càng nặng nhiệt độ bay hơi càng cao do

chứa nhiều hydrocarbon cao phân tử.

** Thành phần phân đoạn của dầu*

Tiến hành chưng cất ở các cấp nhiệt độ khác nhau sẽ thu được lượng sản phẩm khác nhau. *Ví dụ:* sau điểm sôi đầu, tiếp tục chưng cất tới nhiệt độ $T^{\circ}\text{C} = 100^{\circ}, 150^{\circ}, 200^{\circ}, 250^{\circ}, 300^{\circ}, 350^{\circ}\text{C}$... Thông thường trong tìm kiếm thăm dò chỉ chưng cất tới 350°C để biết thành phần sáng màu. Còn trong lọc hóa dầu cần nâng nhiệt độ tới 550°C , thậm chí 600°C . Qua mỗi đoạn nhiệt độ lấy được một loại sản phẩm nhất định. Ví dụ: chưng cất tới 150°C lấy được xăng nhẹ, từ 150°C tới 200°C thu được xăng nặng. Nâng nhiệt độ từ 200°C tới 250°C lấy được dầu hỏa... Dầu càng nặng, ngược lại, sản phẩm nhẹ càng giảm. Đối với condensat, thành phần xăng là chủ yếu, sau đó là khí và dầu hỏa (H.2.14)

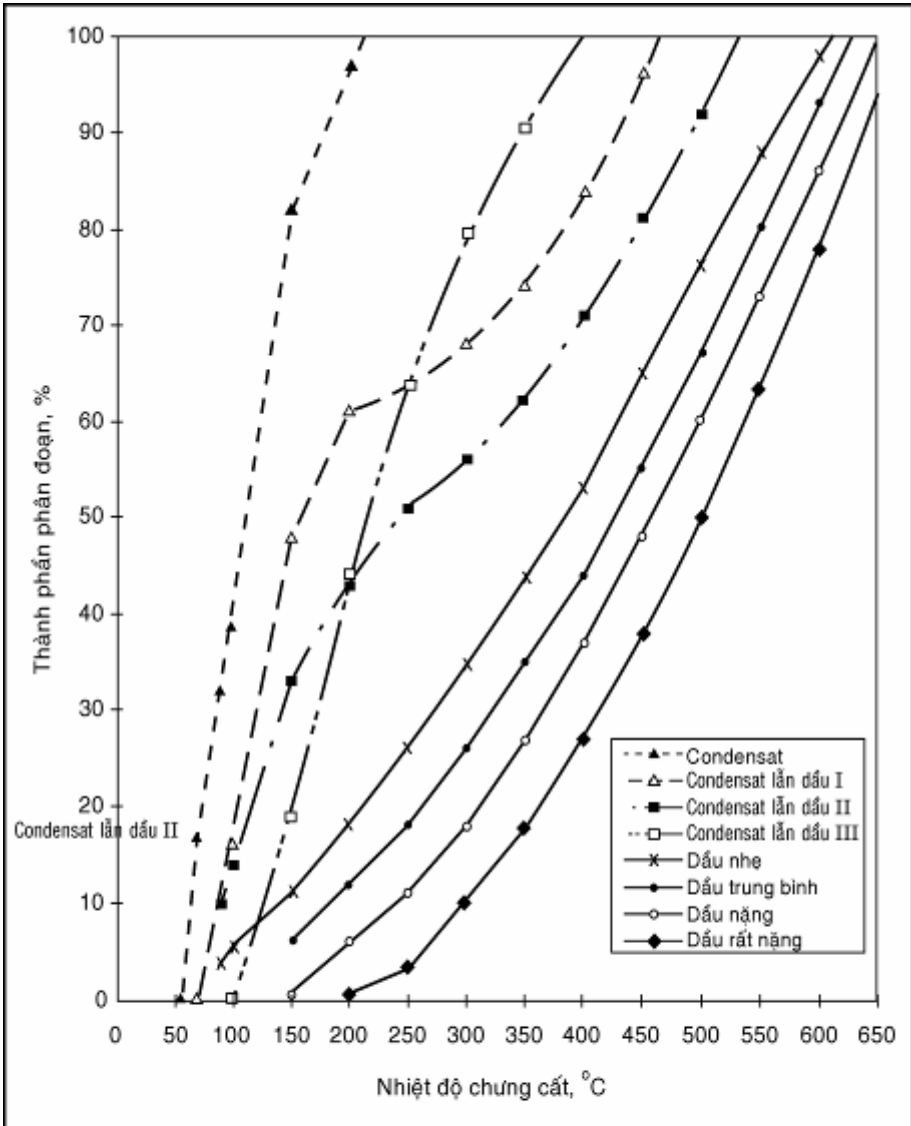
** Một tính chất quan trọng của dầu là chứa các hóa thạch sinh vật* hay còn gọi là *dấu tích sinh học (biomarker)* - một bằng chứng về nguồn gốc hữu cơ của dầu. Đó là các tàn tích sót của sinh vật tồn tại trong dầu. Các dấu tích sinh học này phần lớn nằm trong các cấu trúc hydrocarbon nặng (từ C_{26} đến C_{34} và cao hơn như sterane, hopanes ...).

Trong cấu trúc của parafin có Ni, V..., pristan và phytane là các sản phẩm phân hủy từ clorofil (diệp lục tố).

Các hydrocarbon C_{27} , C_{28} , C_{29} ; 22S, 22R... các dấu tích sinh học cho phép dự đoán môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ, môi trường chôn vùi, mức độ trưởng thành và cả trường hợp dầu bị phân hủy sinh học bởi vi khuẩn, bởi oxy, bởi nước ngầm hay nước mặt.

** Kim loại trong dầu* thường là các nguyên tố có trong vật liệu hữu cơ. Sau khi bị phân hủy và chuyển thành dầu, chúng luôn đi kèm với các cấu tử nặng của dầu. *Ví dụ*, Ni, V và các nguyên tố khác.

Nếu trong dầu lượng nguyên tố kim loại càng nhiều càng gây khó khăn cho công nghệ lọc hóa dầu.



	Thành phần phân đoạn												
	55	70	90	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600
Condensat	0	16,5	32	39	82	97							
Condensat lần đầu I		0	12	16	48	61	64	68	74	84	96		
Condensat lần đầu II			10	14	33	43	51	56	62	71	81	92	
Condensat lần đầu III				0	19	44	63,5	79,5	90,5				
Dầu nhẹ			4	5,5	11	18	26	35	44	53	65	76	88
Dầu trung bình					6	12	18	26	35	44	55	67	80
Dầu nặng					0,5	6	11	18	27	37	48	60	73
Dầu rất nặng						0,5	3,5	10	18	27	38	50	63

Hình 2.14: Biểu đồ phân bố thành phần phân đoạn của hydrocarbon trững Cửu Long

b) Tính chất của dầu trong điều kiện vỉa

Ngoài các chỉ tiêu nêu trên được xác định trong điều kiện chuẩn (ở phòng thí nghiệm), dầu còn được xác định một số tính chất trong điều kiện vỉa như áp lực bão hòa khí (P_s), hàm lượng khí trong dầu, độ nén khí, hệ số thể tích, tỷ trọng và độ nhớt trong điều kiện vỉa.

* *Áp lực bão hòa khí* của dầu (P_s) là áp lực có lượng khí hòa tan hay nói cách khác là áp lực khí nằm ở trạng thái cân bằng nhiệt động lực với dầu vỉa. Áp lực bão hòa khí phụ thuộc vào lượng khí hòa tan, thành phần dầu và khí, nhiệt độ vỉa. Đơn vị đo là MPa (*mega pascal*). Nếu áp lực vỉa (P_v) lớn hơn áp lực bão hòa khí ($P_v > P_s$) thì vỉa làm việc với chế độ đàn hồi – tức là tự phun. Nếu áp suất vỉa nhỏ hơn ($P_v < P_s$) thì phải dùng bơm hút. Vì vậy, khi khai thác hay dùng các biện pháp để duy trì áp suất vỉa càng lâu càng tốt ($P_v > P_s$) để khai thác ở chế độ đàn hồi (tự phun). Một trong các biện pháp đó là bơm ép nước vào vỉa.

* *Hàm lượng khí* hay còn gọi là *yếu tố khí* hoặc tỉ lệ dầu khí (*GOR – Gaz oil ration*). Đó là hàm lượng khí hòa tan trong một đơn vị thể tích dầu. Lượng khí thoát ra khi giảm áp của vỉa tới giá trị áp suất bằng 0. Đơn vị đo của nó là m^3/m^3 (mét khối khí trên mét khối dầu) hay m^3/T dầu.

* *Hệ số nén* của dầu là đặc trưng độ đàn hồi của dầu được xác định như sau :

$$\beta_H = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

với V - thể tích ban đầu của dầu

ΔV - thay đổi thể tích của dầu khi thay đổi áp suất ΔP .

* *Hệ số thể tích* của dầu (b) là tỷ lệ thể tích của dầu trong điều kiện vỉa ($V_{vía}$) trên thể tích của dầu đã tách khí.

$$b = \frac{V_{vía}}{V_{tach}}$$

* *Hệ số giãn nở thể tích* của dầu thể hiện mức độ giãn nở của dầu khi tăng nhiệt độ lên $1^\circ C$.

$$a = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta t}$$

* *Tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa* (ρ_v) thường nhỏ hơn đến 5-:-

15% tỷ trọng dầu tách (ở điều kiện chuẩn, tức là ở phòng thí nghiệm - (ρ_v^{20}))

$$\rho_v = \frac{\rho_v^{20} + 1,2G\rho_g}{b}$$

ρ_v^{20} - tỷ trọng dầu trong điều kiện chuẩn, kg/m^3 ;

b - hệ số thể tích;

G - thể tích khí hòa tan, m^3/m^3 ;

ρ_g - tỷ trọng của khí hòa tan, đơn vị đo là kg/cm^3 .

* *Độ nhớt dầu trong điều kiện vỉa.* Đó là độ nhớt trong điều kiện áp suất và có lượng khí hòa tan của dầu. Độ nhớt dầu vỉa giảm khi tăng nhiệt độ và tăng lượng khí hòa tan trong dầu. Vì vậy, độ nhớt này phụ thuộc của thành phần và tính chất của khí.

Nếu có khí nitơ hòa tan thì độ nhớt dầu vỉa lại tăng và ngược lại, độ nhớt dầu vỉa giảm khi tăng lượng khí hydrocarbon hòa tan.

Đơn vị đo là milipascal/giây (mPa/s).

2.2 Thành phần và tính chất của khí tự nhiên

Khí là một thành phần trong hệ thống hydrocarbon. Khí hydrocarbon tồn tại ở trạng thái tự do trong không khí và trong vỉa khí, hòa tan trong nước, bị hấp phụ ở đá, hòa tan trong dầu và được gọi là khí kèm dầu. Thành phần chính của khí hydrocarbon là C_1 (metan) tới C_4 (butan).

Đặc điểm của khí kèm dầu đa phần là hydrocarbon ($C_1 \div C_4$), còn các khí khác rất ít (CO_2 , N_2 , He, Ar), ở các mỏ có vi khuẩn hoạt động còn có khí H_2S (hoặc ở đới sinh hóa-diagenез). Tuy nhiên hàm lượng khí kèm dầu có thành phần khác nhau của VLHC do mức độ biến chất không đều của từng vùng, do chế độ kiến tạo cũng như hoạt động thủy động lực của nước ở các vùng khác nhau. Các khí acid (CO_2 , H_2S) thuộc ở đới biến chất thấp (diagenез), ở đới bị oxy hóa hay hoạt động của vi khuẩn khử sulphat ở vùng có đá vôi và chúng rất dễ hòa tan trong nước.

Ngoài ra quan sát thấy ảnh hưởng về khả năng hấp phụ của đá đối với HC. Ví dụ sét, sét than, đặc biệt là than có khả năng hấp phụ rất lớn HC.

Từ đó thấy rằng khí hòa tan trong dầu hay trong nước và di cư sẽ ở các mức độ khác nhau, tùy thuộc vào loại VLHC, vào mức độ biến chất của chúng và đặc biệt lệ thuộc vào môi trường vây quanh của dầu và khí.

Quy luật di cư cũng như phân bố chung lệ thuộc vào các quy luật hoạt động của vỏ trái đất vào thời gian địa chất, khống chế sự phân dị trọng lực của HC trong quá trình di cư cũng như tích lũy. Ở vùng uốn nếp, di cư ngang địa phương và di cư thẳng đứng địa phương và khu vực là phổ biến. Còn di cư ngang địa phương cũng như khu vực phổ biến ở vùng nền bằng.

Via khí khô khi hàm lượng condensat trong đó chỉ chiếm $< 10\div 30 \text{ cm}^3/\text{m}^3$; còn khí béo có hàm lượng condensat tới $> 30\div 90 \text{ cm}^3/\text{m}^3$. Vì vậy, trong địa hóa hay dùng tỷ số CH_4/C_2^+ hay ngược lại C_2^+/CH_4 . Giá trị tỷ số này càng tăng càng gần tới nguồn (vía dầu, condensat hay khí). Khí không màu, hòa tan tốt trong không khí, nước và dầu.

Độ hòa tan của khí phụ thuộc vào nhiệt độ ($T^\circ\text{C}$), áp suất (P), thành phần của khí và dầu. Độ hòa tan của khí càng tăng khi tăng áp lực và giảm độ bão hòa khi tăng nhiệt độ.

Tính chất của khí bao gồm

- Tỷ trọng được đo bằng g/cm^3 hay là tỷ lệ của trọng lượng phân tử trên thể tích của mole. Tỷ trọng của metan - $\rho = 7,14 \cdot 10^{-4}$; của butan - $\rho = 25,97 \cdot 10^{-4}$. Thông thường, người ta tính tỷ trọng so với không khí. Tỷ trọng không khí ở điều kiện bình thường là $1,213 \text{ kg}/\text{m}^3$. Do đó metan có tỷ trọng so với không khí là 0,554 (ở điều kiện 20°C), etan - 1,05, propan - 1,55.

- Độ bão hòa khí (G) - độ bão hòa khí của nước hay dầu là tổng lượng khí trong 1 đơn vị thể tích của chất đó. Đơn vị tính bằng cm^3/l hay m^3/m^3 .

- Thành phần metan và đồng đẳng của metan:

1- Metan (CH_4) là khí dễ hòa tan và di cư hơn cả vì nó được đặc trưng bằng khả năng hấp phụ kém nhất, độ hòa tan trong nước không cao và còn phụ thuộc vào nhiệt độ. Ví dụ: bằng $0,055 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ở 0°C , $0,033 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ở 20°C , $0,017$ ở 100°C .

Metan dễ cháy (nhiệt độ bắt lửa bằng $695 - 742^\circ\text{C}$). Nhiệt lượng

50MdJ/kg, dễ nổ ở hàm lượng 5%.

Metan là loại khí tương đối bền hóa học, gọn nhẹ nên có khả năng di cư cao. Nguồn gốc khí metan có thể là sinh hóa, nhiệt xúc tác, biến chất, núi lửa. Khí metan được sử dụng rộng rãi như nhiên liệu phát điện ...

2- Khí nặng khác (đồng đẳng của metan): etan – C_2H_6 ; propan – C_3H_8 và butan C_4H_{10} . Chúng có độ hấp phụ lớn, hệ số khuếch tán nhỏ, độ hòa tan trong nước lớn. Ví dụ, etan có độ hòa tan $0,047 m^3/m^3$ ở $T^\circ C = 20^\circ C$. Chúng dễ cháy trong hỗn hợp với không khí.

Các khí này thường là loại khí kèm dầu, đôi khi chiếm tới 30% thành phần khí. Khí này có giá trị công nghiệp cao và được dùng để sản xuất cao su tổng hợp, polyetilen, nhựa. Chúng đạt giá trị công nghiệp khi $\sum C_2^+$ đạt 2 – 3%.

3- Khí cacbonic (CO_2) ở $78^\circ C$ tạo thành sương và có tỷ trọng $19,63.10^{-4} g/cm^3$. So với không khí CO_2 có tỷ trọng 1,53; khí CO_2 thường có mặt trong vỉa khí, dầu với hàm lượng từ 0 tới 59%. Khí CO_2 hòa tan tốt trong nước khi tăng áp suất. Ví dụ: ở $20^\circ C$ với $P = 0,1 MPa$, trong 1 thể tích nước có thể hòa tan 1 thể tích khí CO_2 ; còn ở $P = 30 MPa$, $T^\circ C = 100^\circ C$ thì 1 thể tích nước có thể chứa 30 thể tích khí CO_2 . Khí CO_2 có thể có nguồn gốc từ phân hủy vật liệu hữu cơ, phân hủy carbon của axit hữu cơ, phân hủy bicarbonat và có thể có nguồn gốc sâu – từ manti đi lên.

4- Khí nitơ (N_2) là khí không màu, không mùi. Hàm lượng của nó trong không khí đạt 75,5% theo trọng lượng (78,09% theo thể tích). Trong các vỉa dầu, hàm lượng khí N_2 dao động từ 0 đến 50%. Theo thời gian khai thác, khí nitơ giảm dần vì kém hòa tan trong dầu. Nitơ là loại khí trơ, phong phú trong không khí và có nguồn gốc sinh hóa (đới diagenes hay protokatagenes), nguồn gốc sâu hay núi lửa.

Người ta thường sử dụng tỷ số $\sum C_2^+/N_2$, tỷ số này càng cao khi xuống sâu dần và phản ánh điều kiện kín của cấu tạo. Tỷ số đồng vị $^{14}N/^{15}N = 273$ (tiêu chuẩn). Trong tự nhiên $\sigma^{15}N = -10\text{--}+18\text{‰}$.

5- Khí hydro sulfua (H_2S) là khí không màu, có mùi hôi khó chịu, hòa tan tốt trong nước. Tỷ trọng 1,538 g/l, nhiệt lượng 2,3 MdJ/m³. Nhiệt độ sôi – $60^\circ K$. Khí H_2S là loại khí độc nguy hiểm khi

hàm lượng nó lớn hơn 0,1%. Trong không khí tiêu chuẩn giới hạn của nó là <0,01mg/l. Khí H₂S thường gặp trong các tầng đá carbonat – sulfat và có thể đạt tới 10-20 thậm chí 50%... Khí H₂S còn gặp ở đới khử sulfat bởi vi khuẩn, do ôxy hóa vật liệu hữu cơ, khi nhiệt phân vật liệu hữu cơ. Khí này có giá trị công nghiệp khi hàm lượng của nó lớn hơn 0,05-0.1%.

6- Khí hydro (H₂) là khí nhẹ nhất trong tự nhiên (nhẹ hơn cả không khí tới 14 lần), không màu, không mùi. Tỷ trọng 0,0695 so với không khí. Nhiệt lượng đạt 12,2MdJ/m³. Có đồng vị ổn định là proti (¹H), deiteri (²H hay D). Tỷ lệ ¹H/D = 1:4000 (trong nước là 1:6500). Trong tự nhiên rất ít hydro. Hàm lượng của nó ít khi đạt tới 60%. Khí hydro có hàm lượng tăng cao ở vùng núi lửa hay trong các khí sâu khác. Thường khí hydro hay có mặt trong các trầm tích chứa muối, chứa than, dầu và thường ở các đới sâu. Khí hydro tự do có được là do nước tác động với các oxyt kim loại trong điều kiện nhiệt độ cao. Khí hydro cũng có thể có nguồn gốc núi lửa và khí sâu, nguồn gốc sinh hóa và hoạt động phóng xạ của vật liệu hữu cơ. Hydro được dùng làm khí mang trong sắc ký khí.

7- Khí hêli (He) là khí không mùi, không vị. Đây là loại khí trơ, không có phản ứng hóa học, có thể cháy hay nổ. Hàm lượng trung bình của hêli trong vỏ trái đất là 1.10⁻⁶% trọng lượng và 5,2.10⁻⁴% thể tích trong không khí. Trong khí tự nhiên, hêli có thể đạt tới 18% thể tích. Hàm lượng cao của He có giá trị công nghiệp hóa chất. Đây là chất khí mang trong sắc ký khí. Đồng vị ³He và ⁴He sinh ra do phát xạ của các nguyên tố phóng xạ (U, Th). Giá trị tỷ số ³He/⁴He = 10⁻¹⁰-10⁻⁹ trong khoáng vật chứa uran. Trong không khí ³He/⁴He = 1,4.10⁻⁶. Hàm lượng cao của khí He thường gặp ở đới đứt gãy sâu, tức là có liên quan tới lớp manti.

Phân loại khí

Các loại khí nêu trên có nguồn gốc khác nhau: sinh hóa, thạch hóa, hoạt động phóng xạ, từ không khí tuần hoàn, khí vũ trụ. L.M. Zorkin (1971) đã phân loại như sau (B.2.6).

Bảng 2.6

Loại khí	Kiểu khí	Hàm lượng, %
Hydrocacbon	Metan	$75 \geq C_nH_m \geq 50; N_2 \leq 25; (CO_2+H_2S) \leq 25$
	Nitơ – Metan	$C_nH_m \geq 50; 50 \geq N_2 > 25; (CO_2+H_2S) \leq 25$
	Cacbonic – Metan	$75 \geq C_nH_m \geq 50; N_2 \leq 25$ $50 \geq (CO_2+H_2S) \geq 25$
Nitơ	Nitơ	$N_2 > 75; C_nH_m < 25$ $(CO_2 + H_2S) \leq 25$
	Metan – Nitơ	$75 \geq N_2 \geq 50; 50 \geq C_nH_m > 25;$ $(CO_2 + H_2S) \leq 25$
	Cacbonic – Nitơ	$75 \geq N_2 > 50; C_nH_m \leq 25$ $(CO_2 + H_2S) \geq 25$
Cacbonic	Cacbonic	$(CO_2 + H_2S) \geq 75; C_nH_m \leq 25; N_2 \leq 25$
	Nitơ – Cacbonic	$75 \geq (CO_2 + H_2S) \geq 50 ;$ $C_nH_m \leq 25; N_2 \geq 25$
	Metan – Cacbonic	$75 \geq (CO_2 + H_2S) \geq 50;$ $50 \geq C_nH_m \geq 25; N_2 \leq 25$
Cacbonic – Nitơ – Metan	Cacbonic – Nitơ - Metan	$C_nH_m \leq 25; N_2 \geq 25$
	Metan – Cacbonic – Nitơ	$(CO_2 + H_2S) \geq 25$
	Metan – Nitơ - Cacbonic	$N_2 \geq 50; (CO_2 + H_2S) \geq 25; C_nH_m \geq 25.$ $50 \geq (CO_2 + H_2S); C_nH_m \geq 25; N_2 \geq 25$

Các khí nêu trên có thể phân tán trong đá, trong nước và trong vỉa. Khí có thể ở dạng tự do, hòa tan trong nước, trong lỗ hổng hở hay kín, bị hấp phụ bởi đá hay vật liệu hữu cơ ... Năm 1973, để tóm tắt, Zorkin phân ra các loại sau.

- Khí nitơ nếu $N_2 \geq 50\%$;
- Khí hydrocacbon $CH_4 + C_2^+ \geq 50\%$;
- Khí axit (carbonic) nếu $CO_2 > 50\%$;
- Khí hydrogen nếu $H_2 > 50\%$;
- Khí hỗn hợp nếu nồng độ mỗi loại $< 50\%$.

2.3 Thành phần và tính chất của khí condensat trong tự nhiên

Khí condensat là khí hóa lỏng và là loại hỗn hợp bao gồm dầu hòa tan trong khí gọi là khí condensat.

Nếu là khí thuần túy khi bị nén bởi áp suất sẽ ngưng tụ lại thành condensat – tức là pha lỏng của khí. Vì vậy khí condensat hình thành là do phân dị ngược trong điều kiện áp suất và nhiệt độ

vượt quá điểm tới hạn.

Trong điều kiện bay hơi và ngưng đọng bình thường, khi tăng áp lực hiện tượng bay hơi giảm, còn hiện tượng ngưng đọng lại tăng lên. Nếu trong hỗn hợp nhiều thành phần, khi tăng áp suất hiện tượng bay hơi tăng, chất lỏng chuyển sang trạng thái khí, còn khi giảm áp hơi (khí) lại ngưng tụ. Đó chính là quá trình bay hơi ngược và ngưng tụ ngược. Sơ đồ trên hình 2.15 chỉ rõ quá trình này.

P - áp suất

T - nhiệt độ


P_{cr} - áp suất tới hạn


T_{cr} - nhiệt độ tới hạn

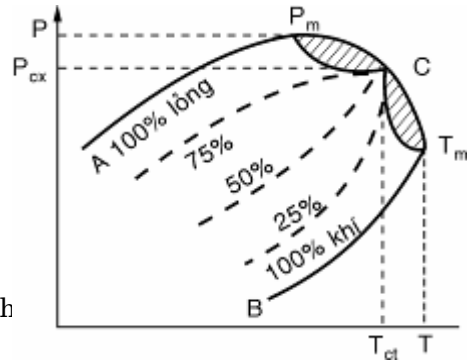
C - điểm tới hạn – điểm sương

P_m - điểm áp suất ngưng tới hạn

T_m - điểm nhiệt độ ngưng tới hạn.

 Đường đẳng nồng độ ph

 Đối phân dị ngược



Hình 2.15: Biểu đồ quan hệ giữa trạng thái của khí với áp suất và nhiệt độ

T_{cr} - nhiệt độ tới hạn là nhiệt độ quá giới hạn này khi tăng áp suất khí không thể chuyển sang dạng lỏng được.

P_{cr} - áp suất tới hạn là áp suất cần cho sự hóa hơi ở nhiệt độ tới hạn.

Điểm sương (c) là điểm tồn tại cả pha lỏng và pha khí.

T_m - nhiệt độ cực đại mà ở đó pha lỏng còn tồn tại;

P_m - áp suất cực đại mà ở đó còn tồn tại pha khí.

Như vậy, có thể hiểu khí condensat là hệ thống hydrocacbon trong điều kiện vừa với điều kiện nhiệt độ áp suất nào đó các chất lỏng C_5^+ sẽ ở trạng thái hơi mà chất hòa tan là các khí metan và đồng đẳng của nó cùng khí CO_2 . Trong điều kiện chuẩn (trên mặt) khí condensat là chất lỏng thường, không màu hoặc phớt vàng, phớt nâu, đôi khi hơi xanh.

Tỷ trọng của condensat trong điều kiện chuẩn là $0,62 \div 0,825 \text{ g/cm}^3$. Tỷ trọng tăng theo chiều sâu.

Cũng có loại condensat lẫn dầu, khi đó nó có màu đen.

Nhiệt độ sôi đầu của condensat thường thấp ($24\div 29^{\circ}\text{C}$). các phân đoạn thường chỉ đạt $200\div 250^{\circ}\text{C}$, ít khi tới 300°C ; nếu có lẫn dầu thì phân đoạn $> 300^{\circ}\text{C}$ có mặt (H.2.14). Nhiệt độ đông của condensat thường là âm ($-^{\circ}\text{C}$).

Thành phần của condensat chủ yếu là hydrocacbon, lượng nhựa, asphalt rất ít ($<1\%$). Nói chung, trong condensat thành phần hydrocacbon đơn giản hơn dầu. Độ sâu phân bố condensat rất khác nhau. Sự hình thành vỉa condensat cũng khác nhau.

Khí condensat nguyên sinh được sinh ra do vật liệu hữu cơ (*kerogen*) ở đới nhiệt áp cao, khi đó sẽ không có phần dầu hòa tan. Chúng thường phân bố ở sâu hơn các vỉa dầu (thường ở độ sâu lớn với chế độ nhiệt áp khác nghiệt – cao, ở đới apokatagenes). Trong thành phần của nó có hydrocacbon aromat ($20 - 45\%$ ở phân đoạn sôi đầu tới 200°C), còn trong khí có mặt CH_4 , CO_2 . Trong xăng có hàm lượng tăng cao của benzen, toluol, cyclohexan, metilcyclohexan, ít hơn là alkan (n-alkan), hàm lượng condensat thấp.

Khí condensat thứ sinh thường có một thành phần dầu. Trong thành phần xăng có alkan, khí nặng chiếm tới $15\div 20\%$, hàm lượng condensat cao: $K = 120\div 1000\text{cm}^3/\text{m}^3$. Độ sâu phân bố nông.

Khi khai thác giảm áp thì trước tiên các hydrocacbon naftenic, aromatic cao phân tử chuyển sang pha lỏng, còn phần alkan thấp phân tử sẽ tăng.

Để tránh mất sản phẩm pha lỏng trong lỗ hỏng, cần duy trì áp suất vỉa cao hơn điểm ngưng.

2.4 Sản phẩm biến đổi của dầu (*naftid*) trong tự nhiên

Naftid là sản phẩm biến đổi tự nhiên của dầu (theo V.N. Muratov). V.A. Uspenski và O.A. Radchenco (1964) vẫn gọi khí, condensat và dầu là naftid khí hay lỏng cùng những sản phẩm khác. Họ chia thành 12 loại naftid (Bảng 2.7). Song N.M. Muratov, O.K. Bajenova, N.B. Vassoevich ... tách riêng dầu và khí thành loại hydrocacbon lỏng hay khí, còn naftid là các sản phẩm biến đổi của dầu trong các điều kiện sau: ở đới thủy sinh (hypergenes); ở đới nhiệt biến chất (termo-metamorphism); ở đới thấm – di cư (filter – migration). Ứng với mỗi đới sẽ có các sản phẩm tương ứng.

Bảng 2.7. Phân loại natid

Tác giả		Uspenski V.A		Muratov V.N		Phân nhóm	
Nguyên tắc phân chia		Phân chia theo thành phần hóa học		Tỷ trọng	Phân chia theo mức độ biến chất		
Cấp	I	Khí, condensat		0,6÷0,82	Dầu, khí	I	
	II	Dầu	Dầu nhẹ Dầu nặng	<0,84 >0,88			
	III	Malta		0,96÷1,03	Sản phẩm phong hóa trên mặt (do nước chứa hợp chất ôxy	II ₁	
	IV	Asfalt		1,0÷1,1			
	V	Ozokerit		0,91÷0,97	Sản phẩm phân dị ngược condensat có bổ sung nhựa + asfalt	IV	Thủy sinh + Oxy hóa
	VI	Elaterit			Sản phẩm phong hóa của parafin và dong tảo bởi vi khuẩn	II ₃	
	VII	Algarit					
	VIII	Asfaltit		1,15÷1,2	Sản phẩm ở đới trên nhiệt xúc tác, do nước	III	
	IX	X	Kerit	Albertit Impsonit	1,07÷1,15 1,1÷1,25	Sản phẩm biến chất nhiệt	V
			Antracsolit	Bậc thấp Bậc trung bình Bậc cao	1,3÷1,4 1,4÷1,7 1,8÷2,0		
	XI	Oxykerit		1,15÷1,25	Sản phẩm phong phú ở đới á thoáng khí, do nước		
XII	Huminokerit		1,25÷1,50				
		Axit humic, lipid (than mùn)			Ở đới thoáng khí		

2.4.1 Nhóm sản phẩm ở đới thủy sinh – do ôxy hóa (*hypergens*)

Đó là đới chứa ôxy tự do hay ôxy trong nước và .v.v. Chúng gây nên ôxy hóa dầu dần dần tùy thuộc vào vị trí cung cấp ôxy. Khi dầu bị nâng lên và nằm trong đới này sẽ bị biến đổi từ dầu nhẹ thành dầu nặng. Dầu nặng tiếp tục bị ôxy hóa thành hai loại naftid sau

- Trong môi trường có ôxy hay hợp chất chứa ôxy do nước mang tới, dầu bị ôxy hóa để tạo thành các sản phẩm malta – asfalt –

asfaltid – oxykerit – huminokerit.

- Nhóm thứ hai là loại dầu bị ôxy hóa bởi vi khuẩn và tạo thành các sản phẩm algarit và elaterit

1- Malta là chất rất nhớt. Đó là chất lỏng nhớt, ít khi bị rắn lại. Malta chứa lượng dầu $40 \div 65\%$ và là chất trung gian giữa dầu nặng với asphalt. Vì vậy, đôi khi asphalt có hàm lượng $0 \div 40\%$. Trong thành phần nguyên tố có carbon chiếm $80 \div 87\%$, hydro $10 \div 12\%$, vắng mặt các phân đoạn hydrocacbon nhẹ, chứa nhiều cấu trúc phân chuỗi. Malta được hình thành do ôxy hóa dầu nặng ở điều kiện dầu được phun lên trên mặt đất hay được tiếp xúc với các dòng nước có chứa oxy.

2- Asphalt là sản phẩm biến đổi tiếp của malta, tức là ôxy hóa các phần dầu và nhựa của malta, do đó tạo thành phức hợp rắn. Asphalt là chất rắn, rất dễ chảy. Hàm lượng nhựa đạt $10 - 15\%$, đôi khi đạt tới $45 - 50\%$. Asphalt ròn hơn malta. Thành phần nguyên tố như sau: C – $80 - 85\%$; H = $9 - 10\%$; O – $0,3 - 3\%$; S đạt từ vài phần nghìn tới 10% . Nếu chứa nhiều lưu huỳnh – gọi là tioasfalt. Ở đới phong hóa của dầu parafin và cho sản phẩm *kir*. Trong tự nhiên *kir* thường phân bố trên cùng tạo thành mũ *kir* hay lớp vỏ *kir*. Trong chất *kir* có chứa nhiều ôxy, ít nitơ, nhựa còn benzen chiếm ưu thế hơn so với nhựa benzen. Trong *kir* hydrocacbon parafinic – naftenic thường có hàm lượng cao, hydrocacbon aromatic có hàm lượng nhỏ.

3- Asfaltit là loại naftid cứng, ròn, hòa tan hoàn toàn trong clorofoore và các dung môi hữu cơ khác. Hàm lượng nhựa đạt dưới 25% . Các cấu tử hỗn hợp nhựa – asfalten chiếm trên 75% . Đó là sản phẩm biến đổi tiếp của asphalt ở đới hypergenes. Nó chứa nhiều asfalten ở đới thủy sinh. Asfaltit có nhiệt độ nóng chảy $100 \div 300^\circ\text{C}$. Nó được chia thành hai nhóm: gilronit và gremit.

Asfaltit có tỷ trọng $1 \div 1,2\text{g/cm}^3$. Trong thành phần nguyên tố thường nghèo hydro. Trong tự nhiên, thường hay gặp nhóm các sản phẩm malta – asfaltit. Có nơi dầu vận động theo đứt gãy hoặc bề mặt bất chỉnh hợp lên trên mặt đất và tích lũy thành hồ gọi là hồ asphalt. Ví dụ như hồ Alabasca, Oleneck, Anabars ở Nga, Guanako (Venezuela) và hồ Trinidad ở Mỹ...

4- Oxykerit là sản phẩm biến đổi tiếp của asfaltit ở đới á

thoáng khí (chứa nhiều ôxy). Nó hòa tan trong dung môi hữu cơ, có màu nâu.

5- Huminokerit là loại biến đổi của axit humic trong asphaltit. Có màu nâu, hòa tan trong môi trường kiềm và axit nitric. Huminokerit được thành tạo ở đới á thoáng khí. Huminokerit có tính chất vật lý tựa như than nâu, gần như đất.

6- Algarit sản phẩm phân hủy parafin bởi vi khuẩn. Nó được tạo thành từ hydrat carbon – amino axit. Algarit có màu vàng, nâu sẫm, đôi khi có màu đồi mồi. Nó hay trương nở trong nước và bị hòa tan. Nó hòa tan trong cả dung môi hữu cơ. Thành phần nguyên tố như sau: carbon chiếm $36,6 \div 47,8\%$, hydro – $6,2 \div 7,4\%$, có hàm lượng N_2 cao (đến $7,5\%$). Đa phần algarit được phát hiện ở đới khí hậu khô. Nó không bền trong nước.

7- Elaterit cũng là sản phẩm phong hóa bởi vi khuẩn (ôxy hóa parafin bởi vi khuẩn) của các mạch alifatic có liên quan tới các mối gắn kết cầu nối là các dị nguyên tố (O, N, S). Elaterit có màu tro sáng với màng nâu. Cấu trúc dạng tấm, hòa tan yếu trong dung môi hữu cơ. Thành phần phân đoạn của nó gồm parafin rắn, nhựa và mỡ lỏng. Elaterit thường gặp ở các mỏ ozokerit và ở các dải nhiệt dịch.

2.4.2 Nhóm sản phẩm ở đới nhiệt – biến chất (do biến chất)

Có hai sản phẩm biến đổi naftid (dầu nặng) là kerit và antracsolit.

1- Kerit tựa như sản phẩm của than, rắn, không hòa tan hoàn toàn trong dung môi hữu cơ. Đây là sản phẩm ở giai đoạn đầu của quá trình biến chất. Sự thành tạo kerit liên quan tới sự nén và ngưng tụ các phân tử ở đới biến chất tiếp xúc và biến chất địa động lực.

Kerit có thể phân chia thành hai loại sản phẩm: kerit thấp là albertit và kerit cao cấp là impsolit.

Albertit là chất rắn, có ánh kim, màu đen, dòn. Khi bị đốt nóng trên ngọn lửa, albertit trương nở và cháy. Nó không tan trong efir, dầu hỏa, hòa tan từng phần trong cloroform và SC_4 . Thành phần nguyên tố bao gồm: Cacbon chiếm $83 \div 87\%$, hydro – $8 \div 9\%$. Loại này phổ biến ở Canada, bang Alberta.

Loại kerit cao cấp – impsonit có màu đen, ánh kim giống như than. Khi bị hơi nóng, nó bén lửa và cháy âm ỉ. Hòa tan rất ít trong dung môi hữu cơ. Thành phần nguyên tố: C – 85 – 90%, H – 5 – 8%.

2- Antracsolit là sản phẩm ở mức độ biến chất cao – tựa như sản phẩm bán antracit, không hòa tan trong dung môi hữu cơ. Thành phần nguyên tố: hydro $\geq 5\%$, carbon $\geq 90\%$. Antracsolit gặp dưới dạng dải, dạng ổ. Đi kèm với nó là các khoáng vật quaczit, canxit... do nguồn nhiệt dịch liên quan tới hoạt động magma.

Theo mức độ biến chất có thể chia thành ba loại: thấp, trung bình và cao cấp. Theo chiều hướng này, tỷ trọng của nó tăng lên. Hàm lượng cacbon tăng, hydro giảm.

Loại thấp	C – 89 – 93%	H – 3 – 5%
Loại trung bình	C – 93 – 97%	H < 1 – 3%
Loại cao cấp	C – 96 – 99%	H < 1%

Cả hai loại kerit và antracsolit chứa nhiều nguyên tố hiếm và phóng xạ rất có giá trị. Khi các vỉa dầu tiếp xúc với các khối xâm nhập tạo thành Koc dạng dầu (các trap) hay antracsolit cao cấp. Khi tiếp xúc với biến chất nhiệt dịch – cho ra sản phẩm dạng dầu. Đôi khi được hình thành ở đới hoạt động kiến tạo hay do tác động của áp suất cao. Tức là các naftid dạng này là do tác động của quá trình hậu magma tới vỉa dầu.

2.4.3 Nhóm sản phẩm ở đới thấm lọc – di cư

Các sản phẩm ở nhóm này liên quan tới sự phân dị hydrocarbon lỏng trong quá trình di cư và biến đổi pha của chất lỏng (dầu).

Sản phẩm phân dị hydrocarbon hình thành do di cư ngược lên phía trên. Trong quá trình đó xảy ra sự tích lũy và sa lắng các cấu tử của dãy parafin (do giảm áp và nhiệt độ). Đó là sản phẩm ozokerit – Đây là loại naftid rắn có dạng sợi, màu vàng sáng, trắng tới đen. Nhiệt độ nóng chảy $40 \div 50^\circ\text{C}$, có trạng thái dẻo ở 100°C . Thành phần nguyên tố bao gồm: C – $83,5 \div 85\%$, H – $12 \div 14,5\%$. Đặc điểm của ozokerit là mỡ hoàn toàn và bao gồm dãy parafin rắn (từ C_{21} tới C_{55}). Ozokerit cũng chứa một ít nhựa và mỡ lỏng với hàm lượng $3 \div 56\%$ và $2 \div 35\%$ theo thứ tự.

Sự thành tạo ozokerit liên quan tới phân dị dầu parafin và

condensat nặng (phân đoạn nặng bao gồm phần sôi ở nhiệt độ lớn hơn 300°C). Loại này thường được tạo thành do di cư từ dưới độ sâu lớn của condensat nặng chứa nhiều hydrocacbon rắn.

Tuy vậy, loại ozokerit rất hiếm vì sự hình thành của nó phụ thuộc vào: thứ nhất - có tồn tại vỉa condensat lớn phân bố ở dưới sâu hay không? Thứ hai - có thành tạo các khe nứt theo chu kỳ và các đứt gãy mới xuyên qua vỉa không? Thứ ba - có dị thường áp suất vỉa tạo tác động nứt vỉa và tăng thể tích của khe nứt không?

Điều kiện thành tạo ozokerit là có ngưng đọng ngược các chất lỏng condensat khi nguội lạnh dần do giải tỏa khí và các hydrocacbon lỏng. Trong trường hợp này thường tạo thành dải ozokerit với các ozokerit dạng xốp (rỗng). Để tạo thành vỉa ozokerit phải xảy ra hiện tượng phân dị nêu trên nhiều lần. Ozokerit thường không bền, hay bị phân hủy (phần parafin) bởi tác động của vi khuẩn.

Trong quá trình di cư ngược qua lớp thấm yếu cũng xảy ra thấm lọc dầu dẫn đến sự sa lắng các cấu tử nhựa asfalten và tạo thành những tích tụ naftid rắn dãy asfalten... (Khi di cư ngược qua lớp thấm yếu, khí, hydrocacbon lỏng lọt qua còn các cấu tử nặng, công kênh, đặc biệt loại naftid rắn dãy asfalten bị giữ lại).

Gần đây, người ta phân chia thêm loại thứ ba do biến dạng pha lỏng của hydrocacbon lỏng. Trước hết là phân tách các cấu trúc asfalten từ dầu, tức là sa lắng asfalten, một phần nhựa khi có bổ sung lượng dầu khí nhẹ vào vỉa. Khi đó xảy ra sự hòa tan các thành phần trung gian và để lại các cặn là thành phần nặng của asfalten ở đáy vỉa. Đặc điểm đặc trưng là lượng asfalten thường lớn hơn lượng nhựa. Thành phần nguyên tố bao gồm: carbon đạt 83÷88%, hydro đạt gần 10%, rất ít ôxy. Dạng này thường bao gồm cả ba loại: asfaltit, kerit và antracsolit với tên gọi chung là *asfaltenit*. Asfaltenit phản ánh quá trình di cư hình thành vỉa qua nhiều pha.

Asfaltenit thường phân bố ở vỉa cổ, đới vát nhọn cũng như ở vùng có các loại dầu metanic và vỉa condensat trong các trầm tích trước paleozoi và paleozoi.

ĐÁ MẸ VÀ CÁC QUÁ TRÌNH SINH DẦU

3.1 Vật liệu hữu cơ (vlhc) ban đầu, điều kiện tích lũy, chôn vùi trong trầm tích

Đá mẹ của dầu khí là loại có thành phần hạt mịn chứa phong phú vật liệu hữu cơ (VLHC) và được chôn vùi trong điều kiện thuận lợi.

Có ba loại đá mẹ tiêu biểu theo thành phần thạch học

- Đá mẹ sét là loại phổ biến được lắng đọng trong các môi trường khác nhau.

- Đá mẹ silic là loại do sự lắng đọng của sét silic ở nơi phát triển diatomei và radiolari.

- Đá mẹ là vôi liên quan tới bùn vôi, sau khi giải phóng nước tạo thành sét vôi và các ám tiêu san hô chứa nhiều VLHC.

Vì vậy, tầng đá mẹ phong phú VLHC là tầng hạt mịn, dày, nằm ở miền lún chìm liên tục, trong điều kiện yếm khí (vắng oxygen). Đồng thời trong giai đoạn lắng nén VLHC chịu sự tác động và phân hủy của vi khuẩn...

+ Nếu theo đặc điểm trầm tích có ba loại: loại có nhiều hạt thô thường tích lũy trong các đới thoáng khí. Còn nếu đá mẹ nhiều thành phần hạt mịn thường tích lũy trong môi trường yếm khí. Loại VLHC được tích lũy trong các ám tiêu san hô.

+ Theo tiêu chuẩn địa hóa thì đá mẹ phải chứa một lượng VLHC nào đó và trong các điều kiện biến chất khác nhau chúng sản sinh ra các sản phẩm hữu cơ tương ứng. Mỗi giai đoạn biến chất sẽ có lượng VLHC hòa tan được trong dung môi hữu cơ (*bitum*) và phần còn lại không hòa tan trong dung môi hữu cơ hay còn gọi là kerogen.

Theo Gubkin I. M đá mẹ của dầu khí là loại đá chứa vật liệu có nguồn gốc hữu cơ hay còn gọi là sinh học mà từ đó xuất hiện

dầu khí. Muộn hơn vào năm 1962 Vassoevich N. B đã phát triển quan điểm này và cho rằng: “Sau khi xác định được sự phân bố rộng rãi của vi dầu trong đá trầm tích dưới nước vấn đề vật liệu nguồn đối với dầu khí cần được làm sáng tỏ”. Và quan trọng hơn là cần phân biệt loại đá nào phong phú vi dầu, loại nào nghèo vi dầu, loại nào dễ dàng giải phóng dầu và loại nào khó khăn hơn, cần tìm hiểu trong điều kiện nào và dưới dạng gì xảy ra di cư hydrocarbon đầu tiên. Vì thế Vassoevich N. B cho rằng dầu khí thường nằm dưới dạng phân tán khuếch tán trong đá sét và chuyển vào đá chứa khi có điều kiện và tạo thành trong đó các vỉa dầu khí.

Trong các vùng hiện nay được tích lũy vật liệu hữu cơ khác nhau do điều kiện biển và lục địa khác nhau. Trong môi trường nước thường được tích lũy các tàn tích sinh vật, phù du, bóm đáy, vi sinh, dong tảo, còn trong môi trường lục địa thường tích lũy các tàn tích của thực vật, đặc biệt là thực vật bậc cao. Vì vậy, trong môi trường nước, đặc biệt là môi trường biển thường được tích lũy loại vật liệu hữu cơ sapropel (Kerogen loại I và II) trong môi trường không có oxygen, còn trong môi trường lục địa thường được tích lũy loại vật liệu hữu cơ humic có lẫn sapropel, rất ít khi chỉ có loại humic (Kerogen loại III và một phần loại II) trong môi trường có oxygen.

Để xác định loại VLHC Van Krevelen đề nghị sử dụng giản đồ tương quan giữa các tỷ số rH/rC và rO/rC . Trên đồ thị phản ánh loại VLHC và mức độ biến chất VLHC (H.3.1). Sau này, Espilalie J. và nnk 1984 đã đề nghị sử dụng giản đồ tương quan giữa Tmax và chỉ số HI là các số liệu nhận được từ nhiệt phân kerogen (H.3.1)

Theo đó, họ phân ra như sau:

- $rH/rC \geq 1,5$ là kerogen loại I (sapropel) rất phong phú hydrogen (H_2) và lưu huỳnh (S_2), ưu thế sinh dầu.
- $rH/rC = 1.0 \div 1.5$ là kerogen loại II thường là sapropel – humic và humic – sapropel có hàm lượng trung bình về H_2 và S, ưu thế sinh dầu và một phần khí.
- $rH/rC \leq 1.0$ là kerogen loại III thường là loại humic nghèo H_2 và S, ưu thế sinh khí.

- $rH/rC \leq 0,5$ là kerogen loại IV thường là loại VLHC bị oxy hóa, rất nghèo hydrogen.

Vì vậy các loại sét đầm hồ thường chứa kerogen loại I được tích lũy từ dong, nước ngọt, tảo, vi khuẩn.

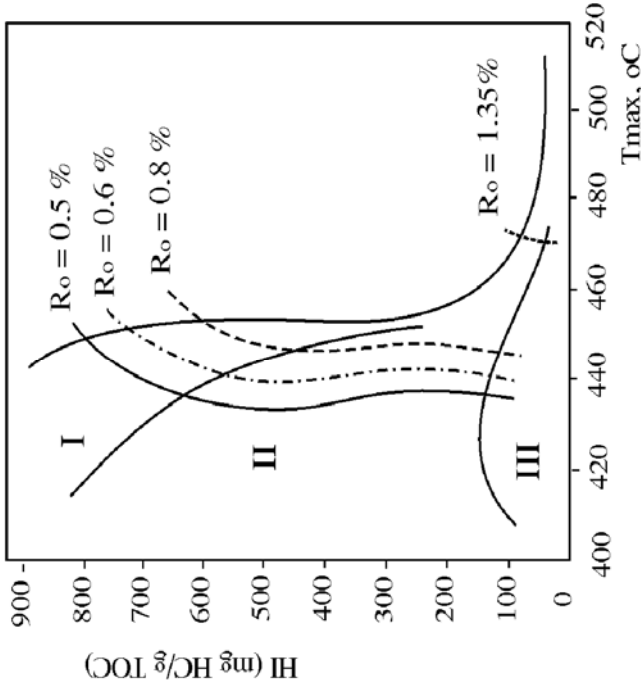
Loại sét, nước lợ, cửa sông, biển nông hỗn hợp sét vôi và vôi thường chứa Kerogen loại II được tích lũy từ plancton (tảo) dong nước lợ, nước mặn, vi khuẩn..v.v....

Còn sét delta, paralic, sông, cũng như các thực vật bậc cao và vật liệu than trên lục địa thường chứa Kerogen loại III (Bảng 3.1).

Bảng 3.1 : Đặc trưng địa hóa đá mẹ

Chỉ tiêu	Loại kerogen			
	I	II	III	IV
rH/rC	>1.5	1.5÷1.0	1.0÷0.5	< 0.5
rO/rC	<0.1	0.1÷0.2	0.2÷0.25	>0.25
Pr/ph	<1.0	1.0÷4.0	4.0÷8.0	> 8.0
Môi trường	Nhiều hydrogen, lưu huỳnh.. Nước ngọt, đầm hồ. VLHC tồn tại ở điều kiện yếm khí.	Hydrogen và lưu huỳnh ở mức trung bình. Phytoplanton, zooplanton và vi khuẩn, biển, ở đáy yếm khí.	Ít hydrogen và S. Từ thực vật (trên cạn), humic (ở rìa lục địa).	Hydrogen rất thấp, rất ít hoặc vắng lưu huỳnh. Vật liệu bị oxy hóa
Cấu trúc phổ biến	Phong phú nhiều alkyl. Các cấu tử polycyclic và thành phần dị HC rất thấp.	Các mạch ngắn alkyl, nhiều mạch naphthenic và polyaromatic	Nhiều dị nguyên tố OSN. Nhiều cấu trúc polycyclic aromatic, nhiều mạch dài alkan và sáp. Nhiều nhóm métyl	Phần lớn CO ₂ và một ít cấu trúc aromatic
Sản phẩm	Thu được 80% chất chiết hay chất béo sinh dầu tốt nhất.	Thu được 60% chất chiết, sinh dầu và khí, trong đó loại parafinic chiếm ưu thế	Thu được ít chất chiết, parafinic, bitum lỏng	Nhiều nhựa asphalten
Lưu ý: ở mức biến chất cao, tỷ số rH/rC càng giảm và phytane giảm. Vì vậy Pr/Ph không ổn định.				

B. Theo Espitalie J. Và n.n.k, 1984



Ro < 0.5 (0.6) % Immature

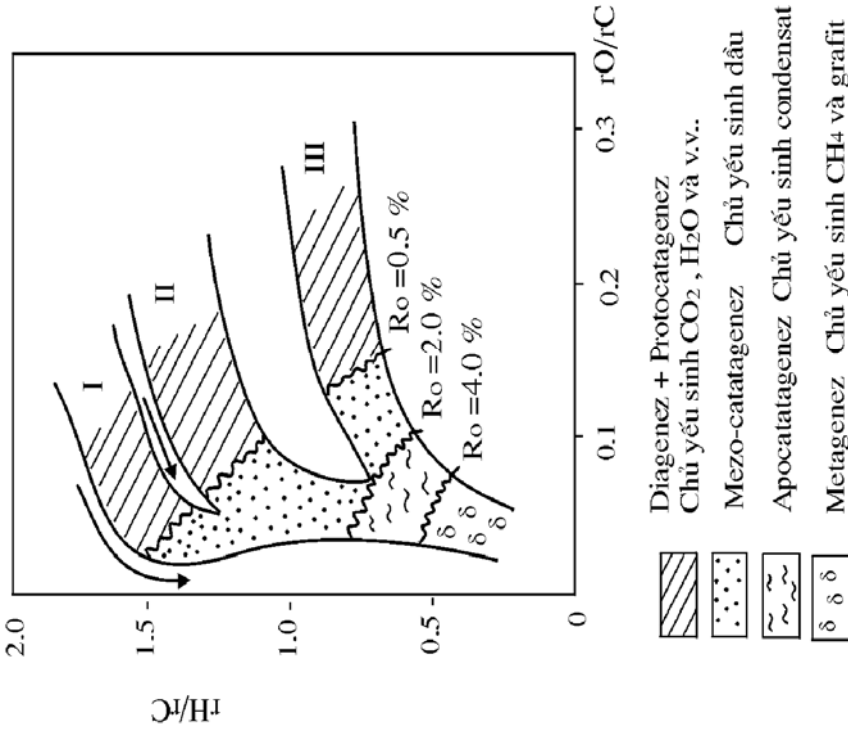
Ro = 0.5 (0.6) - 0.8 % Mature

Ro = 0.8 - 1.35 % Postmature

Ro > 1.35 % Overmature

Kerogen loại I, II, III

A. Theo van Krevelen



Diagenez + Protocatagenez

Chủ yếu sinh CO₂, H₂O và v.v..

Mezo-catagenenez Chủ yếu sinh dầu

Apocatagenenez Chủ yếu sinh condensat

Metagenenez Chủ yếu sinh CH₄ và grafit

Hình 3.1. Giản đồ xác định loại vật liệu hữu cơ

Cần nhớ rằng: Van Krevelen và Espitalie J. quan niệm diagenез bao gồm đối trên cùng oxy hóa + đối dưới sinh hóa – bứt phá hóa học nhưng nhờ sự tác động của vi khuẩn và phần đầu của quá trình hóa học tức là kết thúc quá trình phân hủy các hydroxil acid humic và carboxil. Kết thúc giai đoạn giải phóng nước tự do và trầm tích bắt đầu gắn kết ($R_0 \leq 0,5 \div 0,6\%$). Song nhiều chuyên gia cho rằng giai đoạn diagenез chỉ bao gồm kết thúc phần cơ học và sinh hóa ($R_0 \leq 0,25\%$). Còn quá trình hóa học ban đầu phải được gắn với toàn bộ quá trình biến đổi hóa học của VLHC tức là vào giai đoạn protocatagenез ($R_0 = 0,25 \rightarrow 0,50 \div 0,6\%$). Ở giai đoạn này xảy ra bứt phá các mạch hydroxil, acid humic, carboxil,...(phần này nói rõ ở mục 3.2 chuyển hóa VLHC).

3.1.1 Loại vật liệu hữu cơ sapropel

Trên cơ sở nghiên cứu trầm tích hiện đại Bogorov V. G cho rằng sản phẩm chủ yếu là loại phytoplankton, loại zooplankton nhỏ hơn mười lần, còn loại phytobentos là rất nhỏ. Ví dụ, hàng năm tích lũy ở Thái Bình Dương 550 tỷ tấn phytoplankton. Theo số liệu của Romanskievich E. A thì nguồn vật liệu hữu cơ có nguồn gốc sinh học ở đại dương và từ lục địa đưa tới là 21,1 tỷ tấn/năm, trong đó loại phytoplankton chiếm tới 94,7%, loại allocton từ lục địa đưa tới chỉ chiếm 4,8% và loại phytobentos chỉ chiếm 0,5%. Cần lưu ý rằng ở những vùng biển và đại dương gần bờ thường được phát triển thảm thực vật dưới nước, cũng là nơi được tích lũy nhiều vật liệu vụn. Từ đó phát triển nhiều loại sinh vật và đặc biệt loài vi khuẩn phân hủy vật liệu hữu cơ, chính bản thân chúng sau khi chết đi cũng là nguồn vật liệu hữu cơ loại sapropel.

Đối với loài sống trôi nổi (*plancton algae*) thường phát triển loại xanh thẫm (*cyanophyta*), loại xanh lá cây (*chlorophyta*), vàng nhạt (*hantophyta*), loại vàng óng (*chysophyta*). Đó là loại thực vật một tế bào, đôi khi phát triển cả quần thể. Thành phần hóa học của loại dong này thường là: albumin 67%, lipide chiếm 17%, còn lại là hydratcarbon chiếm tới 16%. Chứa nhiều lipide là loại dong diatomei, trong đó có chất hytin tương đối bền và được chôn vùi trong trạng thái hóa đá trong môi trường khử mạnh và khử.

Loại zooplankton đôi khi phát triển mạnh, trong đó phải kể

đến loại graptolit.

Loại phytobentos thường là dong đáy và cỏ biển, chúng phát triển mạnh ở đới gần bờ.

Như vậy, loại vật liệu hữu cơ sapropel phát triển đa dạng, trong đó chủ yếu là loại dong tảo. Vì vậy, trong một số trường hợp trong đá được tích lũy loại vật liệu hữu cơ có hàm lượng cao của sapropel chính là do sự phát triển của dong tảo.

3.1.2 Loại vật liệu hữu cơ hỗn hợp humic - sapropel

Vật liệu nguồn của vật liệu hữu cơ humic sapropel là các tàn tích của thực vật, trong đó có thực vật bậc cao và lẫn với phytoplankton. Trong một số trường hợp phát triển cả dong đáy. Đơn thuần chỉ có loại vật liệu hữu cơ humic thường hiếm có vì đa phần chúng được tích lũy trong môi trường nước nơi bao gồm sự phát triển của loại phytoplankton của biển hay đầm hồ. Vì vậy, môi trường có thể là khử hay khử yếu.

Trong một số trường hợp vật liệu hữu cơ được tích lũy trong điều kiện lục địa hoàn toàn (không có nước) ví dụ đồng bằng aluvia, sa mạc thì trong kerogen thường được tích lũy các vi cấu tử (*microcomponent*) không có cấu trúc rõ ràng. Vì vậy, nguồn vật liệu humic cũng tiến hóa theo sự tiến hóa của thực vật bậc cao.

Ví dụ, theo Crystofovich A. N (1957) thì vào hệ Devon phát triển giới thực vật nguyên sơ, đến carbon loài thực vật bào tử, từ pecmi đến trước kỷ cenozoi phát triển thực vật khoả tử, đầu cenozoi phát triển dong tảo chứa nhiều S và trong suốt kỷ này phát triển thực vật bí tử (thực vật hạt kín). Tuy vậy, cần lưu ý là trong môi trường lục địa thường chứa nhiều oxygen - nhân tố chủ yếu phân hủy các lipide. Vì vậy, đôi khi chất lipide trong môi trường trên cạn có thể bị phân hủy gần như hoàn toàn, trong trường hợp này Strakhov N. M gọi là môi trường oxy hóa.

3.1.3 Tích lũy vật liệu hữu cơ trong giai đoạn trầm tích và tạo đá sẫm (*diagenesis*)

Tồn tại hai vùng trầm tích cơ bản đó là vùng biển và vùng lục địa.

1- Vùng lắng đọng trầm tích biển

Theo Romanskievich E. A thì vùng trầm tích biển tích lũy được khoảng 25-70 tỷ tấn, trong đó carbon hữu cơ (*Corg*) chiếm tới 18-40 tỷ tấn. Vật liệu hữu cơ tồn tại ở trạng thái hòa tan và lơ lửng trong nước biển. Còn trong nước mặt có tới 45-70% *Corg* bị sử dụng (tổng hợp) bởi dòng plancton và diệp lục (*macrofit*) khi còn sống. Sau khi chết chúng chuyển sang trạng thái hòa tan và là dạng cơ bản của vật liệu hữu cơ trong nước. Đồng thời nguồn vật liệu hữu cơ này cũng là nguồn thức ăn cho zooplankton tạo nên sự chuyển hóa bởi sinh vật sống. Như vậy, hệ thống quang hợp (tổng hợp)- phân hủy của vật liệu hữu cơ trong nước biển hay trong lục địa liên tục xảy ra và cuối cùng để lại tàn tích của chúng và được tích lũy trong bùn đáy. Theo tính toán của Romanskievich E. A thì lượng vật liệu hữu cơ đạt tới lớp bùn đáy chỉ khoảng 3-9% còn phần lớn bị mất ở giai đoạn lắng nén do vi khuẩn, do động vật bám đáy, dòng plancton...

Khi tàn tích vật liệu hữu cơ đạt tới phần trên cùng của lớp bùn đáy bị vi khuẩn ưa khí tái tạo lại. Lớp này dày khoảng 2-3cm đến 1m - gọi là lớp oxy hóa (Strakhov N. M, 1972 và Volkov I. I và n.n.k., 1972). Tại đây vật liệu hữu cơ do tác động của oxy hòa tan đã phân hủy và chuyển hóa dưới tác dụng của thế năng oxy hóa khử. Dưới lớp này là hoạt động của loại vi khuẩn yếm khí. Các tàn tích vật liệu hữu cơ (>90%) chuyển sang dạng khoáng hóa trong tập trầm tích. Do thâm nhập của SO_4^{2-} từ nước đáy, có độ sâu từ 1,55m đến 8,40m, xảy ra quá trình khử bởi sunphat của nước từ bùn. Theo Strakhov N. M và Bordovski O. K thì lớp này dày khoảng 1,5-2m là đới hoạt động mạnh mẽ nhất. Trong đới này hình thành các acic humic và giảm lượng lipide, albumin, acide amin và hydratcarbon. Tức là giảm lượng nguyên tố N và P, ngược lại tăng lượng carbon và hydrogen. Trên cơ sở phân dị vật liệu hữu cơ nêu ở trên nhiều nhà nghiên cứu dẫn đến kết luận là vật liệu hữu cơ loại sapropel được tích lũy trong biển nông, biển sâu vừa, vũng vịnh, các hồ lục địa cũng như các thung lũng đại dương sâu. Vì vậy, ở các vùng này cũng có thể là hồ muối, vùng nước lợ hay nước nhạt. Theo các chuyên gia địa hóa như Degens E, Ross D, Gurari F. G... thì lượng vật liệu hữu cơ sapropel được tích lũy nhiều hay ít còn tùy thuộc vào mức độ

phân rã của hydrosulfua ở lớp đáy. Tuy nhiên, Neruchev C. G lại cho rằng chủ yếu do mức độ phân hủy và tiêu thụ bởi rong xanh và được tích lũy ở các đới tách giãn của vỏ trái đất dọc theo các đứt gãy sâu dạng riftơ. Nơi đây xảy ra quá trình khử mạnh, các phản ứng khử sắt tạo thành các sulfid (FeS). Hệ số hóa thạch của vật liệu hữu cơ sapropel đạt khoảng từ 1 đến 4% (theo Ignalov B. F, 1967). Khi nghiên cứu các lắng đọng ở biển Đen, Strakhov N. M. (1955) phát hiện quá trình khử oxygen ở đới hoạt động mạnh mẽ này và cho ra các sản phẩm của nó như sau

- Nếu khử hết oxygen cho ra sulfid sắt (pyrit FeS)
- Nếu khử ở mức trung bình thì tạo thành carbonat sắt ($FeCO_3$). Nếu nhiều oxygen thì tạo thành oxyt sắt (Fe_2O_3).

Đó là kết quả của quá trình oxy hóa khử vật liệu hữu cơ ở đới tạo đá cho ra các sản phẩm dưới dạng hỗn hợp của S và Fe.

Từ đó, ông xây dựng lên tương quan sau:

Trong môi trường khử mạnh (IV) $Fe_S^{+2} > Fe_{HCl}^{+2} > Fe^{+3}$

Trong môi trường khử (III) $Fe_{HCl}^{+2} > Fe_S^{+2} > Fe^{+3}$

Trong môi trường khử yếu (II) $Fe_{HCl}^{+2} > Fe^{+3} > Fe_S^{+2}$

Trong môi trường oxy hóa (I) $Fe^{+3} > Fe_{HCl}^{+2} > Fe_S^{+2}$

Chúng được biểu diễn dưới dạng sơ đồ sau :

(Hình 3.1: Tương quan hàm lượng sắt)

Trên cơ sở nguyên lý này Strankov N. M. còn xây dựng tam giác vuông cân để áp dụng cho các mẫu như sau:

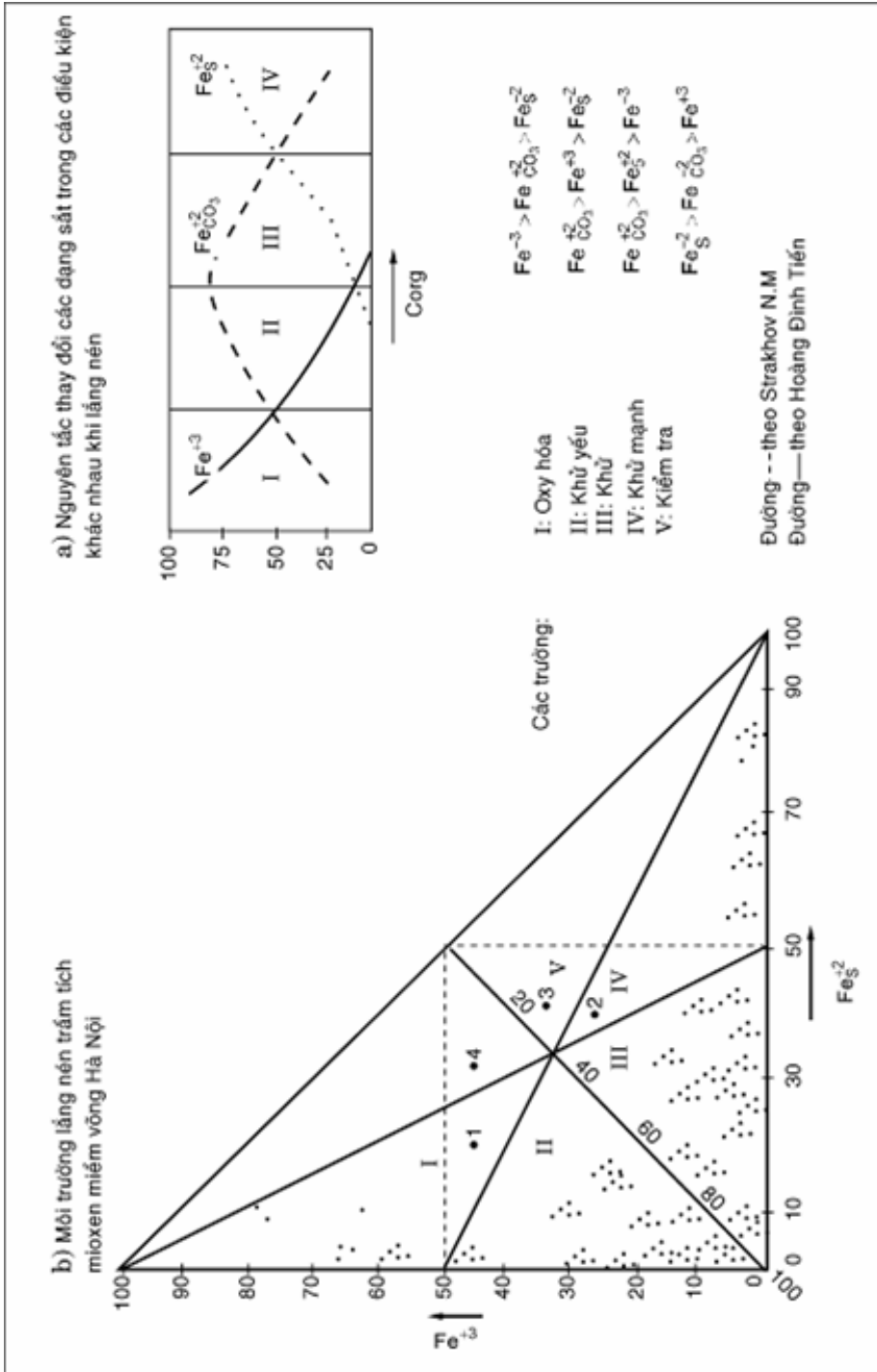
(Hình 3.1: Giải đồ phân chia các trường của Strankov N. M)

Trường I: oxy hóa

Trường II: khử yếu

Trường III: khử

Trường IV: khử mạnh



Hình 3.2: Giản đồ phản ánh môi trường khi lắng

Tuy nhiên, đồ thị tam giác vuông cân chưa hoàn toàn phản ánh bốn tương quan nêu trên. Ví dụ, điểm 1 không nằm ở môi trường khử yếu mà ở môi trường oxy hóa, điểm 2 không nằm ở môi trường khử mà nằm ở môi trường khử mạnh. Các điểm 3, 4 không nằm trong trường nào. (Hình 3.2: Giản đồ phân chia các trường của Hoàng Đình Tiến, 1975).

Vì vậy, năm 1975 Hoàng Đình Tiến đã phân chia lại theo các đường trung tuyến trên cơ sở nguyên tắc về tương quan giữa các hàm lượng của các khoáng vật thứ sinh chứa sắt như sau :

$$\text{Trường I: oxy hóa có } \frac{Fe_S^{+2}}{Fe_{HCl}^{+2}} < 1; \quad \frac{Fe_S^{+2}}{Fe^{+3}} < 1; \quad \frac{Fe_{HCl}^{+2}}{Fe^{+3}} < 1$$

$$\text{Trường II: khử yếu } \frac{Fe_S^{+2}}{Fe_{HCl}^{+2}} < 1; \quad \frac{Fe_S^{+2}}{Fe^{+3}} < 1; \quad \frac{Fe_{HCl}^{+2}}{Fe^{+3}} > 1$$

$$\text{Trường III: khử } \frac{Fe_S^{+2}}{Fe_{HCl}^{+2}} < 1; \quad \frac{Fe_S^{+2}}{Fe^{+3}} > 1; \quad \frac{Fe_{HCl}^{+2}}{Fe^{+3}} > 1$$

$$\text{Trường IV: khử mạnh } \frac{Fe_S^{+2}}{Fe_{HCl}^{+2}} > 1; \quad \frac{Fe_S^{+2}}{Fe^{+3}} > 1; \quad \frac{Fe_{HCl}^{+2}}{Fe^{+3}} > 1$$

Ngoài ra còn trường số V có thể coi là trường kiểm tra. Vì các mẫu rơi vào các trường này đều thuộc loại sai số do nhiều nguyên nhân như: lấy mẫu không chính xác, gia công xử lý mẫu không đúng, phân tích chưa đúng...

Bên cạnh quá trình thành tạo các khoáng vật sắt thứ sinh trong giai đoạn lắng nén ban đầu còn hình thành tổ hợp khoáng vật thứ sinh khác như

- Trong trường hợp oxy hóa hình thành tổ hợp các khoáng vật hydrogơtit - gơtit - limonit.

- Trong môi trường khử yếu hình thành tổ hợp khoáng vật samoizit- xiderit - hematit - glauconit.

- Trong môi trường khử hình thành tổ hợp khoáng vật xiderit là chính - pyrit.

- Trong môi trường khử mạnh hình thành khoáng vật pyrit là chính và marcazit- xiderit là thứ yếu.

Bên cạnh đó còn sử dụng các chỉ tiêu $rNa^+/rCl^- < 1$; $rCl/Br < 300$, hệ số sulphat $K_{SO_4} < 1$ với hàm lượng iod và brom cao lại có các loại nước clorua canxi và clorua mangan. Chúng tỏ chúng được tích lũy trong môi trường biển. Trong trường hợp ngược lại thể hiện môi trường lục địa.

2- Vùng lắng đọng trầm tích lục địa

Vùng lắng đọng trầm tích lục địa thường liên quan tới các đầm lầy, hồ được tích lũy vật liệu hữu cơ dạng thực vật thân gỗ (bậc cao). Sự tích lũy sinh khối của dạng này không thể phong phú như loại vật liệu hữu cơ plancton nguồn gốc biển.

Waksmans S. A, 1941 đã phân chia chúng thành ba dạng như sau:

1- Loại lơ lửng tức là loại bị phân hủy bởi các quá trình lý hóa, vi khuẩn để lại tàn tích.

2- Loại hòa tan và hóa keo bao gồm loại bền đối với sự phân hủy tiếp theo (humic ở dạng lỏng) và loại dễ bị đứt vỡ như acid amin, acid béo, protein...

3- Loại trong bùn đáy, trong đó có loại sinh vật chết dễ bị phân hủy như: hydratcarbon, một số protein và mỡ; loại humic đầm hồ bao gồm các chất tương đối bền ít bị phân hủy như lignin và sản phẩm chuyển hóa của nó, một số chất chứa nitơ dạng melanit...

Theo Uspenski V. A thì trong mùn lục địa hệ số hóa thạch đạt khoảng 8,7% tức là cao hơn nhiều so với trầm tích biển.

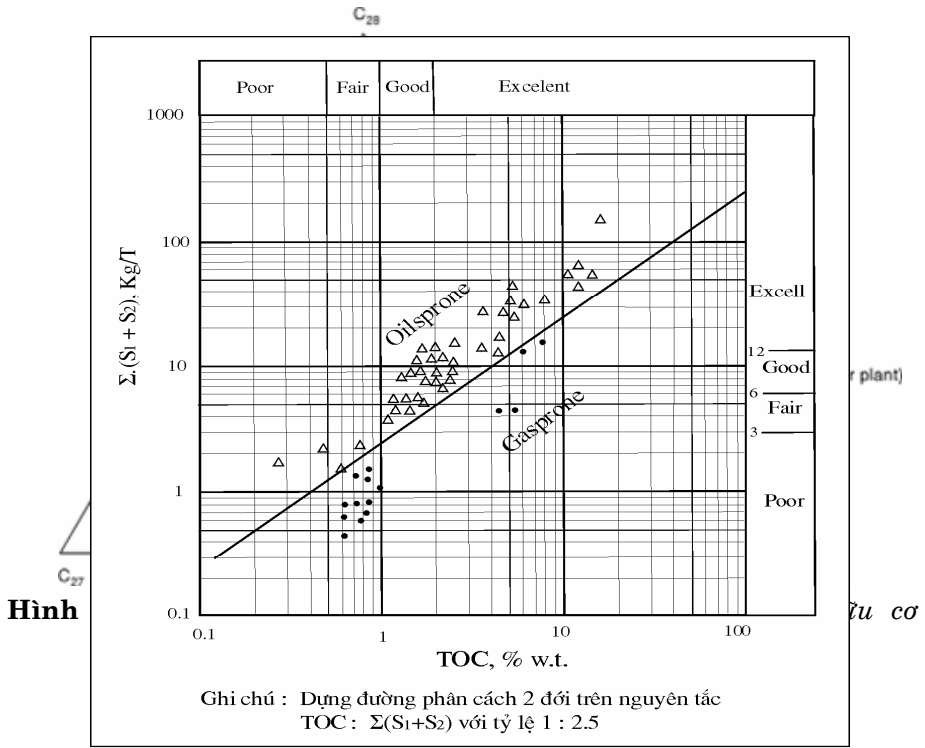
3.1.4 Phân loại tầng đá mẹ

Để phân biệt được môi trường tích lũy VLHC và loại kerogen thường dựa vào bảng 3.2 để xác định các thông số và các hình phản ánh tương quan giữa HI và Tmax (H3.1). Ngoài ra, còn dựa vào mối tương quan giữa các tỷ số Pr/nC_{17} và Ph/nC_{18} và giữa các cấu tử C_{27} , C_{28} và C_{29} trong mảnh M/Z 217 của steranes để xác định môi trường tích lũy VLHC. (Hình 3.4 và 3.5).

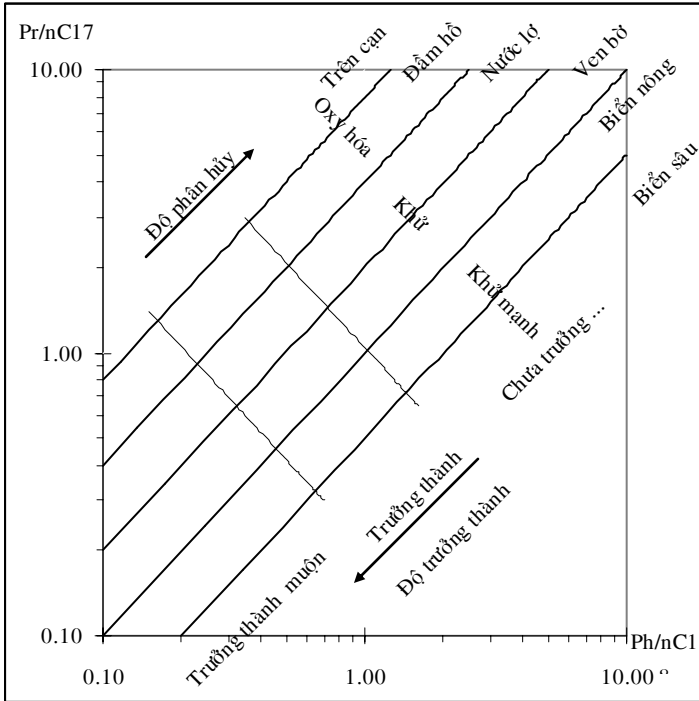
Các tác giả còn dùng quan hệ giữa các chỉ tiêu TOC và $\Sigma(S_1+S_2)$ để xác định khả năng sinh ra các loại sản phẩm của vật liệu hữu cơ (H.3.3).

Bảng 3.2: Thông số địa hóa cơ bản được áp dụng ở các bể trầm tích địa Việt Nam

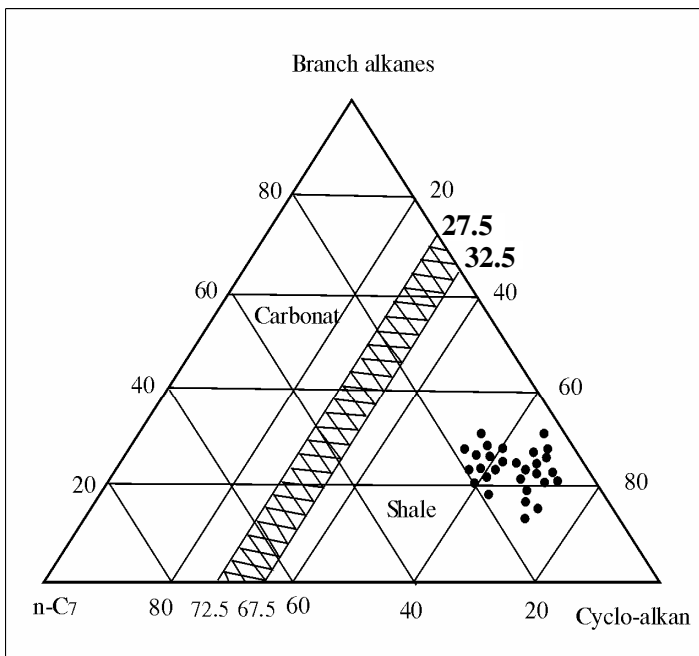
1. LOẠI VLHC VÀ MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH										
Loại vật liệu hữu cơ	BTAcI BTAcB	rH/rC	Môi trường trầm tích	Quan hệ giữa Tmax với HI			Ph/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	Quan hệ giữa C ₂₇ -C ₂₈ - C ₂₉ và Pr/n-C ₁₇ - Ph/n- C ₁₈	
				Rodionova K.F.	Vasoevic h N.B.	HI				
Lục địa	<0,7	<0,75	<0,8	Oxy hóa				> 4,5	> 1,5	
Chuyển tiếp	0,7-1,0	0,75-1,25	0,8-1,0	Khử yếu	0,75-1,25	0,8-1,0	2,0-4,5	1,25-1,5	2,0-4,5	
Trôi nổi	1,0-5,0	1,25-1,50	1,0-1,05	Khử	1,25-1,50	1,0-1,05	1,0-2,0	1,0-1,25	1,0-2,0	
Bám đáy	> 5,0	>1,5	> 1,05	Khử mạnh	>1,5	> 1,05	< 1,0	< 1,0	< 1,0	
2. ĐÁ MẸ										
Phân loại đá mẹ	TOC trong cacbonat	TOC trong sét	BTACL ppm	BTACL (ppm)		C ₁₅ ⁺ ppm	S ₁	S ₂	S ₁ + S ₂	
				%	(ppm)					
Nghèo	<0,25	0 - 0,5	< 600	< 0,5	< 50	< 40	0 - 0,5	0 - 2,5	< 3,0	
Trung bình	0,25 - 0,5	0,5 - 1,0	600 - 1000	0,5 - 5,0	(50 - 500)	40 - 130	0,5 - 1,0	2,5 - 5,0	3,0 - 6,0	
Tốt	0,5 - 1,0	1,0 - 2,0	1000 - 2000	5,0 - 10	(500 - 1000)	> 130	1,0 - 2,0	5,0 - 1,0	6,0 - 12,0	
Rất tốt	> 1,0	> 2,0	> 2000	> 10	(> 1000)		> 2,0	> 10	> 12,0	



Hình 3.3 Giản đồ xác định tiềm năng sinh hydrocarbon của VLHC (ví dụ ở bể Cửu long)



Hình 3.5. Đồ thị xác định môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ



H.3.6: Giảm đồ xác định loại đá tích lũy VLHC bằng n-C7 và các đồng phân của C4-C7 (Ví dụ ở bể Cửu long)

Vi dụ, nếu hàm lượng ưu thế của C_{29} so với C_{28} và C_{27} thể hiện môi trường lục địa, ưu thế của C_{28} với số còn lại là môi trường đầm hồ và chuyển tiếp và ưu thế của C_{27} so với C_{28} và C_{29} phản ánh môi trường biển. Trên cơ sở tương quan giữa các cấu tử nêu trên Huang và Meinschein 1979 đã biểu diễn trên đồ thị tam giác. Từ đó có thể xác định môi trường tích lũy VLHC là: plancton, biển mở, cửa sông-vũng vịnh, đầm hồ, trên cạn và thực vật bậc cao (H.3.4).

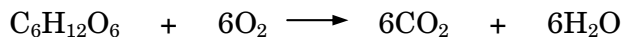
Ngoài ra, một số nhà nghiên cứu còn sử dụng tương quan giữa nC_7 với các đồng phân của $C_4 - C_7$ để xác định loại trầm tích chứa vật liệu hữu cơ (H.3.6).

Như vậy, tầng đá mẹ phải đạt tối thiểu lượng VLHC nhất định (TOC > 0.5% cho sét và > 0.25 cho cacbonat), được tích lũy và bảo tồn trong môi trường khử và....

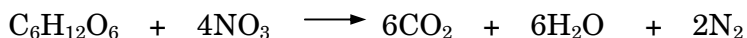
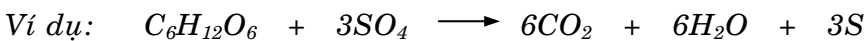
3.2 Chuyển hóa vật liệu hữu cơ (mức độ trưởng thành)

3.2.1 Quá trình chuyển hóa vật liệu hữu cơ trong giai đoạn tạo đá (diagenesis)

Trong giai đoạn này vai trò của vi khuẩn là chủ đạo. Ban đầu xảy ra hiện tượng oxy hóa vật liệu hữu cơ trong trầm tích bởi các vi thảo mộc ưa khí. Phản ứng oxy hóa dẫn đến tạo thành khí CO_2 và nước ở ngay lớp trên cùng của bùn đáy. Lượng vật liệu hữu cơ mất cho quá trình này tới 80-90%. Khi oxy tự do ở lớp trên cùng biến mất thì đồng thời các vi sinh vật ưa khí cũng kết thúc (ở độ sâu 2cm-1m, đôi khi tới 8,4m). Quy trình diễn ra như sau

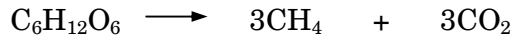


Xuống sâu hơn (1,5 ÷ 2m, có khi sâu hơn) là quá trình khử sulphat và nitrat của nước biển và tạo oxyt sắt và tiếp tục tạo các dạng khử của lưu huỳnh, sắt. Do đó, có thể nói quá trình khử sulphat là quá trình khử trong điều kiện yếm khí.



Quá trình khử sulphat kết thúc đặc trưng cho điều kiện khử mạnh và giải phóng khí H_2S . Vi khuẩn khử sulphat hoạt động

mạnh dẫn đến sinh ra axetat, CO₂ và H₂. Trên cơ sở đó phát triển vi khuẩn sinh khí mêtan và khử CO₂ để tiến tới hình thành khí mêtan do tự phân hủy hay do vi khuẩn yếm khí tác động (>2,0m)



Sự phân hủy vật liệu hữu cơ trong giai đoạn lắng nén tùy thuộc vào sự hoạt động của vi khuẩn yếm khí. Tức là các vi khuẩn tiến hành khử oxy và sulphat cho thành tạo các lipide. Sự phân hủy này trước hết xảy ra đối với các hydratcarbon, albumin, dẫn đến việc để lại tàn tích lipide tương đối bền vững. Ví dụ, theo Neruchev S. G, Lopatin N. V và Davitasvili A. S, 1972 thì trong điều kiện yếm khí vật liệu hữu cơ của trầm tích biển nông có thể bị phân hủy bởi vi khuẩn yếm khí từ 10 đến 65%. Trong trầm tích lục địa VLHC bị phân hủy từ 1-2% đến 40% và đối với trầm tích carbonat vật liệu hữu cơ có thể bị phân hủy tới 85%.

Trong trầm tích biển chứa nhiều vật liệu hữu cơ loại sapropel thường xảy ra quá trình lưu huỳnh hóa do có mặt ion sulphat. Do hoạt động vi khuẩn yếm khí mạnh mẽ mà xảy ra sự chuyển hóa hydratcarbon thành các acid béo, lipide tương đối bền vững. Vì lý do trên trong dầu có nguồn gốc sapropel thường phong phú lưu huỳnh. Ngược lại, trong trầm tích lục địa, đặc biệt thực vật bậc cao giảm hẳn quá trình lưu huỳnh hóa các chất hữu cơ humic và hỗn hợp do vắng mặt ion sulphat. Quá trình này dẫn đến nghèo nguyên tố lưu huỳnh trong dầu có nguồn gốc lục địa. Trong giai đoạn tạo đá vật liệu hữu cơ sapropel tái tạo và cho nhiều thành phần metano - naffenic. Còn loại humic và hỗn hợp cho thành phần aromatic tăng cao. Cả hai trường hợp càng chìm xuống sâu càng có khả năng tăng loại hydrocacbon metano - naftenic, còn giảm lượng hydrocacbon aromatic, giảm cả lượng nhựa và asphalten.

Như vậy, quá trình metan hóa trong điều kiện khử mạnh ở giai đoạn của thời kỳ lắng nén (*diagenes*) tăng lượng bitum với hàm lượng tăng cao tới 2-3 lần của hydrocacbon metano - naftenic, giảm hydrocacbon aromatic, chấm dứt quá trình khử sulphat, giảm lượng nhựa và asphalten, giảm hàm lượng của các hợp chất dị nguyên tố (N.O.S). Các sản phẩm khí trong giai đoạn

này thường là CH_4 , C_2H_6 , CO , CO_2 , H_2S , N_2 , H_2 .

3.2.2 Thành phần và đặc điểm thạch học của vật liệu hữu cơ, phân loại nguồn gốc

Thành phần và đặc điểm thạch học của vật liệu hữu cơ như sau:

- ♦ Theo các kết quả của nhiều nhà nghiên cứu thì có thể phân chia thành các nhóm như sau

- Nhóm tàn tích của thực vật bậc cao như vitrinit, fuzinit, semifuzinit, leptinit, chúng cùng tồn tại trong than (*humic*)

- Nhóm tàn tích của dòng plancton, động vật sống có thành phần hytin (sapropel) và sản phẩm phân hủy của chúng.

- Nhóm dòng đáy cũng có thể liệt vào nhóm giả vitrinit (*pseudovitrinit*).

- Nhóm hỗn hợp sapropel - humic - hay humic - sapropel được tạo thành do sự tham gia phân hủy của vi khuẩn.

- ♦ Một số nhà nghiên cứu Tây Âu (Forsman Y. P, Hunt Y. M., 1958, Aiver M...) lại chia kerogen ra làm hai loại: kerogen loại than và kerogen loại dầu.

- ♦ Theo Parparova G. M., 1981 thì vật liệu hữu cơ có thể chia thành ba nhóm

- Nhóm thứ nhất có Corg lớn hơn 0,6%, trong điều kiện có cường độ cao của quá trình lắng nén yếm khí, các tàn tích hữu cơ ít bị biến đổi trong quá trình lắng nén yếm khí, đặc điểm của chúng thường kế thừa nguồn vật liệu ban đầu (đó là nhóm sapropel). Ví dụ: tallomoalginin, kolloalginin, vitrinit, leptinit, hytinit.

- Nhóm thứ hai có Corg dao động trong khoảng 0,01 - 20% cường độ lắng nén yếm khí không cao hay là không có các tàn tích bị oxy hóa mạnh trong giai đoạn lắng nén thoáng khí (loại humic). Ví dụ: fuzinit, semifuzinit, sorbomikstinit.

- Nhóm thứ ba thường có Corg < 0,6%. Cường độ oxy hóa yếm khí do vi khuẩn có thể đạt 80% các tàn tích bị biến đổi nhiều trong giai đoạn lắng nén yếm khí (loại hỗn hợp). Ví dụ: oxysorbokolloalginin, oxysorbomikstinit và sorbomikstinit.

♦ Vassoevich M. B, 1974, phân biệt hai loại vật liệu hữu cơ: loại sapropel được gọi là alicakhit tức là loại chứa nhiều n-alkan, còn loại humic được gọi là arecakhit là loại gần với thực vật trên cạn mặc dù chúng được tích lũy trong môi trường nước.

♦ Uspenski cũng chia làm hai loại: loại lipide tương ứng với sapropel (trong đó lipide chiếm tới 70 - 100%; H = 9-9,5%; N < 1-1,3%). Loại humoide là loại humic (trong đó lipide chiếm tới < 25%; H = 6-6,5%; N ≥ 1,3%).

♦ Tissot B, Espitalie Y, 1975, Volte D, 1981 chia vật liệu hữu cơ làm ba loại: kerogen loại I tương ứng với vật liệu hữu cơ sapropel có $H/C \geq 1,5$, kerogen loại II là loại hỗn hợp bao gồm các cấu trúc alifatic và acyclic với hàm lượng cao của cấu trúc aromatic, $H/C \leq 1,5$. Kerogen loại III bao gồm vật liệu hữu cơ humic rất đặc trưng cho cấu trúc polyaromatic với tỷ số $H/C < 1,0$.

Ngoài ra còn có rất nhiều loại phân chia khác nhau.

3.2.3 Biến đổi vật liệu hữu cơ trong giai đoạn nhiệt xúc tác (Catagenes)

1- Phân loại các giai đoạn nhiệt xúc tác

Giai đoạn nhiệt xúc tác là giai đoạn tạo thành đá trầm tích khi lún chìm dần. Thực chất của quá trình này là biến đổi thành phần khoáng vật của đá khi tăng nhiệt độ (T°) và áp suất (P) cùng với khoảng thời gian xảy ra lắng nén (Catagenes). Cuối cùng nhiệt độ có thể đạt 300-350°C với áp suất 2,5-3kbar. Do đó, biến đổi vật liệu hữu cơ cũng diễn ra dưới tác động của các yếu tố này (T° và P) cộng với độ dài của thời gian.

Trong quá trình tăng nhiệt xúc tác xảy ra nén ép trầm tích, giảm đáng kể độ rỗng, độ thấm - đặc biệt là sét. Trong quá trình này nước có hoạt tính được giải phóng (phần lớn), vật liệu hữu cơ cũng chuyển hóa mạnh.

Vi dụ, sét montmo chuyển hóa sang illit. Trong giai đoạn này xảy ra phân hủy nhiệt áp với các khí được giải phóng là CO_2 , CH_4 , NH_3 , N_2 , H_2S và các sản phẩm hydrocacbon lỏng dầy dầu.

Yếu tố chủ yếu gây nên biến đổi vật liệu hữu cơ là do nhiệt

độ và áp suất. Tuy nhiên, do thành phần khoáng vật khác nhau mà chế độ nén ép cũng khác nhau. Sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ trong giai đoạn này chủ yếu do yếu tố nhiệt độ, còn áp suất đóng vai trò thứ yếu. Ngoài ra yếu tố thời gian cũng tác động đến sự chuyển hóa này.

Nhiều nhà nghiên cứu đã phân ra các giai đoạn nhiệt xúc tác theo phần xạ vitrinit như sau: (Vassoevich M. B, Neruchev S. G, Lopatin N. V, 1976).

Song trong thực tế ở các bể Cenozoi trẻ ở dải hoạt động tây Thái Bình Dương và đặc biệt ở vùng Đông Nam Á nơi tiếp xúc của ba mảng lớn (đại lục Âu - Á, Thái Bình Dương và Ấn Độ Dương) lại thấy phân bố các cấp theo bảng 3.3. Vì vậy việc phân tích tiếp theo ứng dụng thang biến chất của các bể Cenozoi ở vùng Đông Nam Á.

Thang phân chia nêu trên phản ánh sự thay đổi thành phần, cấu trúc phân tử, quá trình sinh thành các sản phẩm hydrocacbon khí và lỏng. Tuy nhiên, phân chia như vậy phù hợp với vật liệu hữu cơ, còn phần trầm tích không nhất thiết theo phân chia này. Vì sự biến đổi trầm tích ngoài yếu tố nhiệt độ, còn lệ thuộc nhiều vào áp suất (áp lực nén đẳng tĩnh). Một số khoáng vật lại xuất hiện do yếu tố áp suất là chính...

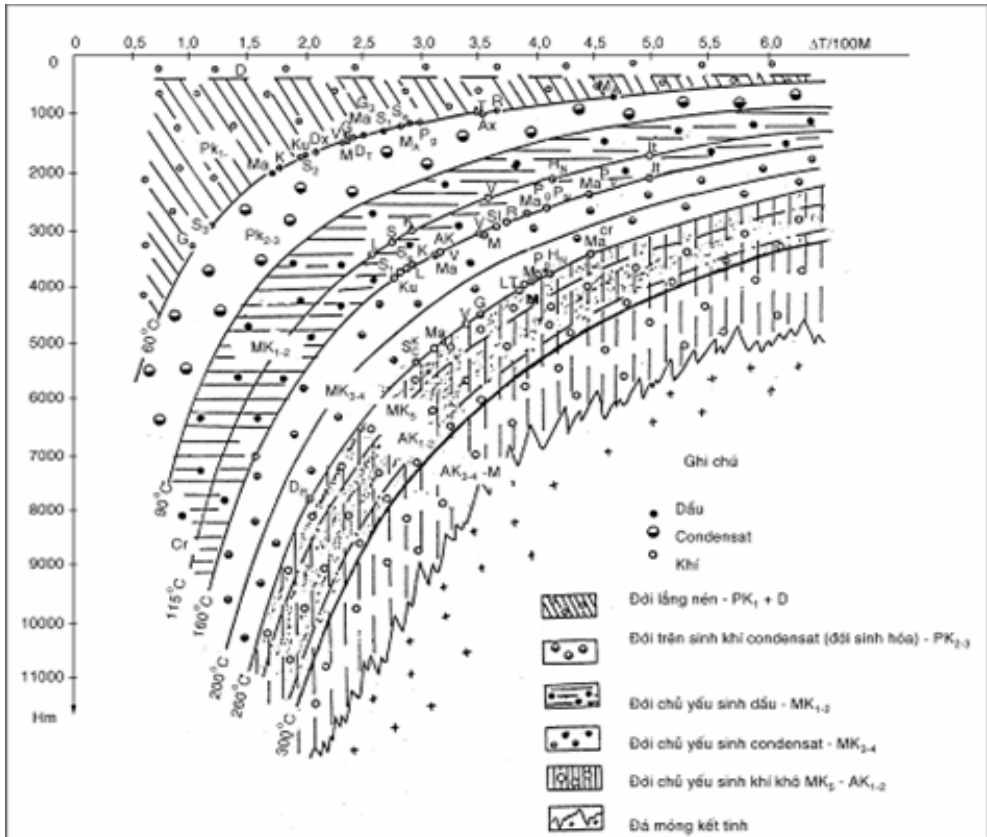
Cần lưu ý rằng yếu tố thời gian cũng quan trọng. Ví dụ, ở mức độ biến chất thấp song thời gian kéo dài cũng tạo điều kiện sinh dầu khí nhiều tương đương với thời gian ngắn nhưng nhiệt độ tăng lên cao.

Bảng 3.3. Mức độ biến chất của VLHC

Cấp biến chất	Pha biến chất	Ký hiệu	Phản xạ vitrinit %Ro	Nhiệt độ T ^o C
Diagenез	Pha khí sinh hóa	D	<0,3	80–90
		PK ₁ (B ₁)	0,3 ÷ 0,4	
Protocatagenез		PK ₂ (B ₂)	0,4 ÷ 0,5	
		PK ₃ (B ₃)	0,5 ÷ 0,6	
Mezocatagenез		Pha sinh dầu	MK ₁ (Д)	
	MK ₂ (Г)		0,8 ÷ 1,35	
	Pha sinh condensat		1,35 ÷ 1,75	
		MK ₄ (K)	1,75 ÷ 2,2	
		MK ₅ (OC)	2,2 ÷ 2,8	
Apocatagenез + Matamorphism	Pha sinh khí khô	AK ₁ (T)	2,8 ÷ 3,8	300
		AK ₂ (ΠA)	3,8 ÷ 4,8	>300
	Thành tạo grafit	AK ₃₊ AK ₄ +M (A)	4,8 ÷ 11	

Cũng có một số ý kiến (Ammosov I. I, Gorskov V. I, Pric. L) cho rằng dầu khí được sinh ra vào thời điểm lún chìm mạnh nhất của bể (tức là lệ thuộc chủ yếu vào độ sâu lún chìm). Song trong thực tế quá trình sinh dầu khí không những lệ thuộc vào nhiệt độ mà còn lệ thuộc vào sự phân bố và đặc tính của lớp đá, tức là phụ thuộc vào sự tản nhiệt hay khả năng tiếp nhận và phân tán nhiệt của chúng. Vì thế, chế độ nhiệt ở một bể trầm tích là rất quan trọng và được thể hiện bằng gradient địa nhiệt. Nó quyết định sự phân đới sinh thành dầu khí ở mỗi bể nông hay sâu, rộng hay hẹp. Hình 3.7 theo đồ thị này thì ở chế độ nhiệt thấp (gradient địa nhiệt thấp) đới sinh dầu, khí rất rộng và nằm ở độ sâu lớn, ngược lại ở chế độ nhiệt cao (gradient địa nhiệt cao) đới sinh dầu, khí, nông và hẹp hơn nhiều.

Điểm nữa cần lưu ý là chế độ nhiệt cổ mà vật liệu hữu cơ trải qua mới là thước đo đúng đắn. Chế độ nhiệt hiện tại đôi khi mới được hình thành do hoạt động kiến tạo đưa đến (từ dưới sâu theo các đứt gãy sâu) hay do các đai mạch magma mới xuất hiện. Với thời gian quá ngắn vật liệu hữu cơ chưa cảm nhận được chế độ nhiệt mới.



Hình 3.7: Phân đới thẳng đứng sinh HC phụ thuộc vào gradien địa nhiệt (H.Đ. Tiến, 1975)

2- Đặc điểm biến đổi của VLHC trong giai đoạn đầu xúc tác (procatagenез)

* Loại vật liệu hữu cơ có sapropel

Phần lớn kế thừa thành phần có trong giai đoạn lắng nén yếm khí. Đặc điểm của bitum trong giai đoạn protocatagenез là chứa nhiều oxygen. Vì vậy, cấu trúc của nó chứa nhiều mối gắn kết C = O, mà ít C = C. Hệ số chẵn lẻ của dãy phân bố n-alkan thường lớn hơn 1, của C₂₃ - C₂₉ thường là 2,6. Hệ số Pr/Ph thường nhỏ hơn 1 (trung bình là 0,11) có thể đến 0,3 vào giai đoạn giữa của protokatagenез. Các cyclanes thường theo quy luật: monocyclic > bicyclic > tricyclic > tetracyclic > pentacyclic > hexacyclic. Trong thành phần bão hòa phát hiện hàm lượng cao

của steranes và hopanes: $\beta\beta$ - hopanes với các 17β -hopane; 21β -hopane và steranes.

** Loại vật liệu hữu cơ humic*

Loại rất dễ hòa tan trong kiềm, là phần không thể tách khỏi than. Acide humic là hỗn hợp cao phân tử mẫu tối vô định hình. Chúng chứa nhiều oxygen, nitô, lưu huỳnh. Đó là loại điển hình cho vật liệu hữu cơ humic. Chứa nhiều cấu trúc aromatic C = C, C - H. Ngoài ra còn có cả các cấu trúc C = O, C - O và OH.

Đặc điểm nổi bật là có nhiều cấu trúc chứa oxygen (C = O), có hàm lượng cao của các cấu tử C_{21} - C_{25} . Hệ số chẵn lẻ của C_{23} - C_{29} thường > 1 .

Trong cấu trúc thường tìm thấy hàm lượng cao của pristane so với phytane. Trong số các cấu trúc không bão hòa của C_{27} - C_{31} thường gặp oleananes, bauerenes và hopanes, đó là các mạch nhánh với các 17α - hopane; 21α - hopane; 17β - hopane và 21β -hopane. Các bitum hay kerogen của than nâu không chứa các hydrocarbon thấp phân tử. Các khí thường gặp là: CO_2 , CH_4 , NH_3 và H_2S , ở khoảng độ sâu 0,5- 1,5 km.

3- Chuyển hóa vật liệu hữu cơ trong giai đoạn nhiệt xúc tác (Mezocatagenez và Apocatagenez)

a) Loại vật liệu hữu cơ sapropel

Trong giai đoạn nhiệt xúc tác đặc điểm chủ yếu của vật liệu hữu cơ phân tán là sự chuyển biến mạnh mẽ có liên quan tới quá trình sinh dầu khí.

Thành phần chủ yếu của chúng là loại không hòa tan, bitum, các cấu tử sôi ở nhiệt độ thấp và khí.

** Loại vật liệu hữu cơ không tan*

Trong giai đoạn đầu của mezocatagenez thường chiếm tới 90% vật liệu hữu cơ phân tán. Lúc đầu mất một phần carbon, phần lớn hydrogen và các dị nguyên tố để tạo thành các sản phẩm lỏng và khí, tức là khi đạt được các pha chính tạo dầu (MK_{1-2}) và pha chính tạo condensat (MK_{3-4}) khí (MK_5 - AK_{1-2}). Theo tính toán của một số nhà nghiên cứu thì giai đoạn này vật liệu

hữu cơ không hòa tan mất tới 75% chất lipide dự trữ. Sự phân hủy các chất lipide đa chuỗi tạo thành các sản phẩm hydrocacbon linh động hơn.

Trong giai đoạn MK₁₋₂ giảm lượng dị nguyên tố O, N, S mà mất đi một phần hydrogen và các cấu tử khí.

Trong giai đoạn MK₃₋₄ tiếp tục mất hydrogen và dị nguyên tố; các chất dễ bay hơi giảm tới 20%. Trong giai đoạn MK₅-AK₁₋₂ mất tiếp tục hydrogen, oxygen và lưu huỳnh.

Đến giai đoạn apocatagenez mất phần lớn hydrogen chỉ còn khoảng 2- 3% chứng tỏ sự cạn kiệt tiềm năng của đá mẹ. Loại lipide hầu như mất hoàn toàn. Như vậy, cuối mezocatagenez đầu apocatagenez hàm lượng nhóm CH₂ giảm đáng kể, đồng thời giảm cả nhóm CH₃ do việc giảm hydrogen trong kerogen. Đó là lý do xảy ra tăng cường sinh hydrocacbon khí, đồng thời sinh cả khí CO₂. Lúc này, carbon chỉ còn 82,4-89,06% và H chỉ còn 2,32-3,6% trong kerogen phát hiện tăng lượng hydrocacbon aromatic (C-H).

* *Loại bitum*

Bitum là loại hòa tan trong dung môi clorofoc và cồn benzen. Đó là loại bitum dễ di động và rời khỏi đá mẹ. Bitum được sinh ra từ giai đoạn protocatagenez và sinh ra với cường độ mạnh vào giai đoạn MK₁₋₂. Lượng carbon tăng lên tới 78-86%, hydrogen 10-12%. Trong thành phần nhóm tăng lượng dầu, giảm lượng nhựa cồn benzen. Trong thành phần của bitum tăng lượng nhựa asfalten do di cư các hydrocacbon lỏng.

Trên các sắc đồ phân bố hydrocacbon C₁₅⁺, HC_{no}, HC_{aromat} của bitum thấy sự chuyển dịch đỉnh của chúng tùy từng mức độ biến chất. Nghĩa là ở mức độ biến chất thấp xuất hiện nhiều HC nhẹ và trung bình trên sắc đồ. Nếu mức độ biến chất cao đỉnh của HC chuyển dịch về phía HC trung bình và nặng...

Quá trình di cư và phân hủy asfalten xảy ra mạnh ở các cấp biến chất MK₂₋₃ đến MK₄₋₅. Đến cuối giai đoạn mezocatagenez hàm lượng bitum chỉ còn không quá 2% so với vật liệu hữu cơ. Cuối giai đoạn MK₄₋₅ bị phá hủy phần lớn các cấu trúc bền vững do điều kiện nhiệt áp hà khắc. Do đó, giảm đáng kể lượng bitum clorofoc so với lượng vật liệu hữu cơ. Đến giai đoạn đầu

apocatagenez (AK₁) bitum clorofooc bị tách thành hai thành phần: loại bão hòa (*alifatic*) chiếm tới 79% hydrocacbon, còn lại loại nặng aromatic phong phú nhựa và asfalten (> 53%). Tiếp đó loại nặng mất khả năng hòa tan trong clorofooc và ở giai đoạn biến chất AK₂₋₃ bitum clorofooc chứa chủ yếu loại cấu trúc alifatic (bão hòa). Cuối apocatagenez lượng bitum clorofooc chỉ còn rất nhỏ (0,2%). Lúc này phong phú loại bitum nhựa - còn benzen và chiếm ưu thế so với loại bitum clorofooc. Trong bitum chứa nhiều cấu trúc hydrocacbon aromatic và chứa oxygen do di cư và mất hydrocacbon bão hòa.

Như vậy, vật liệu hữu cơ loại fitoplancton thường chứa nhiều hydrocacbon metanic - naftenic 50-90% và một phần naftenic - aromatic. Còn vật liệu hữu cơ loại zooplancton thường chứa nhiều hydrocacbon aromatic- naftenic (đến 70%).

* *Hydrocacbon n-alkan (bão hòa)*

Đặc trưng của chúng là có thể thay thế gốc methyl đơn. N-alkan của phân đoạn metan-naftenic của bitum ở đới mezocatagenez (> 350°C) thường chứa các cấu tử từ C₁₃-C₃₅. Hệ số chẵn lẻ là 1,0-1,1 có giá trị cực đại đối với các cấu tử C₁₇-C₂₀. Các đồng phân thường có các nguyên tử carbon từ C₁₃-C₂₅ (isoprenan). Tỷ lệ giữa isoprenan và n-alkan thường đạt 0,1- 0,4. Trong đó, thường gặp pristan và phytane với hàm lượng cao (chiếm 60- 90% trong tổng số isoprenan).

* *Hydrocacbon naften và một phần iso-alkan*

Thường chiếm phần lớn trong nhóm hydrocacbon bão hòa (60-80%). Vì cấu trúc naftenic thường là mono đến pentacyclic, rất ít gặp hexacyclic. Các loại hydrocacbon mono, bi- và tricyclic của vật liệu hữu cơ phân tán thường vắng mặt. Các nhóm tàn dư của chúng thường là hydrocacbon tetracyclic (sterane) C₂₇-C₂₉ và pentacyclic (*hopane*) C₂₇-C₃₅. Trong giai đoạn chủ yếu sinh dầu phát hiện phong phú n-alkan và giảm lượng hydrocacbon naftenic, phong phú các cấu tử C₁₆- C₂₂, đặc biệt là C₁₆, C₁₇ và C₁₈. Tỷ lệ $\Sigma(C_{15}-C_{20}) / \Sigma(C_{21}-C_{30})$ đạt 0,5-4,8. Tỷ số pristane/ phytane đạt 0,7-1,0. Trong số đó các isoprenan thẳng phong phú loại đồng phân (isomer thấp phân tử.)

- Các hydrocarbon aromatic thường có từ cấu trúc một vòng đến năm vòng. Trong giai đoạn MK₁ các hydrocarbon aromatic của loại fitoplancton có quan hệ như sau: Naftalin ≥ Fenantren ≥ Chrizen. Đến giai đoạn MK₂ các cấu trúc polyaromatic tăng cao phản ánh quá trình phân hủy kerogen trong giai đoạn chủ yếu sinh dầu.

Chuyển sang giai đoạn MK₃ giảm lượng hydrocarbon aromatic chứng minh cho quá trình di cư các cấu tử linh động và cơ bản kết thúc quá trình phân hủy các cấu tử của vật liệu hữu cơ phân tán: Naftalin = Fenantren ≥ Chrizen. Đến giai đoạn MK₄₋₅ tăng nồng độ của các cấu tử polyaromatic do tăng lượng benzen 4 vòng trong nhân.

Loại vật liệu hữu cơ zooplancton luôn tăng cường loại hydrocarbon polyaromatic trong giai đoạn chủ yếu sinh dầu được thể hiện mối quan hệ: Naftalin > Fenantren > Chrizen. Đến giai đoạn MK₄ tăng rõ rệt loại hydrocarbon aromatic. Mối quan hệ được thể hiện như sau: Naftalin < Fenantren > Chrizen

** Hydrocarbon sôi ở nhiệt độ thấp*

Lượng chủ yếu trong hydrocarbon sôi ở nhiệt độ thấp của loại sapropel được tạo thành trong giai đoạn mezocatagenez phần lớn là do phần lipide của kerogen. Tăng mức độ biến chất thì lượng hydrocarbon sôi ở nhiệt độ thấp cũng tăng và đạt cực đại ở độ sâu phù hợp với pha chủ yếu sinh dầu. Vượt qua pha chủ yếu sinh dầu lượng hydrocarbon này lại giảm do di cư mất. Thành phần chủ yếu là ba loại liên kết: cyclan, alkan và aren có trọng lượng khác nhau từ C₄ đến C₁₀.

Quá trình tiến hóa của hydrocarbon sôi ở nhiệt độ thấp ở giai đoạn catagenez không những lệ thuộc vào yếu tố nhiệt độ mà còn lệ thuộc vào tuổi, đặc biệt thể hiện qua hệ số biến chất

$$K_{mC_6}: \quad K_{mC_6} = \frac{nC_6}{iC_6 + cyclanC_6}$$

Cyclan C₆: MCP + CH

MCP: Methylcyclopentan

CH: Cyclohexan

** Thành phần khí*

Càng tăng mức độ biến chất theo chiều sâu thành phần khí biểu diễn như sau:

- Ở đới protocatagenez chủ yếu khí CO₂
- Ở giữa catagenez chuyển sang hỗn hợp khí carbonic-hydrocacbon (CO₂-HC) mà chủ yếu là khí hydrocacbon
- Tiếp tục thấy tăng khí CO (cuối đới mezocatagenez)
- Ở giai đoạn apocatagenez loại khí CO₂-HC được thay thế bằng khí CH₄.

Ví dụ, ở giai đoạn MK₁₋₂ khí hydrocacbon chủ yếu là C₃H₈-C₅H₁₂, tỷ số $C_6H_8/\Sigma KN \leq 0,24$ (ΣKN : tổng khí nặng) $C_2^+ = C_2 + C_3 + C_4$ ở giai đoạn MK₃₋₄ tăng lượng khí CO₂, còn khí hydrocacbon bao gồm chủ yếu là khí metan. Càng tăng mức độ biến chất càng tăng lượng khí metan và tỷ lệ thuận với lượng vật liệu hữu cơ. Do đó điều kiện khép kín của cấu tạo hay giảm độ rỗng của đá thường tăng áp suất của khí và dẫn tới hình thành dị thường áp suất.

Tóm lại, loại vật liệu hữu cơ sapropel từ protocatagenez đến grafit mất tới 83% khối lượng, trong đó 49,2% là khí, tổng lượng khí hydrocacbon giảm dần tới rất thấp từ 19,3% đến chỉ còn 1,3%.

Bảng 3.4: Thành phần khí sinh ra của vật liệu hữu cơ sapropel trong giai đoạn catagenez (theo số liệu của Neruchev Q. G và Rogozina E. A, 1988)

Mức độ catagenez	Hàm lượng, % thể tích				
	Σ Khí nặng	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃ (N ₂)
PK - MK ₁	19,28	71,6	6,6	4,3	17,5
MK ₂	3,30	36,1	16,4	37,5	10,0
MK ₃	4,76	16,4	77,7	5,5	0,4
MK ₄	1,49	13,4	79,2	7,4	0,0
MK ₅	2,64	4,9	79,6	15,5	0,0
AK ₁ -AK ₂	1,25	26,4	49,6	16,8	7,2
AK ₃	0,88	22,7	35,3	29,5	12,5
AK ₄ - grafit	1,29	16,3	62,8	15,5	5,4

b) Loại vật liệu hữu cơ humic

** Vật liệu hữu cơ không hòa tan*

Càng tăng mức độ biến chất càng tăng lượng carbon, giảm tất cả các nguyên tố còn lại. Tuy vậy, sự biến đổi không đều.

Trong giai đoạn MK₁ sinh khí vật liệu than giải phóng nhiều khí chứa oxygen. Tiếp tục tới giai đoạn MK₂ phá hủy tiếp các phần không bền vững của than, và mất chủ yếu các phần chứa S. Trong giai đoạn này mất đi tới 24% S. Lượng này tác động tới oxygen. Vì vậy, trong giai đoạn MK₂ lượng oxygen chưa tham gia phản ứng tăng lên gấp đôi.

Sự phân hủy vật liệu hữu cơ ở suốt giai đoạn MK₂ thay đổi chiều hướng than hóa. Chuyển sang giai đoạn MK₃ xảy ra sự đột biến trong hệ thống than hóa, đặc biệt đối với oxygen. Lúc này lượng oxygen giảm tới 50%. Tức là mất cầu nối C=O mà thay vào đó là mối gắn kết C=C. Tăng lượng aromatic, phân hủy vật liệu hữu cơ được kết thúc bằng việc phục hồi lại hướng than hóa ở giai đoạn MK₄ trong quá trình biến đổi vật liệu hữu cơ của than bên cạnh các nguyên tố oxygen và lưu huỳnh còn thấy cả nitơ và hydrogen. Sự mất đáng kể các nguyên tố này dẫn đến hình thành mối gắn kết C=C nhiều hơn và than hóa càng tăng.

Giai đoạn MK₅ đặc trưng bằng phá hủy các cấu trúc lớn của than và kèm theo việc tách hydrogen ra khi còn có lượng nitơ và oxygen dư thừa. Quá trình kết thúc bằng lưu huỳnh hóa vật liệu và chuyển phần oxygen không tham gia phản ứng vào phần phản ứng. Đó là giai đoạn tạo khí chủ yếu và khống chế quá trình gắn kết C=C. Đến giai đoạn AK₁ giảm đáng kể tất cả các dị nguyên tố. Phần còn lại chủ yếu là carbon. Chuyển sang giai đoạn AK₂₋₃ thay đổi lại cấu trúc bên trong phân tử. Phần oxygen tham gia phản ứng chuyển sang dạng không phản ứng. Mối gắn kết C=C khống chế toàn bộ quá trình than hóa ở giai đoạn này. Trong các cấp biến chất hydrocarbon aromatic luôn chiếm ưu thế.

** Loại bitum còn benzen (axit) (C₂H₅OH-C₆H₆ còn benzen 1:1)*

Trong quá trình biến chất của vật liệu hữu cơ từ thấp đến cao lượng bitum còn benzen giảm dần. Thành phần nguyên tố biến đổi không theo quy luật. Trong giai đoạn chủ yếu sinh dầu phá

hủy mạnh các hợp chất chứa lưu huỳnh. Đến giai đoạn chủ yếu sinh khí condensat xảy ra lưu huỳnh hóa lần hai. Đến giai đoạn AK₁₋₃ bitum chứa 1/4 là lượng oxygen khi lượng carbon không cao. Hàm lượng nhựa benzen và côn benzen tăng gấp 2 đến 4 lần trong giai đoạn sinh dầu chủ yếu, tăng cường loại acid chứa asfalten, phát hiện tăng cao hàm lượng các cấu trúc aromatic. Tồn tại gắn kết C=O. Nhựa, asfalten tăng cao. 1/4

Chuyển sang giai đoạn chủ yếu sinh khí bitum đạt giá trị cao về độ trưởng thành. Trong thành phần bitum giảm lượng mỡ, nhựa benzen và asfalten. Giảm đáng kể lượng cấu trúc aromatic, tăng cường mối gắn kết C=O.

** Loại bitum clorofooc (CHCl₃)*

Trong đời catagenez hàm lượng bitum clorofooc tăng từ PK₃ đến MK₁₋₂ và giảm khi đạt tới mức biến chất MK₄.

Ở tất cả các giai đoạn trong bitum clorofooc của vật liệu hữu cơ humic luôn chiếm ưu thế của carbon, ít nitơ (N₂) và oxygen. So với than thì loại bitum clorofooc có phong phú hydrogen hơn và trong đó lượng nitơ luôn nhỏ. Trong giai đoạn chủ yếu sinh dầu thường xảy ra phân hủy các hỗn hợp chứa lưu huỳnh. Trong giai đoạn sinh khí là chủ yếu thì thường giải phóng các hợp chất chứa nitơ. Nếu ở giai đoạn MK₁₋₂ có tất cả các cấu tử. Chuyển sang MK₃₋₄ thành phần nhóm có thay đổi: giảm lượng nhựa côn benzen, tăng đáng kể lượng asfalten. Chuyển sang giai đoạn tạo khí (MK₅) lại tăng lượng nhựa benzen và nhựa côn benzen, giảm lượng asfalten. Tiếp tục tăng mức độ biến chất giảm nhựa benzen, tăng lượng dầu. Tổng lượng hydrocarbon aromatic tiếp tục tăng. Đến giai đoạn biến chất AK hydrocarbon aromatic đạt giá trị cực đại, ở các giai đoạn biến chất cao hơn (AK₂₋₃) giảm đáng kể hydrocarbon aromatic.

Loại n-alkan của bitum clorofooc thường có số carbon C₁₃-C₃₀₋₃₅. Hệ số chẵn lẻ thường đạt 1,1-1,3. Trong n-alkan thường phong phú các cấu tử C₂₆-C₃₀. ở giai đoạn MK₁ (41%), giai đoạn MK₂ đạt cực đại C₂₆-C₃₀ (43,1%), tuy nhiên thấy xuất hiện C₁₅-C₂₀ (17,8%), ở giai đoạn MK₃ tăng phần C₁₃-C₂₀ (30,1%), giảm lượng C₂₆-C₃₀. Chuyển sang giai đoạn MK₄ phong phú các cấu tử C₂₁-C₂₅ (50,1%), ở giai đoạn MK₅ lại tăng lượng cao phân tử C₂₆-C₃₀ (44,9%), giảm

lượng hydrocarbon thấp phân tử $C_{13}-C_{20}$ (8,3%). Chuyển sang giai đoạn AK_1 đạt cực đại các cấu tử $C_{21}-C_{25}$ (59%) các cấu tử cao hơn giảm mạnh, các cấu tử $C_{13}-C_{20}$ ít thay đổi. Chuyển sang AK_2 lại đột biến lượng cấu tử $C_{26}-C_{35}$ tăng cực đại (68,7%), giảm đáng kể các cấu tử dưới C_{20} (1,1%). Đến giai đoạn MK_{3-4} tăng phần hydrocarbon thấp phân tử (44,5%), giảm các cấu tử cao phân tử $C_{26}-C_{35}$ (28,6%).

Các đồng phân cũng phát hiện nhưng không ổn định (*isoprenoide*)

Tóm lại, sự biến đổi của các cấu tử n-alkan và isoprenoide không ổn định mà mang tính đột biến. Các hydrocarbon naftenic hoặc nafteno- aromatic cũng nghiên cứu chưa kỹ. Song trong giai đoạn MK_{1-2} thường phát hiện các cấu trúc fenantren với tương quan như sau: Fenantren > naftalen \geq chrizen. ở các giai đoạn sau MK_3 thành phần nafteno - aromatic tăng tới 70%, xuất hiện aromat 3 vòng và cao hơn trong nhân.

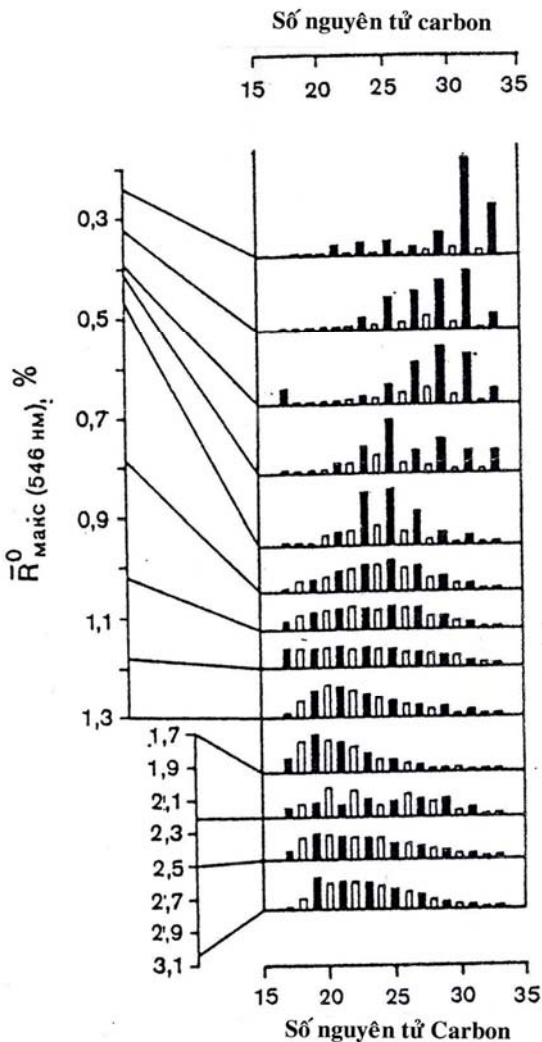
Tương quan thường gặp là fenantren \geq naftalen > chrizen. Sang giai đoạn MK_4 giảm lượng aromat đa chuỗi, lượng cấu tử aromat đa chuỗi trong giai đoạn chủ yếu sinh khí (MK_5) lại tăng lượng cấu tử đa chuỗi và đặc trưng là 4 vòng benzen. Tương quan lúc này là: Fenantren > chrizen \geq naftalen. Sau giai đoạn chủ yếu sinh khí lượng aromat đa chuỗi lại giảm, giảm lượng naftalen, fenantren và chrizen. Các cấu tử thấp phân tử không còn phát hiện.

** Các thành phần khí*

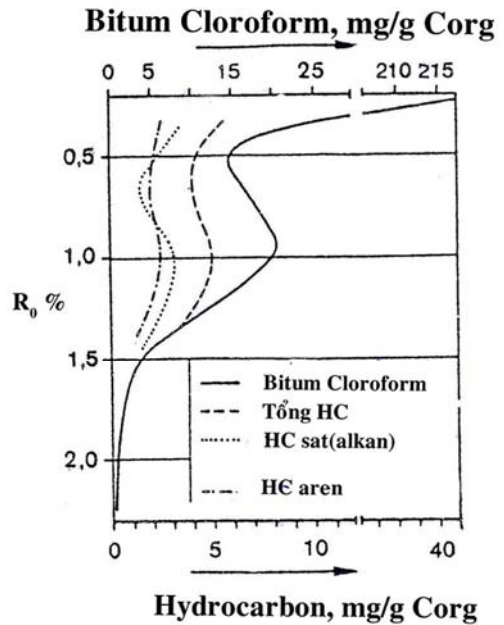
Trong giai đoạn catagenez giữa và muộn và biến chất sinh ra lượng khí đáng kể mà chủ yếu là CO_2 , N_2 , CH_4 . Có thể phân chia theo chiều sâu thành 4 đới khí (bảng N: 4.4 và 4.5)

- Đới trên là CO_2 - N_2
- Tiếp đến là đới khí N_2
- Xuống sâu hơn là N_2 - CH_4
- Cuối cùng là đới khí mêtan

Đương nhiên ngoài các khí metan, còn có các khí hydrocarbon nặng khác như etan, propan và butan.



H.3.8 *Mối quan hệ giữa R_o với các cấu tử hydrocarbon*



H.3.9. *Mối quan hệ giữa Bt^{cl} , Tổng HC, HC sat và HC aren với R_o %*

Khi nghiên cứu than mùn và các loại than ở các cấp biến chất khác nhau, Volte nhận ra rằng:

- Bitum và các loại hydrocarbon có giá trị cao nhất khi đạt được mức $R_o = 0.9\%$.
- Đồng thời ở mức biến chất thấp $R_o = 0.2 \div 0.5\%$ phổ biến HC cao phân tử ($C_{25} \div C_{33}$) với ưu thế số lẻ. Nhưng khi đạt tới mức biến chất cao hơn ($R_o = 0.5 \div 1.3\%$) lại thấy phổ biến $<C_{20}$ và số lẻ mất dần.
- Còn cyclic diterpan của than nâu và than mùn vẫn còn

nhưng chuyển lên than đá cũng mất (mức độ biến chất cao hơn).

Như vậy, sơ đồ chung về sự tiến hóa vật liệu hữu cơ từ khi lắng đọng đến giai đoạn biến chất có thể khái quát như sau: vật liệu hữu cơ trải qua ba giai đoạn chính: diagenез, catagenез và metagenез:

a. Giai đoạn diagenез: là giai đoạn tích lũy vật liệu hữu cơ cùng với vật liệu vụn khoáng của sét, bột, cát. Hàm lượng nước chiếm tới 60% trong trầm tích. Sau khi quang hợp bởi động thực vật. Các chất albumin, mỡ, hydratcarbon và lignin chuyển sang các axit amin và đường. Các chất này bao gồm hai phần: phần đầu là nguồn thức ăn của vi khuẩn, phần còn lại polime hóa, trùng ngưng và chuyển sang các chất màu nâu tủa như axit humic và fulvic. Quá trình này diễn ra ở ranh giới nước và bùn đáy.

Trên cùng xảy ra quá trình khử oxygen. Trong cát kết, VLHC thường bị oxy hóa hoàn toàn, còn sét chỉ bị oxy hóa một phần nhỏ. Ở đới này vi khuẩn ưa khí hoạt động mạnh làm giải phóng CO₂ và H₂O.

Xuống sâu hơn là đới khử của vi khuẩn yếm khí. Chúng lấy O₂ của sulphat và nitrat giải phóng khí H₂S, N₂, NH₄ và CH₄. Thực vật bậc cao nếu được tích lũy ô ạt, chưa kịp bị vi khuẩn phân hủy thì được tích lũy chọn lọc thành lớp than mùn tương ứng với R₀ = 0,25 %.

Ngay ở đới này xảy ra hình thành và lắng đọng các khoáng vật tại sinh như sulfid sắt (pyrit), đồng, kẽm, chì, siderit,... Ở đây kết thúc quá trình cơ học và sinh hóa. Các chuyên gia địa hóa như Tissot B. P và Velte D.H lại cho rằng đới này phải bao gồm phần sâu hơn, tức là cả phần hóa học của thời kỳ đầu catagenез – tức là phải kết thúc phần phân hủy hoàn toàn các gốc hydroxyl (nhóm OH), axit – humic và carbonxyl (COOH). Các lớp trầm tích bắt đầu có sự gắn kết.

Song đa số các chuyên gia địa hóa lại cho rằng ở giai đoạn này đã xảy ra sự đứt vỡ hóa học một số mạch nhánh dưới tác động của nhiệt và các chất xúc tác nên phải đưa vào giai đoạn đầu của pha nhiệt – xúc tác và là giai đoạn đầu protocatagenез.

b. Giai đoạn catagenez bao gồm protocatagenez, mezocatagenez và apocatagenez.

Protocatagenez là giai đoạn bắt đầu nén ép và giải phóng nước, không còn vi sinh vật hoạt động. Ở đây xảy ra quá trình thủy phân tức là tách các mạch nhánh hydroxyl (OH), carboxyl (COH), axit – humic, fulvic, nitơ, và giải phóng nước mạnh mẽ cho ra các sản phẩm như H_2O , CH_4 , NH_4 , CO_2 , H_2S . Sau đó, các axit fulvic chuyển sang humic. Sự phân hủy của axit fulvic, hỗn hợp chứa Nitơ các mạch hydroxyl (OH), carboxyl (COOH) cũng xảy ra mạnh mẽ, cuối cùng là sự hình thành kerogen trong trầm tích.

Kết thúc giai đoạn than nâu $R_0 = 0.5\%$ các lớp trầm tích bắt đầu gắn kết.

- Mezocatagenez là giai đoạn cơ bản đứt vỡ các cấu trúc phân tử lớn mà VLHC cho sinh ra các loại hydrocacbon tức là do phân hủy nhiệt kerogen. Các trầm tích tiếp tục bị nén chặt hơn và giải phóng nước, kể cả nước liên kết đuổi ra khỏi trầm tích. Độ rỗng, độ thấm về cơ bản đã giảm hẳn. Độ muối khoáng của nước tăng dần và tiến tới trạng thái bão hòa.

Kết thúc là giai đoạn than khí tương ứng với giá trị $R_0 = 1,35\%$

- Apocatagenez tiếp tục sinh ra hydrocacbon, dạng khí ẩm tăng cao (tăng yếu tố khí). VLHC nghèo dần hydrogen. Do bị nén chặt với áp lực địa tĩnh cao nên vật liệu trầm tích bị mất nước nhiều. Nhiệt độ tăng cao do nguồn magma hay nhiệt dịch dưới sâu lên làm giãn nở các mối gắn kết tinh thể của đá cộng với áp suất tăng cao nên ở đới này xuất hiện các khe nứt, vi khe nứt, vết rạn dẫn đến việc hình thành các đới vỡ rời. Đới vỡ rời phát triển mạnh, khi có khí CO_2 và hơi nước cung cấp từ dưới sâu cải thiện độ rỗng và độ thấm. Kết thúc đới catagenez (phụ đới apocatagenez) là sự mất hoàn toàn các mạch carbon alifatic trong kerogen tương ứng với than cốc và than tổ ong ở mức $R_0 = 2 \div 2,2\%$.

c. Giai đoạn metagenez và cao hơn

Ở đới này nhiệt độ và áp suất tăng cao do chìm sâu của bể hoặc có nguồn nhiệt do hoạt động magma, hoạt động nhiệt dịch. Vật liệu hữu cơ đã cạn kiệt hydrogen (chỉ còn phần nhỏ). Vì vậy, ưu thế sinh ra khí mêtan và grafit thậm chí tách H_2O và CO_2 từ các cấu trúc

ting thể của khoáng vật. Khí H_2S cũng tăng cao do tách S từ khoáng vật có chứa sulphat hay sulfid - gotit chuyển sang hematit.

Do biến chất và nén ép mạnh, vì vậy xuất hiện các loại đá tương sét phiến xanh và amphibolit. Lúc này, kết thúc giai đoạn tạo than antracit tương ứng với $R_0 = 4,0 \div 4,8\%$ và tạo grafit (vì không còn hydrogen).

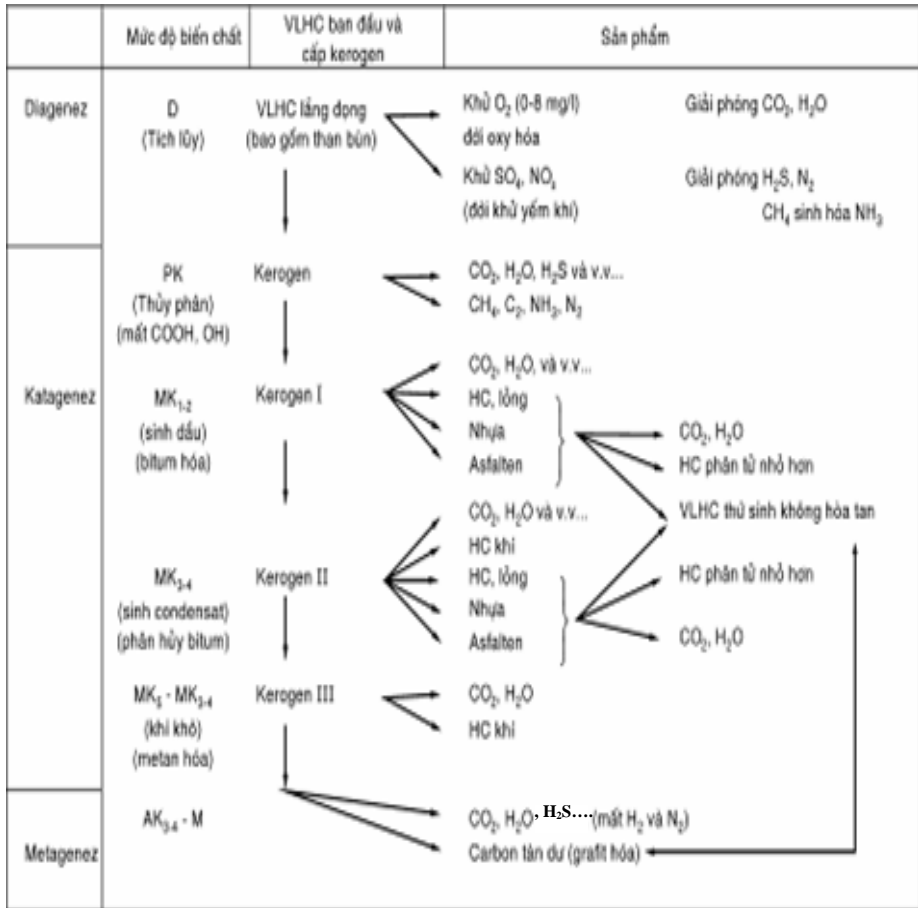
Như vậy, nếu ở giai đoạn diagenез xảy ra khử oxygen tự do, sau đó khử oxygen trong các sulfat, nitrat bởi vi khuẩn, dẫn đến giải phóng H_2O , CO_2 , CH_4 , NH_4 , ..., thì chuyển sang giai đoạn catagenез là bắt đầu các quá trình hóa học tức là đứt vỡ mạch nhánh OH, COOH, các hợp chất chứa N, S và O. Sau đó là quá trình đứt mạch carbon C=C (C-C) ở các mạch nhánh tạo thành các HC alifatic và mỗi phân đoạn đứt vỡ tiếp các mạch carbon C=C để tạo thành các cấu tử HC trung bình và nhẹ.

Khi chuyển sang giai đoạn metagenез xảy ra đứt vỡ tiếp nối gắn kết C-C (cracking ở điều kiện nhiệt độ cao) tạo thành các phân tử HC nhẹ và khí metan từ các HC nặng và thậm chí cả HC trung bình.

Do tác động của các sulfat với vật liệu hữu cơ ở điều kiện nhiệt độ cao nên lưu huỳnh tự do được sinh ra và tác động với mêtan tạo thành khí H_2S . Khi hydrogen cạn kiệt sẽ có điều kiện tạo thành graphit. Lúc này, độ rỗng, độ thấm của đá giảm đáng kể. Song trong một số trường hợp xảy ra quá trình hình thành đới bờ rời. Đá rắn chắc trở nên giòn hơn và chịu tác động của hoạt động kiến tạo chủ yếu do nén ép và trượt cũng như nhiệt dịch tạo nhiều khe nứt và hang hốc. Do đó, độ rỗng, độ thấm của đá được cải thiện rất nhiều.

Tóm lại quá trình chuyển hóa VLHC sapropel cũng như humic có tính giai đoạn. Mỗi giai đoạn biến chất sinh ra một số loại sản phẩm tương ứng. Các loạt khí, lỏng rồi lại khí và khi cạn kiệt hydrogen sẽ cho sản phẩm cuối cùng là grafit. Vì vậy một số nơi trên thế giới có các mỏ grafit.

Như vậy có thể tóm tắt sự tiến hóa của VLHC trong quá trình chôn vùi như sau (H.3.10).



Hình 3.10: Sơ đồ tóm tắt sự tiến hóa của VLHC trong quá trình chôn vùi (Shimanski V.K. thành lập và H.D. Tiến bổ sung)

Khi nghiên cứu quá trình sinh dầu khí của VLHC, Tegelaar và Noble 1994 còn phát hiện rằng :

- Nếu vật liệu hữu cơ phong phú lưu huỳnh (S) thường là kerogen loại 1, dầu được sinh ra sớm thường $R_0=0.57\div 0.61\%$.
- Nếu vật liệu hữu cơ chứa hàm lượng lưu huỳnh trung bình thì thường sinh dầu muộn hơn ($R_0=0.73\div 0.85\%$).
- Nếu vật liệu hữu cơ nghèo lưu huỳnh thì dầu được sinh ra còn muộn hơn tức là khí đạt ($R_0= 0.87\div 0.96\%$)

Còn Mukhopadhyay và nnk lai tìm thấy sự tương ứng ngưỡng sinh dầu của ba loại trên là phong phú S ($R_0=0.6\div 0.9\%$), S trung bình ($R_0=0.7\div 1.0\%$) và nghèo S ($R_0=0.8\div 1.1\%$).

Có thể tóm tắt các đặc điểm đó trong bảng 3.4.

Bảng 3.4: Phân loại maceral chủ yếu theo kerogen của than
(Theo Tissot B.P và Welte D.H., 1978, Hoàng Đình Tiến bổ sung và sửa đổi)

Loại kerogen	Maceral chủ yếu	Cấu trúc phân tử	rH/rC	rO/rC	HI mgHC/Corg	Bất đầu sinh hydrocacbon (% Ro)	Sản phẩm dầu, khí	Nguồn vật liệu ban đầu
Loại I Alginitic	Alginitic (Sapropelinite I) algodetrinite	Đa số là lipide với mạch alifatic, phong phú H ₂ , một ít đa vòng aromat và naffen, oxy chỉ có một trong mỗi gắn kết efir phức tạp	1,8 1,6	< 0,1	> 700	0,6 – 0,9	Chủ yếu là dầu	Dong tảo bám đáy, phiêu sinh (plancton), lipid của vi khuẩn, diatomei (sét biển), cỏ biển, VLHC bị phân hủy bởi vi khuẩn
		Chủ yếu cấu trúc naffen (cyclic) và n-alkan, một ít đa vòng aromat (aren), có nhóm efir phức tạp	1,4 1,2	0,1	400 - 700 150– 400	0,6 – 0,9 0,7 -1,1	Chủ yếu dầu, có condensat ở T°C cao khi Ro > 1,3 %	Hỗn hợp phong phú – hydrogen, sáp, dầu thực vật (dòng tảo nước ngọt, vi khuẩn, sét đầm lầy, vũng vịnh, sét vôi biển, carbonat), zooplanccton, fitoplanccton. Thực vật là bào tử, nhựa cây, biểu bì, vỏ cây, sáp, bào tử, hạt, củ, quả (sét delta, paralic), xác thực vật trên cạn.
Loại II Liptinitic – Exinitic	Exinite Sporinite Resinite Cutinite (Sapropelinite II) Liptodetrinite	Đa số vòng thơm, nhóm phong phú dị nguyên tố và aromat đa vòng, một ít naffen và n-alkan, vắng nhóm efir phức tạp	1,0	0,2	250 - 150	0,85 – 1,15	Chủ yếu là condensat và khí khô	Lignin, cellulose (sét lục địa, delta, đồng bằng alluvia, chủ yếu xác thực vật trên cạn)
		Đa số là vòng thơm (aromat)	0,5 <0,5	0,3 > 0,3	< 25	1,3 – 1,5	Chủ yếu than	Gỗ hay lignin, cellulose bị oxy hóa trước khi chôn vùi (phong phú C, nghèo H)
Loại III Vitritinitic – Huminitic	Vitritite Collotelinite Telinite Propelinite Gelinite							
Loại IV Inertinitic	Micrinite Fusinite Semi – fusinite Inertodetrinite							

3- Cơ chế chung sinh dầu khí

Từ cơ chế sinh dầu khí của từng loại vật liệu hữu cơ có thể tóm tắt sơ đồ sinh dầu khí chung như sau: Sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ trong đá trầm tích cho sinh ra dầu khí dưới tác dụng của trường nhiệt do dòng nhiệt của dưới sâu đưa lên. Tầng đá mẹ càng chìm sâu nhiệt độ càng tăng tác động tới vật liệu hữu cơ. Quy trình này có thể phục hồi trong phòng thí nghiệm. Song điều khác biệt với phòng thí nghiệm là ngoài tự nhiên tốc độ tăng nhiệt rất chậm có thể đạt từ 1,5 đến 4°C/ triệu năm. Vì vậy, quá trình phân hủy kerogen và sinh ra sản phẩm dầu khí và khí khác diễn ra ở nhiệt độ thấp hơn nhiều so với điều kiện phòng thí nghiệm. Ví dụ, ở tự nhiên nhiệt độ thích hợp để sinh ra các bitum dạng dầu và hydrocacbon kết thúc ở 150÷160°C (MK₁₋₂) khi đó trong phòng thí nghiệm cần tác động nhiệt độ tới 300÷550°C mới sinh ra các sản phẩm này.

Trong tự nhiên, cường độ sinh khí metan mạnh vào cuối giai đoạn apocatagenez (AK₁₋₂) (nhiệt độ khoảng 250°C và cực đại là 300°C). Còn trong phòng thí nghiệm phải đạt tới 850÷900°C. Điều đó phản ánh yếu tố thời gian địa chất đóng vai trò quan trọng tạo điều kiện phản ứng phân hủy xảy ra từ từ. Trong khi đó ở phòng thí nghiệm, phản ứng xảy ra tức thì (thời gian rất ngắn).

Từ các kết quả nghiên cứu hiện trường và mô hình hóa ở phòng thí nghiệm rút ra kết luận là đối với các bể trầm tích cổ paleozoi, mezozoi, đặc biệt ở vùng nền bằng có thời gian đủ dài để vật liệu hữu cơ cảm nhận được chế độ nhiệt độ của bể và đủ điều kiện để sinh ra dầu, khí ở chế độ nhiệt độ thấp. Ví dụ, bể trầm tích Paleozoi chỉ cần nhiệt độ tăng từ 60-135°C- 140°C đã sinh ra lượng dầu và kết thúc pha chủ yếu sinh dầu. Trong khi đó bể trầm tích Cenozoi cần chế độ nhiệt khắc nghiệt hơn, tức là nhiệt độ đạt tới 80-150°C thì vật liệu hữu cơ mới trải qua pha chủ yếu sinh dầu. Đối với bể trầm tích trẻ vào cuối Cenozoi (tức là vào hệ Neogen) lại có tốc độ tích lũy trầm tích lớn như bể Sông Hồng và Nam Côn Sơn (vào giai đoạn miocen, pliocen - đệ tứ) thì càng đòi hỏi chế độ nhiệt khắc nghiệt hơn. Tức là pha chủ yếu sinh dầu ở đây chỉ có thể xảy ra khi đạt được nhiệt độ từ 90 thậm chí 100°C÷115°C tới 160°C thậm chí tới 200°C vì thời gian ngắn. Như vậy, bể trầm tích càng trẻ, có tốc độ tích lũy trầm tích nhanh càng đòi hỏi chế độ nhiệt cao

thì vật liệu hữu cơ mới đủ điều kiện chuyển hóa sinh ra dầu và khí.

Như vậy sự chuyển hóa VLHC sang các dạng dầu khí lệ thuộc vào 3 yếu tố chính: nhiệt độ, thời gian và áp suất, và tùy thuộc vào loại VLHC.

Quan hệ chuyển hóa VLHC sang HC với nhiệt độ và thời gian (tuổi trầm tích) được thể hiện ví dụ ở bảng sau:

Bể trầm tích		Tây Canada Đông Sahara	Paris	Tây Phi	Los – Angeles Mỹ
Tuổi địa chất	Ký hiệu	D ₃	J ₁	KZ ₁	KZ ₂
	Triệu năm	350	180	35	10
Nhiệt độ bắt đầu của đới chủ yếu sinh dầu		50	60	70	115
Độ sâu (m)		1200	2000	2250	3200

(Theo số liệu của Tissot B., Deroo G. Espitalie J. năm 1975)

Cũng cần lưu ý rằng ở vùng nền bằng tốc độ tích lũy trầm tích chậm, hoạt động kiến tạo cũng yếu, vì vậy chế độ nhiệt tăng chậm cùng với chế độ tích lũy trầm tích. Do đó, quá trình sinh dầu sẽ chậm hơn và muộn hơn. Tuy nhiên, ở vùng tạo sơn đặc biệt ở ven rìa mảng (rìa lục địa) nơi có các bể trầm tích thuộc chế độ kiến tạo hoạt động mạnh và đa pha nên tốc độ tích lũy trầm tích lớn với áp lực địa tĩnh lớn. Do tách giãn theo các đứt gãy sâu, hoặc sau đó lại chịu sự nén ép – lực ma sát lớn đều cung cấp lượng nhiệt lớn thúc đẩy quá trình chuyển hóa VLHC mạnh mẽ nhanh hơn và sớm hơn.

Cấu trúc phân tử của vật liệu hữu cơ rất phức tạp và không đồng nhất. Để bứt phân tử ra khỏi kerogen cần năng lượng từ 10-30 đến 100 Kcalo và có thể hơn.

Tóm lại, từ đầu giai đoạn protocatagenez quá trình xử lý vi sinh đối với vật liệu hữu cơ và sinh ra lượng khí lớn, trong đó có CH₄.

- Giai đoạn một - protocatagenez trong điều kiện nhiệt độ thấp từ 30÷40 đến 80÷90°C đặc trưng sinh ra sản phẩm khí là chính, tức là do đứt mạch của các nhóm cấu trúc ven rìa như các nhóm carbokcyl (COOH), hydrokcyl (OH-) và methyl (CH₃) dẫn đến sinh chủ yếu là khí, trong đó phần lớn là CO₂ có thể chiếm tới 80% còn CH₄ không vượt quá 3÷7%. Các giai đoạn sinh khí gần như nhau đối

với vật liệu hữu cơ sapropel cũng như humic. Tuy nhiên, cuối PK₃ vật liệu hữu cơ humic có phần sinh khí CH₄ mạnh hơn. Kết thúc giai đoạn một - cuối PK₃ nhiệt độ đạt 80÷90°C ở độ sâu 1,5 ÷ 3,5 ÷ 4,0 km tùy từng bể.

- Giai đoạn hai - catagenez MK₁-MK₂ nhiệt độ đạt 150÷160°C, ở độ sâu lún chìm thường từ 1,5÷3,5 đến 3,5÷7,5 km. Trong thời kỳ này sinh dầu là chủ yếu. Xảy ra sự phá hủy phần lớn các cấu tử polymer lipide của vật liệu hữu cơ sapropel. Sự phân hủy nhiệt dẫn đến hình thành hàng loạt chất bitum, nhựa, asfalten và tất cả các nhóm hydrocacbon dạng dầu và đạt tới 30% khối lượng ban đầu của vật liệu hữu cơ và 80% tổng hydrocacbon được sinh ra. Lượng khí metan sinh ra ít ỏi. Đối với loại vật liệu hữu cơ hỗn hợp thì lượng dầu sinh ra yếu hơn, còn đối với loại vật liệu hữu cơ humic thì lượng dầu sinh ra không rõ nét (ít). Song đối với loại vật liệu hữu cơ humic lại sinh ra lượng đáng kể khí metan và khí nặng khác (khí condensat). Sự cạn kiệt các cấu trúc phân tử polymer lipide ở nhiệt độ 150-160°C dẫn đến tắt dần quá trình sinh dầu.

- Giai đoạn ba catagenez MK₃-MK₄ nhiệt độ đạt từ 160÷170°C đến 250÷260°C là pha chủ yếu sinh khí cho bất kỳ loại vật liệu hữu cơ nào. Khí metan trở thành cấu tử chính và được sinh ra nhiều hơn bất cứ giai đoạn nào trước đó. Tuy nhiên khí không sinh ra liên tục mà từng đợt: có hai đợt mạnh nhất, một ở MK₃ và một ở MK₅-AK₂. ở giai đoạn MK₃ khí metan và các khí khác được sinh ra mạnh đối với loại sapropel, còn loại humic thì kém hơn. Trong thành phần có khí metan và khí nặng, thậm chí hydrocacbon thấp phân tử. Vì vậy thường tạo thành condensat (MK₃₋₄) có thể hình thành dị thường áp suất. Trong điều kiện khép kín của cấu tạo còn sinh ra cả CH₄ và N₂. Sau khi giảm cường độ sinh khí ở MK₄ thì dầu MK₅ lại bắt đầu đỉnh cao sinh khí ở AK₁, trong đó khí metan là chủ đạo cho cả loại humic cũng như sapropel. Đỉnh cao sinh khí của loại humic có thể muộn hơn AK₂ so với loại sapropel.

- Giai đoạn bốn của catagenez, AK₃- grafit giảm đáng kể khả năng sinh tất cả các loại khí hydrocacbon. Bên cạnh khí CH₄ còn phát hiện các khí acid: CO₂, H₂S. Lúc này loại sapropel chỉ sinh ra 1,2% khí metan, còn loại humic sinh ra đến 6,4%. Sau khi giảm cường độ sinh khí ở giai đoạn MK₄- cường độ sinh khí metan lại

tăng lên đối với loại humic.

- Loại hỗn hợp sapropel-humic hay humic-sapropel sẽ chiếm vị trí trung gian giữa loại sapropel và loại humic.

- Sau khi kết thúc catagenez chuyển sang biến chất khu vực (*metamorphism*) quá trình than hóa phần còn sót lại của vật liệu hữu cơ được tiếp tục và do tác động của nhiệt độ cao thường tạo thành các khí CO₂ và H₂S, giảm hẳn khí metan.

Như vậy có thể thấy rằng loại VLHC nào chứa nhiều hydrogen và cả lưu huỳnh (thường loại sapropel, sapropel-humic tức là kerogen loại I và II) thường sinh dầu sớm, còn loại VLHC nào nghèo hydrogen và lưu huỳnh thường sinh dầu muộn (humic, humic-sapropel tức là kerogen loại III). VLHC trong đá vôi chứa nhiều lưu huỳnh cũng sinh dầu sớm khi lún chìm.

Từ đó có thể tính sơ bộ lại thấy rằng với tốc độ lún chìm 125m/triệu năm để thực hiện quá trình sinh dầu ở điều kiện nhiệt độ 80-130°C cần khoảng 10 triệu năm. Nếu tốc độ lún chìm chậm hơn vài lần thì cần phải tới 30-50 triệu năm. Nếu tốc độ lún chìm chậm đi 6 lần và thời gian tăng gấp 5 thì nhiệt độ sinh dầu có thể thấp hơn từ 10÷15°C (115÷120°C).

Tóm lại quá trình sinh dầu khí lệ thuộc vào tốc độ lún chìm bề và thời gian địa chất, thường xảy ra ở khoảng nhiệt độ từ 80÷ 90°C đến 250÷300°C

4-Tính chất hóa học của quá trình chuyển hóa vật liệu hữu cơ

Ở mỗi cấp nhiệt độ sau khi bị đứt vỡ các mạch mỗi chất mới hình thành do cân bằng hóa học các cấu trúc mới.

Ví dụ: các mối gắn kết dị nguyên tố sẽ tiến tới phân bố lại các cấu trúc bên trong hay giữa các phân tử oxygen và các nguyên tố khác để tạo thành các hydrocacbon và các hỗn hợp oxy hóa khác (CO₂, H₂O). Để xảy ra phản ứng tạo khí CO₂ cần ít năng lượng (394kJ/mol). Phản ứng đứt mạch CH₃ của axit béo do phân hủy khung cấu trúc carbon. ở điều kiện 127°C phản ứng phân hủy khung cấu trúc carbon chỉ cần 38kJ/mol (đứt mạch CH₃ đơn giản), nhưng nếu tạo thành CH₄, C và CO₂ lại cần tới 580kJ/mol. Phản ứng đứt vỡ các mạch hydrogen để chuyển các cyclan thành các alkan và aren

(aromat) cần ít năng lượng. Nếu tiếp tục phá vỡ các chuỗi mạch aromat sẽ tạo thành các aren đơn chuỗi và cấu trúc đa chuỗi. Ngược lại, theo Neruchev C.G phản ứng phá hủy các cấu trúc chứa oxygen với việc tách các nhánh CH_3 , các nhóm CO (carbonil) và efir phức tạp thường kèm theo tỏa nhiệt từ 4-250kJ/mol.

Tóm lại, quá trình tiến hóa vật liệu hữu cơ sinh dầu khí và khả năng tích lũy hydrocacbon có thể tóm tắt thành năm giai đoạn như sau:

1- Giai đoạn sinh CO_2 và phần không đáng kể CH_4 ở protokatagenez (PK_1 - PK_3) khó có thể có tích lũy khí công nghiệp trong giai đoạn này

2- Giai đoạn sinh dầu chủ yếu của vật liệu hữu cơ sapropel cũng như humic-sapropel ở giai đoạn đầu mezokatagenez (MK_1 - MK_2) trong pha chủ yếu sinh dầu. Xảy ra quá trình di cư dầu từ đá mẹ vào đá chứa rất mạnh trong giai đoạn này.

3- Sinh rất mạnh khí hydrocacbon và hệ thống khí condensat đầu tiên ở giai đoạn MK_3 và đầu MK_4 , trong pha chủ yếu sinh condensat dẫn đến hình thành các tích lũy, các mỏ condensat đầu tiên và các vỉa dầu condensat. Đối với vật liệu hữu cơ humic đỉnh sinh khí đầu tiên vào giai đoạn MK_4 .

4- Sinh chủ yếu khí mêtan ở giai đoạn MK_5 - AK_2 trong thời gian xuất hiện đỉnh cao thứ hai sinh khí của pha chủ yếu sinh khí tạo điều kiện hình thành vỉa khí khô (mêtan). Đặc biệt mạnh vào giai đoạn AK_{1-2} .

5- Giai đoạn sinh khí với hàm lượng chủ yếu là khí acid (CO_2 , H_2S) ở giai đoạn AK_3 - AK_4 sau khi hoàn tất pha chủ yếu sinh khí và chấm dứt quá trình sinh khí mêtan. Khó có thể hình thành vỉa khí mêtan ở đới này. Trong điều kiện nhiệt độ cao có thể hình thành khí CO_2 , H_2S và grafit.

Trên cơ sở phân đới thẳng đứng này mà ở một số bể trầm tích phần trung tâm sinh dầu (MK_{1-2}), nhưng ở phần ven rìa vẫn có thể có các sản phẩm dầu do di cư nằm ngang hay thẳng đứng từ đới trung tâm ra ven rìa. mặcn dù ở ven rìa bể mới chỉ ở đới protokatagenez. Đương nhiên là ở đới chủ yếu sinh dầu hay condensat hay khí khô nếu có bẫy chứa thì ở các đới này có nhiều khả năng tích lũy các sản phẩm của nó để tạo thành mỏ.

Theo một số nhà nghiên cứu (Socolov E.A; Uspenski; Rogozina...):

- Đối với các bể thuộc nền bằng trẻ các vỉa dầu thường tích lũy ở đới MK₁ tới 50%, MK₂ tới 30%, còn ở đới PK chỉ có 13%, ở đới MK₃ chỉ 1% và MK₄ rất ít.

- Đối với các bể thuộc nền bằng cổ các tích lũy dầu tới 50% ở MK₁, > 30% ở PK, ở MK₂ giảm xuống còn 16%, MK₃ gần 4% và MK₄ thì còn ít hơn 1%.

- Ở các vùng trũng miền võng, graben, đới riftơ trữ lượng dầu có thể tăng ở đới trên PK- MK₁ tới 60÷70%, 5% ở MK₂. Tuy nhiên, điều quan trọng là có các tầng đá mẹ đủ dày lại lún chìm vào các pha chủ yếu sinh dầu, condensat.

Cần lưu ý rằng nguyên nhân di cư phần chủ yếu hydrocarbon lên trên phần lớn do cường độ sinh khí mạnh ở đới sâu của bể, đặc biệt ở đới chủ yếu sinh khí. Các khí này tạo áp lực - hay sung lớn lao đẩy lượng dầu lên phía trên từ đới chủ yếu sinh dầu.

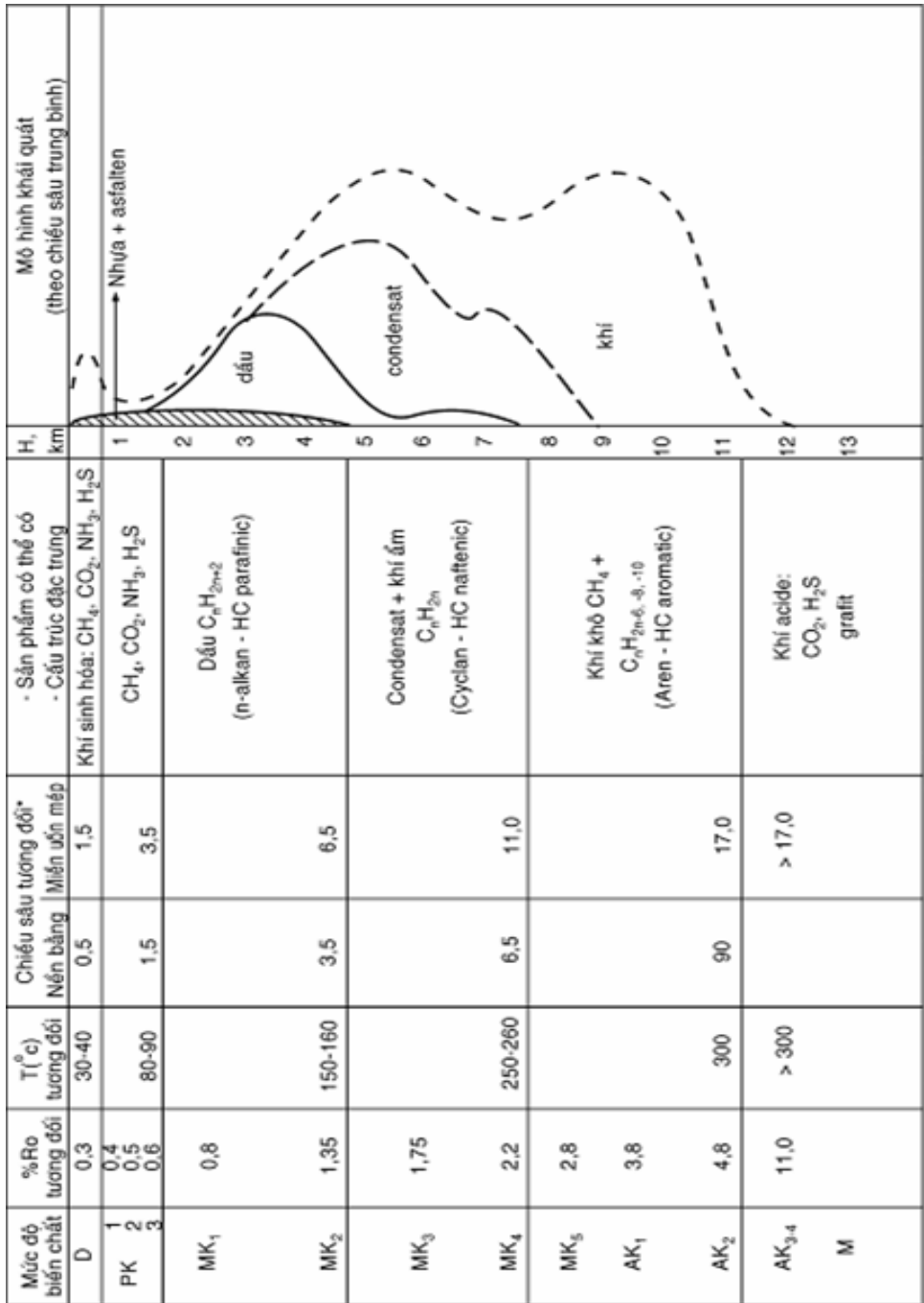
Nguyên nhân thứ hai là có các chuyển động kiến tạo, phá hủy hình thành đứt gãy, khe nứt sẽ đẩy dầu khí lên phía trên.

Tuy nhiên, ở giai đoạn cận đại các đới chủ yếu sinh dầu, sinh condensat và khí khô ở độ sâu nào thì vẫn có ưu thế tích lũy các sản phẩm của nó như: MK₁₋₂, ưu thế chỉ tích lũy dầu, MK₃ ưu thế tích lũy condensat, MK₄₋₅ ưu thế tích lũy khí khô.

Tóm lại, từ trên xuống dưới sự phân bố hydrocarbon theo thứ tự sau:

- Trên cùng là khí metan (khí sinh hóa)
- Sau đó dầu nặng chứa nhiều dị nguyên tố (N, O, S) chứa nhiều hydrocarbon naftenic
- Dưới nữa dầu nhẹ hơn, xuất hiện các hydrocarbon aromat và n-parafin.
- Tiếp đến là dầu n-parafin và nhẹ hơn vì chứa khí
- Cuối cùng là khí khô metan và các khí khác (CO₂, H₂S)...

Có thể tóm tắt quá trình sinh dầu khí trong sơ đồ sau đây (H.3.11) và bảng 3.5.



* Chiều sâu của các đới chỉ để tham khảo, vì mỗi bể có chiều sâu cụ thể tùy thuộc vào chế độ nhiệt được tạo lập của bể đó

Hình 3.11: Sơ đồ khái quát về sinh thành hydrocarbon

3.5 ĐỘ TRƯỞNG THÀNH CỦA VLHC

Mức độ trưởng thành	% Ro	T max	CPI ₂₁	PI	Pr/nC ₁₇	Phy/nC ₁₈	C ₁₅ +C ₁₈ C ₂₃ +C ₂₆		Nhựa % tt	Asfaltten % tt	HC bão hòa % tt
							> 1	> 1			
Không trưởng thành	< 0,6	< 440	> 1,15	< 0,1	> 1,6	> 0,65	> 1	> 1	> 25	> 6	< 60
Trưởng thành	0,60-0,80	440-446	1,15-1,05	0,1-0,4	0,6-1,6	0,35-0,65	< 1	< 1	25-20	6-2	60-65
Trưởng thành muộn	0,80-1,35	446-470	1,05-0,95	> 0,4	< 0,6	< 0,35	> 1	> 1	< 20	< 2	> 65
Quá trưởng thành	> 1,35	> 470	< 0,95						-	-	-

Phân xạ vitre nit %Ro	Loại than	Bào tử phần hoa		TTI theo Waple D.V
		Cường độ màu bào tử	Màu	
< 0,6	Than mùn (peat)	< 3,5	Vàng rơm	< 25
0,60 - 0,80	Than lửa dài	3,5 - 5,5	Vàng chanh	25 - 75
0,80 - 1,10	Than khí	5,5 - 7,0	Vàng	75 - 120
1,10 - 1,35	Khí đến mỡ	7,0 - 8,0	Vàng da cam và phớt đỏ	120 - 170
1,35 - 1,75	Than mỡ	8,0 - 9,0	Vàng đỏ đến đỏ hoàn toàn	170 - 500
1,75 - 2,2	Than cốc	9,0 - 10	Đỏ nâu tới nâu hoàn toàn	500 - 1500
2,2 - 4,8	Than tổ ong	10 - 11	Nâu tới đen	1500 - 6500
> 4,8	Antracit	> 11	Đen hoàn toàn	6500 - 97200

c) Các dạng sản phẩm hydrocarbon được sinh ra

Sản phẩm	Loại Kerozen	HI = (S ₂ /Corg).100	S ₂ /S ₃	Tỷ lệ cát/sét (theo Bakirov A.A)	Pr/Ph
Khí	III	0- 150	0 - 3	< 0,4	> 4
Khí, dầu	Hỗn hợp III- II	150 - 300	3 - 5	0,4 - 0,6	1 - 4
Dầu	II- I	> 300	> 5	> 0,6	< 1

3.3. Sét phiến cháy, than đá (đá mẹ sinh và chứa dầu khí)

3.3.1 Sét phiến cháy (đá dầu)

a. Tình hình chung

Ngoài các loại đá mẹ của dầu khí thông thường cần phải kể đến loại sét phiến cháy hay còn gọi là đá dầu. Sét phiến cháy được sử dụng từ lâu (1838 ở pháp) sau đó là ở các nước khác như Úc, Brazil, Tân Tây Lan, Thụy Điển, Đan Mạch, Rumania, Estonia, Tây Ban Nha, Trung Quốc, Nam Phi và Mỹ. Trữ lượng lớn thường gặp ở các nước Mỹ (3,57 tỷ m³), Brazil (127 tỷ m³), Nga (18 tỷ m³),... ở Việt Nam sét phiến cháy tìm thấy nhiều ở Đồng Ho (Quảng Ninh).

Trong chiến tranh thế giới lần thứ I và lần II, vì thiếu nhiên liệu nên đã khai thác sét phiến cháy nghiền nhỏ thành bột, sau đó gia nhiệt tới 500⁰C lấy được nhựa. Sau đó, cracking nhựa nhận được xăng, dầu hỏa, dầu chạy máy, mỡ bôi trơn ...v...v..... Vì năng suất không cao, khi đó lại có các mỏ dầu khí cho lợi nhuận lớn nên nhiều nước không chú ý tới loại khoáng sản này. Sau này nhờ khoa học kỹ thuật tiên tiến chắc chắn loài người sẽ tích cực hơn trong việc sử dụng nguồn năng lượng này.

b. Thành phần khoáng vật

Sét phiến cháy thường là sét chứa nhiều VLHC bị nén ép mạnh thành sét phiến cháy. Ngoài ra, việc phát hiện có cả sét vô và vô sét chứa nhiều VLHC như :

- Sét thường được tích lũy ở các hồ lớn nơi có nhiều vật liệu sét vô (magno) đá vô sét, xen kẽ các tuf núi lửa hay trầm tích muối.
- Tích lũy trong hồ nhỏ nơi thường nhiều sét silic, nhiều thảm thực vật biển.
- Trong các hồ nhỏ, đầm lầy, vũng vịnh có các vật liệu than xen kẽ được tích lũy trong điều kiện yên tĩnh.

Oxygen thường bị khử tạo thành CO₂ trong quá trình phân hủy một phần VLHC. Các vật liệu hữu cơ này phần lớn không bị vi khuẩn tái tạo lại, được tích lũy ô ạt, chịu tác động của lực nén ép là chính, không ở nhiệt độ cao (tức là chưa rơi vào đới sinh dầu).

c. Thành phần VLHC và tính chất lý hóa của chất chiết

VLHC thường là dong tảo nước ngọt *Botryococcus* hay nước lợ *chlorophyceae* dong biển *tasmanites* và dong *diatomei*, ngoài ra còn có ít plancton và vi khuẩn. Kerogen thường là loại sapropel vô định hình (loại I và II) có tỷ trọng $0,95 \div 1,04\text{g/cm}^3$ nhựa chiết được thường có tỷ trọng từ $0,88 \div 0,94\text{g/cm}^3$, thông thường là $0,91 \div 0,94\text{g/cm}^3$.

Lượng nhựa thường chiếm từ 0,5% thậm chí tới $11 \div 16\%$ trong đá sét phiến cháy.

Các loài dong này phát triển mạnh thành rừng trong điều kiện thuận lợi. Khi chết cũng chết hàng loạt. Chúng chỉ bị khử oxygen bởi vi khuẩn ưa khí. Phần xác còn lại nhanh chóng bị chôn vùi ở độ sâu nhỏ (không bao giờ đạt tới pha sinh dầu).

Trong thành phần kerogen thường chứa 76% HC. Hệ số H/C thường đạt $1,25 \div 1,75$, O/C rất nhỏ chỉ đạt $0,02 \div 0,2$.

Trong cấu trúc chứa nhiều HC phân chuỗi (iso alkanes), HC aromatic (aren) và naften H (cyclan) hoặc là HC đa chuỗi của naften, naften – aromat, ngược lại rất ít n – alkan. Ngoài ra còn chứa nhiều hỗn hợp S ($1 \div 3\%$), O ($3,5 \div 4\%$), N ($0,1 \div 2,1\%$) và lượng lớn olefin ($30 \div 50\%$).

Olefin thường không thấy trong dầu thô vì vậy khi gia nhiệt khí thoát ra thường là H_2S và NH_4 (bao gồm cả khí HC và lỏng). Ở điều kiện $T = 37,8^\circ\text{C}$ (độ nhớt của chất chiết đạt $5 \div 25$ cst. Như vậy, cũng có thể coi sét phiến cháy là một loại đá mẹ dầu khí. Tuy nhiên, loại dầu này chỉ nhận được sau khi gia nhiệt (phương pháp nhân tạo)

3.3.2. Than đá và mối quan hệ với dầu khí

a. Điều kiện tích lũy

Than là tàn tích thực vật được tích lũy trong điều kiện yếm khí (không có oxygen). Vật liệu than thường được tích lũy ở đầm hồ cửa sông, vùng nước lợ (paralic) biển nông gần bờ. Vật liệu than bị khử oxygen ngay từ khi lắng đọng và bị chôn vùi tiếp vào đới yếm khí trong môi trường khử.

Sự chết hàng loạt các thực vật được tích lũy có sự lựa chọn thành các lớp, thấu kính.

Quá trình than hóa trải qua các điều kiện kín và nhiệt độ, áp suất cao, đặc biệt là nhiệt độ tương tự như đá mẹ của dầu khí.

Các sản phẩm của quá trình than hóa là : than mùn khí $R_0 \leq 0,3\%$ than nâu $R_0 = 0,3 \div 0,5\%$, than đá $0,5 \div 2,2\%$ than antracit, grafit, ($R_0 \geq 2,2\%$, thường là $4 \div 11\%$). Than có 2 loại: than humic và than sapropelit.

- Than humic thường óng ánh, màu nâu tối và đen; phân lớp được hình thành từ sự tích lũy chọn lọc xác thực vật đặc biệt thực vật bậc cao. Đó là chất cellulose của thân gỗ. Các tàn tích này chỉ bị khử oxygen khi lắng nén, sau đó bị vùi lấp ít bị vi khuẩn tái tạo.

Tuy nhiên trong các loài thực vật có các bào tử phấn hoa, hạt, củ, quả, rễ và lá chứa nhiều lipide và chất dầu vì vậy chúng bị vi khuẩn tái tạo lại thành các lipide không hòa tan, cuối cùng thành kerogen. Loại này khi bị chôn vùi vào đới chủ yếu sinh dầu cũng sản sinh ra lượng dầu nào đó, song so với các tàn tích thực vật tạo than là rất nhỏ. Còn loại tàn tích thực vật thường nghèo hydrogen và chứa nhiều carbon nên phần lớn chuyển thành than các loại và khí hydrocacbon.

- Loại than sapropel là loại bùn hạt mịn màu đen chứa nhiều xác của vật liệu hữu cơ không phân lớp, không có ánh kim, bị chôn vùi với trầm tích sét. Chúng có nguồn gốc từ dòng nước ngọt cũng như vùng nước lợ, cửa sông, biển nông, đôi khi được đưa tới từ tàn tích của than mùn. Loại này được tích lũy chọn lọc thành đồng, ít bị vi khuẩn tái tạo. Tuy vậy, loại này ít gặp và với lượng không đáng kể so với than humic. Vì vậy, dưới đây chỉ xem xét loại than humic.

b. Thành phần và tính chất lý hóa của than humic

Trong giai đoạn diagenез và đầu catagenез chúng cũng bị mất các gốc hydroxyl (OH) và carboxyl (COOH), mất nước. Sau đó, mất dần các hỗn hợp chứa N, O, S, đứt các mạch nhánh. Cuối cùng chỉ còn phần lớn carbon tới gần như $98 \div 100\%$. Chính vì vậy trong thành phần chứa nhiều carbon nên quá trình than hóa tạo thành các loại than khác nhau và giải phóng hydrocacbon khí chủ yếu là CH_4 . Trong quá trình đó đứt mạch $C = C$ là chính và dẫn đến quá

trình aromat hóa. Trong các marceral của chúng thường hàm lượng các cấu tử aromat tăng cao (chiếm ưu thế). Marceral thường thuộc loại Kerogen III.

Ngoài ra quá trình khử oxygen của các hỗn hợp chứa oxy (O_2) giải phóng khí CO_2 các hydrocacbon được sinh ra từ marceral ở đới chủ yếu sinh dầu thường là các cấu tử HC nặng và các hợp chất chứa N, O, S.

Quy trình như sau: ở giai đoạn biến chất thấp (than mùn, than nâu) cho sinh ra phần lớn HC nặng ($R_0 \leq 0,5\%$). Ở giai đoạn than đá lượng HC trung bình và nhẹ xuất hiện và giảm đáng kể HC nặng. Giai đoạn than antracit, hầu như chỉ thấy sinh ra HC nhẹ, đặc biệt là khí, trong đó khí CH_4 là chính.

Nếu diterpan phân chuỗi xuất hiện ở điều kiện $R_0 \leq 0,5\%$, thì đạt giá trị cực đại ở mức độ $R_0 = 1,2\%$, sau đó tới mức antracit lại giảm. Các HC triterpanes phân chuỗi cũng tương tự như chu trình của diterpanes. Tuy nhiên, cả hai loại này chỉ chiếm cực đại tới 1% toàn bộ chất chiết. Và triterpanes hoàn toàn biến mất khi R_0 đạt tới 1,6%.

Như vậy, quá trình than hóa của VLHC humic là tạo thành than các loại. Bên cạnh đó, còn sản sinh ra lượng không đáng kể HC lỏng chứa nhiều parafin và aromat và khí.

c. Tính hấp phụ của than

Một đặc điểm cần lưu ý là than khi mất các chất bốc, nước lại trở thành chất hấp phụ tốt các HC lỏng và khí được sinh ra từ các lớp sét và sét than gần kề hoặc di cư theo bề mặt lớp bất chỉnh hợp hay đứt gãy. Vì vậy các thành phần này không phải là của VLHC humic.

Như vậy, nếu VLHC trong đá mẹ mở đầu chủ yếu là từ thực vật hạ đẳng dưới nước như: dong tảo, zoobentos, fitoplancton, vi khuẩn thì VLHC của than chủ yếu là các tàn tích thực vật bậc cao (trên cạn) được tích lũy trong môi trường không biển và paralic.

Ngay sau khi tích lũy các tàn tích thực vật trên bề mặt đất chúng cũng bị quá trình phân hủy sinh hóa, sau đó là địa hóa và tạo thành sản phẩm than các loại. Quá trình đó VLHC mất dần

hydrogen, nitơ, lưu huỳnh và các hợp chất chứa O₂ để tạo thành khí CH₄, NH₄, CO₂, NO_x và H₂S. Ở giai đoạn thấp (than mùn và than nâu) kerogen đặc trưng là loại IV.

Khí hydrocarbon được sinh ra chủ yếu là CH₄ trong giai đoạn biến chất than đá phù hợp với mức R₀ = 1,3 ÷ 1,6%. Tuy nhiên, có một lượng HC lỏng nặng được sinh ra nhưng không đáng kể.

Trong giai đoạn than đá và cao hơn, các loại khí chủ yếu là khí CH₄ và CO₂, phong phú các giá trị đồng vị nặng, δ¹³C = -23,0 ÷ -27,0 ‰. Khi hoàn toàn cạn kiệt hydrogen thì chỉ được thành tạo grafit.

Như vậy, cũng có thể xem than là một loại đá mẹ của dầu khí. Tuy nhiên lượng dầu và khí của bản thân nó nhỏ, khó có tích lũy công nghiệp. Tuy nhiên trong một tập hợp các lớp sét, dầu VLHC thì than có thể đóng góp phần nào đó (lượng nhỏ) vào tổng các HC trong bể chứa.

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CÁC SẢN PHẨM BIẾN ĐỔI CỦA VẬT LIỆU HỮU CƠ

4.1 Đặc điểm địa hóa dầu

4.1.1 Đặc điểm thành phần và tính chất lý hóa

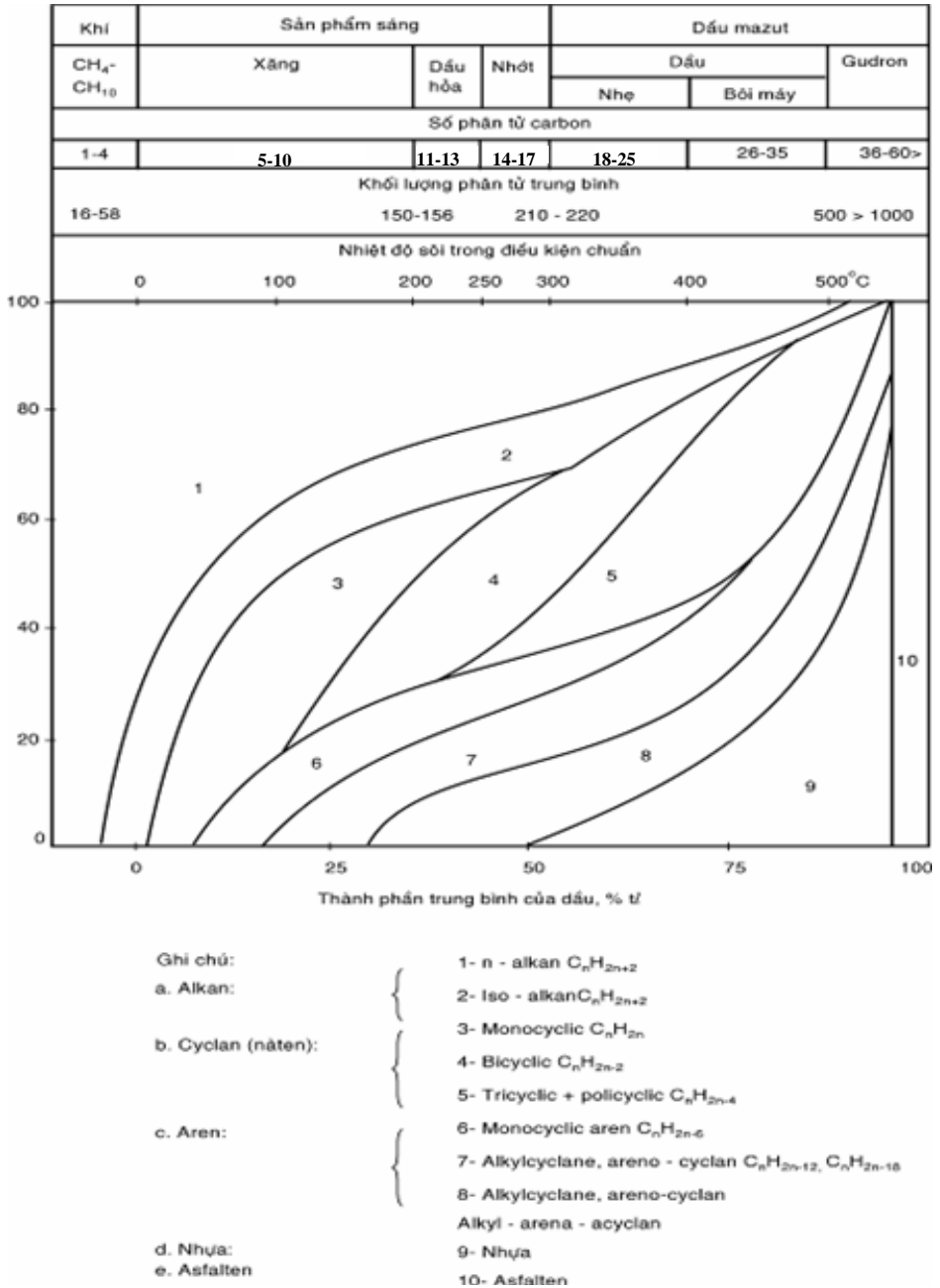
Đặc điểm của dầu khí có liên quan mật thiết với điều kiện địa chất cũng như vị trí tồn tại của nó. Trước hết ở đới nông, vật liệu hữu cơ chủ yếu rơi vào điều kiện oxy hóa, còn chuyển hóa ở đới catagenez và metagenez xảy ra ở đới sâu và yếm khí. Đặc điểm chung nhất là càng xuống sâu tỷ trọng dầu càng giảm, sản phẩm nhẹ (dưới 300°C) càng tăng, nhựa asfalten càng giảm, hàm lượng lưu huỳnh cũng càng giảm. Năm 1968 Bogomolov A.I đã hệ thống hóa và đưa ra bảng sau

Bảng 4.1: *Mối quan hệ giữa các chỉ tiêu và các đới biến chất*

Chỉ tiêu	Ở đới oxy hóa	Đới nhiệt xúc tác	Đới biến chất
Tỷ trọng d_4^{20} , g/cm ³	> 0,94	0,81- 0,94	< 0,81
Thành phần phân đoạn dưới <300°C, %tt.	< 30	30 - 70	> 70
Hàm lượng nhựa, asfalten, %tl.	> 20	3 - 20	< 3
Thành phần hydrocarbon phân chuỗi dưới 300°C, %t.t.	> 60	20 - 60	< 20
Tỷ lệ hydrocarbon phân chuỗi/ hydrocarbon parafinic	> 2	2 - 0,3	< 0,3
Hàm lượng lưu huỳnh, %tl.	0,5 - 5,0 và cao hơn	0,2 - 0,5	< 0,2

Botneva T.A., Kalinko M.K và những người khác đã phác họa sự phân bố hydrocarbon như trên hình 4.1. Nói chung, dầu trong trầm tích cổ (Paleozoi) thường chứa nhiều lưu huỳnh, còn dầu trong

mezozoi và đặc biệt Cenozoi thường chứa nhiều parafin. Tuy nhiên, không phải bao giờ cũng tuân theo nguyên tắc này mà phụ thuộc vào vật liệu nguồn.



Hình 4.1: Sơ đồ chung về phân bố alkan, cyclane và aren của dầu

Theo sơ đồ này rõ ràng n-alkan có tới C_{51} và hơn, có mối gắn kết C-C còn isocyclan có tới C_{40} . Các cyclan (*naftenic*) chiếm vị trí giữa các n-alkan và aren (*aromatic*). Khi đứt mạch thường là các mạch nhánh và các chuỗi hydrocarbon aromatic (gọi là aromat hóa) có cấu trúc chung là C_nH_{2n-x} , ($x = 6, 12, 14, 18, 20, 24, 28, 30$ và 36).

Đặc tính cấu trúc của các hydrocarbon aromatic (*aren*) là mạch vòng, hấp phụ ánh sáng ở các sóng dài, phân cực nhẹ. Phản ứng điển hình là thay thế các nhánh. Nguồn cung cấp các hydrocarbon aromatic là các acid cacbon, các caroten, steroide, một vài acid amin. Do tính bền cao của nhóm aren đa chuỗi (*polycyclic*) mà có thể dùng chúng là các chỉ tiêu địa hóa về nguồn gốc đá mẹ, về độ trưởng thành, về độ phân hủy hay bảo tồn...

Các cấu tử phi hydrocarbon thường là các hỗn hợp của các dị nguyên tố (NOS) và có thể xác định được bằng cộng hưởng từ và cộng hưởng thuận từ điện tử, các hợp chất này tập trung trong các hỗn hợp nhựa- asfalten, cặn của dầu. Hỗn hợp lưu huỳnh điển hình là porfirin, ngoài ra còn nhiều hợp chất khác:

- *Các hỗn hợp dầu chứa nitơ (N_2):* Thường chiếm tới 0,1-0,3% (theo J.Hant chiếm tới 1,6-1,7%) dầu-nhựa loại nhẹ thường chứa ít nitơ, còn dầu nhựa loại nặng chứa nhiều nitơ. Các hợp chất chứa nitơ thường là piridin, hynolin, isohynolin... Sản phẩm điển hình của nitơ là porfirin. Theo Treibsom (1934) tìm thấy nguồn gốc của porfirin là do phân hủy chlorofil. Ngoài ra, porfirin còn gắn kết với kim loại như Ni, V (*porfirin nikel, porfirin vanadi*).

- *Các hỗn hợp dầu chứa lưu huỳnh (S):* Lưu huỳnh có trong dầu từ vài phần nghìn tới 6-8%; có mỏ dầu S lên tới 9,6% (mỏ Etsel ở Đức), thậm chí lên tới 14% (mỏ Rozel - Point Mỹ).

Phân loại dầu theo S như sau

$S < 0,5\%$ dầu thuộc loại ít lưu huỳnh

$S = 0,5-2\%$ dầu chứa lưu huỳnh

$S > 2\%$ dầu nhiều lưu huỳnh

Theo Trebin G.F trên thế giới có tới 40% mỏ dầu ít lưu huỳnh, 40% mỏ chứa lưu huỳnh trung bình còn khoảng 20% mỏ chứa nhiều lưu huỳnh. Các hợp chất chứa S thường là các hợp chất cao phân tử như chứa nhiều nhựa- asfalten: đó là H_2S , S tự do, mercaptan, sulfid

phân chuỗi, (R- SH; R- S- R; R- SS- R) alkylthiophen, benzen. Dầu mercaptan thường liên quan tới đá chứa cacbonat, còn dầu vắng mercaptan thường có trong đá chứa lục nguyên. trong các phân đoạn sôi ở nhiệt độ cao thường gặp các hỗn hợp chứa S như thiophen, benza-; dibenzo-thiophen.

- *Các hỗn hợp dầu chứa oxygen (O_2):* Trong thành phần dầu có tới 20% các hỗn hợp chứa oxygen có tính acid và trung tính (acid naftenic, phenol, spirt, keton...). Hỗn hợp trung tính tách ra từ dầu là các hỗn hợp nhựa. Trong dầu tìm thấy các efir phức, còn có cả các alkyl và dimethyl benzen phuran và dibenzen- naftobenzen phuran.

- *Vi nguyên tố trong dầu:* Mặc dù lượng vi nguyên tố trong dầu không lớn (<1%) nhưng ý nghĩa địa hóa của chúng rất quan trọng: Ni, V... Ngày nay phát hiện gần 72 nguyên tố trong dầu từ các nguyên tố kiềm, kiềm thổ đến các halogen, nguyên tố phóng xạ... Các nguyên tố được gắn kết dưới dạng phức porfirin (Ni, V), hợp chất cơ kim khác như Hg, Sb, As, Fe, Cu, Co, Cr. Trong thành phần nhựa còn phát hiện Cu, Zn, Ge, Au; dưới dạng keo: V, Fe, NaCl; dưới dạng dung dịch: Cu, Fe, Pb, U; dưới dạng hấp phụ trên bề mặt ranh giới dầu và nước: Zn, Cu, Ni, U, Ca, Mg, Fe, V. Các tỷ số thường hay sử dụng là V/Ni, Fe/Ni... trong dầu. *Vi dụ*, V/Ni có giá trị tăng dần từ dầu trẻ (0,04-3,4% trong cenozoi; 0,08-4,4% trong mezozoi và 1,3-6,0% trong paleozoi). Trong khi đó, hàm lượng Fe ngược lại nhiều ở dầu trong trầm tích trẻ, còn nghèo trong dầu của trầm tích cổ. Các tỷ số khác cũng được nghiên cứu như: V/Ti; S/N; $\Sigma V/V^{+4}$. Trong môi trường khử tăng mạnh V^{+4} .

Cần lưu ý là các hợp chất porfirin chứa Ni và V không bền vững. Trong điều kiện nhiệt độ cao các hợp chất này dễ bị phân hủy và làm nghèo đi các nguyên tố Ni và đặc biệt là V. Ở nhiệt độ >170°C porfirin bị phân hủy hoàn toàn. Vì vậy, trong dầu biến chất cao thường vắng V và cả Ni.

Vì các vi nguyên tố thường có mặt trong các hỗn hợp nhựa asfalten. Khi nhiệt độ tăng cao các hỗn hợp này cũng không bền và bị phân hủy dẫn đến cùng giảm hàm lượng của các vi nguyên tố. Nếu trong môi trường khử tăng mạnh V^{+4} thì trong môi trường khử yếu lại tăng V^{+5} . Trong môi trường khử thì $V^{+5} + Fe^{2+} \rightarrow V^{+4} + Fe^{3+}$.

Do vậy, dầu có hàm lượng cao porfirin vanadi (V^{+4}) thường phản ánh môi trường khử và tỷ số S/N cũng như Pr/Ph có giá trị thấp.

Ngoài ra, Gonsharov I.V còn phát hiện từ trung tâm bồn trũng ra ven rìa càng tăng mức độ oxy hóa và tăng giá trị của các tỷ số S/N; V/V^{+4} ; V/Ni; V/Cu; V/Fe và V/Ti tăng hàm lượng các nguyên tố Ni, Fe, Mn, Cu, Cr, Ti,..., giảm V, porfirin...

- Như vậy nếu dầu tăng khả năng bị oxy hóa cũng làm giảm V^{+4} và lượng porfirin.

- Dầu di cư càng xa càng tăng cường thành phần nhẹ, giảm thành phần nặng, do đó cũng giảm các vi lượng trong dầu.

- Trong dầu có giá trị thấp của S/N và ngược lại Pr/Ph cao thì có ý nghĩa của các vi lượng như Fe, Ni, Mn, Cu, còn V ngược lại kém hiệu quả.

- Dầu bị phân hủy sinh học thì hóa trị của V không thay đổi.

4.1.2 Tàn tích sinh học và mối liên hệ với nguồn vật liệu hữu cơ ban đầu

Sản phẩm của các hóa thạch sinh học là porfirin, parafin, sterane và hopane. Các cấu trúc này tương đối bền trong quá trình tiến hóa của dầu theo lịch sử phát triển địa chất của bể trầm tích. Trong dầu porfirin có mặt dưới dạng hợp chất với V và Ni, liên quan tới môi trường khử ở giai đoạn lắng nén (tạo đá - diagenез). Càng giảm tính khử của môi trường càng tăng lượng vật liệu hữu cơ humic và giảm lượng porfirin.

Porfirin được hình thành từ diệp lục tố (*chlorofil*). Phytol là nhánh (mạch nhánh) của diệp lục tố. Khi phân hủy diệp lục tố cho hình thành porfirin và phytol. Phytol biến đổi tiếp tục trong môi trường khử có H^{2+} cho hình thành phytane ($C_{20}H_{42}$), còn trong môi trường oxy hóa phytol chuyển sang acid phytен, acid phytен bị đứt mạch khi có CO_2 tạo thành pristen, sau đó pristen lấy H_2 tạo thành pristane. Như vậy, chlorofil trong giai đoạn lắng nén giải phóng nhân Mg và lấy V, Ni để tạo thành porfirin và nhánh sườn của chlorofil là phytol chuyển hóa sinh ra phytane hay pristane (xem H.1.1 và H.1.2 chương 1).

- Porfirin ở nhiệt độ cao sẽ bị phân hủy (nhiệt độ $> 170^\circ C$ bị phân hủy hoàn toàn), còn phytane bền vững.

- Tỷ số $S/N=10-15$ đặc trưng cho vật liệu hữu cơ sapropel tích lũy trong môi trường khử, còn trong môi trường khử yếu tỷ số S/N giảm hơn nhiều (loại humic).

- Hàm lượng parafin có liên quan tới vật liệu hữu cơ thực vật đặc biệt trên cạn. Nếu vật liệu hữu cơ nguồn gốc biển sẽ ít parafin (vài %), còn nguồn gốc lục địa thì nhiều parafin (tới 15-20%). Hàm lượng cao của parafin đặc trưng cho loại vật liệu hữu cơ sapropel-humic (tùy thuộc vào lượng acid humic có trong đá). Trong môi trường thủy quyển parafin sẽ bị phân hủy. Trong quá trình di cư phân bố lại parafin tức là làm giàu thêm lượng parafin.

Trong trầm tích biển phổ biến n-alkan $C_{15}-C_{19}$ còn dong không biển có hai đỉnh $C_{15}-C_{19}$ và $C_{22}-C_{30}$ (bimodal). Các cấu tử lipide của thực vật trên cạn chứa n-alkan của $C_{10}-C_{40}$ có ưu thế của n-alkan C_{27} , C_{29} và C_{31} mặc dù n-alkan của vật liệu hữu cơ trên cạn cao hơn vật liệu hữu cơ trong biển. Trong số các chỉ tiêu thường quan tâm tới chỉ số CPI (lẻ/chẵn). Chiếm ưu thế số lẻ (izomer) thể hiện vật liệu trên cạn là do hậu quả đứt mạch cacbon chẵn của acid béo. Ưu thế số n-alkan chẵn thể hiện có acid béo trong môi trường khử mạnh. Vì vậy, chỉ tiêu lẻ/chẵn chứa nhiều thông tin đối với dầu thô chưa qua biến đổi. Trong giai đoạn catagenez dầu được sinh ra khi tỷ lệ lẻ/chẵn tiến tới cân bằng và bằng 1.

Nếu trong dầu có izo- alkan và anteizo- alkan của $C_{16}-C_{23}$ là do sự tham gia phân hủy vật liệu hữu cơ của vi khuẩn.

Sự có mặt 12 methyl-alkan của $C_{24}-C_{30}$ và 13 methyl-alkan của $C_{26}-C_{30}$ phản ánh nguồn gốc sinh học của đá mẹ cổ Cambri ở nền bằng (Ví dụ, ở Siberia). Các isoprenoide của các thành phần bão hòa (alifatic = metanic và naftenic) cũng đóng vai trò quan trọng. Ví dụ, còn fytol là sự đứt vỡ mạch của clorofil và trong môi trường khử biến đổi tiếp khi có H_2 thành phytane còn khi có O_2 biến thành pristane. Vì vậy, thường dùng tỷ số pristane/ phytane = Pr/Ph phản ánh loại nguồn gốc của vật liệu hữu cơ.

Ví dụ, $Pr/Ph < 1$ chỉ ra vật liệu hữu cơ trong trầm tích biển nông và sâu, dong tảo, $Pr/Ph = 1-2$ chỉ ra vật liệu hữu cơ của trầm tích biển nông, vũng vịnh, cửa sông, đồng bằng ngập nước. $Pr/Ph = 2-4$ vùng đồng bằng chuyển tiếp, vùng chứa than và $Pr/Ph > 4$ là của trầm tích lục địa chứa thực vật bậc cao trên cạn. Tóm lại, $Pr/Ph < 1$

phản ánh hydrocacbon trầm tích biển, môi trường khử mạnh, phù hợp với hàm lượng cao của porfirin, hỗn hợp chứa lưu huỳnh tỷ lệ lẻ/chẵn = CPI < 1. Trong số n-alkan ưu thế là các C₁₅-C₁₉. Đối với loại vật liệu hữu cơ hỗn hợp sapropel- humic thì Pr/ Ph = 1-2 trong môi trường khử. Phân bố n-alkan có hai đỉnh cao (bimodal) của các cấu tử C₁₅-C₁₉ và C₂₃-C₃₂. Trầm tích chuyển tiếp (vùng nước lợ) biển nông.

Loại vật liệu humic- sapropel hay humic đặc trưng Pr/Ph = 2-4 (vùng nước lợ-delta, đầm hồ xen lục địa) có hàm lượng cao parafin, hàm lượng thấp S và hỗn hợp chứa S, vắng mặt porfirin, đỉnh cao của n-alkan là C₂₂-C₂₉. Hệ số CPI > 1.

Ngoài ra còn thấy trong đá cacbonat cũng phát hiện tỷ số Pr/Ph < 1, có hàm lượng cao của S (> 2%) và nhiều cấu trúc của alifatic có dạng chữ T đó là 2, 6, 10 trimethyl-7 (3 methylbutyl)- dodecan; 2, 6, 10, 14 tetra methyl-7 (3-methyl, pentyl) pentadecan; 2, 6, 10, 14, 18 penta methyl- 7 (3-methyl pentyl) nonadecan. Các cấu trúc không bão hòa của alifatic nêu trên là các isopenoide của phần lipide trong dòng xanh. Ví dụ, ở các bể sông Hồng trong mẫu dầu của GK-63, trong kerogen có tuổi N₁¹ và P₃, loại vật liệu hữu cơ có nguồn gốc trên cạn, đầm hồ vùng nước lợ cửa sông là chính. Dầu được sinh ra ở đới trưởng thành muộn thuộc loại đầm hồ, còn ở bể Nam Côn Sơn cũng có đủ loại vật liệu hữu cơ từ nguồn trên cạn, đầm hồ và nước lợ, cửa sông, song dầu cũng chỉ sinh ra ở đới trưởng thành muộn. Loại vật liệu hữu cơ của chúng lại chỉ đặc trưng cho thực vật trên cạn và đầm hồ, mỏ Đại Hùng. Còn ở bể Cửu Long Kerogen chỉ ra nguồn gốc vật liệu hữu cơ vùng nước lợ (vùng ngập mặn sú vẹt) cửa sông và ven bờ. Còn dầu chủ yếu có nguồn gốc nước lợ, ven bờ. Chúng được sinh ra ở đới trưởng thành muộn là chính, một phần ở giáp ranh giới biến chất cao của đới trưởng thành.

Một số nhà hóa học Nga cũng như Tây âu còn nghiên cứu cấu trúc của các đồng phân của hopane và sterane. Từ đó để nhận dạng nguồn gốc vật liệu hữu cơ và mức độ biến chất cũng như phân hủy sinh học của dầu... Trong đó chú ý tới các mảnh M/Z- 217 của sterane và các mảnh khác M/Z371 và M/Z372, M/Z386 và M/Z440 và các mảnh M/Z191, M/Z365 của hopane. Ngoài ra, còn sử dụng các mảnh M/Z 177... của hopane. Các đồng phân nêu trên nhận dạng

được trên GCMS (khí khối phổ). Các sterane và hopane tương đối bền vững đối với môi trường phân hủy sinh vật. Các chuyên gia địa hóa còn sử dụng các hydrocacbon nhẹ phản ánh quá trình di cư n-alkan/ izoalkan của C₅-C₈. Càng di cư xa càng tăng tỷ số này. Hệ số biến chất $K_{mC6} = nC6/(izo C_6^+ cyclan C_6)$, tỷ số ethyl benzen/ Σ kylen, benzen/toluel... Càng xuống sâu biến chất càng cao và tuổi trầm tích càng cổ thì càng tăng giá trị của các tỷ số K_{mC6} , Σ cyclohexan/ Σ cyclopentan, n-alkan/izoalkan, alkan/cyclan... Theo chiều hướng di cư càng xa càng tăng C_n/C_{n+1}, methyl cyclopentan/cyclohexan, Σ cyclopentan/ Σ cyclohexan. Nếu trong các tích lũy xảy ra quá trình giải tỏa hydrocacbon thì xảy ra việc tích lũy thêm các thành phần từ dưới sâu, nếu tăng tỷ lệ methyl cyclopentan (MCP)/CH, izoalkan/cyclan, alkan/aren. Nếu có ranh giới tiếp xúc dầu-nước giảm hàm lượng của hydrocacbon aromatic (tăng tỷ lệ alkan/aren). Trong dầu nguyên sinh của vật liệu hữu cơ sapropel, hỗn hợp và loại humic có các chỉ tiêu đặc trưng sau đây.

4.1.3 Đặc tính địa hóa của dầu nguyên sinh ở đới chủ yếu sinh dầu (chưa biến đổi)

Tồn tại dầu của ba loại vật liệu hữu cơ cơ bản: loại sapropel, loại hỗn hợp và loại humic. Các đặc tính cơ bản được phản ánh ở bảng 4.2.

Loại dầu của vật liệu hữu cơ sapropel tích lũy trong môi trường khử mạnh chứa nhiều S, ít parafin (<5%) ưu thế phytan hơn pristan, đỉnh cao là C₁₅ ÷ C₁₉, số chẵn chiếm ưu thế hơn số lẻ, có hàm lượng cao của porfirin. Trong đó hợp chất với V có giá trị cao, cyclopentan chiếm ưu thế so với cyclohexan... ;

Loại hỗn hợp sapropel-humic tích lũy trong môi trường khử, có hai đỉnh C₁₅-C₁₉ và C₂₂-C₂₇ của n-alkan. Có S và nhựa trung bình, ưu thế của pristan đối với phytan. Hàm lượng parafin trung bình, porfirin chiếm lớn hơn 35 mg trong 100g dầu. Trong thành phần nhẹ thấy tính trội của cyclohexan so với cyclopentan;

Loại humic được tích lũy trong điều kiện đầm hồ nước lợ, vũng vịnh và đầm lầy- lục địa. Đặc điểm nổi bật là có parafin hàm lượng cao. Số lẻ của n-alkan nC₂₁-nC₃₁ vượt trội số chẵn, ít S, ít nhựa, nghèo các hỗn hợp đa chuỗi, trong n-alkan C₁₅-C₂₁ ưu thế số chẵn.

Pristan chiếm ưu thế hơn phytan, Pr/Ph = 2-4 và cao hơn, các tính chất khác được nêu trong bảng 4.2.

Bảng 4.2: Chỉ tiêu của dầu ở đới chủ yếu sinh dầu

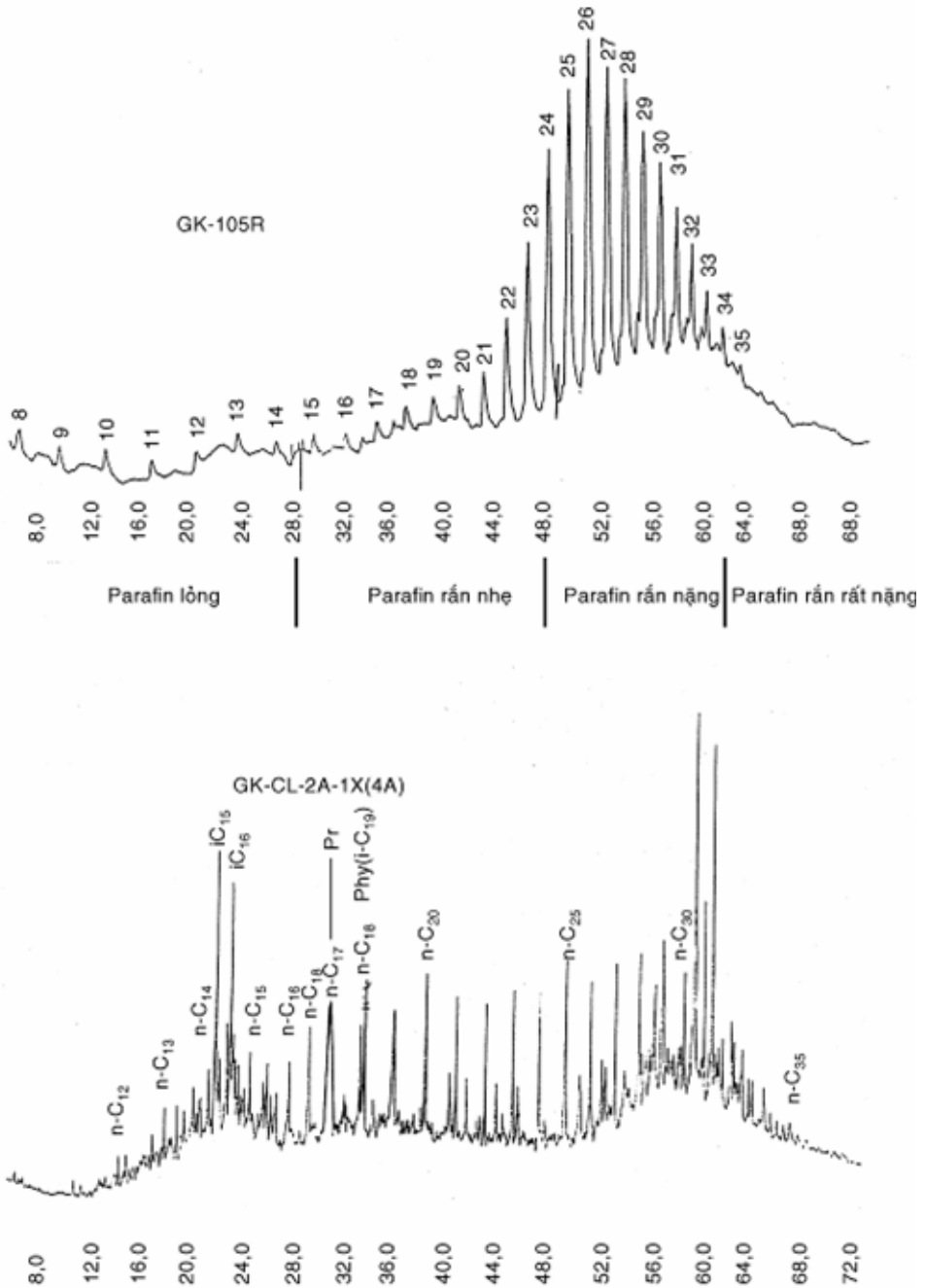
Chỉ tiêu	Sapropel	Sapropel humic	Humic
Pr/Ph	≤ 1	1 ÷ 2	2 ÷ 4 và hơn
Σ Ch/Σ Cp	< 1	1 ÷ 2	2 ÷ 4 và hơn
Ethylbenzen/Σ kxilen	0,24 ÷ 0,74	0,14 ÷ 0,24	0,03 ÷ 0,14
$K_{i30} = \frac{Pr + Ph}{nC_{17} + nC_{18}}$	0,4 ÷ 0,9	0,3 ÷ 0,7	0,2 ÷ 0,3
$K_{mC6} = \frac{nC_6}{\sum izoC_6 + cyclanC_6}$	0,4 ÷ 0,7	0,3 ÷ 0,4	0,2 ÷ 0,3
Đỉnh của n-alkan	C ₁₄ ÷ C ₁₉	C ₁₄ -C ₁₉ và C ₂₂ ÷ C ₂₉	C ₂₂ ÷ C ₂₉
HC lẻ /chẵn = (CPI)	< 1	1	> 1
S trong dầu %	≥ 0,4	0,2 ÷ 0,4	≤ 0,20
S/N	3 ÷ 14 và hơn	0,8 ÷ 3,0	< 1
Lượng parafin trong dầu %	≤ 4	4 ÷ 7	10 ÷ 20 và hơn
Porfirin, mg/100g dầu	40 ÷ 200	0 ÷ 34	Vắng mặt hay vết
δ ¹³ C, ‰	-28 ÷ 24	-24 ÷ -30	-24 ÷ -28

4.1.4 Tính chất của dầu thứ sinh trong quá trình catagenez, phân hủy sinh học và di cư

- Ở đới catagenez chế độ nhiệt áp cao phong phú n- alkan phân tử nhẹ và trung bình, giảm tỷ trọng và hàm lượng nhựa, tăng yếu tố khí, dầu chứa nhiều hydrocarbon metanic, tỷ số CPI tiến gần tới 1. Đỉnh của n- alkan là C₄-C₁₀. Khi dầu ở đới catagenez cao giảm tỷ lệ izo/ n-alkan đến 0,2 và thấp hơn, các tỷ số Pr/ nC₁₇ và Ph/ nC₁₈ giảm nhỏ đến 0,2-0,4. Chỉ tiêu Pr/Ph ít thay đổi đối với mọi giai đoạn biến chất của dầu. Tăng mức độ biến chất dẫn đến giảm tỷ lệ Σ hopane/Σ sterane, giảm porfirin, tăng hydrocarbon nhẹ. Tăng hydrocarbon metanic và aromatic, giảm naftenic, tăng Σ CH, tăng hệ số K_{mC6}, tỷ lệ Σ Ch/Σ Cp, n-alkan/ izoalkan, alkan/cyclan. Ngược lại, nếu giảm tỷ trọng dần dần từ dưới lên trên phản ánh ưu thế di cư, tăng loại hydrocarbon nhẹ...

- Dầu bị phân hủy sinh học. Hiện tượng phân hủy sinh học của dầu thường xảy ra ở độ sâu nhỏ, nhiệt độ vừa thấp 60-70°C, đôi khi

đến 80÷90°C. Nếu gặp ở độ sâu lớn là do trong thời gian địa chất cổ bị phân hủy, nay không còn nữa và bị chìm xuống sâu.



Hình 4.2: Sơ đồ phân bố các cấu tử của dầu bị phân hủy sinh học

Các hydrocarbon nhẹ vắng mặt, các hệ số $\Sigma\text{Ch}/\Sigma\text{Cp}$, $K_m\text{C}_6$ không phát hiện. Các chỉ tiêu cơ bản là giảm các hydrocarbon C_{10} - C_{20} đến mất hoàn toàn, giảm tỷ lệ $\Sigma n\text{-alkanes}/\Sigma\text{izoalkan}$, tăng tới 10 lần hệ số kizo, Pr và Ph còn lại rất cao so với $n\text{C}_{17}$ và $n\text{C}_{18}$. Một số chỉ tiêu khác không thay đổi Pr/Ph, sterane/ hopane, hydrocarbon tetracyclic/ hydrocarbon pentacyclic. Các hydrocarbon như sterane, di, tri terpan không bị vi khuẩn tác động (Theo Moldowan M.J., 1979) diterpan và diasteran cũng không thay đổi. Chủ yếu vi khuẩn tấn công vào n-alkan và izoprenoide. Ví dụ, ở mỏ Rồng trung tâm các n-alkan bị vi khuẩn ăn gần hết (C_8 - C_{21} , một phần C_{22} , C_{23} và C_{24} , C_{25}) hay ở một vỉa của mỏ Rạng Đông các n-alkan bị ăn gần như hoàn toàn (H.4.2).

- Di cư, trong quá trình di cư ít thay đổi Pr/Ph, lè/chấn, đặc điểm phân bố n-alkan. Tuy nhiên, các hydrocarbon nhẹ có tăng cao hơn hydrocarbon nặng và trung bình (vì thế đỉnh cao dịch về phía hydrocarbon nhẹ). Ngược lại, giảm hàm lượng nhựa, asfalten, tăng MCP/CH, benzen/ toluen, tăng alkan/aren. Cp/Ch. Nếu có sự tham gia của khí condensat từ đới chủ yếu sinh khí thì các tỷ số trên có thể thay đổi đôi chút thậm chí cả Pr/Ph và CPI do có sự tham gia của vật liệu hữu cơ hỗn hợp hay humic. Vì khi di cư phong phú thêm loại pristane, nghèo thêm phytane do phân dị khi di cư (pristane $\text{C}_{19}\text{H}_{40}$ có nhiệt độ sôi là 299°C , khi đó phytane $\text{C}_{20}\text{H}_{42}$ có nhiệt độ sôi là 316°C). Tức là quá trình di cư, đặc biệt di cư xảy ra phân bố lại pristane và phytane do hình thành các tích lũy hydrocarbon mới và pristan nhẹ hơn di cư nhanh hơn. Do đó trong pha khí của condensat sẽ có tỷ số Pr/Ph tăng cao là điều không thể tránh khỏi. Điều này phản ánh rất rõ ở mỏ Đại hùng, trũng Nam Côn Sơn. Trong các vỉa dầu nhẹ, condensat chỉ số Pr/Ph đạt tới $10 \div 11$, còn trong các vỉa dầu có tỷ trọng trung bình Pr/Ph chỉ đạt giá trị $4 \div 5$.

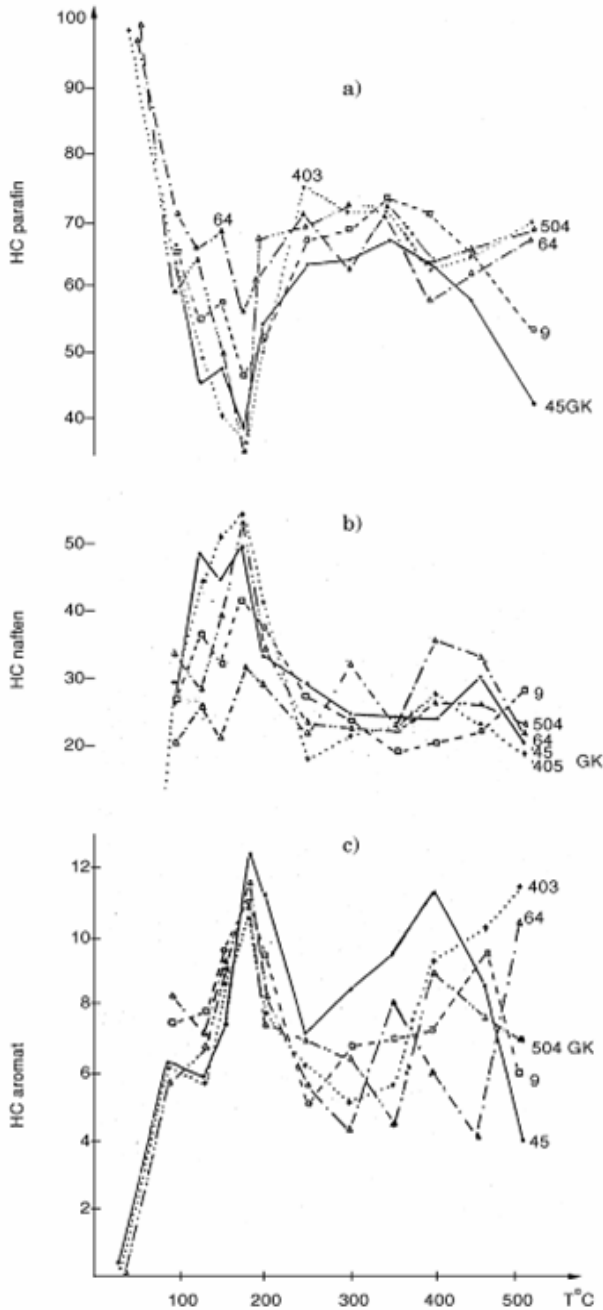
- Khuếch tán nhiệt (termodifusion). Hiện tượng này thường gặp ở các bể trầm tích phân bố ở các vùng hoạt động kiến tạo tích cực, các cung đảo, gần các đứt gãy sâu khu vực hay các đới hút chìm. Do va chạm hay hoạt động tích cực mà trường nhiệt tăng cao. Theo Gurko N. N., Galisev M. A, hiện tượng này tác động trực tiếp tới sự phân bố lại, tái sinh các hydrocarbon nhẹ, lượng naften và cả thành phần đồng vị của cacbon. Tuy vậy, cần nghiên cứu tiếp.

4.1.5 Phân loại dầu theo chỉ tiêu địa hóa

Cho tới nay, có nhiều phân loại dầu. Một số phân loại dầu theo tính chất lý hóa của dầu. Số khác phân loại dầu theo đặc điểm vật liệu hữu cơ của đá mẹ. Số thứ 3 phân chia theo chỉ tiêu nguồn gốc tức là theo tướng nguồn gốc. Chính vì phân chia như vậy không phản ánh đúng thực trạng của dầu. Dầu là một hệ thống pha lỏng chịu sự chi phối của nhiều yếu tố: Hỗn hợp hydrocarbon, các dị nguyên tố có chứa kim loại lại chịu sự biến đổi ở nhiều cấp biến chất khác nhau, có chứa các thành phần phản ánh quá trình di cư, tích lũy và ảnh hưởng của chế độ nhiệt áp, nhưng vẫn giữ một số tàn tích sinh vật không biến đổi theo thời gian và không gian, đặc trưng bằng các đồng vị của nó. Vì vậy, nhóm tác giả Neruchev S. G, Shimanski V. K, Rogozina E. A, Lopatin N. V và nnk đã phân chia dầu theo chỉ tiêu tướng nguồn gốc được sinh ra ở đới chủ yếu sinh dầu trên cơ sở tiến hóa của dầu trong vỉa và trên đường di cư như sau :

Theo thành phần nhóm cấu trúc có thể phân ra 11 loại dầu: tức là dựa vào tương quan giữa hàm lượng của các nhóm hydrocarbon parafinic, naftenic và aromatic (xem hình 2.11). Ngoài ra, còn dựa vào hàm lượng parafin và hệ số $K_i = (iC_{19} + iC_{20}) / (nC_{17} + nC_{18})$ để gọi hai đới A1 và A2 tương ứng với loại dầu parafin và naften. Trên hình 4.3 còn phản ánh rất rõ dầu mỏ Bạch Hổ là tổng hợp của nhiều giai đoạn biến chất và di cư của hydrocarbon. Ví dụ, ở đoạn dưới 200⁰C sản phẩm hydrocarbon parafinic đã di cư đi nơi khác (có thể đến vùng Đông Bắc Rồng) còn các thành phần nặng từ 200⁰C đến 400⁰C phong phú chủ yếu hydrocarbon parafinic, nghèo các hydrocarbon naftenic và aromatic. Trong khi đó khoảng nhiệt độ trên 400⁰C lại xảy ra đứt vỡ các mạch thẳng parafinic cho ra các sản phẩm nhánh (*naftenic*) và vòng thơm (*aromatic*) chứng tỏ dầu sinh ra ở mức độ biến chất cao.

Phân loại dầu theo thành phần nhóm cấu trúc



Hình 4.3: Sơ đồ phân bố HC theo nhiệt độ chưng cất

b) Phân loại dầu theo tướng nguồn gốc của dầu ở đới chủ yếu sinh dầu

Bảng 4.3: Sự tương quan giữa các chỉ tiêu địa hóa với loại VLHC

Loại VLHC		Sapropel	Sapropel - Humic	Humic-Sapropel
Chỉ tiêu				
Phân loại (*)		A	B	C
Mức độ biến chất trong đới chủ yếu sinh dầu		MK ₁ -MK ₂	MK ₁ - MK ₂	MK ₂ - MK ₃
Loại trầm tích		Sét- sét cacbonat biển	Sét - cát glauconit (biển nông), delta	Sét cát chứa than sét than lục nguyên, đầm, hồ, vùng nước lợ
Môi trường lắng nén diagenез		Khử mạnh	Khử	Khử yếu
Thành phần alkan	Đỉnh cao của HC	C ₁₅ ÷ C ₁₉	C ₁₅ ÷C ₂₇ hay 2 đỉnh (bimodal) C ₁₅ ÷C ₁₉ C ₂₂ ÷C ₃₀	C ₂₂ ÷C ₂₃
	Pr/Ph	< 1	1 ÷ 2	2 ÷ 4 và hơn
	Parafin	≤ 5	5 ÷ 7	10 ÷ 20 và hơn
	K ₁₂₀	0.4 ÷ 0.9	0.3 ÷ 0.7	< 0.3
	CPI (n-alkan lẻ/chẵn) (C ₂₃ ÷C ₃₁)	< 1	> 1	>1
Thành phần benzen	∑ CH/CP	< 1	1 ÷ 2	2÷ 4 và hơn
	Ethylbenzen/∑ cxylen	0.25÷0.75	0.15 ÷ 0.25	0.03 ÷0.15
	K _{mC6}	0.5 ÷ 0.7	0.3÷ 0.5	0.2 ÷ 0.3
Thành phần naften	(mono + bi)/ polycyclan	2.2 ÷ 4.6	1.8÷ - 3.1	1.2÷ 2.5
	Tetra/penta	2.0 ÷ 3.9	2.5 ÷ 3.1	1.9 ÷ 2.3
	Metanic/naftenic (M/N) (> 200°C)	1.0 ÷ 1.6	0.5 ÷ 1.0	0.7÷ 1.4
Thành phần aren (aromat)		Naftalin > phenantren > polyaro-matic		Phenantren > naftalin > polyaromatic
S trong dầu, %		>0.5	0.2 ÷ 0.5	≤ 0.2
S/N		3÷ 5 và hơn	0.8 ÷3.0	< 0.1
Porfirin mg/100g dầu		40 ÷ 200	0 ÷ 35	Vắng hoặc vết

c) Theo sự tiến hóa của dầu trong vỉa ở đời chủ yếu sinh dầu và trên đường di cư (có 8 loại nguồn gốc)

Bảng 4.4: So sánh các chỉ tiêu nguồn gốc và mức độ biến chất

Mô Đối tượng nghiên cứu	Bạch Hổ				Rồng	
	N ₁ ¹	P ₃ ²	P ₃ ¹	M	P ₃ ¹ Condensat	P ₃ ² Trong phún xuất
Chỉ tiêu nguồn gốc						
Pristane/phytane	2,480	2,520	2,330	2,310	2,200	1,520
Ki = (i-C ₁₉ + i-C ₂₀)/(n-C ₁₇ + n-C ₁₈)	0,240	0,275	0,308	0,307	-	-
CPI-21	1,058	1,051	1,082	1,065	1,056	1,021
(C ₂₇ +C ₂₉) / 2.C ₂₈	1,10	1,02	1,13	1,13	1,14	
Etyl benzen / SCxylon	0,100	0,071	0,079	0,081	0,090	0,110
Etyl benzen	0,328	0,347	0,220	0,260	0,250	0,1801
Mức độ biến chất						
CP/CH	0,180	0,164	0,105	0,360		0,149
Prystane/nC ₁₇	0,58	0,54	0,41	0,45	0,47	0,86
Phytane/n-C ₁₈	0,35	0,37	0,21	0,21	0,25	0,62
Trong phân đoạn xăng						
Σ(n-alkan) / Σ naften (C ₆ , C ₇ , C ₈)	0,73	0,67	1,65	1,63	1,58	0,64
Benzen / CP	0,32	2,27	10,28	10,35		2,59
Benzen / CH	0,08	0,37	4,55	4,46	1,57	0,391
Benzen / Toluen	0,100	0,071	0,450	0,512	0,390	0,214
Meta-Cxylon / O.cxylon	1,701	1,799	1,980	1,978	1,996	2,186
Para-cxylon / O.cxylon	0,655	0,733	1,069	1,087	1,175	0,490
(Meta + Para) / O.cxylon	2,356	2,532	3,049	3,165	3,171	2,676
Kmc ₆	0,300	0,380	0,8995	0,764	0,860	0,440
Thành phần nhóm:						
Parafin	65,00	66,00	72,60	73,00	74,00	58,75
Naften	25,80	25,00	21,70	21,00	20,80	27,47
Aromat	9,20	9,00	5,70	6,00	5,20	13,78
Nhựa, %tt	11,59	5,83	3,05	2,31	3,90	25,01
Asfanten, %tt	1,22	1,60	0,19	0,41	0,02	3,18
Hàm lượng lưu huỳnh, %tt	0,063	0,023	0,027	0,025	0,003	0,263
Độ nhớt ở 50oC, cCt	14,05	13,5	6,51	5,15	1,39	279,3
Tỷ trọng = ρ ₄ ²⁰ , g/cm ³	0,8752	0,8594	0,8297	0,8118	0,7715	0,923
áp suất vỉa bão hòa, MPa	18,7	18,25	23,80	24,30		10,20
Hàm lượng khí, m ³ /T	120	150,0	192,7	198,6		40,4

1. Đối Catagenez

- Xu hướng tăng hàm lượng hydrocacbon nhẹ, hệ số K_{mC6} , $\Sigma Ch/\Sigma Cp$,

n-alkan/izoalkan, alkan/cyclan.

- Giảm: tỷ trọng, kizo $<0,5\div 0,1$; ethylbenzen/ Σ cxylen, (= cytostan/ izocytostan (C_{29}))

- Giữ nguyên tỷ số Pr/ Ph, n- alkan $C_{15}-C_{30}$ (đỉnh)

2. Đối phân dị ngược pha (fazo- retragrad)

Đó là các tích lũy dầu khí condensat phân bố ngược không theo quy luật chung nêu ở trên, tức là càng sâu dầu càng nhẹ và chuyển dần sang condensat và khí khô. Phân dị ngược nghĩa là vỉa khí hay condensat phân bố ở trên còn dầu nặng lại ở dưới. Ví dụ, ở mỏ TH“C” Thái Bình các vỉa khí phân bố ở rất nông vài trăm mét, các vỉa khí condensat ở độ sâu 1146÷1152 mét, 1156÷1161 mét, còn các vỉa dầu lại phân bố sâu hơn (1681÷1686, 1720÷1728, 1781÷1786 và 1923÷1927 mét). ở khối “L” (GK-ĐH- 2) vỉa condensat nằm ở tập cơ sở của trầm tích pliocen và miocen trên, còn các vỉa dầu nằm trong trầm tích miocen dưới và móng. Ở khu vực mỏ Rồng gặp vỉa khí condensat ở R- 3 (3411÷3433m), sâu hơn đặc biệt ở Oligocen dưới và móng cấu tạo Bạch Hồ lại có vỉa dầu lớn. Vì vậy, các tính chất lý hóa và địa hóa của chúng rất gần nhau (bảng 4.4). Các tích lũy condensat và khí di cư lên phía trên của các vỉa dầu là do tách khí và hydrocacbon nhẹ (phần từ C_5-C_{12}) ra khỏi các vỉa dầu khi giảm áp suất và vượt khỏi đường khép kín, di cư lên phía trên và tích lũy thành vỉa khí condensat. Vì vậy, khi gặp các vỉa khí condensat ở nông ta có thể nghĩ ngay đến khả năng có các vỉa dầu ở dưới sâu, hoặc chúng phân bố ở xa hơn. Đó là kết quả của phân dị ngược do yếu tố kiến tạo gây nên tích lũy hydrocacbon với áp suất vượt quá khả năng chứa của bể. Trong đối phân dị ngược có các đặc điểm sau:

- Có xu hướng tăng hydrocacbon có độ đàn hồi khí cao.

- Trong đối phân dị ngược tăng mạnh các tỷ số MCP/Ch, izoalkan/cyclan, alkan/aren, benzen/toluen. Pr/Ph đến 5÷10 và hơn.

- Đỉnh chuyển dịch về các hydrocacbon có trọng lượng phân tử nhỏ, có dị thường hàm lượng parafin.

3. Dạng phân dị lọc

- Theo xu hướng di cư tăng: hàm lượng hydrocacbon nhẹ, tăng C_n/C_{n+1} , MCP/CH, benzen/toluen, $\sum Cp/ \sum Ch$

- Giảm hàm lượng nhựa và asfalten, $Ka/Ko = 0,2-0,3$ (Ka số vòng aromat, Ko tổng số vòng)

4. Nguồn gốc thủy sinh (nước vận động) (Hypergen)

- Có xu hướng mất dần các alkan, bắt đầu từ nC_{12} - nC_{20}

- Giảm giá trị các hydrocacbon nhẹ, n-alkan/ izoalkan, alkan/cyclan, K_{mC6}

- Tăng đều hệ số kizo từ 0,6 đến 10 và hơn

- Tăng lượng nhựa, asfalten, spirt benzen/ benzen, S/thyophen.

- Giữ nguyên các giá trị ban đầu của tỷ số Pr/Ph, CPI, sterane/hopane, α cytotstan/izocytostan C_{29} , $M/N (> 200^\circ C) = 0,05-0,4$; (mono+ bi)/poly < 1,2.

5. Nguồn thủy sinh cổ (Paleohypergen)

Nếu có dấu hiệu dầu chuyển hóa do thủy sinh ở độ sâu > 3 km thì các tính chất đặc trưng của loại 1 và 4 nghĩa là tăng các giá trị của kizo > 0,5-1,0, giá trị cao của hydrocacbon nhẹ.

- Giảm giá trị của n-alkan/izoalkan, alkan/cyclan

- Các giá trị hàm lượng asfalten tăng đến 15-18%, $M/N=0,2-0,6$; (mono+ bi)/poly= 1,5-2,7.

6. Cacbonat trong đới catagenez

- Lưu huỳnh tăng cao tới 1,5-2 lần giá trị thông

- Aromat đạt tới 20-75% (điểm sôi đầu = $200^\circ C$)

- M, N, A có trong thành phần chất chiết

- Mercaptan đạt tới 50-98% (điểm sôi đầu = $200^\circ C$)

- Có mối liên quan tốt giữa tỷ trọng với hàm lượng lưu huỳnh

7. Nguồn gốc biến chất

- Hydrocacbon nhẹ đạt tới 17-24%, hydrocacbon metanic đạt 98%, hydrogen- vết; hydrocacbon aromatic đạt 7-8%

Trong tổng chất chiết: Parafin rắn đạt 27%, asfalten - vết, nhựa đến 1%, có mỡ dạng vazelin.

8. Nguồn gốc nhiệt - magma

- Lượng parafin rắn đạt tới 20% và hơn.
- HC aromatic đạt tới 35-40% (điểm sôi đầu 300°C)
- Có nguyên tố phóng xạ; argon; olefin; S nguyên tố.

Có ftalat, nhóm hynoide, ($\delta^{13}\text{C}$ của metan = -29‰).

Ngoài các chỉ tiêu nêu trên, khi so sánh dầu với dầu thường chú ý tới các chỉ tiêu tỷ trọng, S, asfalten, NSO, dấu tích sinh vật, ($\delta^{13}\text{C}$ toàn bộ và $\delta^{13}\text{C}$) của từng nhóm...

4.2. Sự thành tạo và đặc điểm địa hóa của condensat

a) Tính chất

Trong hệ thống vật liệu hữu cơ - dầu - khí thì gas condensat (GK) chiếm vị trí quan trọng. Sự phân bố của GK có thể ở nông, có thể ở sâu tùy vào điều kiện hình thành, di cư và tích lũy các hydrocarbon nhẹ. Trong đó yếu tố nhiệt độ (T°) và áp suất (P) rất quan trọng. Vía gaz condensat là tập hợp hydrocarbon xăng - dầu hoá (*benzen - keroxin*) ở trạng thái hơi trong điều kiện nhiệt áp cao. Có rất ít các thành phần phân tử cao hơn. Khi giảm áp một phần trong chúng chuyển sang trạng thái lỏng. Vía gas condensat khác với dầu ở chỗ nó tồn tại ở trạng thái một pha - pha hơi. Còn khí tách ra được khi giảm áp.

Điều kiện hình thành là :

1- Ở độ sâu đủ để tạo lập áp suất và nhiệt độ cần thiết

2- Giá trị P và T cao đảm bảo quá trình ngưng đọng phân dị ngược (*retrograd*). Khi đó, vai trò quyết định là P được hình thành ở độ sâu nhất định. Yếu tố T là thứ yếu tạo điều kiện giữ condensat ở trạng thái hơi hay phân dị ngược. Giảm đồng thời T và P làm tăng hiệu ứng ngưng tụ phân dị ngược.

3- Đủ tỷ lệ của pha lỏng và khí theo thể tích hay khối lượng

4- Có thành phần khí nào đó đảm bảo tối thiểu lượng khí nặng (đồng đẳng của metan)

5- Tập hợp các yếu tố địa chất bao gồm điều kiện thủy hóa tương ứng, thạch học...

Để hình thành vỉa gas condensat cần quá trình hòa tan và vận chuyển hydrocarbon lỏng và các cấu tử fi hydrocarbon bởi khí nén trong điều kiện nhiệt độ cao hơn nhiệt độ tới hạn. Vì vậy, khả năng hòa tan của khí lệ thuộc vào bản chất, thành phần, tương quan pha khí và lỏng, thành phần phân đoạn và hydrocarbon của dầu vào áp suất và nhiệt độ.

Theo đặc điểm thành tạo pha lỏng trong hệ thống GK có thể chia làm hai loại chính: loại nguyên sinh (ban đầu) và loại thứ sinh (thành tạo mới). Chúng phân biệt do điều kiện địa chất, nhiệt áp dẫn đến khác biệt về thành phần trong quan hệ pha khí và lỏng (bảng 4.5)

Bảng 4.5: Sơ đồ nguyên tắc phân đới thẳng đứng các vỉa GK
(Theo Starobinet I.S., 1986)

Đới biến chất	Giai đoạn biến chất	Pv, MPa	T, °C	Độ sâu, m	Dạng nguồn gốc	Hàm lượng (g/m ³)	Thành phần HC
Protocata-genez	PK ₁ PK ₂ PK ₃	7.5-15	40-70	750-1500	di cư - thứ sinh	5 - 50	MN, N, NM
Mezocata-genez	MK ₁ MK ₂ MK ₃	15-30	60-80	1500-3000	di cư - thứ sinh	80- 500 và hơn	M, MN
	MK ₄ MK ₅	25-50	95-150	3000-5000	nguyên sinh, phân hủy	50 - 200	M, MA, AM
Apocata-genez	AK ₁	930-50	95-200	>3000-5000	nguyên sinh, phân hủy	70 - 350	NA, AM

- Hệ thống GK nguyên sinh thường được hình thành ở độ sâu lớn (2,5-4,5 km và hơn) trong điều kiện nhiệt áp khắc nghiệt, áp lực vỉa lớn hơn 30 MPa, T>100°C ở đới biến chất cao (MK₄ - MK₅, thậm chí AK₁). Đới sinh GK nguyên sinh đặc trưng bằng quá trình hóa học tức là ngưng đọng nhiều chuỗi aromatic: ở đây được thành tạo các hydrocarbon khí và lỏng sôi ở nhiệt độ thấp (đồng đẳng của benzen và cyclohexan), mặt khác sinh ra các đa chuỗi condensat ở giai đoạn grafit hóa. Condensat nguyên sinh bao gồm các hydrocarbon aromatic (> 35% aren nhẹ) đến naftenic và parafinic,

thường không bão hòa và rất ít phần dầu chứa nhựa.

- Thành tạo hệ thống GK thứ sinh ở các vỉa do bay hơi của các hydrocarbon nhẹ của dầu, hòa tan các hydrocarbon lỏng trong khí nén. Chúng phân bố ở độ sâu nhỏ 1-2, 5-3km nơi có thể có các vỉa dầu. Nguồn gốc của chúng liên quan tới đới chủ yếu sinh dầu ở giai đoạn MK₁ - MK₃. Đó là sản phẩm tách ra của các vỉa dầu. Trong vỉa GK metan chiếm tới 20%. Dạng vỉa này đặc trưng bão hòa khá cao của GK đến 1500cm³/m³. Các vỉa GK thứ sinh hình thành thường liên quan tới tái hình thành các vỉa dầu do thay đổi chế độ nhiệt áp dưới tác động của chuyển động kiến tạo, được cung cấp lượng khí bổ sung và thay đổi thành phần hydrocarbon. Đặc điểm này rất đặc trưng cho vỉa condensat ở GK-3R mỏ Rồng, GK-2ĐH ở mỏ Đại Hùng và GK- 61THC Thái Bình.

- Ở độ sâu nhỏ (700-1800m) vùng có thể có các vỉa GK do di cư thứ sinh, vắng các thành phần dầu hoặc hàm lượng các cấu tử lỏng thấp (5-50g/cm³), thành phần phân đoạn < 230°C (C₆-C₁₃), mà cấu tử chủ yếu là các cyclan với một hay đến ba chuỗi, có các nhóm methyl. Trong số các naften đơn chuỗi chủ yếu các cấu trúc 5 thành phần. Có hàm lượng rất thấp hydrocarbon aromatic, nghèo các khí nặng của metan.

Theo Trakhmachev V. A tồn tại các vỉa thứ sinh GK nông là do kế thừa các vỉa dầu bị phân hủy như là bị phân hủy sinh học. Nơi đây nhiệt độ và áp suất thấp, song phong phú pha khí so với pha lỏng và trong đó có nhiều thành phần hydrocarbon naftenic. Đồng thời cũng có vỉa GK từ nguồn gốc vật liệu hữu cơ humic, trong đó phần nhựa của thực vật bậc cao đóng vai trò quan trọng. Theo Petrov Al. A cũng có trường hợp thành phần naften phong phú là do còn sót lại của các hydrocarbon bão hòa bị phân hủy bởi vi khuẩn ở T° thấp = 50-60°C. Do đó, có dự báo rằng dưới nó có các vỉa GK có thành phần n-alkan. Quá trình phân dị ngược như vậy thường liên quan tới hiện tượng thủy sinh ở phía dưới (*hypergenesis*).

- Tương đối phổ biến các vỉa GK dạng phân hủy liên quan tới độ sâu lớn và nhiệt độ cao (T° > 120°C). Do đó, tái phân bố lại các hydrocarbon lỏng và khí mà tạo thành GK. Loại này phong phú benzen và các đồng đẳng của nó. Các sản phẩm tách từ dầu thường chứa hàm lượng cao của aren phân chuỗi của nhựa, hàm lượng thấp

của n-alkan cao phân tử. Các vỉa GK như vậy thường được tái tạo lại từ các vỉa GK nguyên sinh ($T^{\circ} = 120\div 160^{\circ}\text{C}$) cũng như từ các vỉa GK thứ sinh khi bị lún chìm tiếp do sụt lún kiến tạo.

- Cũng có vỉa dầu hình thành do ngưng tụ các hydrocacbon nhẹ từ các hydrocacbon lỏng khi giảm áp xuống dưới điểm chuẩn. Dầu có thành phần GK thường đặc trưng có tỷ trọng nhỏ, nhựa thấp, lượng parafin không lớn, ngược lại lượng lớn của phân đoạn benzen - keroxin (xăng - dầu hoả). Trong thành phần xăng có hàm lượng cao của n-alkan, cyclohexane, hydrocacbon aromatic. Để dự đoán dầu nguồn gốc GK thường có các chỉ tiêu sau đây: Hàm lượng parafin rất rất thấp, lượng vi lượng và porfirin không lớn, hàm lượng cao của các isoprenoide. Ở dưới sâu có thể còn các vỉa dầu nặng, có nhiều nhựa, parafin cứng do còn sót lại, ít hydrocacbon nhẹ.

- Các vỉa dầu do chiết tách thường liên quan tới phân hủy nhiệt của các cấu tử dạng dầu và liên quan tới độ sâu lớn và đới nhiệt áp cao ($T^{\circ} = 120\div 160^{\circ}\text{C}$). Chúng thường kèm theo các vỉa GK. Đặc điểm của dầu phân hủy là phong phú bất thường lượng nhựa, hydrocacbon aromatic đa nhân khi tích lũy các phân đoạn nhẹ và n-alkan $C_{18}-C_{30}$. Hiện tượng này xảy ra trong hai trường hợp: vỉa GK bão hòa khi $P_v \approx P_{\text{ngưng tụ}}$, vỉa GK chưa bão hòa khi $P_v > P_{\text{ngưng tụ}}$ (áp suất vỉa lớn hơn áp suất bắt đầu ngưng tụ). Loại đầu là liên quan động lực nhiệt của các pha khí và lỏng, loại thứ hai là do có dị thường áp suất vỉa khá cao.

b) Phân loại

1- Theo thành phần nhóm hydrocacbon của phân đoạn xăng, ở nhiệt độ sôi dầu = 200°C có thể phân các loại vỉa GK sâu đây: GK metanic (M) trong đó hydrocacbon metanic chiếm tới $>50-60\%$; loại GK naftenic (N) hydrocacbon naftenic $>50-60\%$; loại GK aromatic (A) hydrocacbon aromatic chiếm hơn 50 - 60%; loại metano - naftenic (MN) hydrocacbon $M + N > 60\%$, ngoài ra $N > M > A$; loại GK metano - aromatic (MA) - $M + A > 60\%$ khi đó $M > A > N$ và loại GK aromatic-metanic (AM) - $A + M > 60\%$ và $A > M > N$.

2- Theo thành phần mỡ - dầu hoả ở nhiệt độ lớn hơn 200°C thì vỉa GK có thể phân ra ba loại

- Loại ít dầu hoả (mỡ dầu hoả $< 20\%$)

- Loại trung bình của dầu hoả (mỡ + dầu 20 - 50%)
- Loại nhiều dầu hoả (mỡ + dầu hỏa lớn hơn 50%)

3- Theo lưu huỳnh

- GK không có S ($S < 0,05\%$)
- GK thấp S ($S = 0,06 - 0,1\%$)
- GK có S ($S = 0,1 - 0,5\%$)
- Loại GK có nhiều lưu huỳnh ($S > 0,5\%$)

Điều kiện địa chất quyết định tới sự thành tạo và thành phần của GK. Mỗi vùng đặc trưng cho độ sâu nhỏ nhất để tồn tại vỉa GK, mà trên độ sâu này sẽ không tồn tại. Càng sâu T° và P càng tăng cao và càng có nhiều thành phần condensat trong khí, tỷ trọng và điểm sôi cuối cũng tăng. Trong thành phần càng có nhiều hydrocarbon aromatic và naftenic.

Đặc điểm chung của GK là tính hàm lượng condensat trong khí $q = \text{cm}^3/\text{m}^3$ - gọi là yếu tố condensat. Nó phản ánh lượng hydrocarbon lỏng bão hòa trong khí, q có giá trị từ 0,2-500 cm^3/m^3 và cao hơn.

- Nếu $q < 50 \text{ cm}^3/\text{m}^3$ loại ít condensat
 $q = 50 \div 2000 \text{ cm}^3/\text{m}^3$ chứa trung bình loại condensat
 $q > 2000 \text{ cm}^3/\text{m}^3$ chứa nhiều condensat

Chỉ tiêu q hoàn toàn lệ thuộc vào điều kiện động lực nhiệt, thành phần khí, tương quan giữa khí và lỏng. Nếu mỏ GK nhiều vỉa thì từ dưới lên trên phát hiện sự thay đổi có quy luật phân dị của pha lỏng: giảm tỷ trọng, giảm hàm lượng condensat trong khí, thay đổi thành phần hydrocarbon tức là tăng hydrocarbon dễ hòa tan.

Theo thành phần từ dưới lên trên càng phong phú các isoalkan, cyclopentan, khi đó phần aren (aromat) và n-alkan giảm, giảm hàm lượng phân đoạn xăng, tăng lượng nhựa, tăng hydrocarbon aromatic trong thành phần xăng. Để so sánh với dầu thường dựa vào các thành phần hydrocarbon sôi ở nhiệt độ thấp, phân đoạn xăng và lượng condensat.

Nếu ở các vỉa GK do kết quả tách thành phần nhẹ của vỉa dầu

(phân dị ngược) thì trong condensat có phong phú các cấu trúc phân nhánh, cyclopentan dẫn đến các tỷ số sau đây có giá trị thấp so với chúng ở trong dầu đó là: n-hexan/n-heptan; izohexan/n-hexan; MCP/CH; izohexan/ cycloparafin của C₆.

Để phân biệt các vỉa GK với các vỉa dầu Trakhmachev V. A, Vinogradova T. P đã đề nghị dùng các chỉ tiêu sau đây: aren/ alkan, cyclan/ alkan, (Ch/(Cp, alkan/izoalkan, benzen/hexan, toluen/n-hexan, CH/MCP. Trong các vỉa GK thường có các hydrocacbon có khối lượng phân tử nhỏ nên hay dùng tỷ số C₁₂₋₁₇/ C₁₈₋₂₃ để so sánh. Ngoài ra, còn dùng hàm lượng hợp chất chứa S, nhựa và vi lượng để so sánh GK - dầu. Trong các vỉa GK thường hàm lượng C₅₊₆ trong điều kiện vỉa lớn hơn 1,75%, hàm lượng condensat lớn hơn 80 cm³/m³, tăng hàm lượng hydrocacbon naftenic, tăng lượng condensat ở ranh giới vỉa.

Còn các vỉa GK tách ra khỏi dầu thường có hàm lượng tăng cao của nhựa, parafin. Chúng chuyển vào vỉa GK trong điều kiện nhiệt áp khắc nghiệt. Có hàm lượng parafin tăng cao là chỉ tiêu gián tiếp của vỉa GK tách ra từ vỉa dầu. Hàm lượng hydrocacbon aromatic đạt tới 30-50% các phân đoạn, khi đó yếu tố khí thấp q = 60-80 cm³/m³. Để phân biệt vỉa GK nguyên sinh với thứ sinh thường căn cứ vào tỷ số của ethylbenzen/ Σ cyclen

c) Phân bố các loại dầu khí, condensat ở các bể trầm tích

Yếu tố quyết định tới phân bố các vỉa dầu khí là do kiến tạo của bể, loại đá sinh dầu và hình thành các bẫy chứa (cấu trúc) tức là chế độ phát triển cấu trúc địa chất.

Ở vùng nền bằng kém phát triển nghịch đảo kiến tạo vì vậy để tích lũy dầu thường phát triển đường di cư nằm ngang. Còn ở các bể thuộc miền uốn nếp, có các nghịch đảo kiến tạo đường di cư thường bao gồm thẳng đứng (theo đứt gãy, khe nứt), di cư nằm ngang theo bề mặt bất chỉnh hợp, bóc mòn, theo vỉa...

Quá trình phân bố các loại dầu khí được nêu ở bảng dưới đây :

Bảng 4.6: Điều kiện địa chất của VLHC khi chôn vùi

Loại VLHC	Yếu tố địa chất			Sản phẩm có thể có
	Kiểu bể	Chế độ kiến tạo	Loại đá mẹ	
Sapropel	Vòm nâng, uốn nếp lớn, nền bằng, bồn trũng cổ	Chủ yếu lún chìm	Sét biển nhiều bitum ám tiêu san hô	Ưu thế dầu
Sapropel - humic	Miền vông tiền duyên, trũng bẹp, ở nền bằng, bề ven rìa hoặc giữa núi	Nghịch đảo kiến tạo, uốn nếp, đứt gãy	Cát sét biển nông granulit, delta, thành hệ molass	Dầu + khí
Humic-sapropel	Nếp lồi sâu nội nền bằng, miền vông trẻ ở rìa nền bằng bao gồm trũng ven rìa, thung lũng và trũng giữa núi, vắng phần dưới molass	Nếp uốn mảng, dạng nền bằng do tân kiến tạo hoạt động	Sét cát chứa than, có grauwac trên molass	Ưu thế khí

Quy luật phân bố các vỉa GK ở đới trên, vỉa dầu ở đới chủ yếu sinh dầu, vỉa GK ở đới chủ yếu sinh khí condensat và vỉa khí khô ở đới sinh khí khô lệ thuộc rất lớn vào chế độ nhiệt của bể, được thể hiện qua gradient địa nhiệt (sơ đồ 3.7). Nếu bể trầm tích có chế độ nhiệt thấp thì độ sâu sinh dầu lớn và bề dày của đới sinh dầu rộng. Nếu chế độ địa nhiệt cao thì đới sinh dầu nông và bề dày của đới sinh dầu hẹp. Các sản phẩm khác cũng nằm trong quy luật chung nêu trên (H.3.7). Trong điều kiện tự nhiên áp suất P thường cản trở sự phân hủy hydrocacbon lỏng.

Reznikov A. N tổng kết trên 200 vỉa dầu thấy rằng các vỉa dầu trẻ ở các thành hệ cenozoi có nhiệt độ tới hạn là 250÷260°C, các thành hệ mezozoi là 170÷180°C, trong điều kiện có dị thường áp suất nhiệt độ có thể lên tới 280÷290°C cho vỉa dầu cenozoi và 200÷210°C cho vỉa dầu mesozoi.

Trên cơ sở nhiều mỏ trên thế giới thấy rằng loại dầu hỗn hợp sapropel - humic phổ biến hơn cả, sau đó là loại humic - sapropel và sapropel. Tuy nhiên, mỗi loại đều lệ thuộc vào chế độ kiến tạo cụ thể của mỗi bể. Trong một bể lại có thể có các thành hệ khác nhau. Có khi mỗi thành hệ trầm tích lại đặc trưng cho một loại vật liệu hữu cơ. Cần lưu ý rằng, căn cứ vào hệ số biến chất K_{mC6} , và tỷ số n-alkan/izoalkan có giá trị cao trong các thành phần hydrocacbon nhẹ

có thể dự đoán có các vỉa dầu bão hòa khí nhẹ và các vỉa GK nhiều aromat nguyên sinh ở các đới dưới sâu. Do đó, cần nghiên cứu kỹ đặc điểm cấu trúc sâu, lịch sử và chế độ phát triển bồn trũng.

4.3. Sự thành tạo và đặc điểm địa hóa khí

4.3.1 Phân đới khí ở thạch quyển

Trong thực tế không có loại đá nào hay loại nước nào lại không chứa khí. Khi có một trong các loại đá: đá móng, đá trầm tích ở vỏ lục địa cũng như vỏ đại dương. Đồng thời tìm thấy bụi khí metan trên mặt trăng, các khí khác ở các hành tinh thuộc hệ thống mặt trời... Điều đó cho thấy có mặt và phân bố rất rộng rãi và sự phân đới khá rõ. Trong thành phần cấu trúc phân tử hay độc lập ở các pha khác nhau.

Việc hình thành trường khí ở dạng này hay dạng khác cho phép giải quyết một số vấn đề tân kiến tạo và địa hóa như sau

- Tuổi của uốn nếp móng dưới lớp trầm tích. Tách các đới tạo sơn, đới thâm nhập magma, tách các đới tái hoạt động của vỏ cổ dưới lớp trầm tích trong bể chứa dầu.

- Lăn theo các đứt gãy dẫn chất lỏng ở móng cũng như trong lớp trầm tích, xác định mức độ cũng như độ sâu thẩm thấu hiện tại của các đứt gãy, trong đó có đứt gãy dưới lớp vỏ.

- Đánh giá ảnh hưởng hoạt động kiến tạo của lớp vỏ đối với cường độ sinh dầu khí, khả năng tạo quặng...

Để nghiên cứu các vấn đề nêu trên cần xem xét tới sự phân bố, cường độ và đặc điểm dị thường so với giá trị phong.

Trong vỏ lục địa cũng như vỏ đại dương có các loại khí: nitơ, khí hydrocarbon, khí cacbonic. Đó là ba loại đặc trưng trong vỏ trái đất.

- Khí nitơ có mặt ở những nơi có chế độ kiến tạo ổn định. ở các địa khối (khiên) kết tinh cổ và phần lộ của các nền bằng cổ nơi có ít trầm tích. Độ bão hòa khí không cao, có các tích lũy khí không lớn. Khí thường chứa nhiều helium (He), có khi tới 15%, ít khí hơn, thậm chí có cả trong nước. Giá trị công nghiệp của khí He thường thấp vì độ chứa khí thấp.

- Khí CO₂ thường có mặt ở các địa khối uốn nếp. Điểm đặc biệt

là hay có độ bão hòa khí cao thậm chí cả trong nước vỉa ở đới phân bố không xa nơi biến chất mạnh của đá cacbonat, vùng đầm lầy.

- Khí hydrocacbon ở tất cả mọi nơi có đá trầm tích, đặc biệt ở các bể chứa dầu và các bể chứa than. Các vùng này thường chứa khí cao và có cả các tích lũy khí tự do.

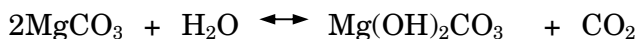
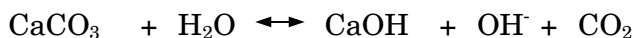
Tuy nhiên, đôi khi có cả khí hỗn hợp nitơ - hydrocacbon, cacbonic- nitơ... Khí hòa tan trong nước thường có thành phần khác với các vỉa khí tự do. Các tích lũy khí tự do trong bể trầm tích bao gồm phần lớn (90%) khí hydrocacbon, còn lại khí CO₂, N₂, chỉ chiếm khoảng 10%.

Trong các vùng chứa khí hydrocacbon thường hay có cả khí H₂S hay là hỗn hợp CO₂ với khí hydrocacbon, N₂-He, CO₂ với N₂, khí khô metan. Một số điều kiện ở vùng địa khối uốn nếp hay gấp hoạt động magma và biến chất mạnh của đá trầm tích hay gấp các khí đa thành phần.

Theo chiều thẳng đứng ghi nhận sự phân đới chứa khí. Dưới đới thủy sinh với các khí N₂ hòa tan hay gặp các tích lũy khí hydrocacbon dưới dạng tự do hay hòa tan trong nước với thành phần chủ yếu là metan. Dưới đới khí hydrocacbon còn gặp khí hỗn hợp CO₂-H₂S-hydrocacbon. Khí N₂ và các khí trơ khác thông thường rất hiếm. Không có độ sâu cố định phân bố khí hydrocacbon. ở các bể lạnh (gradient địa nhiệt thấp) khí hydrocacbon sinh ra ở độ sâu lớn (trên 10km), kể cả trường hợp có khí từ núi lửa bùn. ở các bể nóng (gradient địa nhiệt cao) độ sâu sinh khí không lớn (4-5km) ngay cả khi có đá sulfat - cacbonat.

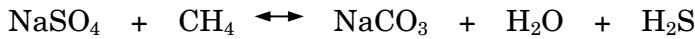
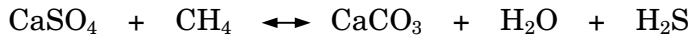
Vì vậy, tính đa dạng của khí lệ thuộc vào chế độ địa động lực và thạch học tương đá và quá trình nhiệt hóa của môi trường.

Ví dụ, quá trình kiềm hóa các đá cacbonat do thủy sinh khi có nước vỉa thường dẫn đến hình thành khí CO₂. Nếu pH của nước vỉa càng thấp càng có cơ hội sinh ra nhiều khí CO₂



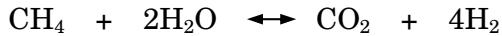
Trong điều kiện T° > 150°C và có sulfat (SO₄⁻²) bên cạnh quá trình thủy sinh cacbonat còn xảy ra phản ứng khử sulfat bởi các

hydrocacbon



Từ đó hình thành hỗn hợp khí H₂S- CO₂- hydrocacbon (CH₄)

- Trong điều kiện khắc nghiệt hơn T^o = 200÷600°C có mặt của nước có thể xảy ra phân hủy khí metan



cho sinh ra khí CO₂. Nếu có các đá sulfat khí H₂ sẽ khử sulfat và tạo thành khí H₂S. Do đó hình thành hỗn hợp khí CO₂ - H₂S - hydrocacbon. Trong các bể chứa dầu, đặc biệt ở nền bằng thường hình thành hai đới khí: đới trên là khí nitơ, đới dưới là khí hydrocacbon.

Trong đới địa hóa khí bình thường gặp các đồng đẳng của CH₄. Thành phần đồng vị của cacbon trong khí CH₄ có nguồn gốc sâu là -70 đến -34‰. Càng sâu đồng vị này của khí metan càng tăng, khí H₂S vắng mặt. Càng xuống sâu càng giảm các khí đồng đẳng của metan.

4.3.2 Khí trong các lớp trầm tích

Vỏ trầm tích chiếm khoảng 10% khối lượng chung của vỏ lục địa. Đá phổ biến là sét, sét phiến, sau đó là bột, cát, đá cacbonat và đá núi lửa. Khi tạo đá các thành phần khoáng, hữu cơ chịu sự biến đổi mạnh mẽ dưới tác động của các quá trình địa hóa. Một phần trong chúng tạo thành khí. Khí được gặp dưới dạng tự do, hòa tan và phân tán. Khi phân tán trong đá được phân ra các loại

- Khí tự do phân bố trong các lỗ hổng, khe nứt
- Khí tự do bị giam giữ trong các lỗ hổng kín
- Khí hòa tan trong nước ngầm
- Khí hòa tan trong dầu
- Khí bị hấp phụ bởi các đá chứa vật liệu hữu cơ
- Khí trong các vỉa condensat

Khí có nhiều nguồn gốc khác nhau. Một trong số đó là khí từ vật liệu hữu cơ. Theo ước tính của các chuyên gia thì trữ lượng vật liệu hữu cơ chiếm tới 72.10¹⁴ T, trong đó đá sét có tới 54.10¹⁴ T.

Nguồn vật liệu hữu cơ là chủ yếu sinh ra khí, song thành phần khoáng trong điều kiện thuận lợi biến đổi và cũng sinh ra khí.

Hai loại vật liệu hữu cơ đều có khả năng sinh khí, song loại humic có ưu thế sinh khí nhiều hơn trong các giai đoạn biến chất, thành phần của nó chủ yếu là metan. Các đồng đẳng của metan thường được sinh ra do vật liệu hữu cơ sapropel (bảng 4.7 và 4.8). Nếu vật liệu hữu cơ chiếm tới 1% của trầm tích thì có thể sinh ra $13,6.10^{11} \text{ m}^3$ khí, trong đó $2,6.10^{11} \text{ m}^3$ là khí hydrocacbon.

Bảng 4.7: Lượng khí sinh ra bởi loại vật liệu hữu cơ humic (Theo Rogozina E. A, Neruchev S. G, Uspenski V. A, 1974)

Giai đoạn biến chất	mg/ 100 T đá				% T.T trong tổng khí			
	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃
PK ₃	104,2	57,9	13,5	34,1	49,7	27,6	6,4	16,3
MK ₁	110,8	62,1	13,5	34,1	50,2	28,2	6,1	15,5
MK ₁ ²	126,5	71,8	13,5	35,5	51,1	29,0	5,5	14,4
MK ₂ ²	140,6	73,4	13,5	36,1	53,4	27,8	5,1	13,7
MK ₃	148,2	77,4	17,3	36,2	53,1	27,7	6,2	13,0
MK ₄	153,3	92,1	19,2	37,2	50,8	30,5	6,4	12,3
MK ₅	154,3	99,0	19,6	38,9	49,4	31,8	6,3	12,5
AK ₁	154,8	107,4	19,9	39,7	48,1	33,4	6,2	12,3
AK ₂	155,8	126,2	20,4	41,0	45,4	36,8	5,9	11,9
AK ₃	156,8	146,4	21,7	43,2	42,6	39,8	5,9	11,7
AK ₄	157,8	169,5	23,1	44,2	39,9	43,0	5,9	11,2
Grafit	157,8	219,7	28,0	51,6	34,5	48,1	6,1	11,3

Bảng 4.8: Loại khí sinh ra bởi loại vật liệu hữu cơ sapropel (Theo Rogozina E. A, Neruchev S. G, 1988)

Giai đoạn biến chất	mg/ 100 T đá				% T.T trong tổng khí			
	CO ₂	HC	H ₂ S	NH ₃ - N ₂	CO ₂	HC	H ₂ S	NH ₃ -N ₂
MK ₂	138,1	12,7	8,3	33,7	71,6	6,6	4,3	17,5
MK ₃	150,0	18,1	20,7	37,0	66,4	8,0	9,2	16,4
MK ₄	157,8	55,1	23,3	37,2	57,7	20,2	8,5	13,6
MK ₅	159,8	66,9	24,4	37,2	55,4	23,2	8,5	12,9
AK ₂	161,1	87,9	28,5	37,2	51,2	27,9	9,1	11,8
AK ₃	164,4	94,1	30,6	28,1	50,2	28,8	9,4	11,6
AK ₄	166,4	97,2	33,2	39,2	49,5	28,9	9,9	11,7
Grafit	168,5	105,3	35,2	39,9	48,3	20,2	10,1	11,4

a) Khí trong các trầm tích chứa muối

Trong các trầm tích chứa muối khí bị hấp phụ bởi bề mặt các tinh thể và dưới dạng bao thể nhỏ khí - lỏng và các bao thể lớn. Lượng khí không lớn do muối dễ hòa tan và kết tinh chặt xít. Độ rỗng của trầm tích chứa muối rất nhỏ $0,9 \div 3,0\%$. Còn trong các bao thể lớn khí nằm trong các lỗ hổng được hình thành do nén ép kiến tạo, đứt vỡ đá cũng như liên kết các vi bao thể với nhau tạo thành hệ thống lưu thông. Lượng khí trung bình có tới $50\text{cm}^3/\text{kg}$ đá, có khí tới $210\text{cm}^3/\text{kg}$ đá.

Xác định lượng khí bằng phương pháp cho khí argon ^{40}Ar di cư từ các khung xương tinh thể của dải muối

$$Q_K = \frac{q_{Ar}}{C_{Ar}} \cdot 100 \quad q_{Ar} - \text{lượng argon mất (cm}^3/\text{g)}$$

$$q_{Ar} = c \cdot K \cdot t - q_{Ar}^{do} \quad C - \text{tốc độ tạo thành } ^{40}\text{Ar} \text{ trong 1 gam đá}$$

K - nồng độ kali

t - tuổi của đá,

q_{Ar}^{do} - lượng Ar đo được

Trong đá chứa muối tồn tại ba dạng khí

- Khí sót bị giữ lại bởi đá khi kết tinh, trong số đó có không khí, khí sinh hóa (O_2 , một phần N_2 , CO_2 , Ar)

- Khí tại chỗ được tạo thành trong thời gian hình thành đá

Đây là sản phẩm biến đổi chủ yếu của uran, thory, kali (tạo thành phần lớn là khí N_2 , CO_2 , CH_4^+ , C_2^+ , Ar, He). Các khí này có trong khung xương tinh thể của các khoáng vật muối.

- Khí ngoại lai sinh ra ở bên ngoài đá chứa muối sau khi hình thành muối di cư tới. Thành phần chủ yếu là khí N_2 ($\approx 70\%$), C_2^+ tới 40% . Tỷ số $^3\text{He}/^4\text{He}$ giảm mạnh tới $< 10^{-8}$. Trong thành phần không gặp khí He từ lớp manti. Tỷ số đồng vị của argon rất cao $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 2 \div 50 \cdot 10^3$. Đồng vị của khí nitơ rất nặng $+4\%$. Đồng vị của metan và etan là -24% . Khí trong cấu trúc khung tinh thể thường là CO_2 .

Đôi khi thấy dị thường khí metan trong đá galit là chỉ tiêu có

các tích lũy chứa dầu, nằm ở các trầm tích phía dưới.

Quá trình hình thành khí như sau: Có các khí từ không khí và ở các đới sinh hóa gần bề mặt trên của lớp trầm tích hay bị giam giữ bởi khoáng vật muối khi kết tinh (N_2 , O_2 , CO_2 , Ar, Ne...). Tiếp tục sau đó có các khí do các quá trình sau đây:

- Khí sinh ra do kết quả phân hủy hạt nhân của phần khoáng vật trong đá muối. Các khí đó là N_2 , CH_4^+ , C_2^+ , CO_2 , H_2 , O_2 v.v. bị giam giữ trong lỗ hổng.

- Khí di cư từ phần khoáng vật ngoại lai di cư vào các tầng chứa muối. Một phần bị hấp phụ, một phần bị giam giữ bởi các lỗ hổng mới, khí này có thành phần He, CH_4 , N_2 , Ar ít hơn.

- Do ảnh hưởng của hoạt động kiến tạo và tính dẻo của đá muối mà các bọt khí bị giữ lại bởi chúng. Do hình thành khí hydrocacbon ở dưới sâu di cư lên các tầng muối còn bị giữ lại. Do đó hay có các loại khí CH_4^+ , C_2^+ (khí nặng) và CO_2 , N_2 , H_2 .

b) Khí trong trầm tích chứa than

Theo Ermakov V. I, 1984 thì lượng khí metan trên trái đất ước tính $240-6000.10^{11} m^3$ bao gồm cả khí metan nguyên sinh và thứ sinh. Khí metan thường quần hợp với CO_2 , N_2 . Ngoài ra còn có cả H_2 , H_2S , SO_2 , CO và khí hiếm khác. Trong đó khí metan chiếm đa số và đạt từ 60 đến 98%. Khí metan sinh ra ở giai đoạn AK_1 - AK_2 và cạn dầu ở AK_3 tiến tới bằng "0" ở giai đoạn biến chất grafit.

Dưới đây điểm qua các loại khí trong trầm tích chứa than

1- Khí N_2 , chiếm tới 20% đôi khi tới 100%tt. Chủ yếu là từ không khí (76%); đôi khi từ nguồn dưới sâu có liên quan tới đá móng kết tinh. Hàm lượng của nó giảm dần khi tăng độ sâu. Khi ở giai đoạn biến chất AK_2 - AK_3 thì metan cạn kiệt còn khí N_2 có thể chiếm lượng nào đó.

2- Khí CO_2 trong trầm tích chứa than chiếm tới 0,1-4,0%, đôi khi đạt tới 100% do quá trình sinh hóa ở các giai đoạn biến chất thấp.

3- Khí hydrocacbon (HC) nặng trong trầm tích chứa than có rất ít, từ vài phần trăm tới 15÷20% và phân bố không đều. Hàm lượng

khí nặng cao nhất liên quan tới giai đoạn biến chất trung bình ở các vi lỗ hồng kín, thường có liên quan tới xuất hiện dầu.

4- Khí hydrogen (H_2) có hàm lượng nhỏ, ít khi đạt tới 40-50%. Nguồn gốc khí H_2 chủ yếu do quá trình sinh hóa biến chất của thực vật vào than, tức là liên quan tới biến chất than. Không loại trừ có sự di cư H_2 từ phần dưới vỏ trái đất.

5- Khí CO ít gặp trong trầm tích than (chỉ đạt 0,001÷0,01%).

6- Khí SO_2 có trong các tích lũy dạng ổ, chưa rõ nguồn gốc.

7- Khí H_2S có hàm lượng từ 0,1 đến vài phần trăm, có được do tác động của nước sulfat với metan, do phân hủy của pyrit và markazit. Đôi chỗ do vận động của nước ngầm chứa H_2S vào các tầng chứa than. Hay từ các lớp sét xen kẽ với các lớp than ở đới sinh hóa (đới trên) cũng giải phóng khí H_2S thâm nhập vào lớp chứa than cùng với N_2 , ít khi từ dưới sâu.

8- Khí hiếm (He, Ne, Ar, Kr, Xe). Trừ He có nguồn gốc phóng xạ còn các khí khác thường gặp với khí N_2 (<0.1%). Đa phần chúng có nguồn gốc từ khí quyển thâm nhập vào lớp chứa than cùng với N_2 , ít khi từ dưới sâu.

Hỗn hợp khí có giá trị công nghiệp nếu etan = 3%, He = 0,05%, H_2 = 0,5%.

Các khí tự nhiên nêu trên có trong các lớp than là do sự có mặt vật liệu hữu cơ trong trầm tích chứa than. Mặt khác than có khả năng hấp phụ các khí này, khi có điều kiện áp suất mới giải phóng ra khỏi lớp than.

4.3.3 Khí hòa tan trong nước ngầm

Khí hòa tan trong nước ngầm lệ thuộc vào T° , P và độ khoáng của nước.

a) Các yếu tố ảnh hưởng tới độ hòa tan khí vào nước ngầm

- Khi tăng T° độ hòa tan của khí metan giảm (ở 80-90 $^\circ$ C) khi tăng cao hơn thì chúng lại tăng. Đặc điểm của khí N_2 cũng tương tự. Độ hòa tan thấp nhất của các khí ở các cấp nhiệt độ như sau: C_2H_6 : 60-80 $^\circ$ C, C_3H_8 : 40-60 $^\circ$ C, C_4H_{10} : 30-40 $^\circ$ C. Riêng khí H_2S không xác định được (có thể là tới 140 $^\circ$ C)

- Tăng áp suất tạo khả năng độ hòa tan khí vào chất lỏng. Nếu $P < 5$ MPa tăng tỷ lệ thuận giữa độ hòa tan và áp suất. Nếu tiếp tục tăng áp suất thì độ hòa tan tăng chậm hơn.

- Tăng độ khoáng của dung dịch thấy giảm độ hòa tan của khí. Trong loại nước clorua canxi độ hòa tan khí thấp hơn nước clorua natri và bicacbonat natri. Tầng chứa khí càng sâu, lượng khoáng hóa thấp hơn và gradient địa nhiệt cao lên thì càng nhiều lượng khí hòa tan trong nước.

- Dạng khí thứ hai có trong nước ngầm là dạng khí tự do. Thể tích của nó có thể tới từ 0 đến 5÷20% thể tích của không gian rỗng lúc đầu có chứa nước. Yếu tố khí (lượng khí) trong một đơn vị thể tích nước ngầm có thể đạt 5÷30m³/m³, giới hạn có thể đạt 50m³/m³. Nếu độ khoáng của nước càng cao thì lượng khí càng cao. Tuy nhiên, vẫn nhỏ hơn lượng khí trong nước có độ khoáng thấp.

b) Điều kiện địa chất và thủy địa chất ảnh hưởng tới độ hòa tan của khí

Cấu tử chủ yếu của khí hòa tan trong nước là khí N₂, hydrocarbon (metan và khí nặng), CO₂, H₂S và H₂.

Theo Zorkin L. M có thể phân ra các loại

- Khí hòa tan là khí N₂ nếu hàm lượng N₂ ≥ 50%
- Khí hòa tan hydrocarbon nếu CH₄ + C₂⁺ ≥ 50%
- Khí hòa tan acid nếu H₂S + CO₂ ≥ 50%
- Khí hòa tan là hydrogen nếu H₂ > 50%.
- Khí hòa tan là hỗn hợp nếu tổng các cấu tử khí không vượt quá 50%

Phân đới khu vực (theo diện tích) được thể hiện theo trật tự sau đây: đới khí nitơ, đới khí metan. Độ hòa tan của khí trong nước, độ đàn hồi của nước, hệ số chứa khí kg tăng từ ven rìa vào trung tâm nơi chìm sâu.

Phân đới thẳng đứng theo chiều sâu từ trên xuống dưới cũng chuyển từ đới khí nitơ sang đới khí metan và tiếp đến là khí acid (CO₂, H₂S) thấy tăng giá trị hàm lượng của nước ngầm, độ đàn hồi, hệ số hòa tan.

Phân đới nêu trên phản ánh quá trình sinh khí, hoạt cảnh thủy địa chất và ảnh hưởng của các yếu tố khác.

Càng sâu trong hệ thống nước vỉa dị thường khí càng cao giảm tuổi của hệ thống vỉa thì vai trò khí N_2 càng giảm. Hệ số bão hòa giao động trong khoảng 0,2- 0,9 và tăng theo chiều sâu.

c) Quá trình thành tạo hydrat khí trong lòng đất

Trong điều kiện nhất định - nhiệt độ thấp, áp suất cao khí và nước dễ tạo thành hydrat khí. Hydrat khí là hỗn hợp rắn, trong đó khí chiếm khoảng trống của tinh thể được tạo thành bởi các phân tử nước nhờ mối liên kết hydro - hydro. Các tinh thể này không tồn tại nếu không có phân tử khí.

Cấu trúc phân tử loại I bao gồm 8 dây trong đó có 2 dây nhỏ và 6 dây lớn. Cấu trúc II bao gồm 16 dây nhỏ và 8 dây lớn. Như vậy nếu phân tử khí nhỏ hơn 0,6 nm (Ar, CH_4 , C_2H_6 , H_2S , CO_2) sẽ tạo thành hydrat cấu trúc I, nếu phân tử khí lớn hơn 0,6 nm (C_3H_8 , iC_4H_{10}) thì tạo thành hydrat cấu trúc II. Nếu phân tử lớn hơn 0,69nm thì các hydrat không hình thành (nC_4H_{10} và hydrocacbon cao hơn). $HC.nH_2O$. Dễ dàng thành tạo các hydrat là các khí H_2S , C_3H_8 , còn khó hơn là N_2 , Ar. He không chuyển sang hydrat khí.

Độ khoáng của nước ảnh hưởng tới quá trình thành tạo của hydrat khí. độ khoáng càng cao, nhiệt độ càng thấp áp lực cao cần cho sự thành tạo các hydrat. Giới hạn thành tạo các hydrat khí là yếu tố khí đạt $3m^3/m^3$ ($HC.nH_2O$).

Ở thêm lục địa quá trình thành tạo các hydrat khí xảy ra do hoạt động của các quá trình sinh hóa hay nhiệt xúc tác tạo khí, trong điều kiện lượng $C_{org} > 0,5\%$; còn nếu lượng $C_{org} \leq 0,22\%$ thì các hydrat khí không được tạo thành.

Điều kiện thuận lợi để tạo thành các hydrat khí là ở vùng rìa đại dương và sườn lục địa. Nơi đây khi lắng nén sẽ giải phóng lượng lớn khí và chuyển lượng khí này vào đới tạo các hydrat khí.

4.3.4 Khí ở các tích lũy dầu và khí

1- Đặc điểm thành phần khí hòa tan trong dầu, trong mũ khí và các tích lũy khí tự do

Khí hòa tan trong dầu với tỷ lệ lớn từ vài chục m^3/m^3 đến

500m³/m³ và hơn. Nếu lượng khí hòa tan ít thì tỷ lệ lượng khí nặng tăng cao, trong đó có cả N₂, CO₂ và H₂S. Còn nếu lượng khí hòa tan lớn thường liên quan tới khí metan, trong đó khí nặng ít hơn nhiều, mà chủ yếu là etan. Tuy nhiên, ở các tích lũy khí khô tự do, với condensat, mũ khí hay hòa tan trong dầu bao giờ cũng gặp các khí nặng khác từ C₂⁺ đến tận C₄⁺ và các hydrocarbon sôi ở nhiệt độ thấp.

Bảng 4.9: Thành phần khí trong các biểu hiện khí như sau

Cấu tử HC	Dạng xuất hiện khí			
	Tự do	Khí condensat	Mũ khí	Hòa tan trong dầu
Metan	93,0	88,0	75	20,0
Etan	4,5	4,5	6,0	8,0
Propan	2,0	2,5	5,0	6,0
Butan	0,4	1,5	4,0	4,0
Pentan + cao hơn	0,1	3,5	10,0	12,0

Nếu dầu có tỷ trọng $\rho_4^{20} < 0,8\text{g/cm}^3$ thì lượng khí hòa tan đạt trên 150m³/m³, còn nếu dầu có $\rho_4^{20} > 0,8\text{g/cm}^3$ lượng khí có thể nhỏ hơn 150 m³/m³.

- Ngay cả ở các bể chứa dầu khí có các tích lũy khí với hàm lượng metan đạt tới 99% vẫn còn có lẫn khí etan và nặng hơn. Vì thế lượng khí nặng C₂⁺ rất nhỏ.

- Còn các khí như H₂S, CO₂ và N₂ với các khí trơ khác thường liên quan tới các tích lũy khí tự do phân bố ở độ sâu nhỏ, ở các nền bằng có bề dày nhỏ. Khí CO₂ liên quan tới các tích lũy khí tự do chủ yếu ở đới có các hoạt động kiến tạo gần đây, biến chất đá cacbonat. Cũng có một số mỏ dầu có hàm lượng cao của khí CO₂, các khí trơ khác (H₂S đến 8,6% ở mỏ Mastovski của Dagestan và 26% ở mỏ Asmary-Bandar (Iran)).

2- Phân bố các khí có giá trị công nghiệp

- Các khí hydrocarbon là CH₄, C₂H₆, C₃H₈ và C₄H₁₀, còn pentan và hydrocarbon cao hơn thuộc loại condensat. Các khí nêu trên càng tăng cao khi tăng bề dày của lớp trầm tích. Từ trẻ tới cổ trong trầm tích Cenozoi, mezozoi và paleozoi càng giảm lượng khí metan. Các khí metan khô hay gặp ở độ sâu lớn.

Hàm lượng khí nặng giảm trong các vỉa chứa ít condensat. Trong các mỏ khí condensat, dầu - condensat các khí nặng C_2^+ có thể đạt tới 30%. Trong các mỏ HC nếu C_2^+ đạt giá trị nhỏ hơn 2% thì tách khí ra không có hiệu quả, nhưng Nếu C_2^+ đạt giá trị lớn hơn 4% thì việc tách khí ra rất có hiệu quả. Đa phần các khí nặng C_2^+ có giá trị công nghiệp ở các vỉa khí và condensat nếu etan chiếm tới 66%.

Khí hydrocarbon hay gặp trong các mỏ khí, condensat, dầu hay mỏ khí.

- *Khí nitơ* (N_2). Trong không khí N_2 chiếm tới 76-78,1%t.t. Vì vậy, trong lòng đất khí này chỉ có ý nghĩa nếu trong tích lũy thuần túy là khí N_2 . Còn trong các vỉa dầu, khí N_2 chỉ chiếm 3% và thường ở độ sâu nhỏ. Nguồn khí N_2 có liên quan tới đá biến chất, đá magma và vùng hoạt động núi lửa.

Nếu hàm lượng khí N_2 <10 %t.t. không ảnh hưởng tới chất lượng của vỉa khí. Còn nếu N_2 > 10% thì vỉa khí không chất lượng do việc giảm nhiệt lượng, do đó giảm khả năng sử dụng khí. Nếu khí đạt 50-80 %t.t. có thể tách ra để nâng cao nhiệt lượng của khí hydrocarbon.

Khí N_2 thường gặp ở các vỉa muối, đá chứa dưới lớp muối, dầu, bitumen. áp suất vỉa nước đạt 3,5MPa, trong các vùng á nền bằng đạt 80 MPa.

- *Khí CO_2* dùng để tạo cacbonat canxi, dập đám cháy và hàn kim loại.

Trong vỉa hàm lượng khí CO_2 có từ vết đến 80 thậm chí 100% song phổ biến là nhỏ hơn 4%. Vì vậy, nếu khí CO_2 có hàm lượng nhỏ hơn 10% được coi là bình thường, nếu lớn hơn 10% coi là dị thường. Theo lát cắt của lớp trầm tích thì khí CO_2 có giá trị giảm dần từ gần mặt tới độ sâu nhỏ hơn 1 km. Nếu xuống sâu hơn 1 km lại gặp hiện tượng tăng dần hàm lượng khí CO_2 có tính tuyến tính với độ sâu (hệ số liên quan đạt tới 0,6-0,9)

Mỏ khí thuần túy có CO_2 gặp rất hiếm (khoảng 0,2%) và thường gặp trong các bể chứa dầu ở nhiều nước trên thế giới (Mỹ, Nga, Đức, Hungary, Rumani, Nam Tư, Trung Quốc, Áo), ở độ sâu từ 148-

5600m. Thông thường khí CO₂ có liên quan tới các lò magma trẻ ở độ sâu nhỏ, đặc biệt hay gặp ở vùng núi á nền bằng.

Trong các vỉa khí CO₂ áp lực đạt hơn 100 MPa. Trong các vỉa có khí CO₂ nhỏ hơn 10% không ảnh hưởng tới nhiệt lượng của khí hydrocarbon. Nếu CO₂ có hàm lượng lớn hơn 10% được coi là độc hại, giảm nhiệt lượng của khí hydrocarbon. Nếu khí CO₂ có giá trị từ 10-80% thường được tách ra để nâng cao nhiệt lượng của khí hydrocarbon và dùng CO₂ sạch vào mục đích công nghiệp khác.

- *Khí H₂S*. Khí H₂S thường đi kèm với các phức chất của S đó là mercaptan poly sulfid. Khi gặp hàm lượng của khí H₂S từ 5 đến 10% được coi là giá trị dị thường. Khí H₂S không tồn tại độc lập. áp lực vỉa thường đạt 18,1 MPa. Ngoài ra thường hay gặp tổ hợp khí H₂S với CO₂. Nếu khí H₂S có hàm lượng >1% thì có mối quan hệ tuyến tính với CO₂. Trong các bể chứa dầu khí thường khí H₂S có giá trị rất thấp, song ở một số bể có thể chứa khí H₂S ở độ sâu 2-5 km với T = 60-150 °C và P = 20-70MPa. Vùng có khí H₂S thường liên quan tới vùng có cường độ hoạt động kiến tạo ở rìa nền bằng cổ. Có các thành hệ đá cacbonat- halogen; ở độ sâu lớn hơn 3 km, nhiệt độ cao (100 °C), có loại nước clorua canxi với độ khoáng cao.

Khí H₂S là loại khí độc vì vậy trong các hỗn hợp khí đặc biệt khí hydrocarbon chỉ cho phép giá trị tối thiểu nhỏ hơn 0,0013%. Vì vậy, khi hàm lượng của H₂S đạt 0,0013% đến 0,1% được coi là hỗn hợp khí độc, cần tách ra, đương nhiên là không kinh tế.

- *Khí He*, khí thiên nhiên He được coi là nhiên liệu chính để khai thác nguyên tố He. Khí He dùng trong công nghiệp tên lửa, hàn cắt kim loại, là khí mang trong phòng thí nghiệm...

Hàm lượng khí He trong vỉa chỉ đạt vài phần ngàn tới 8,8%, áp lực từng phần đạt 2MPa. Nếu trong vỉa khí có chứa He (> 0,2%) thông thường hỗn hợp khí có giá trị hàm lượng lớn và phân bố trên diện rộng có giá trị công nghiệp. Trầm tích càng cổ càng có ưu thế chứa khí He trong các vỉa khí.

Từ vùng chứa nhiều khí He tới vùng chứa ít hay liên quan tới sụt lún máng và trầm tích dầy lên. Trừ trường hợp vùng sụt lún có liên quan tới đứt gãy sâu mang tính khu vực và xuyên vào tận móng. ở vùng nền bằng hàm lượng khí He tăng cao ở nơi có trầm

tích mỏng.

Như vậy, bề trầm tích càng dày móng càng sâu hàm lượng khí He càng nhỏ. Các vỉa chứa muối cản trở sự vận động của khí He lên trên. Do đó, ở các lớp dưới lớp muối thường có hàm lượng khí He cao. Quan hệ tốt giữa khí He với N_2 : $He \cdot 100 / N_2$. Tỷ lệ này giao động trong vỉa là 0,03-20%.

Khí He có nhu cầu lớn trong công nghiệp. Vì vậy, dù hàm lượng He thấp, việc tách nó ra vẫn kinh tế cao.

- *Khí Hg* được coi là có ý nghĩa nếu hàm lượng đạt $3,4 \cdot 10^{-4} \text{ g/m}^3$. ở mỏ Groninxen trữ lượng Hg đạt 340T. Hàm lượng Hg trong vỉa có giá trị thấp 10^{-8} - 10^{-5} g/m^3 . Đây là loại khí độc.

- *Khí H₂*. Càng ngày khí hydrogen càng thu hút sự chú ý của con người. Trong các vỉa dầu khí hàm lượng H₂ rất thấp 0,01-0,1%. Có tới 28% trường hợp khí H₂ liên quan tới nước ngầm.

3- Đặc điểm thành phần khí ở độ sâu lớn

- Ở độ sâu lớn (> 4,5 ÷ 6km) xảy ra quá trình tương tác với đá, với chất lỏng, nơi đây cũng xảy ra quá trình sinh thành dầu khí, di cư và tích lũy ở các trạng thái pha khác nhau (đơn pha hay đa pha).

Tăng nhiệt độ và áp suất sẽ thay đổi đặc điểm hòa tan của khí metan và khí nặng khác trong nước vỉa, đặc biệt trong nước có độ khoáng thấp (<50g/l). Nước này tương tác với đá cacbonat giải phóng CO₂. Sâu hơn xảy ra sự thay đổi thành phần khí hydrocarbon, giảm độ bền của hydrocarbon nặng. Các hiện tượng này làm gia tăng hàm lượng khí metan và GK. Tương tác của các thành hệ đá cacbonat-sulfat sẽ làm tăng cường hàm lượng khí acid (CO₂, H₂S) - do đó giảm lượng khí trơ (N₂, Ar, He).

Tổng hàm lượng hydrocarbon theo chiều sâu tương đối ổn định và đạt 88%

Hàm lượng khí nặng ở độ sâu lớn thay đổi mạnh từ vết đến khí béo với hàm lượng đến 42%. Hàm lượng cao của khí C₂⁺ liên quan tới các tích lũy dầu. Tỷ lệ C₂/C₃⁺ đạt 0,5 đến 17 (thường 2,7-8,9). C₃/C₄⁺ đạt đến 0,4-23,9 (thường là 1,5-2,7).

- *Khí acid*: H₂S, CO₂. Hàm lượng các khí này ở các vỉa có độ sâu

lớn và có hàm lượng lớn hơn ở các vỉa có độ sâu nhỏ.

- *Khí N₂*: Nếu độ sâu nhỏ phổ biến khí N₂ và He thì ở độ sâu lớn chúng giảm đáng kể. Đa phần khí N₂ chỉ tồn tại ở độ sâu nhỏ, còn ở độ sâu lớn không tồn tại. ở nền bằng khí N₂ có mặt ở độ sâu nhỏ (< 2%). ở độ sâu lớn trong các nền bằng trẻ thường tồn tại khí CH₄-C₂H₆ và có cả CO₂. Khi đó lại phát hiện giảm khí N₂ (0,2-14,0%) thường không vượt quá 3%. Hệ số (He/ N₂)*100 ở nền bằng trẻ đạt 1- 2%, còn ở nền bằng cổ cao hơn (7-14%) có liên quan tới khí béo.

Ở các bể chứa dầu dạng trũng giữa núi kiểu nền bằng gập khí He (1-2%), còn ở nền bằng cổ tăng lên đến 3,5-6%. ở bể thuộc nền bằng trẻ khí H₂S có thể tăng tới 4,9%.

Tóm lại, ở độ sâu lớn khí metan và C₂⁺ đạt 90%, CO₂ có thể đạt <5%, N₂ < 1%, He 0,01%, He (0.01%. Hàm lượng C₂⁺ đạt 4%. Tỷ lệ C₁/C₂⁺ <50, thường dao động từ 10 đến 40.

4.3.5 Khí của các núi lửa bùn

Núi lửa bùn gập ở các vùng hoạt động kiến tạo mạnh bao gồm lún chìm nhanh, tốc độ tích lũy trầm tích lớn (10- 20 km, có liên quan tới đứt gãy sâu khu vực. Loại này gặp ở Ý, Rumani, Trinidat, Colombia, Venezuela, Bắc Iran... Trong thời gian hoạt động chúng đưa ra lượng lớn bùn, nước và khí.

Thành phần khí bao gồm CH₄, CO₂, N₂. Khác với các vỉa dầu khí, ở núi lửa bùn hàm lượng khí hydrocacbon rất nhỏ, ngược lại có hàm lượng cao của khí N₂ và các khí trơ. Nếu chỗ nào tăng khí hydrocacbon thì lại giảm khí N₂ và các khí trơ khác. Yếu tố chủ yếu khống chế các hoạt động của núi lửa bùn là có hoạt động của chế độ tân kiến tạo, bề dày lớn của các bể trầm tích trẻ (bể Nam Côn Sơn, Sông Hồng) có mối quan hệ mật thiết với các đới sinh dầu khí. Một số núi lửa bùn có lò sinh ra ở độ sâu 8-10 km và hơn, nơi xảy ra đới chủ yếu sinh khí, tức là có khí tạo áp lực lớn tới các lớp sét. Vì vậy, các núi lửa bùn là nơi giải toả áp lực và chất lỏng (bao gồm cả bùn) được sinh ra ở độ sâu lớn. Do đó, núi lửa bùn cũng là chỉ tiêu có dầu khí ở dưới sâu.

4.3.6 Khí từ đá biến chất và đá magma

1- Khí từ đá biến chất

Khí của đá biến chất thường đa dạng là do kết quả biến chất của các đá từ độ sâu lớn giải phóng các khí. Có khí từ lớp dưới của vỏ hay từ manti, do granit hóa mạnh các đá hay biến chất trao đổi di cư đi lên. Biến chất của đá trầm tích ở độ sâu lớn. Đá amphibol biến đổi ở áp suất lớn hơn 1000MPa và $T > 700^{\circ}\text{C}$, đôi khi ở điều kiện $P = 400 \div 600\text{MPa}$ và nhiệt độ khoảng $550 \div 600^{\circ}\text{C}$, giải phóng ra các khí trong đó có CH_4 , một ít C_2H_6 chúng chiếm tới 83%. Còn đôi khi gặp O_2 tự do. Có thể các mảnh amphibol lẫn trong đá trầm tích và do đó các khí hydrocarbon có nguồn gốc hữu cơ. Song theo tỷ số đồng vị của He ($^3\text{He}/^4\text{He} = 3,20 \times 10^{-8} \%$) phản ánh nguồn gốc từ dưới sâu của lớp vỏ. Tuy nhiên, cũng có thể giải thích khác là khí hydrocarbon sinh ra từ trầm tích di cư vào các đá trước khi biến chất và kết tinh do đó chúng cầm tù các khí này trong các bao thể. Nếu xây dựng tương quan giữa khí hydrocarbon và CO_2 của đá biến chất với hàm lượng C_{org} vẫn thấy mối quan hệ thuận. Điều đó chứng tỏ VLHC vẫn là nguồn sinh ra khí hydrocarbon và CO_2 khi đá trầm tích rơi vào điều kiện biến chất và bị giam giữ trong các bao thể sau khi kết tinh (lỗ hổng kín).

2- Khí của đá magma

Sau khi nghiên cứu các đá magma ở điều kiện chân không nhận được lượng nhỏ khí. Thành phần khí chủ yếu là H_2 , hàm lượng nhỏ, CH_4 , C_2H_6 với lượng $0,0002-0,0005 \text{ cm}^3/\text{kg}$ đá, ngoài ra còn gặp cả CO_2 và N_2 . Lượng khí tăng cao trong đá được hình thành ở nhiệt độ cao và giảm đáng kể ở đá được kết tinh ở nhiệt độ thấp. Điều đó chứng tỏ quá trình giải phóng khí khi kết tinh, đặc biệt mất nhiều khí H_2 . Trong thành phần khí còn gặp He.

Trong các đá kiềm cũng gặp CH_4 , H_2 . Trong các khí phổ biến vẫn là CH_4 và H_2 . Trong các đá trung tính phát hiện tăng cường hàm lượng khí H_2 .

Tóm lại, khí trong đá biến chất và đá magma có thể có ba nguồn: manti, lớp vỏ và lớp không khí. Đương nhiên hàm lượng của chúng rất thấp, thấp hơn rất nhiều so với khí từ lớp trầm tích. Điều đó chứng tỏ có thể lớp trầm tích ở độ sâu nhỏ của vỏ đã chuyển

sang biến chất và giải phóng các khí này, sau đó bị giữ lại ở các hang ổ trong quá trình kết tinh.

4.4 Đặc điểm địa hóa bitum

4.4.1 Điều kiện thành tạo bitum

- Bitum tự nhiên là một dạng vật liệu hữu cơ di cư được của các sản phẩm biến đổi có nguồn gốc lipide.

- Có thể phân chia bitum thành ba nhóm:

1- Naftid, sản phẩm đầu tiên của nó là dầu chiết được bằng clorofoorm trong bộ sohlet

2- Naftoide là sản phẩm rộng dài hơn vì dầu tức là các sản phẩm của vật liệu hữu cơ chuyển trực tiếp thành các sản phẩm có khả năng di cư. Do đó, naftoide là sản phẩm trung gian giữa vật liệu hữu cơ và dầu. Chúng được sinh ra do các ứng suất kiến tạo, nhiệt độ tăng cao tạo khả năng hóa lỏng các cấu tử của vật liệu hữu cơ. Sản phẩm trung gian này còn gọi là malta chiết được bằng cồn benzen ($C_2H_5OH-C_6H_6$)(1:1) trong bộ sohlet.

Vậy nếu naftid là sản phẩm dầu tách ra khỏi đá mẹ di cư vào đá chứa thì naftoid vẫn là sản phẩm có độ nhớt cao đang di chuyển theo các khe nứt và vi lỗ hổng.

3- Nếu hai loại trên chiết được bằng dung môi hữu cơ thì loại 3 không triết được đó là kerogen. Loại này chỉ chuyển hóa sang hai loại trên do tác động của nhiệt độ.

4.4.2 Phân loại bitum

Bitum được phân thành hai nhóm:

- Một nhóm phân loại theo thành phần, tính chất vật lý và hóa học.

- Một nhóm khác phân loại theo nguồn gốc tức là theo điều kiện thành tạo.

1- Phân loại bitum theo thành phần và tính chất

- Loại bitum clorofooc chứa nhiều thành phần gần dầu, nhiều parafin nhẹ và trung bình, chứa nhiều hydrogen. Tỷ trọng của nó dao động từ 0,9÷1,15, chuyển thành chất lỏng khi nhiệt độ tăng tới

100-200 °C. Chất bốc chiếm tới 80÷90%, H = 7,5÷10%.

- Loại bitum tan trong cồn benzen thường chứa nhiều hydrocacbon dạng parafin rắn, nhiều nhựa và asfalten. Tỷ trọng thường từ 1,15 đến 2. Lượng chất bốc ở nhiệt độ cao đạt 40-60%, C - 90%, H - 7,5 ÷ 8,0%, lượng O + N + S - 2÷4%.

- Loại kerogen không chiết được bằng dung môi hữu cơ. Nếu nhiệt độ tăng cao kerogen chuyển hóa cho ra các sản phẩm trung gian (bitum cồn benzen) sau đó bitum cồn benzen lại chuyển hóa tiếp cho loại bitum clorofoc. Loại này có tỷ trọng lớn (1,5-3), lượng chất bốc rất thấp và C - 65 ÷ 68%, H - 3 ÷ 6%, O+ N+ S đạt 20 ÷ 30%, chứa nhiều các dị nguyên tố. Ngoài ra còn phát hiện có cả các nguyên tố phóng xạ uran, thory và các nguyên tố khác.

2- Phân loại bitum theo nguồn gốc

- Loại bitum do oxy hóa dầu và các sản phẩm của dầu. Loại này sẽ nặng dần do tác động oxy hóa trong môi trường có oxygen, do tác động của vi khuẩn trong môi trường yếm khí, bởi tác động của nước ngầm v.v., do lưu huỳnh hóa, đặc biệt trong các đá chứa là cacbonat. Lưu huỳnh hóa hay kèm theo tăng lượng porfirin chứa Vanadi hay còn gọi là porfirin-Vanadi. Trong quá trình này sẽ giảm lượng C và H₂, tăng S. Trong thành phần sẽ tăng lượng nhựa cồn benzen và benzen.

- Loại bitum hóa thứ hai liên quan tới oxy hóa bởi vi khuẩn. Chúng là sản phẩm biến đổi tiếp trong môi trường ưa khí và vi khuẩn ưa khí. Dưới tác động trực tiếp của oxygen và vi khuẩn ưa khí. Quá trình này tạo điều kiện hoạt động mạnh mẽ hơn cho sinh thành chất bốc và giải phóng chúng. Phần còn lại sẽ chứa nhiều các nguyên tố O, N, S.

- Loại bitum nhiệt, đó là loại bitum chuyển hóa do gia nhiệt - biến chất và là nguồn sinh ra dầu. Loại bitum này liên quan tới sự lún chìm của bể vào đới có nhiệt độ và áp suất tăng cao. Càng ở độ sâu lớn càng sinh ra dầu tỷ trọng nhỏ, càng nhiều thành phần parafin rắn, càng ít các loại nhựa, asfalten. Nếu đưa nhiệt độ lên 550 °C có thể tách ra được hydrocacbon tới 80-90%. Trong đó thành phần bao gồm: metanic 80-90%, naftenic 1-15% aromatic 5-10%. Quá trình này dẫn đến đứt dần các mạch nhánh, làm nhỏ dần các cấu

trúc phức tạp của các mạch chuỗi dài, đối với các cấu trúc alifatic cũng như aromatic.

Yếu tố nhiệt độ của bể trầm tích được cải thiện do chế độ lún chìm liên tục, ngoài ra còn do nguồn magma và nhiệt dịch... thúc đẩy quá trình chuyển hóa của vật liệu hữu cơ. Cần lưu ý là yếu tố độ dài thời gian trong môi trường nhiệt cao càng thúc đẩy quá trình chuyển hóa mạnh mẽ hơn và hoàn chỉnh hơn đối với vật liệu hữu cơ sapropel cho sinh ra các hydrocacbon dãy dầu. Đối với loại vật liệu hữu cơ humic quá trình trưởng thành nhiệt thúc đẩy sẽ sinh trưởng hydrocacbon dãy không bão hòa nhiều hơn (aromatic) và khí.

- Loại bitum sinh vi dầu (bitum di cư)

Dưới tác động của nhiệt độ và áp suất bitum này sinh ra các vi dầu. Sau khi sinh ra vi dầu bị các cấu tử có hoạt tính bề mặt nặng hơn hấp phụ. *Vi dụ*, các hạt sét, các bitum còn benzen chứa nhiều nhựa, asfalten. Do tác động tiếp tục của nhiệt độ và áp suất lượng vi dầu được sinh ra làm tăng thể tích. áp suất được tăng cao tạo chênh áp giữa các ổ vi dầu và các lỗ hổng xung quanh. Các vi dầu bị đẩy ra khỏi đá mẹ vào đá chứa. Lúc đầu các vi dầu phân tán, dần dần hội tụ thành đám lớn, thành dòng và di cư mang tính chọn lọc: các vi dầu nhẹ bị đẩy đi trước và tiếp đến là các vi dầu trung bình. Nếu áp lực tiếp tục tăng tạo điều kiện cho các vi dầu nặng di cư khỏi đá mẹ, hòa vào với dòng dầu di chuyển vào bể chứa. Sự vận động như vậy bao giờ cũng có các thành phần khí và nước bị nén ép từ đá sét di cư cùng. Nếu quá trình di cư mất áp suất cũng sẽ xảy ra tách khí và các hydrocacbon lỏng. Từ kết quả này các hydrocacbon nặng sẽ bị giữ lại và tích đọng.

4.4.3 Quy luật phân bố bitum liên quan tới phân dị di cư trong hoạt động kiến tạo

Quy luật phân bố bitum lệ thuộc vào lượng vật liệu hữu cơ: vào chiều hướng quá trình thành tạo bitum, điều kiện địa chất v.v. Lượng lớn bitum thường tích lũy ở các rìa các bể Mezozoi-Cenozoi nơi có các vát nhọn địa tầng, các thấu kính chứa, bề mặt bất chỉnh hợp và các đới vỡ vụn vò nhàu bị giới hạn bởi các đứt gãy.

Cụ thể các yếu tố địa chất thuận lợi cho tích lũy bitum và các sản phẩm của nó là:

- Có đơn nghiêng ở ven rìa bên cạnh các vùng sụt lún và các đập chắn khi di cư dầu từ các đới bên trong.
- Có các đới thấm rộng ở vùng delta cổ và delta ở ven rìa.
- Có lớp chắn khu vực, phủ lên các đới chứa nêu trên
- Có vùng phân bố rộng rãi nước ngọt, nước thấm thấu có độ khoáng thấp, vùng cung cấp áp lực

Do các điều kiện nêu trên ưu thế của các n-alkan so với izoprenoide trên đường di cư được thấy rõ và càng thấy rõ hơn ở ven rìa.

Trên đường di cư nếu có tác động của oxy hóa, của vi sinh thì n-alkan mất dần và tiến tới vắng mặt, sau đó đến lượt izoprenoide. Nếu xảy ra sự hòa tan bởi nước cũng làm giảm hydrocacbon nhẹ, hoặc do oxy hóa thuần túy không có vi khuẩn. Đối với các vỉa dầu phân bố gần bề mặt hay bị nâng lên lộ trên mặt cũng tạo thành lớp bitum bị oxy hóa phủ lên trên như là nút chiếm giữ phần trên. Quá trình này xảy ra do hoạt động kiến tạo nâng, cũng có các cấu tạo có lớp phủ không tốt các hydrocacbon nhẹ bay đi, tạo lớp bitum có độ nhớt cao ở trên mặt tạo thành lớp chắn.

- Hiện tượng này thường liên quan tới các đới nâng cổ bị bào mòn, ở nơi chuyển tiếp giữa các hố sụt và vùng nâng lên trong bể trầm tích. Ngoài ra, còn có mối liên quan giữa các lớp bitum với các bẫy chứa giới hạn thạch học, lòng sông, đập chắn, ám tiêu san hô, thấu kính và dạng ổ.

Do vỉa dầu lộ trên mặt và dầu tiếp tục vận động vào các hố trũng tạo thành các hồ bitum hay hồ asfalten, ví dụ, hồ Labrea ở bang Trinidad, Mỹ. Hồ Guanoco ở Venezuela, có tới hàng triệu tấn. Các hồ bitum tương tự gặp ở Gruzia, Azerbaizan, bán đảo Apsheron, Gorab, Imen- Meshad...

Các khe nứt kiến tạo là đường dẫn các hydrocacbon lên trên mặt. Dầu bị oxy hóa và bị tấn công bởi vi khuẩn. Do đó trong dầu nhiều nhựa, asfalten và paraffin rắn. Khi dầu lộ lên trên mặt bị phá vỡ cân bằng ở hệ thống lỏng chuyển động tạo thành nút chắn ở phần trên và phần lỏng vẫn ở phía dưới.

Các nguyên nhân của hiện tượng này là:

- Lạnh nguội nhanh hỗn hợp dầu đi vào khe nứt do mất khí và hydrocarbon nhẹ tạo điều kiện lắng đọng các cấu tử nhựa và asfalten.

- Tăng độ nhớt của dầu do mất khí và hydrocarbon nhẹ tạo cơ hội lắng đọng các hydrocarbon cao phân tử, nhựa asfalten

- Các đứt gãy xuyên qua vỉa dầu làm mất đi các thành phần khí condensat của dầu tạo điều kiện tăng hiệu quả giải tỏa ngược của condensat.

- Các vỉa dầu nằm gần các trung tâm xâm nhập trẻ tạo nên sự biến chất mạnh mẽ và chuyển sang bitum hóa (ở gần hay bị xuyên cắt bởi các xâm nhập magma).

4.4.4 Phân bố kim loại trong bitum dạng dầu, bitum

Trong dầu và bitum phát hiện 72 nguyên tố kim loại song phong phú hơn cả là các nguyên tố V, Ni, Zn, Mo, Se, Sb, As, Au, Cd và các nguyên tố hiếm khác. Cho tới nay chỉ phát hiện một số nguyên tố đồng sinh với dầu tiếp xúc với đá, nước vỉa cũng như các quá trình sinh hóa khác. Các nguyên tố nguyên sinh là các nguyên tố có mặt trong vật liệu hữu cơ ban đầu như V, Ni, Mo, nguyên tố hiếm, Zn, Cu, Pb. Còn các nguyên tố khác có hàm lượng rất nhỏ, khó phát hiện.

Có thể đối chiếu hàm lượng các nguyên tố này với các giá trị clark nêu ở chương 1. Trong dầu nặng và bitum tỷ lệ V/Ni đạt 4,5-10,0, thông thường trong vỉa dầu Ni có giá trị thấp hơn nhiều so với V. Vanadi và niken có trong hỗn hợp porfirin nhựa và asfalten. Tuy nhiên, trong điều kiện nhiệt độ cao porfirin sẽ bị phân hủy và gián tiếp làm cho nghèo dần và dẫn tới mất hoàn toàn các nguyên tố V, Ni, Mo do đó dầu nghèo các tổ hợp sau: Se-Ni-V-Mo; Ni-Mo; Se-Ni-V; Pb- Zn.

Trong vật liệu hữu cơ sapropel hay gặp các nguyên tố: Re, Mo, Se, U, Cd, Bi, Ti, V, Sb, As, Au, Ag, Zn, Ni v.v. với các giá trị vượt giá trị clark, đôi khi gấp trăm lần. Các loại sét - silic, silic và silic - cacbonat phong phú các kim loại, đặc biệt sét - silic. Nếu nhiệt độ tạo dầu lớn hơn 100°C đã trở lên nghèo các nguyên tố V, Ni, Mo... Còn ở các giai đoạn biến chất thấp sẽ phong phú các kim loại V, Ni, Mo... Mức độ biến chất càng cao càng giảm hỗn hợp nhựa - asfalten

và làm giảm hàm lượng các nguyên tố V, Ni, Mo, Co, Cr, Sb và lại phong phú các nguyên tố Pb, Zn, Cu, As... Trong các vỉa GK và khí cũng nghèo hay vắng mặt các vi nguyên tố, đặc biệt các nguyên tố V, Ni, Mo... Vì vậy, có mặt các nguyên tố trong dầu lệ thuộc vào điều kiện và mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ, khả năng làm giàu thứ sinh, trong quá trình di cư, tích lũy hay phá hủy các vỉa dầu.

Loại vật liệu hữu cơ humic nghèo các vi nguyên tố V, Ni, Mo, Re... Tuy nhiên porfirin chứa Ni thường chiếm ưu thế ở trầm tích đầm hồ, vùng nước lợ.

- Dầu nguyên sinh phong phú các nguyên tố V, Ni, Mo và Re (nguyên tố hiếm)

- Trong quá trình tiếp xúc với nước ngầm có độ khoáng thấp cũng có thể làm giàu U, Ge, Re và V, Ni, Mo do sự hấp phụ của nhựa và asfalten đối với các nguyên tố này.

Các loại đá bazơ hay siêu bazơ phong phú các nguyên tố V, Ni, Cr, còn các vỉa chứa than lại phong phú Ge, U... Cũng có quá trình làm giàu V, Ni, và Re khi di cư dầu và đưa đến từ các nguồn nội sinh dưới tác dụng của xâm nhập magma, nhiệt dịch ở các vùng uốn nếp và một số dòng khí dưới sâu đưa lên theo đứt gãy sâu như Hg, Sb, Cd.

Quy luật phân bố và tương quan giữa một số kim loại đã được nêu trong mục 4.1.1

4.5 Đặc điểm địa hóa đồng vị của vật liệu hữu cơ, dầu và khí

4.5.1 Đồng vị ổn định của vật liệu hữu cơ dầu và khí

1- Phân bố đồng vị ổn định trong đá

Đồng vị của C, S, H₂, N₂ trong đá trầm tích thay đổi trong giới hạn rộng.

Như vậy cacbon là nguyên tố quan trọng trong dầu và chiếm tới 85% trọng lượng của nó. Cacbon có đồng vị C¹⁰, C¹¹, C¹², C¹³ và C¹⁴. Trong đó đồng vị C¹⁰, C¹¹ tồn tại trong thời gian ngắn; đồng vị C¹⁴ chỉ tồn tại 1/2 chu kỳ của nó khoảng 6400- 7200 năm (Louis, 1967) vì vậy hay dùng C¹⁴ để xác định tuổi trong ngành khảo cổ học. Còn

đồng vị C^{12} và C^{13} ổn định nhất và được nghiên cứu đối với vật liệu hữu cơ và dầu khí.

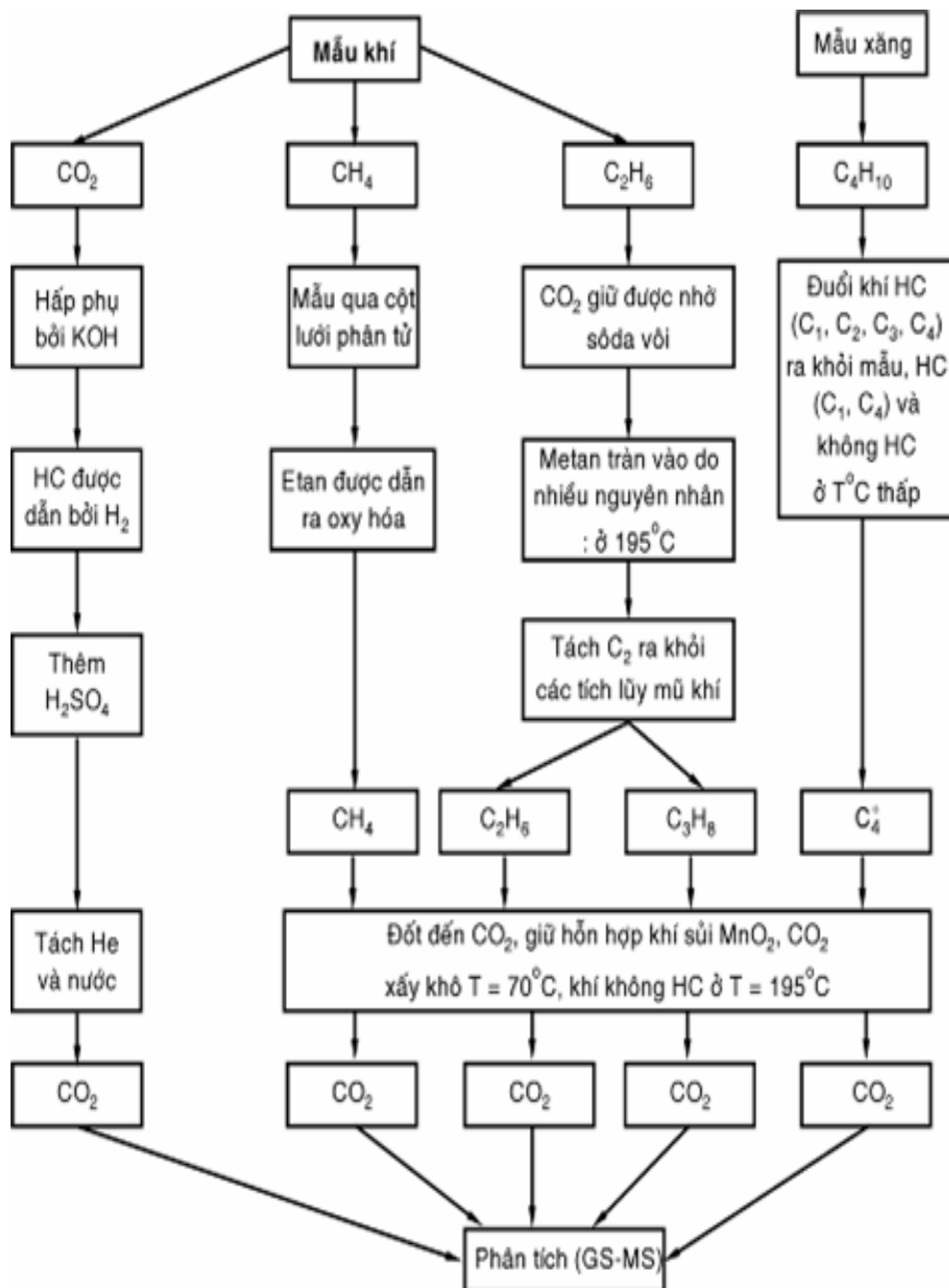
Colombo U (1962) nghiên cứu đồng vị cacbon của khí hydrocacbon ở Italia để đưa ra sơ đồ phân tích đồng vị (Hình 4.4).

Thành phần đồng vị tính bằng công thức sau:

$$\delta^{13}C = \left(\frac{{}^{13}C / {}^{12}C_{mẫu}}{{}^{13}C / {}^{12}C_{chuẩn}} - 1 \right) \cdot 100 \text{ ‰}$$

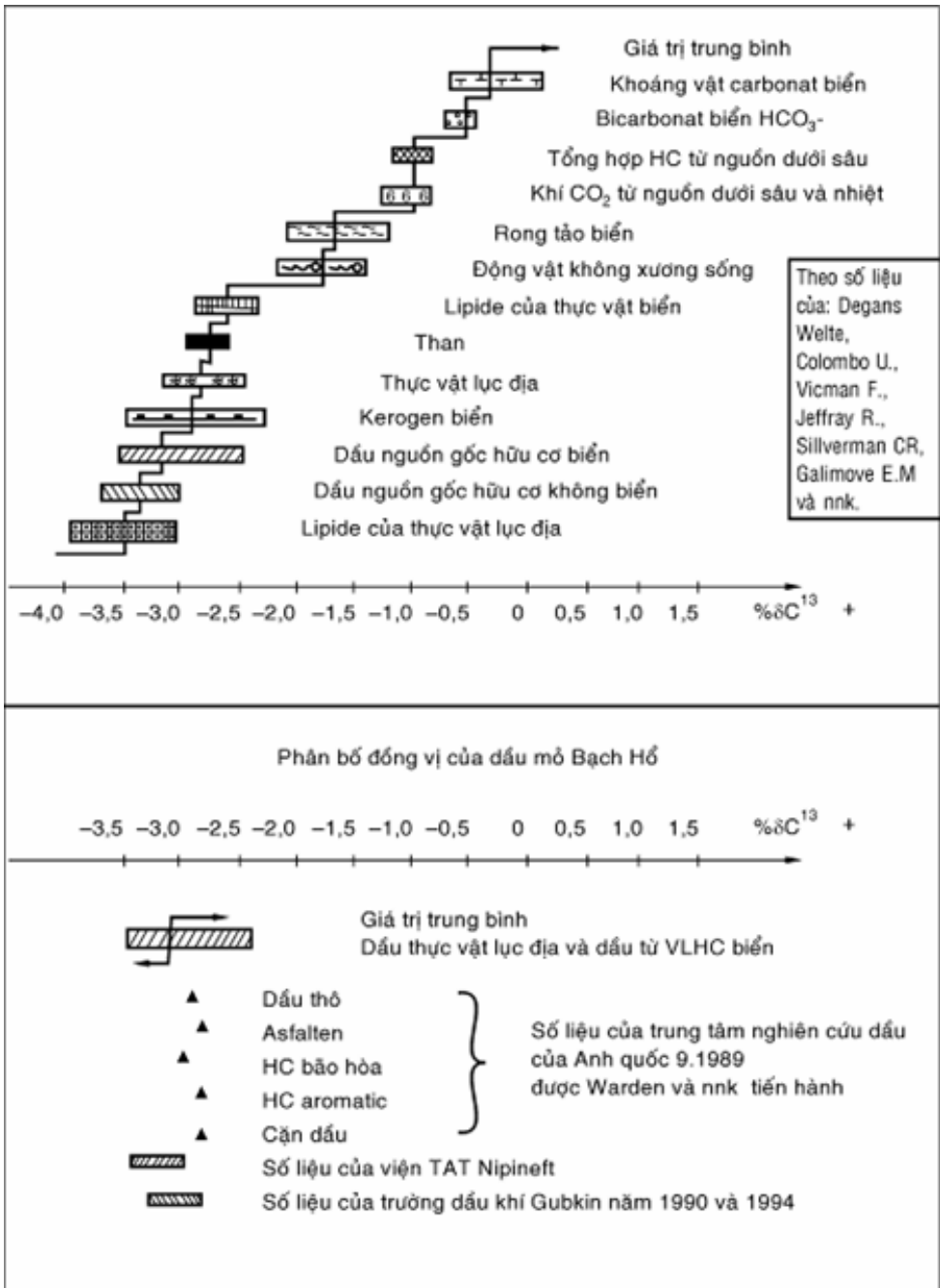
Từ đó tính được đồng vị $\delta^{13}C$ của CO_2 như sau:

- Từ không khí $\delta^{13}C = - 18,8 \div -28,0 \text{ ‰}$
 - Từ đại dương $\delta^{13}C = - 7,0 \div -7,1 \text{ ‰}$
 - Từ rừng cây $\delta^{13}C = - 11,0 \text{ ‰}$
 - Từ lớp thổ nhưỡng $13C = - 23,4 \div -26,5 \text{ ‰}$
 - Từ đầm lầy $\delta^{13}C = - 100,0 \text{ ‰}$
 - Từ nước ngầm $\delta^{13}C = - 18 \div - 32 \text{ ‰}$
 - Từ nguồn sinh hóa tích lũy trong vỉa ở dưới sâu $\delta^{13}C = - 8,0 \text{ ‰}$
 - Từ nguồn nước khoáng nóng $\delta^{13}C = - 3 \div - 9,1 \text{ ‰}$
- + Đồng vị cacbon $\delta^{13}C$ từ khí metan như sau:
- Từ đầm lầy $\delta^{13}C = - 5 \div - 90,0 \text{ ‰}$
 - Từ vỉa chứa dầu $\delta^{13}C = - 29,2 \div - 34,0 \text{ ‰}$
 - Từ vỉa không chứa dầu $\delta^{13}C = - 40,9 \div - 50,2 \text{ ‰}$
 - Từ nguồn nước khoáng nóng $\delta^{13}C = - 26 \div - 27,3 \text{ ‰}$



Hình 4.4: Sơ đồ phân tích của Colombo U

Sơ đồ phân bố đồng vị carbon của các vật liệu khác nhau thể hiện như sau (H.4.5).



Hình 4.5: Sơ đồ phân bố đồng vị carbon của các vật liệu khác

Ngoài ra còn lưu ý tới đồng vị của một số nguyên tố sau: $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$; $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$; $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$; $^2\text{H}/^1\text{H}$; $^3\text{He}/^4\text{He}$; $^{15}\text{N}/^{14}\text{N}$. Nguyên tắc tính cũng như đối bởi đồng vị cacbon dưới dạng chung như sau

$$\delta^n A = \left(\frac{{}^n A / {}^m A_{\text{mẫu}}}{{}^n A / {}^m A_{\text{chuẩn}}} - 1 \right) \cdot 1000$$

Bảng 4.10: Giá trị tiêu chuẩn đồng vị của một số nguyên tố

Đối tượng xác định	Tỷ số đồng vị	Giá trị	Tác giả
VLHC phân tán	$^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$	$1,12372 \times 10^{-2}$	H. Craig, 1957
Từ nước biển đại dương	$^2\text{H}/^1\text{H}$	$1,5576 \times 10^{-4}$	R. Hageman et al, 1970
Từ khoáng vật troilit của thiên thạch	$^{32}\text{S}/^{34}\text{S}$	22,22	J. Mac. Namara H. G. Tkode, 1950
Nitơ từ không khí	$^{14}\text{N}/^{15}\text{N}$	272,2	G. Junk, H. P. Svec, 1958
Argon từ không khí	$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ $^{36}\text{Ar}/^{38}\text{Ar}$	295,6 5, 35	A. O. Nier, 1950
Heli từ không khí	$^3\text{He}/^4\text{He}$	$1,40 \times 10^{-6}$	B. A. Manurín et al, 1970

Khi nghiên cứu thành phần đồng vị cần lưu ý tới dụng cụ phải sạch và được ngăn cách sự tiếp xúc với không khí. Một số nguyên tố trước khi xác định đồng vị cần cho phản ứng diễn ra hoàn toàn.

Trước khi xác định mẫu cần xác định phong trong thiết bị...

2- Nguyên nhân không chế thành phần đồng vị

Tỷ số đồng vị của He rất quan trọng. Tỷ số $^3\text{He}/^4\text{He}$ của vỏ trái đất đạt -5,5 đến $-5,0 \cdot 10^{-8} \%$. Nếu $^3\text{He}/^4\text{He} \geq 10^{-7} \%$ thể hiện sự pha tạp của lớp manti với vỏ trái đất, còn $^3\text{He}/^4\text{He} < 10^{-7} \%$ là của đá mẹ của dầu, trong than $< 2,6 \div 5,5 \cdot 10^{-6} \%$. Trong sét = $-3,5 \cdot 10^{-8} \%$, cát = $-1,3 \cdot 10^{-8} \%$, đá cacbonat và muối $-0,4 \div 0,6 \cdot 10^{-8} \%$ trong lát cắt chứa muối không có khí từ manti. Đối với khí He từ manti có $^3\text{He}/^4\text{He} = 1,2 \pm 0,3 \cdot 10^{-5} \%$, $^4\text{He}/^{40}\text{Ar}$ rất thấp còn $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 10^{-4} \%$.

+ Khí nitơ nhẹ ($\delta^{15}\text{N} = -10,0\%$) gặp trong vật liệu hữu cơ có thể cả muối ammonia trong quá trình thành tạo ammoniac. Còn khí nitơ nặng ($\delta^{15}\text{N} = 14,0\%$) xuất hiện từ sự phân hủy nitrat và vài hợp chất khác. Loại nhẹ sinh ra trong đá trầm tích, loại nặng sinh ra trong đá cacbonat - đá bay hơi.

+ Còn khí metan có đồng vị biến thiên như sau

- Đồng vị nhẹ của metan ($\delta^{13}C = -90,0 \div -50 \text{‰}$) có trong lớp gần bề mặt do hoạt động sinh hóa (vài trăm mét) tức là đới tạo khí metan do vi khuẩn (nhiệt độ = 25°C). Đồng thời sinh ra luôn cả khí CO_2 . Nhưng $\delta^{13}C$ của khí CO_2 là $-10,0 \div -5\text{‰}$.

- Đối với đới nhiệt xúc tác tạo khí metan từ vật liệu hữu cơ do đó $\delta^{13}C$ với $\text{Ro}\%$ có quan hệ nghịch, nghĩa là $\text{Ro}\%$ tăng cao, mức độ biến chất càng cao thì đồng vị nặng càng tăng. Tuy nhiên, trong cấu trúc thì nhánh CH_3 bên ngoài có đồng vị nhẹ hơn nhiều so với nhánh CH_2 bên trong. Lúc đầu biến chất nhẹ bứt ra các nhánh ngoài CH_3 có nhiều đồng vị nhẹ, còn biến chất càng cao càng bứt ra các nhánh trong CH_2 có đồng vị nặng cao hơn.

- Mặt khác nhiệt độ càng cao nhất là khi đạt $> 160^\circ\text{C}$ thì khí metan, CO_2 được sinh ra do tác dụng nhiệt nên $\delta^{13}C$ càng nặng.

- Nếu có sự tham gia của đá cacbonat và đá bay hơi thì $\delta^{13}C$ càng nặng

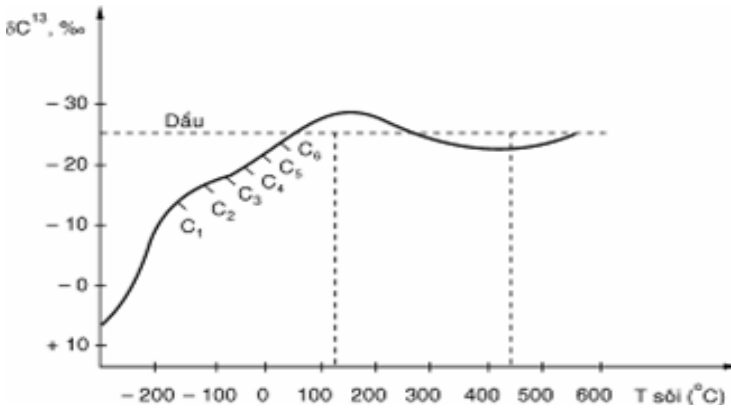
3- Ảnh hưởng của nhiệt độ đối với phân bố đồng vị

Trên cơ sở đồng vị Alekseev, Lebedev và nnk đã chia thạch quyển ra làm ba đới:

- + Đới sinh hóa có độ sâu $\leq 800 \div 1000\text{m}$, có $\delta^{13}C\text{‰} = -58,0 \div -90,0$
- + Đới trung gian có độ sâu $800 \div 1500\text{m}$, có $\delta^{13}C \text{‰} = -57,5 \div -64,7$
- + Đới nhiệt xúc tác có độ sâu $\geq 1500 \div 2000\text{m}$, có $\delta^{13}C \text{‰} = -36,0 \div -58,0$

Theo đó ở đới sinh hóa đồng vị nhẹ C^{12} phong phú, còn đồng vị nặng C^{13} rất ít. Còn ở đới nhiệt xúc tác đồng vị nặng tăng lên còn đồng vị nhẹ C^{12} giảm tới $2 \div 3\%$. Ví dụ, ở nhiệt độ 100°C $\delta^{13}C \text{‰} = -62,0$, ở nhiệt độ 600°C $\delta^{13}C \text{‰} = -18,0$. Trong đới sinh hóa đồng vị nhẹ tập trung trong các khí đầm lầy, thổ nhưỡng (nguồn gốc sinh hóa), vắng mặt các hydrocacbon nặng C_2^+ , đặc biệt dầu vắng mặt. Còn ở đới nhiệt xúc tác phong phú C^{13} thậm chí cả trong dầu. Nói chung ở độ sâu $< 500\text{m}$ có $\delta^{12}C \text{‰} = -63,8$ còn ở độ sâu $> 500\text{m}$ có $\delta^{13}C \text{‰} = -40,6$. Phân bố đồng vị theo chiều sâu không những thể hiện trong khí đồng sinh mà còn thể hiện ở các vỉa chứa dầu và chứa khí.

Silverman U. quan sát thấy rằng $\delta^{13}\text{C} \text{ ‰}$ tăng dần từ C_1 đến C_6 khi đạt giá trị nhiệt độ $T=115^\circ\text{C}$. Sau đó lại giảm ($T > 115^\circ\text{C}$) và đạt giá trị thấp nhất ở nhiệt độ $425\div 450^\circ\text{C}$. Nếu tăng tiếp vượt quá 450°C thì tỷ số $\delta^{13}\text{C} \text{ ‰}$ lại tăng trở lại. Từ đó thấy rằng hydrocarbon có trọng lượng phân tử nhỏ là sản phẩm phân hủy của hydrocarbon có trọng lượng phân tử lớn trong điều kiện $T < 115^\circ\text{C}$.



Hình 4.6: Đường cong đồng vị theo nhiệt độ sôi của các hydrocarbon

Vượt quá 115°C đồng vị $\delta^{13}\text{C} \text{ ‰}$ giảm đến 450°C sau đó lại tăng và sinh ra asfalten có cấu trúc phức tạp. Trong nguồn nước khoáng nóng đồng vị của metan cũng nặng hơn từ nguồn nước khoáng lạnh. Như vậy, đồng vị nhẹ phong phú trong metan nguồn gốc sinh hóa còn đồng vị nặng phong phú trong metan nguồn gốc nhiệt xúc tác. Tăng nhiệt độ và áp suất dẫn đến giảm độ nhớt, tăng khả năng hòa tan, giảm tỷ trọng. Do đó, chất lỏng trở nên linh động hơn. Tăng áp suất dẫn đến tăng áp suất từng phần của cấu tử và gây nên sự di cư về phía vỉa có áp suất thấp.

4- Ảnh hưởng của di cư đối với phân bố đồng vị cacbon

Nếu cho metan đi qua cột thẳng đứng 40m lấy khí metan ra khỏi cột phân tích đồng vị sẽ gặp trường hợp đồng vị nhẹ mất dần và tăng đồng vị nặng. Nếu có dòng khí đi qua đá có độ rỗng lớn thì tỷ số đồng vị ít thay đổi. Ngược lại, nếu đi qua đá có độ thấm nhỏ (rỗng nhỏ) thì đồng vị nhẹ bị hấp phụ còn đồng vị nặng phong phú hơn. Trong tự nhiên ngoài yếu tố nhiệt độ và áp suất còn yếu tố tác động phản ứng hóa học, điều kiện địa chất và địa hóa cũng tác động. Trong đá có độ rỗng nhỏ giữ nhiều đồng vị nhẹ, trong đá chứa tốt thì khí di cư càng ra càng có nhiều đồng vị nhẹ. Thậm chí cả

trong vỉa chứa nhiều nước có áp suất thấp đồng vị nhẹ C^{12} vẫn phong phú hơn. Di cư càng xa càng có điều kiện để lựa chọn và vì vậy đồng vị C^{13} càng giảm nhẹ vì loại hydrocarbon alifatic di cư càng xa hơn (parafinic và naftenic), còn aromatic phong phú đồng vị nặng vì luôn gắn kết với hydrocarbon nặng, với nhựa và asfalten...

Bảng 4.11: Đồng vị của các loại khí ở các bể chứa khác nhau

Dạng bể chứa	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂
Cacbonat	-67,88	-30,50	-26,50	-23,4	-8,76
Dolomit	-51,90	-	-	-	-
Cát	-60,33	-31,60	-31,60	-23,35	-6,12
Trung bình	-59,04	-31,47	-31,47	-23,36	-7,11

Quá trình di cư của đồng vị cacbon nhẹ C^{12} chạy trước nhanh hơn C^{13} trong điều kiện vỉa cũng như trong mặt cắt thẳng đứng. Từ các số liệu nêu trên (bảng 5.17) có thể rút ra các kết luận như sau:

1- Thành phần đồng vị cacbon đóng vai trò quan trọng để nghiên cứu nguồn gốc dầu, khí và các sản phẩm của nó.

2- Thành phần đồng vị phân bố phức tạp. Trong giai đoạn quang hợp chủ yếu chứa đồng vị nhẹ, còn đồng vị nặng phân bố chủ yếu trong đá cacbonat, CO₂.

3- Đồng vị nhẹ C^{12} rõ ràng di cư và đi xa hơn và do đó cũng phù hợp với các hydrocarbon nhẹ di cư xa và nhanh hơn là hydrocarbon nặng. Càng xa các sản phẩm nhẹ càng phong phú. Đồng vị nặng phong phú ở các hydrocarbon có trọng lượng phân tử lớn. Phân bố đồng vị lệ thuộc vào điều kiện của môi trường, nhiệt độ và áp suất.

4- Đồng vị của vật liệu hữu cơ biển sẽ nặng hơn là vật liệu hữu cơ trên cạn. Khi phân hủy vật liệu hữu cơ xảy ra hai quá trình: Tăng đồng vị nhẹ ở các hydrocarbon nhẹ còn đồng vị nặng tăng ở các cấu trúc phức tạp. Trong dầu đồng vị nhẹ tăng hơn so với vật liệu hữu cơ vì dầu là sản phẩm phân hủy lipide, mà lipide lại chứa nhiều đồng vị nhẹ hơn là cellulôzơ. Chất lipide tìm thấy trong trầm tích cổ, trẻ và trong dầu.

5- Thành phần đồng vị của cacbon phản ánh mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ chuyển hóa sang dầu.

6- Từ số liệu đồng vị có thể sử dụng phục vụ tìm kiếm dầu khí. Ví dụ, từ vỉa chứa dầu nguồn gốc biển có $\delta^{13}C \text{ ‰} = -21 \div -30$, còn dầu nguồn gốc không biển có $\delta^{13}C \text{ ‰} = -29,2 \div -34,0$, từ các vỉa chứa

khí có $\delta^{13}\text{C} \text{‰} \geq -50,2$, từ vỉa nước nóng có $\delta^{13}\text{C} \text{‰} \geq -27,3$. Trong môi trường sinh hóa (hay bị phân hủy bởi vi khuẩn) $\delta^{13}\text{C} \text{‰} \leq -50 \div -90,0$.

5- Đồng vị lưu huỳnh $\delta^{34}\text{S} = \left(\frac{{}^{34}\text{S}/{}^{32}\text{S}_{\text{mẫu}}}{{}^{34}\text{S}/{}^{32}\text{S}_{\text{Chuẩn}}} - 1 \right) \cdot 1000$

Đồng vị lưu huỳnh giao động trong diện rộng và phụ thuộc vào ion sulfat của nước biển hay nước ngọt. Đồng vị của S tương đối ổn định không lệ thuộc vào độ sâu. $\delta^{34}\text{S} \text{‰}$ của đại dương = $+20,1 \div 0,8$. Đồng vị S từ sulfat của biển cổ, đại dương và biến đổi từ $9,8 \text{‰}$ đến 34‰ . Đồng vị S của pyrit trong trầm tích đạt -20‰ đến -40‰ ($\text{SO}_4^{2-} \leftrightarrow \text{H}_2\text{S}$). Phản ứng xảy ra khi khử S nhờ vi khuẩn khử sulfat.

Bảng 4.12: Bảng giá trị đồng vị của S trong các đối tượng tự nhiên

Đối tượng tự nhiên		$\delta^{34}\text{S} \text{‰}$
Sulfat của biển hiện đại và đại dương		+20,1
Sulfat từ nước ngọt	Sông	-10 ÷ +2
	Hồ	-5,5 ÷ +27,2
	Đập, hồ nhân tạo	+2,4 ÷ +13,2
Từ đá sulfat	Hiện đại	7+ ÷ +24,3
	Cổ	+9,6 ÷ +34
Từ pyrit của vỏ trái đất	Lục địa và á lục địa	-14,3 ÷ +2,3
	Đại dương	-17,6 ÷ +1,1
Động vật		+16,8 ÷ -1,4
Thực vật		+16,9 ÷ +5,6
Trên cạn		+0,8 ÷ +3,5
Bitum		+9,7 ÷ +23,7
Than		+7,9 ÷ +29,4
Dầu		-20,0 ÷ +24,0

4.6 Địa hóa của các tích lũy dầu khí, sự biến chất và phá hủy

Địa hóa của các tích lũy dầu khí

Để có các tích lũy dầu khí trước hết phải có đá chứa (bẫy chứa) được hình thành trước khi sinh dầu và di cư, có yếu tố thủy địa chất thuận lợi, các hoạt động kiến tạo thuận lợi (lún chìm liên tục) cung cấp nhiệt từ dưới sâu lên theo các đứt gãy. Đá chứa được thể hiện bằng độ rỗng

- Độ rỗng toàn bộ (η_0): $\eta_0 = \frac{\Sigma \text{độ rỗng}}{\Sigma \text{thể tích của đá}}$

- Độ rỗng hiệu dụng (η_s): $\eta_s = (1 - S_a) \eta_0$

$\eta_s = (1 - S_a) \eta_0$ trong đó S_a là độ bão hòa nước

Trong các tích lũy chứa dầu thường khí nặng tăng cao (C₂-C₄). Càng gần các tích lũy dầu càng tăng lượng hydrocarbon cao phân tử. Từ trên xuống dưới theo quy luật chung tỷ trọng dầu càng nhẹ dần, càng nhiều thành phần bão hòa, tăng thành phần hydrocarbon nhẹ và khí. Nếu xảy ra di cư ngược lại thấy quy luật ngược lại: tức là các thành phần nhẹ và khí di cư lên trên để lại dầu nặng, nhiều nhựa, asfalten, nhiều hydrocarbon aromatic... (còn gọi là quá trình phân dị ngược). Vì vậy, để biết mức độ biến chất của dầu cần tính các hệ số biến chất như K_{M_{C6}}, K_i, K_m.

$$K_{mC_6} = \frac{nC_6}{iC_6 + cyclan C_6}; K_i = \frac{Pr + Ph}{nC_{17} + nC_{18}}$$

K_m = A.M³/N⁴ A - lượng HC aromatic

N - lượng HC naftenic

M - lượng HC metanic (*parafinic*)

Cyclan C₆ = MCP-methylcyclopentan + CH-cyclohexan

Ngoài ra còn tìm các dấu tích sinh học thông qua phân tích mẫu trên GC-MS.

Xác định tính chất lý hóa, thành phần các cấu tử, thành phần nhóm, trên cơ sở đó phân tích tiến hóa của hydrocarbon. Ví dụ, nếu dầu trải qua nhiệt độ cao thì khi gia nhiệt ở mức dưới nhiệt độ mà dầu đã trải qua dầu ít thay đổi, thậm chí không thay đổi thành phần. Ngược lại, dầu sinh ra ở nhiệt độ thấp, nếu gia nhiệt tiếp tục sẽ sản sinh ra các cấu tử mới và phân bố lại tương quan giữa các cấu tử của chúng. Các loại dầu được gọi theo phân loại trên đồ thị tam giác có các đỉnh là P- hydrocarbon parafinic, N- hydrocarbon naftenic, A- hydrocarbon aromatic (xem H.2.11).

Ngoài ra, còn gọi tên theo tương quan giữa hàm lượng parafin với hệ số K_i. Như vậy, nếu dầu bị biến chất do nhiệt sẽ tăng hàm lượng khí và hydrocarbon nhẹ, dầu nhẹ dần. Nếu dầu bị biến chất do oxy hóa, lưu huỳnh hóa khi tiếp xúc với oxygen, với sulfat của nước ngầm dầu sẽ nặng dần, nhiều nhựa, asfalten...

Điều kiện phân hủy sinh học:

- Vắng mặt các n-alkan do vi khuẩn tiêu thụ chúng. Hàm lượng parafin và izoparafin giảm rõ rệt, đặc biệt parafin.

- Phân bố các tỷ số Pr/nC_{17} và Ph/nC_{18} không ổn định và thay đổi trong khoảng rộng. Song nói chung là tăng cao Pr và Ph so với nC_{17} và nC_{18} .

- Tăng cao hàm lượng các cấu tử aromat

- Hàm lượng cao của nhựa, asfalten

- Hàm lượng CO_2 tăng cao do vi khuẩn khử sulfat hoạt động và giải phóng chúng và giải phóng S để tạo thành khí H_2S tăng cao.

- Ngoài ra khi phân tích mẫu trên máy GC- MS phát hiện hàng loạt các chỉ tiêu phản ánh sự phân hủy sinh học của dầu (ví dụ : $H_6 = T_S / (T_S + T_m)$), MPI-1,.....

- Tuy nhiên, cần lưu ý dầu bị phân hủy sinh học cũng có thể có hàm lượng tăng cao của 25-norhopanes cùng với tăng cao n-alkan. Trong điều kiện này n-alkan mới được hình thành do đứt vỡ các mạch của các cấu tử chứa O+ N+ S để giải phóng các n-alkan.

- Dầu bị phân hủy sinh học làm tăng độ nhớt, tỷ trọng tăng và hàm lượng S cũng tăng cao.

- Tóm lại, dầu bị phân hủy sinh học các cấu tử bị tiêu thụ bởi vi khuẩn lần lượt theo thứ tự sau : lúc đầu là n-alkan, sau đó đến alkan phân nhánh, tiếp đó là cycloalkan phân chuỗi ít, sau cùng mới đến các hỗn hợp aromat. Vì vậy, ở giai đoạn đầu mất rất nhiều n-alkan, do đó tỷ lệ aromat tăng cao,...

- Tách asfalten nếu trong mỏ dầu được đưa đến lượng lớn khí và HC nhẹ ($C_1 - C_8$, trong đó hàm lượng từ $C_3 - C_6$ chiếm ưu thế) xảy kết tủa asfalten do bị tách ra khỏi các phân đoạn trung bình và nặng của dầu.

Điều này có thể xảy ra khi ở dưới sâu VLHC chuyển sang mức độ biến chất cao hơn, đặc biệt ở mức trưởng thành nhiệt cao (postmature, overmature) được tăng lượng khí và HC nhẹ do cracking VLHC và cả các HC cao phân tử (HC nặng). Do tăng thể tích khí nên yếu tố khí tăng – tức là tăng khả năng bão hòa khí của dầu. Ở đới metagenes có thể xuất hiện khí CS_2 nhưng không vượt quá 2% và có thể cả khí H_2S , do phân hủy các asfalten giải phóng S. Trong các thành phần nhẹ thấy tăng đồng vị nhẹ của metan, ngược lại trong các cặn (HC cao phân tử) lại thấy tăng đồng vị

nặng.

Biến đổi nhiệt

Khi trầm tích lún chìm sâu, nhiệt độ tăng vượt quá khả năng cân bằng. Mối gắn kết cũ sẽ xảy ra đứt vỡ các mối gắn kết C với ONS, giữa C = C với nhau cho ra hàng loạt các HC khí và lỏng nhẹ. Tức là đứt vỡ các cấu tử $> C_{15}^+$ cho ra các cấu tử $< C_{15}^+$. Từ đó tăng khả năng di cư cũng như hòa tan các HC cao phân tử. Nếu ở giai đoạn biến chất cao (đứt mạch cacbon, đứt các phân tử nước, tham gia cấu trúc phân tử của khoáng vật cũng như của HC cao phân tử, phân hủy sulphat tạo thành các HC thấp phân tử, giải phóng khí CO_2 , H_2S và hơi nước. Từ đó các tàn tích có hàm lượng đồng vị nặng của cacbon tăng cao.

QUAN HỆ KIẾN TẠO VỚI CÁC BỂ TRẦM TÍCH CHỨA DẦU KHÍ

5.1 Thành hệ, tương đá và chu kỳ tích lũy trầm tích thuận lợi cho quá trình sinh thành và tích lũy dầu khí

Nghiên cứu các thành hệ tương đá của các nhịp trầm tích rất quan trọng phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò có hiệu quả. Tương đá cho phép xác định điều kiện thuận lợi cho quá trình sinh và tích lũy dầu khí thông qua việc tái lập lịch sử cổ địa lý, cổ kiến tạo, cổ khí hậu của lát cắt đá sinh, đá chứa cũng như lớp phủ trầm tích.

+ **Thành hệ địa chất** là tập hợp tương đá có cùng nguồn gốc được sinh ra trong cùng điều kiện cổ địa lý, cổ kiến tạo nhất định, phù hợp với một đơn vị địa tầng nhất định.

Ở dạng tổng quát có trầm tích thuộc thành hệ trầm tích phún xuất, thành hệ macma, thành hệ biến chất. Chi tiết hơn trong trầm tích lại có thành hệ cát sét biển, thành hệ cát sét chứa than, thành hệ chứa muối, thành hệ fliash, thành hệ trầm tích hạt mịn và ...

Ví dụ thành hệ cát sét chứa than bao gồm các tương biển gần bờ, cửa sông, delta, alluvi, đầm hồ, đầm lầy được hình thành trong điều kiện địa lý và khí hậu khác nhau hay chế độ kiến tạo thích hợp. Nói cách khác cần phân biệt các thành hệ cát-sét chứa than, thành hệ glauconit thêm nước nông, thành hệ lục địa đa màu, thành hệ dolomit – cacbonat thêm mỡ,....

Ranh giới thành hệ được xác định bởi sự khác biệt thành phần thạch học và cấu trúc đặc trưng bởi đặc điểm cổ địa lý, cổ kiến tạo, có nghĩa là phù hợp với một chu kỳ kiến tạo nhất định.

+ **Tương đá** là tập hợp trầm tích có cùng tính chất, thành phần thạch học hoặc chứa cổ sinh vật trong chúng, tức là có cùng điều kiện và đặc trưng môi trường tích lũy trầm tích khác với các

vùng xung quanh. Có các loại tướng : biển, chuyển tiếp, và lục địa.

Trong tướng biển bao gồm các tướng biển sâu, biển nông gần bờ, tướng nước lợ (vũng, vịnh) lại chia ra : tướng bùn sét, cát, ven bờ hay tướng cacbonat (san hô), hóa học,...tướng lục địa được phân chia thành tướng nước ngọt (sông, hồ, đầm lầy) và trên cạn (băng hà, sa mạc, thực vật và thực vật bậc cao). Tuy nhiên, L.V Pustovalov phân chia tướng địa hóa nguồn gốc biển bao gồm: tướng sulfua hydro, tướng glauconit và tướng lục địa (tướng laterit, chứa than và...). Vì vậy trong lĩnh vực dầu khí cần phân chia các thành hệ, sau đó là các tướng chi tiết nhằm xác định các tướng đá mẹ thuận lợi cho quá trình thuận lợi sinh dầu hay sinh khí và có điều kiện thuận lợi cho sinh dầu hay tích lũy.

+ *Tính chu kỳ của quá trình địa chất*

Đó là sự thay đổi mang tính quy luật của loạt trầm tích này sang loạt trầm tích khác. Trong chu kỳ đó các nhịp trầm tích được lặp đi lặp lại liên tục và tạo thành các nhịp trầm tích thẳng trầm hoàn chỉnh trong một chu kỳ.

Trong trầm tích được hiểu là bắt đầu giai đoạn biển tiến hay kết thúc giai đoạn biển lùi. Từ đó, có thể phân ra chu kỳ lớn, chu kỳ nhỏ hay tiểu chu kỳ.

+ Sử dụng các thành hệ, tướng, và chu kỳ (nhịp) trong địa chất dầu khí :

5.1.1. Thành hệ

Trong địa chất dầu khí cần lưu ý nghiên cứu các thành hệ gắn với quy luật phân bố các vỉa dầu khí. Xác định các triển vọng chứa dầu khí. Trên cơ sở phân tích các số liệu địa chất, địa hóa đối với từng phân vị địa tầng, theo đặc điểm cấu trúc cũng như thay đổi tướng trầm tích. Đó chính là các yếu tố của thành hệ có liên quan tới đá sinh dầu, đá chứa và đá chắn. Do đó cần tiến hành phân tích:

+ Kích thước (vị trí không gian) của mỗi thành hệ

+ Mối quan hệ về cấu trúc và nguồn gốc thành hệ bao gồm kích thước (diện phân bố và bề dày), thành phần thạch học, đặc trưng cấu trúc bên trong, dạng đất đá, độ cát – sét, độ cacbonat về chiều sâu lẫn diện phân bố thay đổi thành phần khoáng vật, có các

khóang vật đặc trưng dạng như: glauconit, xerixit, pirit,... Sự thay đổi đặc trưng địa tầng, đặc biệt nơi chuyển tiếp, tính chu kỳ hay nhịp, điều kiện cổ địa lý, cổ kiến tạo. Trong phạm vi bề cần xác định dạng bề trầm tích, nơi cung cấp vật liệu nguồn, điều kiện khí hậu, mức độ biến chất của đá, đặc điểm các phát hiện dầu khí, tính chất chứa và chấn của các lớp đá. Sự thay đổi của chúng theo diện và theo lát cắt, đặc điểm phân bố vật liệu hữu cơ.

Cần lưu ý rằng: sự biến đổi của đá chủ yếu liên quan tới điều kiện áp suất địa tĩnh (lắng, nén) hay tách giãn, nén ép do hoạt động kiến tạo. Yếu tố nhiệt độ và chất xúc tác đóng vai trò thứ yếu. Trong khi đó biến đổi vật liệu hữu cơ lại liên quan chủ yếu tới nhiệt độ để bứt phá các cấu trúc phức tạp của vật liệu hữu cơ, còn yếu tố xúc tác và áp suất đóng vai trò thứ yếu. Vì vậy, đới biến chất vật liệu hữu cơ cho các sản phẩm dầu, condensat và khí thường sâu hơn nhiều so với đới biến chất của đá.

Ví dụ: đới biến chất mạnh của đá ở trung Cửu Long xảy ra ở độ sâu 2000÷2200m tới 3900÷4000m. Trong khi đó đới biến chất mạnh của vật liệu hữu cơ chỉ xảy ra ở độ sâu 3100÷3200m tới 5000÷5500m.

Khi nghiên cứu sự thay đổi thành phần thạch học và cấu trúc bên trong của thành hệ theo lát cắt cần lưu ý đến quy luật thay đổi thành phần khóang – thạch, tính chất vật lý cũng như địa hóa khóang vật. Từ đó rút ra được ý nghĩa về sự biến đổi tương, cổ địa lý, cổ kiến tạo và tính chu kỳ của lát cắt trầm tích cũng như toàn bể.

Nhiệm vụ quan trọng nhất trong địa chất dầu khí là đánh giá triển vọng chứa dầu khí, đó là :

- + Xác định chất lượng và khối lượng tầng sinh
- + Xác định tầng chứa và các đặc tính chứa
- + Xem xét khả năng bảo tồn các bể dầu khí

+ Cuối cùng là đánh giá trữ lượng địa chất và trạng thái pha của các tích lũy dầu khí. Dự đoán hệ số thu hồi và trữ lượng khai thác của mỏ. Hiện nay tồn tại hai cách đánh giá triển vọng dầu khí:

- + Đánh giá theo điều kiện địa chất

+ Đánh giá theo thể tích nguồn gốc

Đánh giá theo điều kiện địa chất là đánh giá theo phức hệ địa chất phù hợp với các thành hệ. Trên cơ sở thành phần thạch học, cấu trúc địa chất bao gồm bản chất đá chứa là gì, điều kiện thủy động học ra sao,...từ đó phân chia các thành hệ nào có liên quan đến triển vọng dầu khí mang tính khu vực, thành hệ ít triển vọng và liên quan đến địa phương.

+ Đánh giá theo phương pháp thể tích nguồn gốc của thành hệ (lượng và loại vật liệu hữu cơ), chất lượng, xác định giá trị phong sau đó là các giá trị dị thường vật liệu hữu cơ, mức độ trưởng thành theo diện và lát cắt.

+ Lượng sản phẩm có thể tích lũy vào bể chứa. Các thành hệ chủ yếu sinh dầu được liệt kê sau:

- Thành hệ cát sét màu tro xám có nguồn gốc biển kiểu nền bằng.
- Thành hệ cát sét biển nông (glauconit) kiểu nền bằng
- Thành hệ cát sét chứa than kiểu nền bằng và miền uốn nếp.
- Thành hệ cát sét đa màu kiểu nền bằng
- Thành hệ molass hạt mịn ở vùng hoạt động địa hào.
- Thành hệ cát sét dạng delta ở các rìa lục địa thụ động

Nhóm các thành hệ cacbonat (đá vôi nguồn gốc sinh học, khối nhô ám tiêu, dạng hóa học phân lớp có kèm các khối nhô ám tiêu).

Ngoài ra, còn có các thành hệ không đặc trưng như : thành hệ flish, molass hạt thô, sét thuần túy, cacbonat dạng khối hay phân lớp, cacbonat xen đá lục nguyên, phún xuất-lục nguyên và trầm tích bay hơi.

Trong số các thành hệ nêu trên có thể phân chia thành 02 hệ thống :

- Hệ thống thành hệ chứa dầu khí nguyên sinh
- Hệ thống thành hệ chứa dầu khí thứ sinh

Hệ thống thành hệ chứa dầu khí nguyên sinh là các thành hệ đá mẹ có liên quan tới điều kiện biển sâu, biển nông, thuận lợi cho

chôn vùi, bảo tồn và chuyển hóa vật liệu hữu cơ. Chúng luôn tích lũy trong điều kiện yếm khí và chuyển tiếp (vùng nước lợ, vũng, vịnh, cửa sông, delta) và lục địa như hồ đầm lầy (vùng nước ngọt).. đồng thời cũng đóng vai trò là lớp chắn khu vực.

Hệ thống thành hệ chứa dầu khí thứ sinh đa phần là đá chứa, nơi thu nạp các hydrocacbon. Song cũng có nơi mang tính nguyên sinh (tính địa phương), có nghĩa là xen kẽ là các thấu kính hay lớp sét mỏng hoặc mang đặc tính lớp chắn địa phương. Như vậy, dựa vào cơ sở xác định thành hệ, tương đá để đánh giá triển vọng theo lát cắt và diện phân bố trong bể, đồng thời phân tích tỷ mỉ tính phân nhịp trong thành hệ càng cho phép đánh giá triển vọng rõ ràng hơn. Trên sơ đồ thấy rõ bức tranh lún chìm hay hoạt động kiến tạo, các gián đoạn trầm tích, bất chỉnh hợp hay chế độ nâng lên bào mòn xâm thực,..

Kết quả trên cho thấy các thành hệ đá mẹ của dầu thường liên quan đến các pha biển tiến rất phong phú vật liệu hữu cơ, mà trong đó các thành hệ đá mẹ của khí thường liên quan tới các giai đoạn dầu của biển tiến. Còn các thành hệ có hàm lượng vật liệu hữu cơ thấp và rất thấp thường liên quan đến pha biển lùi và mức độ thăng trầm nhanh.

Dưới đây, phân tích một số thành hệ điển hình có liên quan trực tiếp tới quá trình sinh dầu khí :

1) *Thành hệ cát sét màu tro xám nguồn gốc biển kiểu nền bằng* có diện phân bố rộng. Theo chiều ngang ven rìa sẽ chuyển sang dạng đa sắc màu. Ngoài thành phần cát sét, còn có sét-cacbonat là các thành hệ rất thuận lợi cho quá trình sinh dầu (kerogen I, II và giàu vật liệu hữu cơ) Trong các thành hệ này, đá chứa thường có tính thấm chứa tốt và phân bố trên diện rộng hàng trăm km. Đây là nơi chứa các mỏ dầu khí lớn.

2) *Thành hệ sét-cát đa màu chứa than dạng nền bằng và rìa uốn nếp (rìa lục địa hay rìa mảng)*

Trong các thành hệ này có cả các mỏ dầu khí lớn và nhỏ. Đặc biệt ở lát cắt chứa nhiều than hay sét than (kerogen loại III) có thuận lợi sinh khí và condensat. Tức là liên quan tới khả năng phân tán VLHC và chất lượng bị suy giảm. Đặc điểm của thành hệ cát

sét chứa than là tính phân nhíp rất đa dạng, thay đổi tương nhanh và phân bố hạn chế về diện cũng như bề dày. Đó là các trầm tích gần bờ, vũng, vịnh, cửa sông, delta, alluvi, hồ, đầm lầy nước ngọt.

Đối với các thành hệ chứa than thì diện phân bố sét cát không được duy trì trên diện rộng (nhánh biến đổi tương), phổ biến tính đa khoáng. Tính chất chứa của đá chứa biến đổi nhanh, bề dày nhỏ, phân lớp mỏng và phần lớn mang tính địa phương, tính phân lớp cao. Khoáng vật phổ biến là kaolinit. Vì vậy, lưu lượng của các giếng rất đa dạng (thường không giống nhau, thay đổi tương của đá chứa và lớp chắn thường xuyên). Tính đa dạng trữ lượng dầu khí cũng thường xảy ra.

3) Các thành hệ cacbonat dạng nền bằng chuyển tiếp và uốn nếp. Trong số này có 3 loại cacbonat :

– *Cacbonat hóa học* trong phức hệ đá lục nguyên phân lớp (dạng kết tủa) và có các tích lũy hữu cơ rất lớn là nguồn sinh dầu. Khi phổ biến ở các rìa nền bằng, rìa lục địa thường có lưu lượng và trữ lượng lớn.

– *Cacbonat sinh học* (dạng oolit) có các ám tiêu san hô xen kẽ có lưu lượng và trữ lượng lớn.

– *Cacbonat khối ám tiêu san hô* thường phổ biến ở rìa lục địa thụ động hay rìa nền bằng lớn, rìa và sườn thềm lục địa và...

Nói chung các thành hệ cacbonat thường là tầng chứa lớn, đồng thời cũng là tầng sinh dầu khí (kerogen loại I) và trong điều kiện nhiệt độ thấp cũng là tầng chắn, đặc biệt loại hóa học và sinh học.

5.1.2. Tương

Để nhận rõ mức độ triển vọng dầu khí phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí có hiệu quả cao, ta cần phân tích và phân chia các tương trầm tích. Trong một thành hệ có nhiều tương trầm tích. Trong quá trình xác định tương trầm tích cần lưu ý các chỉ tiêu sau :

– Loại và thành phần vật chất của đá bao gồm cả thành phần hóa và khoáng chất. Đó là khoáng vật tái sinh, các thành phần tạp khác và xi măng.

– Thành phần hạt, màu, cấu trúc, thành phần các mảnh, độ mài tròn, chọn lọc, đặc điểm bề mặt (bề mặt lớp bào mòn, dấu tích gián đoạn trầm tích) hướng xấp xếp các hạt và tàn tích hữu cơ ...

– Đặc điểm kiến trúc: kiểu và đặc điểm phân lớp, mức độ phân lớp, tính chu kỳ và phân nhịp.

– Dạng thế nằm, bề dày và mức độ duy trì vỉa theo diện, đặc điểm chuyển tiếp vào loại đá khác hay tương khác, về quy mô phân bố không gian và thời gian...

– Đặc điểm cổ sinh: thành phần, mức độ bảo tồn và phân bố của các hóa thạch cổ sinh và vi cổ sinh. Tương quan giữa các nhóm sinh vật với nhau về cả số lượng, hình thái, điều kiện sống và mức độ bảo tồn chúng.

– Nồng độ muối và chế độ chứa nước của các bể, các khoáng vật chỉ thị về điều kiện thành tạo và các chỉ thị về địa hóa..

– Hoạt động thủy động lực của môi trường tích lũy trầm tích

– Điều kiện acid– kiềm và oxi hóa khử Eh, năng lượng, pH, tương quan hàm lượng của các hỗn hợp sắt hai và ba ($\text{FeO} / \text{Fe}_2\text{O}_3$).

– Trong một số trường hợp đặc biệt cần quan tâm tới: tỉ số đồng vị của O, C, Sr, S : các số liệu về cổ nhiệt độ: có hay không bụi vũ trụ hay mảnh thiên thạch, sự có mặt của vật liệu núi lửa.

– Đặc điểm và xu hướng của hoạt động kiến tạo, các đặc điểm về chu kỳ và nhịp , nghĩa là phân định ra nhịp biến tiến, biến lùi.

– Nếu có điều kiện so sánh với trầm tích hiện nay.

Đối với phức hệ cacbonat (theo D.L.Wilson) cần lưu ý tới:

– Các tướng nước sâu, nơi các vùng phát triển khối san hô không được đền bù (không phát triển kịp với độ lún chìm).

– Tướng thêm

– Tướng ven rìa và tướng nước sâu của thêm

– Độ dốc của nền bằng phát triển đá cacbonat

– Các ám tiêu sinh học của rìa nền bằng

– Các vùng cát bị rửa trôi bởi dòng nước ngầm

- Các tướng vũng vịnh của thềm
- Các tướng của hồ nước bị hạn chế bởi các hoạt động ám tiêu
- Các tướng bay hơi

Trên cơ sở các thông số nêu trên, có thể xác định 3 loại tướng chính, đó là:

- Tướng lục địa
- Tướng chuyển tiếp
- Tướng biển và đại dương

5.1.2.1 Tướng lục địa

– **Các tướng alluvia:** bao gồm lòng sông, bãi bồi móng ngựa. Các tướng này thường phân bố ở các thung lũng, diện phân bố không lớn, thành phần chủ yếu là vật liệu cát sỏi, có các thấu kính kích thước khác nhau, phân lớp không hoàn chỉnh, hay xuyên cắt lẫn nhau, các lớp mỏng, biến đổi nhanh, thường xen kẽ các lớp bột và sét lục địa. Nơi đây thường chứa các tàn tích thực vật, động vật nước ngọt, động vật trên cạn, nhuyễn thể. Các tướng lòng sông hay phân bố gần các tướng đầm hồ. Màu của chúng thường là màu đỏ, nâu, đôi khi có chứa than lục địa.

– **Tướng hồ nước ngọt:** chứa nhiều tàn tích hữu cơ, thường có các phân lớp nằm ngang rõ ràng nhưng mỏng, chứa nhiều vật liệu hữu cơ và than mùn. Đá chủ yếu là sét, bột, ít khi có sét silic và cacbonat. Trong các hồ ẩm ướt thường có sét bột, còn hồ khô cạn hay có các lớp muối halogen, cacbonat hay sulphat. Đặc điểm chung là phân lớp mỏng, hay có các tàn tích thực vật, màu đỏ và nâu, đa màu phân bố trong phạm vi hẹp. Cấu trúc của lớp thường chỉ ra hướng dòng chảy ở các vùng có doi cát, sét dạng hình côn.

– **Tướng hồ:** trầm tích hồ thường là lục nguyên chứa nhiều tàn tích thực vật. Có 2 loại hồ đó là hồ nước ngọt và hồ muối.

Trong các hồ nước ngọt thường là có các lớp sét phân lớp nằm ngang, chứa nhiều vật liệu hữu cơ sapropel đa sắc màu. Đặc trưng phân lớp mỏng và nằm ngang, có tàn tích thực vật đôi khi xen kẽ sét vôi (macno). Đôi khi có các lớp mỏng hay thấu kính xiên chéo. Có

nhiều hóa thạch động vật nước ngọt như pelicipod, cá, thường xen kẽ các pha biển mỏng hay kiểu gần bờ, có nhiều oxyde sắt.

Đối với các hồ muối thường có cát sét đa sắc màu với các lớp muối halogen (khi có khí hậu khô) và các lớp cacbonat.

- **Tướng prolluvia:** Tướng phức tạp đa dạng được thành tạo do vận chuyển vật liệu hữu cơ bằng các dòng chảy, có hình dạng côn và vạt áo. Trầm tích prolluvia thường thay đổi tướng nhanh từ sét sang bột, cát và sạn sỏi có độ mài tròn và lựa chọn kém. Thành phần thường đa khoáng. Chúng thường phát triển ở vùng trước núi. Đặc điểm chung là: các thể cát sét hình côn thường có vật liệu hữu cơ bị oxy hóa, chứa vật liệu hữu cơ được bảo tồn kém.

Các dạng côn bao gồm sét được thành tạo trong môi trường nước. Các cấu trúc xuyên cắt hay lấp đầy thường là ở phần đỉnh, rất ít khi ở ven rìa. Đặc điểm phân bố hình sin rất đặc trưng ở vùng có dòng chảy và có dạng vạt nhọn.

-**Tướng đầm lầy:** bao gồm các trầm tích nước ngọt, nước lợ, chứa than, than mùn hay than các loại. Có tàn tích thực vật của thân, rễ và lá trong môi trường khử. Trong sét có kaolinit, đôi khi có xiderit và các hỗn hợp khác.

Trầm tích đầm lầy ở gần biển thường xen kẽ các lớp trầm tích biển. Trong lục địa trầm tích đầm lầy thường xen kẽ trầm tích bãi bồi, thung lũng sông, trong chúng thường chứa lớp than mùn. Các mỏ than thường liên quan đến các tướng này, tức trong các tướng đầm lầy chứa than.

Phân lớp nằm ngang, có nhiều tàn tích thực vật và vật liệu hữu cơ sapropel bao gồm sét bột chứa than, sét, sét than, đôi khi có lớp muối halogen, than mùn và vật liệu hữu cơ humic. Màu đen than và màu nâu của lớp than mùn.

-**Tướng gần bờ** (biển gần bờ) thay phân dị nhanh theo chiều ngang. Chúng thường liên quan đến các tướng delta và dòng chảy của sông ở phần hạ lưu. Chứa nhiều vật liệu lục địa do mưa gió, dòng chảy đưa đến. Trong lát cắt có xen kẽ trầm tích biển và đồng bằng ven bờ, có các hóa thạch động vật (nhuyễn thể), các mẫu xương của các động vật lớn, thân gỗ,.....

Mẫu đa dạng và có phân lớp, đôi khi có dạng cân đối, đôi khi không cân đối.

Tướng gần bờ thường phản ánh vai trò chuyển tiếp từ lục địa màu đỏ sang biển màu tro xám.

–**Tướng sa mạc** thường là các trầm tích dạng khối (dạng đồng), không có dòng chảy, bề dày từ vài mét đến hàng trăm mét, biến đổi nhanh. Thường là cát sét, có dạng cấu trúc xiên chéo, đa màu, phân lớp mỏng, phân bố trên diện hẹp, đôi khi xen kẽ trầm tích muối và cacbonat, sét vôi. Ở các vùng sa mạc thường có các đụn cát do gió, ở sa mạc cũng như ven bờ biển, nghèo vật liệu hữu cơ.

Ở các vùng sa mạc chủ yếu có các đụn cát do gió, đôi khi xen kẽ các trầm tích alluvia, prolluvia, và cát có độ bào tròn tốt.

–**Tướng Eolovia** là các trầm tích do gió, thường chiếm diện tích không lớn. Các tích lũy trầm tích eolovia thường xảy ra ở vùng sa mạc.

Đặc trưng là độ bào tròn tốt, thường có kích thước $0,15 \div 3,00$ mm, hoặc chúng phân bố ở ven biển. Phần lớn các hạt được lựa chọn. Có các lớp xiên chéo với các góc có khi tới $30 \div 33^\circ$. Có các gờ, ở trên đỉnh các gờ cát thường có hạt lớn, không có ximăng và hóa thạch.

Thường phân biệt các trầm tích phong gió theo 2 loại :

+ Loại phong gió bờ biển có các đụn cát phân lớp xiên chéo với các hạt bào tròn, chọn lọc tốt, đôi khi có các hạt canxit. Đó là các đồi cát thoải.

Còn các đụn cát sa mạc cũng có độ lựa chọn và bào tròn tốt song hay vắng hóa thạch động thực vật, hay có các oxyt sắt và kiến trúc dạng gió. Đôi khi có cả cacbonat nguồn gốc gió

–**Tướng cacbonat ở vùng khô cạn** các trầm tích do dòng nước ngầm mang đến và kết tủa. Các lớp cacbonat này có diện phân bố rộng. Vì vậy, còn gọi là cacbonat lục địa

Đặc điểm là chúng phân bố trong các trầm tích lục địa, đa sắc màu. Có thể phân ra 7 loại cacbonat: cacbonat vô cơ và cacbonat hữu cơ ở các hồ nhỏ, loại kết tủa do dòng nước mát đưa tới, cũng có khi do dòng nước áp lực đưa tới, kết tủa do bay hơi của hơi nước, do kết tủa

tại chỗ vì quá nồng độ bão hòa, do dòng nước mao dẫn đưa lên và do rửa trôi các đá cacbonat từ nơi khác tới...

Vì vậy, để phân biệt các loại trên cần căn cứ vào độ cứng của đá, cacbonat canxi, hình dáng, tuổi và nguồn gốc sinh thành của chúng.

Cũng có loại cacbonat do tích lũy các hỗn hợp từ bụi cacbonat, do phong hóa đá cacbonat (do rửa trôi)...

–**Tướng băng hà:** các trầm tích băng hà thường có độ lựa chọn, bào tròn kém, hạt thô lẫn các hạt mịn. Trong các lớp sét bột thường có các cát cuội sỏi đa kích thước. Tính đa dạng về kích thước hạt là do băng hà mang đi đến nơi nào đó chúng tự tan băng thấm xuống sâu để lại trầm tích đa dạng này. Vì vậy, từ hạt mịn đến thô, từ bào tròn tốt đến kém thường lẫn lộn

Diện phân bố trầm tích này phụ thuộc vào dòng băng hà, có khi trên phạm vi hẹp, có khi trên diện rộng lớn

–**Tướng elluvia:** là các trầm tích tích lũy ngay tại nơi phá hủy đá gốc. Vì vậy thành phần ít thay đổi so với đá gốc, kích thước hạt đa dạng. Vì vậy trong chúng thường không có phân lớp và vắng các tàn tích hữu cơ. Đó là các kết quả phong hóa và phá hủy đá gốc, do đó, thường chỉ ra các gián đoạn trầm tích. Kích thước hạt bao gồm từ các đá tảng, mảnh vỡ cho đến các sản phẩm phong hóa, sạn sỏi và cuối cùng là các bụi tạo thành lớp thổ nhưỡng. Cấu trúc lộn xộn không phân lớp, sắc cạnh và lốm đốm.

Các khoáng vật thường là xiderit, pyrit, ít hơn có gặp ankerit, dolomit và canxit. Thành phần hạt mịn chiếm tỷ lệ nhỏ.

–**Tướng delluvia:** Trầm tích delluvia được thành tạo do phong hóa đá gốc bởi nước. Loại này thuộc loại chọn lọc kém, góc cạnh, tạo thành các vạt và lấp đầy các thung lũng ở dưới chân núi, đôi khi lại cùng với trầm tích prolluvia.

–**Tướng trầm tích núi lửa trên cạn** có 3 loại:

+ Loại trầm tích núi lửa do phun trào dung nham, vật liệu vụn lên khỏi mặt đất do nổ và đưa vào không khí các vật liệu của vỏ lục địa.

+ Loại lắng đọng trầm tích núi lửa: do tro núi lửa, núi lửa băng hà, do nguồn nước khoáng đưa đến, do lắng đọng trong các hồ của miệng núi lửa

+ Loại trầm tích núi lửa trong môi trường nước

–**Các tướng lục địa khác** (do phù sa) đó là kết quả phong hóa các khoáng vật của đá gốc. Vì vậy, chúng thường có độ rỗng cao và độ cacbonat tăng cao. Có phân lớp song cũng có cấu trúc hình côn của vật liệu đá gốc.

Ngoài ra, theo D.V.Nalivkin còn chia ra trầm tích hang động ở các hang castơ, có sét bột lấp đầy các hang carstơ. Tuy nhiên, diện phân bố hẹp và thường chỉ ở các thung lũng có các hang castơ

5.1.2.2 Các tướng chuyển tiếp (từ lục địa đến biển)

Các tướng kiểu này thường có các đặc điểm: thay đổi nhanh các cấu trúc và kiến trúc lớp, phân bố rộng rãi các gờ sóng ở vùng có dòng chảy, ít lượn sóng và ít xiên chéo, phong phú tàn tích thực vật, có nhiều hóa thạch cổ sinh nước ngọt, có xen lẫn cổ sinh nước lợ, vũng vịnh, gần bờ, tức là có liên quan nhiều đến trầm tích tướng gần bờ. Chúng phân bố trên diện rộng

Vì vậy, có cả các trầm tích vũng vịnh, nước ngọt, nước muối. Đặc điểm nổi bật là chứa nhiều VLHC. Đó chính là các tướng vũng vịnh, cửa sông, đập chắn, delta, vùng thủy triều và các đới chuyển tiếp khác ...

–**Tướng vũng vịnh**: tướng trầm tích vũng vịnh thường gắn với trầm tích biển. Đặc điểm của nó là nồng độ muối có thể cao, cũng như thấp (vì là vùng nước lợ –chuyển tiếp), đồng thời có liên quan tới trầm tích sông phân lớp rõ ràng. Ở vùng khí hậu ẩm nồng độ muối có thể bị nhạt dần do nước mặt hòa tan pha loãng. Ở vùng gần bờ hay có than bùn và than. Còn ở vùng khí hậu khô nồng độ muối có thể tăng cao, đôi khi có cả cacbonat (dolomit) hay muối halogen, sulphat.

Đối với tướng vũng vịnh có thể rất đa dạng như: tướng gần bờ có nồng độ muối hơi thấp, tướng lục địa ở vùng gần bờ, tướng lục địa nhưng xa bờ và tăng cao nồng độ muối dạng nước nông, tướng ven rìa ở các vùng vịnh, cuối cùng là luân phiên tướng khô cạn với loại có nồng độ muối cao theo chế độ thăng trầm của nước biển.

Theo một số chuyên gia (V.G. Makhlaiev, J.K. Pixartiv) có thể phân chia theo sự có mặt của khoáng vật ở vũng vịnh như sau: tương sulphat và sulphat-dolomit, tương sét và bột thạch anh với khoáng vật pirit, sulphat-bột và tương vũng vịnh nước tương đối sâu ($\approx 60\text{m}$ nước) có nồng độ muối cao và các lớp duy trì trên diện rộng, dạng khối hay dạng dải. Ở các vùng có nồng độ muối cao thường chứa các đá phân lớp của sulphat, sulphat-dolomit ở các vùng vũng vịnh bán khép kín nước nâng thường chứa các sét bột đa màu. Còn ở vùng nước tương đối sâu thì sét bột hay có màu tro, bột cát có độ mài tròn tốt, ở các vũng vịnh chứa nhiều vật liệu hữu cơ.

- Tương cửa sông và vùng ngập nước

Vùng cửa sông ngập nước phân lớp xiên chéo, biến tướng nhanh, có dạng kéo dài, dạng phễu. Các dải cát-sét được hình thành do cường độ của dòng chảy và đôi khi có các quặng sắt, mangan trọng sa. Các trầm tích có khi có chiều dài $5 \div 6$ km, rộng $1 \div 2$ km và dày tới $15 \div 20\text{m}$. Tùy vào thủy triều lên xuống có khi trở thành các thung lũng sông gần hồ, có khi chuyển vào vùng biển nông. Trong trường hợp này phát hiện các lớp xiên chéo, các thấu kính dạng sóng. Vật liệu hữu cơ ở vùng này phong phú, có nhiều thành phần thực vật, thậm chí có cả thực vật bậc cao.

- Tương bãi cát và đập chắn

Ở vùng này do ảnh hưởng của sóng thủy triều lên xuống nên tạo thành dải cát ven bờ có dạng kéo dài dọc theo bờ biển. Cát thường là hạt nhỏ và trung có độ mài tròn chọn lọc tốt, độ thấm, độ rỗng tốt đôi khi có sạn sỏi và các mảnh vỡ nhuyễn thể, phân lớp xiên chéo hay dạng khối có dấu vân của sóng. Có mặt các hóa thạch biển và trên cạn, mảnh vỡ thực vật được tích lũy có định hướng.

Các đập chắn thường được tạo thành bởi các dòng nước thủy triều lên xuống, dòng chảy. Có dạng cấu trúc đôi khi vuông góc với dòng chảy hay song song với chúng. Vì vậy, đôi khi các đập cát mang tính á lục địa hay thậm chí lục địa. Nếu các đập cát có hướng đi song song với dòng chảy thường là ở cửa sông, vũng vịnh hẹp. Trên tài liệu địa chấn nếu tách ra được các bãi cát hay đập chắn cát trong lát cắt trầm tích có ý nghĩa to lớn đối với việc tìm kiếm các tích lũy dầu khí.

Trong các đập cát như vậy thường phát hiện glauconit một ít hạt dolomit, đôi khi có hóa thạch biển và cả pirit. Các trầm tích này hay có quan hệ mật thiết với trầm tích cửa sông và vũng vịnh ở vùng nước nông.

-Tướng delta: tướng delta về nguồn gốc có liên quan tới tướng cửa sông, đôi khi xen lẫn hồ, đầm lầy, và vùng gần hồ. Nơi đây thường hay có các rừng ngập mặn hay ngập nước ngọt gần cửa sông .

Có thể phân chia ra 3 phụ tướng delta :

+ Tướng delta trên cạn là các lớp bột cát phân lớp xiên chéo, dạng vạt áo hay móng ngựa. Các lớp bột sét thường chứa nhiều vật liệu thực vật.

+ Tướng delta chuyển tiếp là các trầm tích cát-bột của các đập chắn cửa rộng, gần bờ, ở vùng thủy triều lên xuống, cũng như dòng chảy nhỏ.

Đặc điểm là các lớp cát-bột-sét đa dạng, nghĩa là có loại nghiêng, xiên chéo, lượn sóng và cả phân lớp nằm ngang .

+ Tướng delta dưới nước là phần biển của delta thường bao gồm các lớp nghiêng có bề dày lớn. Càng xa bờ thành phần hạt càng nhỏ, càng mịn hơn, phân lớp rõ ràng hơn, chứa nhiều trầm tích động vật hơn là trầm tích thực vật. Độ bào tròn lựa chọn càng tốt hơn.

Nói chung, trong trầm tích delta thường gặp các mỏ than, dầu khí và các quặng đồng, mangan, sắt, đôi khi cả vàng trọng sa, các khoáng vật nặng khác và các nguyên tố hiếm.

-Tướng thủy triều lên - xuống

Ở vùng thủy triều lên-xuống thường gặp các tướng cát-bột, sét, dạng dải hẹp dọc theo đường bờ. Cấu trúc dạng sóng nghiêng, thấu kính và phân lớp cát sét xen kẽ. Đôi khi gặp dấu tích dòng chảy và các dấu tích dong tảo. Trong các thung lũng thủy triều hay phân bố các đập cát, các đảo chắn

Ở vùng này gặp các gặp các thân cát sét đôi khi mang tính lục địa, đôi khi mang đặc điểm ven bờ biển.

Nơi đây hay gặp các vỉa than, tàn tích thực vật và vùng có các hóa đá động vật. Rất phát triển dong vùng nước lợ, các đầm lầy chứa muối, rế cây. Các lớp sét chứa nhiều vật liệu hữu cơ.

-Các tướng khác

Ở các tướng chuyển tiếp từ vùng nước lợ vào biển thường phát triển dong tảo, cỏ biển (plankton), các loài dong cỏ biển bám đáy và vùng có đá vôi oolit, dolomit, phù hợp với vùng biển nông hay các muối sulphat khác,

Ở đây thấy chuyển các tướng thêm sang vùng vũng vịnh (nước lợ) với các trầm tích biển nước nông dòng chảy kém phát triển tới các tướng vùng nước lợ phổ biến ghips và dolomit.

Theo R.Goldring 1971, ở vùng chuyển tiếp có thể chia ra: tướng tiền delta, tướng thủy triều lên xuống, tướng bãi cát, đập chắn ngầm, tướng vũng vịnh và các kênh lạch ở đới nước nông và các hồ nước ngọt gần biển

Có thể có tướng cacbonat ở vùng biển nông màu tro xám đến các lớp ghips, dolomit đến các trầm tích lục nguyên màu đỏ ở gần bờ, cửa sông... Trong chúng chứa nhiều vật liệu hữu cơ, than và các loại muối khác nhau.

5.1.2.3 Các tướng biển và đại dương

Có 3 loại cơ bản: tướng thêm, ám tiêu, và nước sâu

a. Các tướng thêm: là loại tướng đa dạng, phức tạp từ cát-bột-sét biển tới các loại đá vôi nhiều hóa đá động thực vật. Trong sét có cả sét-silic, đá vôi ám tiêu, đá vôi sinh hóa và hóa học

Vì vậy, cần phân biệt các loại tướng thêm sau đây: tướng ven bờ (bithoral), tướng gần bờ, tướng nước nông, tướng thêm giữa, tướng nước sâu trung bình, ở đới nếp uốn của thêm tướng dòng chảy đáy

-Tướng ven bờ (bithoral): miền duyên hải có độ sâu tới 30m đôi khi đới sâu hơn 100m, bao gồm tướng bãi cát và đới thủy triều lên xuống như đã nêu trên.

VD : Tướng bãi cát thường là các vùng ven bờ, phân lớp xiên chéo, vùng nước lợ. Ở đây hay gặp trầm tích thực vật và động vật.

Trầm tích từ hạt mịn tới thô, đôi khi có cả sạn sỏi, nhưng ít. Ngoài ra còn gặp cả xi măng cacbonat.

-Tướng gần bờ (biển gần bờ): đó là các thân cát-sét hẹp dạng dải phân bố dọc theo đường bờ. Kích thước hạt đa dạng, song phần lớn là hạt mịn có chứa nhiều hóa thạch động thực vật, đặc biệt loại nhuyễn thể. Đôi khi loại này cũng khó phân biệt với loại ven bờ nhưng chắc chắn luôn là vùng trầm tích biển nông với độ sâu dưới 30m. Ở vùng này hay phát triển dong đá, loại dong nâu. Hơn nữa ở vùng này nồng độ cacbonat cao hơn, vì vậy đôi khi có cả sét vôi. Ở một số vùng còn có cả các trầm tích cuội, sạn, sỏi, cát sét bột và đá vôi chứa rong, vôi sét và dolomit.

Đặc điểm nữa của trầm tích gần bờ là phổ biến có các lớp cát với độ lựa chọn bào tròn tốt, có các mảnh động thực vật, có các thành tạo đá vôi oolit, có các dấu tích dòng chảy mạnh, đôi khi có các oxyt sắt Fe_2O_3 , ở các vùng nước đứng có các lớp sét biển. Có các bề mặt lớp có dấu tích sự rửa trôi. Ở một số vùng trầm tích gần hồ có màu xám tro.

Tóm lại có 2 loại chính của tướng gần bờ:

+ Tướng gần bờ phân lớp mỏng ngoài cát sét còn có cuội, sạn, sỏi, thậm chí cả cuội kết (conglomerat).

+ Các tướng hạt mịn gần bờ có các dấu hiệu rửa trôi, phân lớp mỏng, đôi khi có xen kẽ các lớp sét vôi (macnơ), hay đá vôi khác, nơi rất phát triển dong đá.

-Tướng nước biển nông: trong tướng này rất phát triển đá lục nguyên và đá cacbonat ở độ sâu từ vài mét đến 100m.

+ Đặc điểm của nó là sét màu tối (màu tro xám, xanh, nâu tối), ít khi gặp màu tro sáng. Có các hóa đá foram và radiolari. Các lớp sét có bề dày từ nhỏ tới lớn. Rất phát triển rong đáy cỏ biển.

+ Sét silic với các dấu tích radiolari màu hồng, đôi khi màu tro sáng.

+ Đặc điểm thứ ba là có các lớp sét vôi (magơ) mỏng với các tàn tích của cá. Trầm tích màu hồng sáng hay trắng sáng. Có dấu tích của foram, nhuyễn thể....

Diện tích của các lớp sét, cát và đá vôi (sét vôi) phát triển rộng. Đa dạng sinh vật, xen lẫn luân phiên sét cát lục nguyên với

carbonat. Đôi khi có dấu tích mỏ điều kiện oxy-hóa ($\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO} > 1$) ở độ sâu <100m. Tuy vậy chủ yếu phát triển 2 loại:

+ Loại đá cát hạt mịn-bột lục nguyên có glauconit có nhiều hóa đá sinh vật, phân lớp nằm ngang dạng sóng, phát triển dong, cỏ biển.

+ Loại carbonat rất phong phú hóa đá sinh vật và các sét bột chứa vôi. Các khối ám tiêu san hô phát triển mạnh.

-Tướng thêm giữa: Các tướng này phát triển ở độ sâu 100m ÷ 150m.

+Đặc điểm của tướng này là vắng mặt trầm tích lục nguyên (cát lục nguyên).

+Dòng chảy yếu hơn so với vùng nước nông

+Phân lớp nằm ngang, có các bùn vôi

+Tỷ lệ sắt $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ chỉ còn dao động từ 0,3÷1,0

+Có các hóa đá động vật, tuy nhiên ở tỷ lệ ít hơn so với vùng nước nông.

Trong phạm vi nông (đới trên), với tỷ lệ $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}=0,5\div 1,0$ thường phát triển đá vôi, nhiều hóa thạch pelecypod, foram cỡ lớn và braciopod.

Trong phạm vi đới dưới với tỷ lệ $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}=0,6\div 0,3$ thường bắt gặp sét nằm ngang, dòng chảy yếu, vắng cát hạt thô, giảm lượng hóa đá là nhuyễn thể, rất ít khi có carbonat (thường chỉ là bùn vôi).

-Tướng biển sâu trung bình: Thường gặp ở độ sâu từ 70÷100m tới 500m, thế giới sinh vật giảm đi nhiều. Các ám tiêu rất ít, đôi khi không còn. Có nhiều các trầm tích sét và sét vôi chủ yếu ở độ sâu 150÷500m nước.

Đặc điểm của nó là: phân lớp nằm ngang trên diện rộng, phần lớn là sét và sét vôi, giảm lượng hóa thạch rất nhiều, không thấy phân nhíp rõ ràng.

Tỷ lệ $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ chỉ còn 0,2÷0,5. Trầm tích chủ yếu là sét-bột. Hóa thạch chủ yếu là loại ammonit và pelecypod.

-Tướng ở miền uốn nếp của thêm: (thường chuyển tiếp từ vùng nước nông đến nước sâu)

Các trầm tích thường có màu tro xám-xanh của vôi, đá vôi oolit, xen lẫn sét bột xám xanh. Thường phân lớp xiên chéo, ít khi nằm ngang. Tỷ lệ $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ thường đạt $<0,5$. Các lớp trầm tích thay đổi nhanh bề dày. Có hai loại tướng trầm tích:

+ Ở độ sâu vài trăm mét tích lũy các trầm tích sét và sét vôi xen kẽ. Thường có các hóa thạch braciopod, corral, cefalopod và dạng que.

+ Ở độ sâu lớn hơn thường tích lũy trầm tích hạt mịn với các lớp mỏng cacbonat (sét vôi). Phân lớp xiên chéo có các dạng thấu kính. Đôi khi gặp phân nhíp mỏng dạng flash, cacbonat dạng khối rất ít. Vì ở sườn dốc thêm nên đôi khi có cả mảnh vỡ của trầm tích do dòng nước phá hủy mang tới.

-Tướng dòng chảy đáy: các tướng dòng chảy đáy bao gồm đới thêm hở, đới có sóng mạnh và thường xuyên có dòng chảy biển hay đại dương, hay trong dòng chảy sườn, dãy đá ngầm đại dương:

+ *Tướng thêm hở* có các đặc trưng: phát triển thường xuyên phân lớp xiên một chiều, phát triển loại cacbonat oolit và các mảnh carbonat mài tròn, chọn lọc tốt, vắng các vật liệu sét, có các lớp riêng biệt của nhuyễn thể braciopod, pelecypod và các foram lớn. Chúng phân bố ở các độ sâu khác nhau. Ở đây có thể thấy sự luân phiên về diện cũng như trên lát cắt các tướng biển nông với tướng thêm giữa, đôi khi cả tướng biển tương đối sâu, phát hiện giá trị của tỉ số $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ giảm liên tục theo lát cắt (theo chiều tăng độ sâu lắng đọng trầm tích) từ 20 xuống còn 0,5 đến 0.

Ví dụ, tiến trình diễn biến như sau :

- Đới cát hạt thô sạn sỏi ở vùng biển nông có dòng chảy mạnh với dạng phân lớp xiên chéo, đôi khi thấy vùng rửa trôi thì tỷ số $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO} = 5 \div 20$.

- Ở đới có cát với carbonat hữu cơ và bột lục nguyên với mảnh vỡ được mài tròn tốt thì tỷ lệ $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ chỉ còn đạt $2 \div 5$ phân bố trên diện tích rộng ở độ sâu $25 \div 60$ m.

- Tương cát có chứa vôi oolit, hoặc cacbonat. Ở độ sâu 70÷90m, diện phân bố rộng. Ở đây, phát hiện $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ chỉ còn 1 ÷ 3.

- Còn ở các vùng sâu hơn 60 ÷ 100m có xen kẽ cát kết chứa vôi từ dạng oolit tới các cát sét hạt mịn là biểu hiện tác động của dòng chảy và tỷ số $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ chỉ còn 1,25 ÷ 1,5.

- Ở các tương cát phân lớp xiên nhưng thoải hơn với các trầm tích của braciopod, loại chân mái chèo và có các canxit hạt mịn là biểu hiện của tương chuyển tiếp từ biên nông tới sâu trung bình. Tỷ lệ $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO} = 1$.

- Đôi khi gặp các lớp cát hạt nhỏ phân bố thoải, rất ít khi bơi xiên chéo, thường lẫn với các lớp bột sét vôi ở độ sâu lớn (tới 150m). Tỷ số $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{FeO}$ chỉ còn 0,5 ÷ 0,7.

+ *Tương ở đới có dòng chảy thường xuyên của biển và đại dương.*

Trầm tích tương này là cát có độ chọn lọc tốt, bột và sét phân lớp hơi xiên, dạng sóng một chiều, đôi khi đa chiều. Các gờ bất đối xứng, phát hiện foram nước sâu globigerin. Trên bề mặt lớp có khi phát hiện các dấu tích của dòng chảy đáy. Một số đá gốc lộ ra dấu tích của bào mòn và rửa trôi .

+ *Tương đáy đá ngầm:* ở các đới phát hiện dấu tích dòng chảy mạnh, đôi chỗ thể hiện sự rửa trôi, bào mòn.

+ *Tương dòng chảy sườn:* ở các vùng nước sâu (sườn hay chân lục địa), thậm chí sườn nghiêng của các địa hào phát hiện trầm tích nước sâu tới 2000m, đó là sét bột màu xám tro.

b. Các tương ám tiêu: (còn gọi là khối xây sinh học). Các đới ám tiêu có khi phát triển dài tới 2000km, rộng 200km và dày tới 400m (ở Úc), ở Bikini các khối ám tiêu đạt tới bề dày 780m. Chúng phát triển ở vùng đá ngầm, nhưng không bao giờ nhô lên khỏi mặt nước. Đáy chìm tới châu san hô phát triển lên tiếp. Trừ khi tốc độ lún chìm quá nhanh chúng không phát triển kịp mới chết, chúng thường phát triển ở vùng nước ấm và trong.

Đặc điểm của nó là cấu trúc dạng khối, tuy nhiên cấu trúc và kiến trúc không đồng nhất, có các mảnh vỡ đá cacbonat và có các trầm tích hữu cơ nhưng phân bố không đều, thường có thành phần khoáng hóa đồng nhất. Có các hang hốc nguyên sinh và các hang hốc

thứ sinh do rửa trôi các vách ngăn tạo thành các lỗ hổng lưu thông (độ rỗng thứ sinh).

Căn cứ vào nguồn gốc cũng như dạng phân bố có thể phân ra các dạng sau :

1. Loại chính cống ám tiêu là các khối phát triển loài san hô dạng ống.

2. Loại bên sườn các khối ám tiêu là các đới tích lũy các mảnh vỡ của khối ám tiêu do sóng, do dòng chảy.

3. Vùng giữ các vũng vịnh có ám tiêu và vùng nước nông. Sản phẩm là các trầm tích cacbonat do phá hủy các khối ám tiêu và đá lục nguyên. Ở đây hay phát triển các lớp dolomit, đá vôi hạt mịn, bột, sét vôi, rất ít khi có các khối san hô.

4. Vùng có các trầm tích cacbonat hạt mịn ở ngoài sườn các khối ám tiêu, nơi tương đối sâu do bào mòn các cacbonat từ các khối ám tiêu mang đến.

Đôi khi các phức hệ ám tiêu có liên quan đến các thành hệ (tướng) chứa muối, các sét vôi. Phân lớp mỏng và các tàn tích sinh vật. Bên cạnh các ám tiêu thường phát triển dong chứa vôi (dong vôi). Ở Ấn Độ Dương và Thái Bình Dương phát hiện một số vùng phát triển san hô và dong đáy ở bên cạnh nhau, vì vậy trầm tích mang đặc điểm của dong-san hô (dong xanh). Có nhiều hóa đá foram.

c. Các tướng nước sâu

Đó là các tướng ở ngoài sườn lục địa, thường tích lũy ở vùng nước sâu. Vùng được phân ra 5 loại sau đây :

1. Tướng trầm tích ở sườn lục địa và biển sâu từ 180 m tới vài km.

2. Tướng ở các địa hào nước sâu

3. Tướng trầm tích biển sâu từ 200÷400 tới 2÷3 km. Có người cho rằng ranh giới trên cùng là sườn lục địa.

4. Loại tướng á nước sâu thường liên quan đến các đáy của biển. Có rất ít tàn tích sinh vật (<3÷4 km).

5. Loại tướng nước sâu tới 3÷4 km thậm chí tới 4÷5 km (theo Diedze and Molden 1966) là vùng địa hào của đáy đại dương hay là đáy của các lòng chảo của biển nên ít sinh vật.

Tóm lại, các trầm tích ở vùng á sâu thường là sét phiếm đá vôi radiolari, có sét bột dạng fliish với tướng đá cacbonat, vắng hoặc rất ít các hóa thạch sinh vật, có các trầm tích turbidit sét với bề dày rất mỏng.

Còn ở vùng nước sâu đặc trưng các trầm tích sét silic với các mảnh đá andesit, gabro, basalt kèm với ofiolit. Các cuội kết grauvac, sạn sỏi kết và cát kết, luôn chứa các mảnh phún suất và ophiolit, vắng các hóa thạch sinh vật.

Bề dày của trầm tích nhỏ hơn rất nhiều, có thể nhỏ tới 5÷6 lần so với vùng nước nông (biển nông), không phát hiện mối liên quan nào với trầm tích biển nông, không phát hiện tính nhịp. Hệ số oxy hóa Fe_2O_3 / FeO rất thấp chỉ đạt 0÷0.3. Các trầm tích này thường là giai đoạn cuối của chu kỳ biển tiến lớn.

Mẫu của đá thường tro xám, kiến trúc dạng khối.

Tóm lại các thành hệ và tỷ mỷ hơn là các tướng trầm tích hoàn toàn lệ thuộc vào địa hình (đáy biển), khí hậu và tương ứng với các loại sinh vật có thể cư ngụ. Trong các tướng nêu trên thì trầm tích có bề dày lớn đa dạng, phân bố rộng thường gắn với các vùng biển nông, ven bờ. Còn ở vùng nước sâu hay á nước sâu, trầm tích bị hạn chế vì xa nguồn cung cấp, dạng phân lớp mỏng (á sâu) và kiến trúc dạng khối ở vùng nước sâu.

Các tướng chứa nhiều VCHC là các tướng đầm lầy, hồ, vũng vịnh, cửa sông và vùng ngập nước, delta, biển nông và các tướng ám tiêu và cacbonat sinh vật. Chúng là nguồn cung cấp dầu khí chủ yếu trong các bể trầm tích.

5.2 Các kiểu bể trầm tích

Bể trầm tích là một vùng lún chìm rộng lớn của vỏ lục địa được lấp đầy bởi các vật liệu trầm tích và được giới hạn bởi các vùng nâng xung quanh. Bể được hình thành do hoạt động kiến tạo nứt tách. Tiếp là các hoạt động kiến tạo thăng trầm của vỏ lục địa ở khu vực nâng, song lún chìm chiếm ưu thế tạo cơ hội tích lũy trầm tích thuộc các tướng khác nhau và tuổi khác nhau.

Mỗi bể trầm tích thường đặc trưng bằng tốc độ lún chìm và tích lũy trầm tích, bề dày và đặc điểm thạch học tương đá, chế độ nhiệt, đặc điểm chôn vùi và bảo tồn, chuyển hóa VLHC, phạm vi sinh và di cư dầu khí, đặc điểm tích lũy và bảo tồn chúng....

Hiện nay có nhiều kiểu phân loại các bể trầm tích, tùy thuộc vào vị trí của các bể và các yếu tố kiến tạo khác nhau. Đó là các bể trầm tích trước núi, giữa núi, trước cung, sau cung và trên cung, nội lục hay ven rìa, nền bằng hay miền uốn nếp, bể thềm hay ven rìa, quan hệ với nguồn cung cấp vật liệu, quan hệ với các hệ thống đứt gãy. Dưới đây phân tích từng kiểu bể trầm tích (H5.1 và bảng 5.1)

5.2.1 Theo tương quan của các bể trầm tích với các vùng núi xung quanh (Bakirov AA)

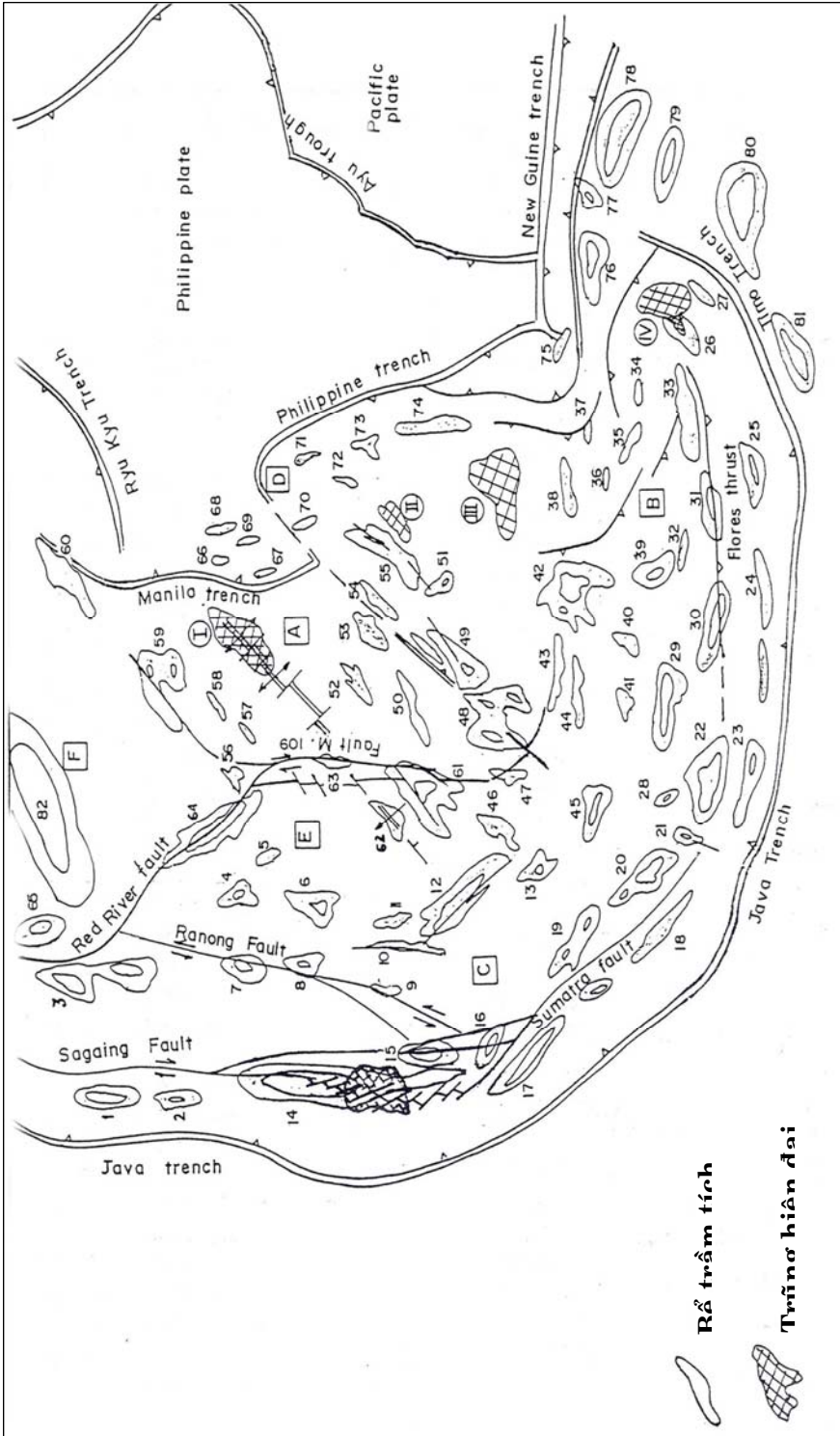
Trong tương quan này có thể phân bể trầm tích thành 4 loại: trước núi, giữa núi, các quần đảo núi lửa và nền bằng.

-Loại bể trước núi: Đó là các bể bất đối xứng có một cánh gá kề với các dãy núi uốn nếp. Các dãy núi này là nguồn cung cấp vật liệu trầm tích lục địa khổng lồ. Cánh kia thường hướng về phía biển hay đại dương.

Đặc điểm của các thành hệ trầm tích là có bề dày lớn, các góc của lớp rất dốc, thay đổi tương nhanh theo chiều ngang về phía biển. Trong lát cắt trầm tích biển nông và các đá núi lửa thường có các đá cacbonat (magnơ, đá vôi). Sự pha tạp các trầm tích lục địa-biển rất phổ biến ở đới hút chìm. Ví dụ các bể thuộc loại này là Phú Khánh (63), Nam Côn Sơn (61), Sông Hồng (64), Java (24), Tân Ghinê (76÷78)...

-Loại bể giữa núi là bể nằm giữa các dải núi. Đặc điểm của chúng là thường bị giới hạn bởi các dải uốn nếp xung quanh với các cánh cân đối hơn. Ở phần đáy nơi có các địa hào thường là trầm tích molass, ở đáy và ven rìa thường có vật liệu hạt thô, thay đổi tương nhanh theo chiều đứng: Trầm tích phổ biến là đầm hồ lục địa, đôi khi nước lợ. Trầm tích biển hạn chế.

Ví dụ loại bể này là: bể Cửu Long (62), Mã lai (12), Biliton (29), Đông Bắc Java (30) vv...



Hình 5.1 Sơ đồ phân bố các bề trầm tích chính ở Đông Nam Á (Hoàng Đình Tiến thành lập 1995 theo số liệu của Statoil, AGIP, Petro Paoletti và Miao CiangKing)

Bảng 5.1 Các bể trầm tích chính ở Đông Nam Á

STT	Tên bể	STT	Tên Bể
1	Hindwin(Burma)	42	Kutey
2	Minbu	43	Ketuagau
3	Nanpanjiang simno	44	Melawi
4	Sakhon Nakhon	45	Bangka depression
5	Savannakhet	46	W.Natuna
6	Khorat	47	E.Natuna
7	Phuanulok	48	Sarawak
8	Chao Prava	49	Sabah (Brunei)
9	Chumphon	50	Truong sa
10	Pattani	51	Jandapan (Tarakan)
11	Khmer	52	Eastern sea
12	Malay	53	Red
13	Penyu	54	S. Palawan
14	Adaman	55	S.E Palawan
15	Lergu	56	S.E.Hainan
16	N. Sumatra	57	Hoang sa
17	Bibolga Sumatra	58	Xisha
18	Bengkulu outer arc	59	Zhujang Kou
19	Central Sumatra	60	S.E. Taiwan
20	S. Sumatra	61	Nam Con Son
21	Sunda	62	Cuu Long
22	N.W.Java	63	Phu Khanh (Quang da)
23	S. java sea Java	64	Gulf Bac bo
24	Bali Lombol outer arc	65	Khuxiang
25	Savu	66	Hoco
26	Weber	67	W. Luzon
27	Tanimbar	68	Cagayan Valley
28	Asri	69	Central Luzon
29	Biliton	70	Mindoro
30	N.E.java	71	S.E.Luzon (Bicol)
31	Flores	72	Lloilo (Panay)
32	Spermonde	73	Visayan sea
33	Tukangbesi	74	Agusan – Davao
34	W.Buru	75	Halmahera
35	Salabangka	76	Bintuni (Salawati)
36	Panggai	77	Waipona
37	Sula	78	Waropen
38	Gorontalo	79	Akimaugah
39	S. Makassar	80	Arafura
40	Barito	81	Boney Shoal
41	Pem Buang	82	Nanpanjiang

-Loại bể thuộc các quần đảo núi lửa. Đặc điểm của các loại bể này là phát triển dọc theo các vành đai núi lửa. Ví dụ, ở Philippin, Indonesia. Đặc điểm điển hình là phạm vi phân bố hạn chế (hẹp) về diện tích. Lát cắt chủ yếu là trầm tích trẻ. Vật liệu trầm tích là các sản phẩm bào mòn, xâm thực từ các dải núi trẻ, được tích lũy trong môi trường nước. Các ám tiêu san hô hay phát triển ở các dải núi lửa đã tắt và phát triển ngầm dưới nước.

Ví dụ loại bể này là: Mindoro (70), Đông Nam Luson (71), Iloilo (Panay,72), Agusan –Davao (74) của Philippin,....

-Loại bể dạng nền bằng (nội nền bằng). Đặc điểm trầm tích là phân lớp nhanh, mỏng và trải trên diện tích rộng. Thế nằm của lớp thường nằm ngang. Chúng thường phân bố ở các nền bằng cổ hay trẻ. Trầm tích thường là trầm tích lục nguyên tương lục địa, xen kẽ mỏng và nhanh. Ví dụ, loại này là bể Zhujang Kou (59) NanpanJiang (82) ...

5.2.2 Theo tương quan của các bể trầm tích với các dãy cung đảo (theo Grigoren J.N, NalivKin VD, Khain V.E, Arkhipov V.E ...).

Thường có 3 loại: trước cung và trong cung, sau cung và hậu cung

-Các bể phân bố ở trước cung hay trong cung thường gắn liền với trước cung như nội cung của hệ thống cung núi lửa. Đặc điểm của chúng là các bể dạng dải kéo dài dọc theo hệ thống cung núi lửa. Vì vậy, vật liệu trầm tích là đa dạng bao gồm lục địa, biển, vật liệu núi lửa xen kẽ. Các bể này thường liên quan tới các địa hào khu vực. Ví dụ kiểu này là các bể ở phía ngoài hệ thống cung đảo núi lửa philippin (71, 72, 73 và 74), ở indonesia (17, 18, 23, 24, 24, 80, 81), ở New Guine (76, 77, 78 và 79).

-Các bể sau cung là các bể phân bố ngay sát phía sau các hệ thống cung đảo. Đặc điểm của chúng là cũng có dạng kéo dài dọc theo hệ thống cung đảo và mang đặc điểm của vùng rìa lục địa hoạt động tích cực như các bể dạng trước cung và trong cung. Đồng thời chúng thường liên quan tới các đứt gãy khu vực và địa phương.

Các ví dụ kiểu này là một loạt bể trầm tích phân bố dọc theo đứt gãy flores và Sumatra của Indonesia (các bể 16, 19, 20, 22, 30, 31 và 33).

– **Các bể hậu cung** là các bể phân bố xa cung trên vỏ lục địa hoàn toàn. Về nguồn gốc các bể này ít liên quan tới các hệ thống cung đảo vì ở sâu trong vỏ lục địa. Đương nhiên trong các vùng biển nông của thềm Sunda cũng có các trầm tích lục nguyên, trầm tích biển nông và chịu tác động của hoạt động kiến tạo của các vi mảng. Ví dụ các bể loại này là 12, 13, 29, 32, 42, 45, 49 và 51...

5.2.3 Theo tương quan với vùng thềm lục địa (ví dụ, thềm Sunda ở Đông Nam Á) (Pietro Paoletti)

Trong phạm vi thềm lục địa có thể phân chia thành 4 loại: bể thềm, bể rìa lục địa, bể hệ thống cung đảo và bể loại biển rìa.

Bể thềm (Shelf) chủ yếu phân bố ở thềm lục địa, tức là thuộc về vỏ lục địa. Ở đây, xảy ra quá trình phá hủy mạnh mẽ, bào mòn, rửa trôi các vật liệu bị đập vỡ từ các khối núi, đặc biệt xảy ra mạnh mẽ ở các đới có ứng suất khu vực (nén ép, chuyển dịch).

Do ứng suất kiến tạo hình thành các hệ thống đứt gãy lớn và sâu mang tính khu vực tạo tiền đề cho sự dịch chuyển các khối theo chiều ngang cũng như chiều đứng, bao gồm cả chuyển động xoay. Do đó, có thể lại phân chia loại này thành 2 nhóm:

a) Nhóm bể phát triển chủ yếu dọc theo hệ thống đứt gãy sâu phá hủy. Ví dụ, bể Sông Hồng, Phú Khánh,..... đặc trưng là biến tướng nhanh.

b) Nhóm thứ 2 đặc trưng bằng việc tích lũy các trầm tích lục nguyên dày do đới phá hủy tích cực và bào mòn từ các vùng núi cao trong thời gian chuyển dịch của các khối. Nếu quá trình tích lũy ô ạt các vật liệu vụn, đặc biệt sét ở phần trung tâm dẫn đến hình thành các núi lửa bùn hay các diapirism sét.

– Điểm nổi bật của cả 2 nhóm trên là có xen các trầm tích đầm hồ lục địa bao gồm có cát bột, sét, than, sét than, thậm chí cả sét màu đỏ hay đa màu. Trầm tích biển bị hạn chế. Bên cạnh các trầm tích tương lòng sông, delta còn thấy cả trầm tích biển nông và có xen kẽ các đá cacbonat (ví dụ bể Nam Côn Sơn (61, Sarawak(48),.....)

Kiểu bể rìa lục địa (continental marginal): kiểu bể này thường phân bố ở nơi chuyển tiếp giữa 2 vỏ đại dương và lục địa. Đặc điểm các bể này là bất đối xứng về cấu trúc và có các tương trao đổi (biến tướng nhanh). Ở cánh lục địa thường tích lũy các tập trầm tích dày

của dòng chảy và delta. Còn ở các cánh kia hướng tới biển hay đại dương thường được tích lũy các trầm tích tương biển nông và các thành tạo núi lửa.

Ví dụ kiểu này là bể Phú Khánh và Nam Côn Sơn và các bể khác (63, 61, 48, 49, 55, 42, 76, 77, 78...).

Kiểu bể thuộc cung đảo núi lửa (archipelagic). Đây là kiểu bể chuyển tiếp từ lục địa tới đại dương. Vì vậy, trầm tích núi lửa phổ biến. Các bể này thường nằm ở đới bất ổn về hoạt động kiến tạo và gần nguồn cung cấp, bào mòn vật liệu. Các tập trầm tích khó duy trì bề dày theo chiều ngang cũng như chiều đứng. Ví dụ điển hình là các bể thuộc quần đảo Philippine và Indonesia...là nơi đang mở rộng vùng thềm bên phía biển (ví dụ các bể 66, 74 của Philippine mục 5.2.2)

Kiểu bể ven rìa (marginal-sea) được tạo thành do tách giãn đáy, ở các vùng nước sâu (có khi tới 3 đến 5 km). Ở đáy có mặt lớp SiAl bị phủ bởi các trầm tích mỏng. Đá thường là turbidit được tích lũy do dòng chảy đáy biển hay trượt theo sườn dốc của dải đá ngầm. Đặc điểm này rất phổ biến ở các biển hiện đại thuộc dải Tây Thái Bình Dương (ví dụ, kiểu này là các bể trung tâm Biển Đông, Zulu, Sulawesi, Banda và Andaman...)

5.2.4 Đặc trưng của các bể theo quan hệ với các nguồn gốc cung cấp vật liệu

Một số nhà nghiên cứu (Harry Doust, Gerard Jimbat), còn căn cứ vào cự ly tới nguồn cung cấp vật liệu. Theo khái niệm này có 3 loại bể trầm tích: cận nguồn, tương đối xa nguồn và rất xa nguồn vật liệu.

- **Kiểu bể gần cận nguồn cung cấp vật liệu:** Đặc trưng là tích lũy các vật liệu thô, bao gồm chủ yếu các tương lục địa, hồ đầm lầy rất phong phú vật liệu than, có nơi là trầm tích delta, nước biển nông. Các vật liệu này chứa nhiều vật liệu hữu cơ đầm hồ, delta, cửa sông có phổ biến than thành phần parafin với hàm lượng cao, ít lưu huỳnh, đôi khi có cả dòng nước ngọt (ví dụ: bể Phú Khánh (63), Cửu Long (62), Ma Lai (12) và Sông Hồng (64).

- **Các bể tương đối xa nguồn.** Theo lát cát thì thấy giảm thành phần hạt thô. Trong các loại tương thấy tương phổ biến nước lợ, đầm lầy, đôi khi cả hồ, vũng vịnh. Tiêu biểu loại này là các bể Nam Côn Sơn(61), Sarawak(48) và Sabah (Brunei, 49)..

- **Kiểu bể hoàn toàn xa bờ.** Đặc trưng kiểu này là đa tướng, từ đồng bằng delta tới biển. Bên cạnh đá lục nguyên còn phát triển tướng cacbonat. Thành phần hạt mịn chiếm chủ yếu. Ví dụ kiểu này là: phía Bắc Sarawak, một số bể hiện nay ở Philippine(70÷74), phía Đông Indonesia (48).

- Cần nhấn mạnh rằng, các bể kiểu gần bờ hay xa bờ cũng có từng giai đoạn, cũng có thể vào giai đoạn đầu sau khi nứt tách, các bể kiểu này được tích lũy hạt thô gần bờ (dạng molass ở các graben, gần nguồn) và sau là các trầm tích đầm hồ, delta có chứa than. Do biển mở rộng, bể lún chìm tiếp lại được tích lũy trầm tích biển nông, tức xa bờ (xa nguồn) do biển tiến. Tức là các chế độ tích lũy trầm tích khác nhau của bể phụ thuộc vào lịch sử tiến hóa của nó, có liên quan mật thiết với chiều hướng phát triển kiến tạo khu vực và địa phương.

5.2.5 Mối quan hệ của các bể với hệ thống đứt gãy

Đa phần các bể trầm tích trực tiếp hay gián tiếp có liên quan tới đứt gãy sâu. Nghĩa là các bể được hình thành do sự hình thành các đứt gãy sâu tạo thành các graben. Nói cách khác các đứt gãy sâu thường khống chế hình thái của các bể trầm tích. Phần lớn các bể trầm tích lớn ở Đông Nam Á đều có dạng kéo dài dọc theo các đứt gãy sâu.

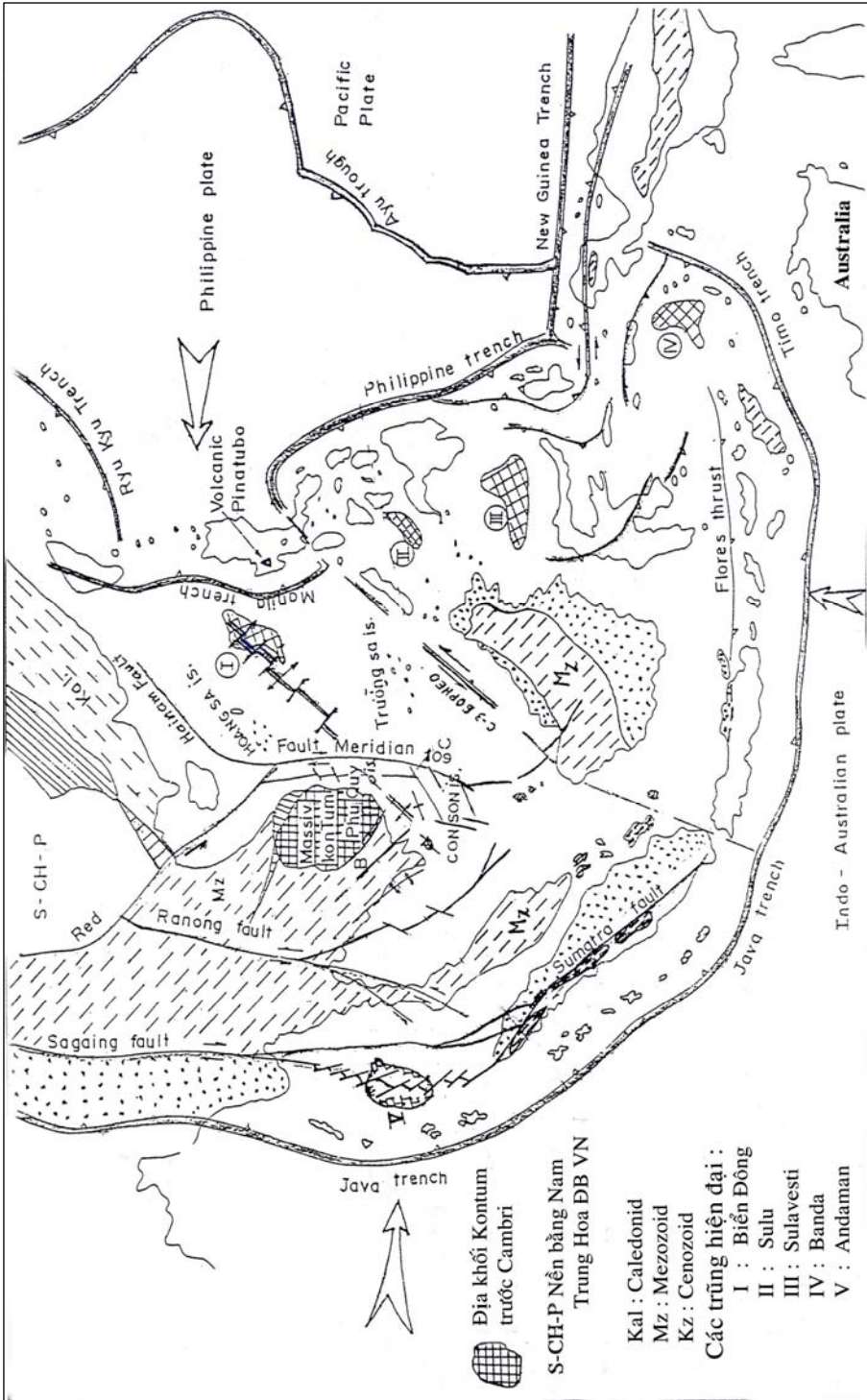
Ví dụ, các bể ở xung quanh đảo Sumatra (16, 17, 18, 19, 20) phát triển dọc theo đứt gãy Sumatra. Các bể 24, 25, 30, 31 và 33 phát triển dọc theo đứt gãy Flores. Bể Sông Hồng phát triển dọc theo đới khâu Sông Hồng. Bể Phú Khánh, Nam Côn Sơn phát triển dọc theo hệ đứt gãy kinh tuyến 109⁰. Các bể số 1, 2, 14 và 15 phát triển dài theo đứt gãy Sagaing,..(H.5.1). Ở một số vùng là nơi giao tiếp của 2 hệ thống đứt gãy sâu tạo điều kiện cho việc hình thành các trường nhiệt thúc đẩy sự tiến hóa VLHC. Ví dụ, đới nâng Quảng Đà có trường nhiệt cao do nằm vị trí giao nhau của 2 hệ thống đứt gãy Sông Hồng và Nam Hải Nam. Hoặc vùng nâng xung quanh đảo Phú Quý là nơi giao nhau của hệ thống đứt gãy kinh tuyến 109⁰ và hệ thống Côn Sơn – Hoàng Sa– Lupar.

Tóm lại, ở Đông Nam Á, hệ thống địa hào đứt gãy sâu luôn đóng vai trò khống chế cũng như hình thành các bể trầm tích với các thành hệ khác nhau và bề dày lớn. Còn ở các bể phân bố hơi xa hệ thống đứt gãy sâu hay graben nhưng có liên quan với chúng thường

quan sát thấy nhịp độ trầm tích chậm hơn và do đó các lớp trầm tích mỏng hơn.

Trong phạm vi phát triển khu vực của các bể trầm tích thường quan sát thấy giai đoạn riftơ luân phiên với post-riftơ (hậu riftơ) diễn ra trên phạm vi khu vực hay địa phương. Khi xem xét các yếu tố khống chế các quá trình này thì vai trò chủ yếu là các hoạt động kiến tạo mảng. Các va chạm này dẫn đến việc hình thành các đứt gãy sâu, các graben hẹp phát triển dạng dải ở đới hút chìm, đới chồm chìm hoặc ở đới va chạm đập vỡ giữa các mảng đại dương với nhau, giữa các đại dương với lục địa, giữa các mảng lục địa với nhau. Theo nhiều nhà nghiên cứu thì nội lực của sự chuyển động va chạm giữa các mảng là do dòng đối lưu vận động ở bề mặt trên của lớp manti thượng (astenosphaera). Khi có sự vận động của dòng đối lưu bên trong thì các mảng ở phía trên chuyển động theo trên quyển mềm hướng về phía có chiều dòng chảy (quyển astenosphaera). Hoặc sau khi có các va chạm nứt tách tạo thành các graben, đứt gãy và là tiền đề cho việc hình thành bể trầm tích. (Ví dụ ở Đông Nam Á, H5.2).

Có thể nói vùng Đông Nam Á luôn bị ép hoặc tách giãn từ 2 phía: mảng Thái Bình Dương ở phía Đông và mảng Ấn-Úc ở phía Tây và Nam ở các đới hút chìm. Vì vậy, xu hướng chung là vùng Đông Nam Á bị nâng lên nhiều hơn. Tuy nhiên, khi tách giãn ở 2 mảng đại dương đồng thời khu vực này bị tách giãn và là cơ hội tạo thành các hố sụt cổ và hiện đại. Các hố sụt sót hiện đại là minh chứng cho các hố sụt còn sót lại trước khi bị biến tiến tràn vào thời kì Plioxen-Đệ Tứ.



H5.2: Sơ đồ các phân tử tân kiến tạo rìa lục địa tích cực trên phong kiến tạo khu vực Đông Nam Á. (Hoàng Đình Tiên thành lập 1996 theo số liệu của Statoil, AGIP và NNK).

5.2.6. Quá trình hình thành tách giãn (riftơ)

Đa phần các bể trầm tích liên quan tới các nứt tách. Theo V.E.Khain, D.Tarkotty và E.Oxburgy thì có 2 loại tách giãn: tách giãn chủ động và bị động.

– **Tách giãn chủ động** (active hay còn gọi là tích cực) do nội lực vận động của các dòng dung nham nóng đi lên từ quyển astenosphaera xuyên qua lớp thạch quyển. Hay nói cho đúng hơn là dòng vật liệu nóng từ lớp manti đi lên tạo các nứt tách. Các quá trình này tạo nên các tách giãn đáy đại dương và lục địa (hay còn gọi là phân kỳ) (H.5.3). Các tách giãn kiểu này thường phát triển rất dài dọc theo các rìa mảng thạch quyển, các đới hút chìm (đới hội tụ), chồm chìm hay đới va chạm. Các đới tách giãn này thường phát triển trên khoảng cách lớn mang tính khu vực.

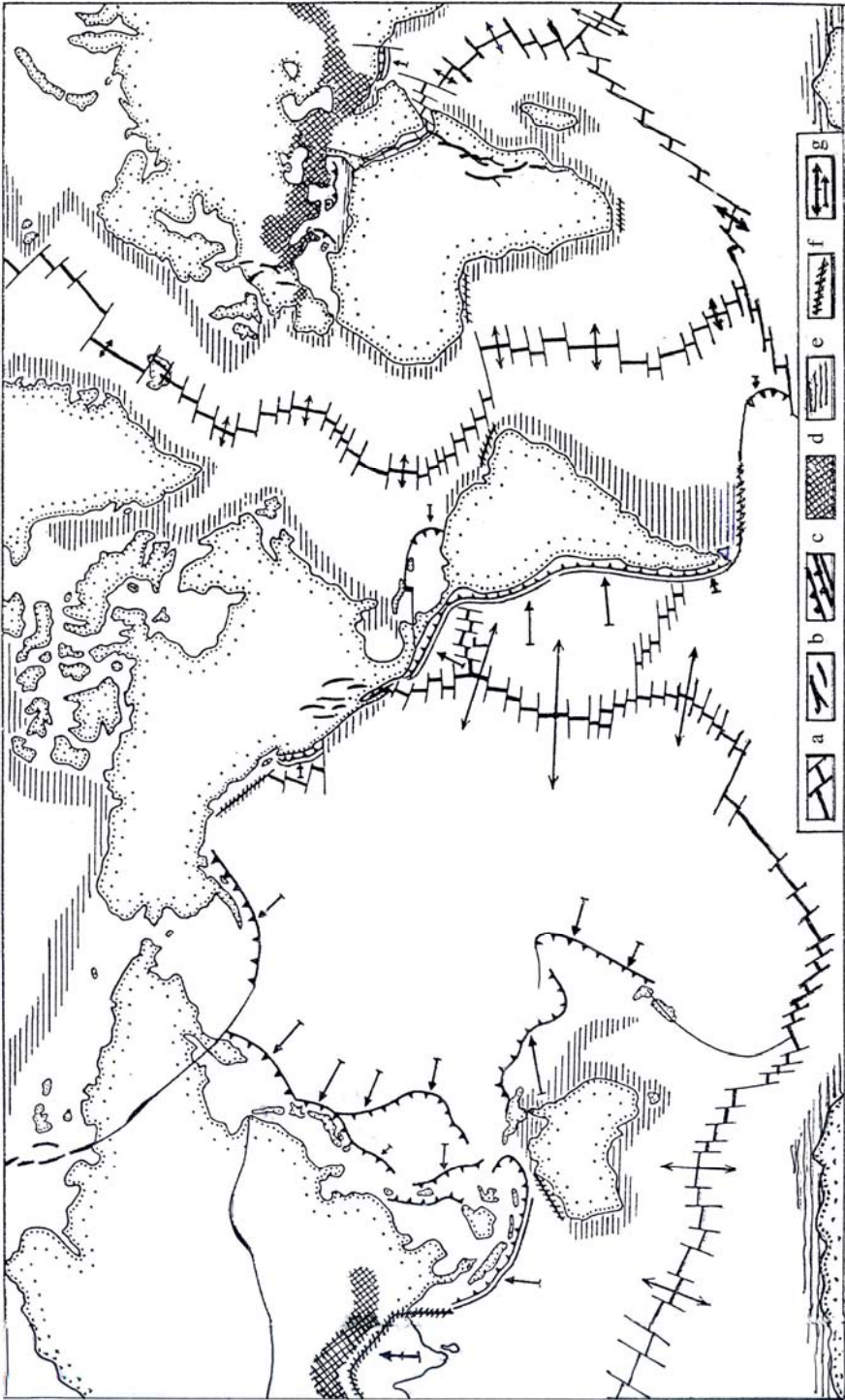
Các sản phẩm đi kèm thường là các hoạt động magma, phun trào. Trong các đới tách giãn lục địa thường được tích lũy vật liệu trầm tích hạt thô dạng molass, các tập hợp núi lửa và xen kẽ các trầm tích lục nguyên, biển nông, biển sâu....

Trong các đới tách giãn đại dương thường được tích lũy các sản phẩm macma bazalt (bazaltoide và gabbroide) (toleit bazalt) và các sản phẩm từ lớp manti (peridotit...).

– **Tách giãn thụ động** (passive) chủ yếu do ngoại lực, tức là tác động truyền ứng suất vào mảng thạch quyển. Kết quả của sự nén ép, tách giãn hay chuyển dịch vỏ lục địa tạo nên các nứt tách thường là ngắn, trong phạm vi mảng (nội mảng). Cũng có khi tách giãn thụ động được hình thành do phát triển nhánh nhỏ của tách giãn khu vực chủ động. Sản phẩm là hình thành các địa hào, graben dạng dải kéo dài hay các hố sụt, các trũng sâu dạng dải và được lấp đầy bởi các trầm tích tương khác nhau bắt đầu từ vật liệu molass tới các vật liệu sét, sét silic, đá vôi, vật liệu than và sét chứa than rất phong phú vật liệu hữu cơ.

Tóm lại, các bể trầm tích chứa dầu khí luôn có quan hệ mật thiết với các hoạt động kiến tạo. Bắt đầu là quá trình hình thành đới tách giãn, hố sụt tạo thuận lợi cho tích lũy trầm tích và vật liệu hữu cơ. Do lún chìm là cơ bản nên các bể trầm tích được tích lũy trầm tích rất lớn từ vài nghìn mét cho đến hàng chục ngàn mét.

H.5.3. Hệ thống toàn cầu các rift đại dương và lục địa hiện đại, đới hút chìm chính, chòm chìm, va chạm, rìa lục địa thụ động (D.J.Minster, T.Djordan 1978 và K.Cheizu 1978)



a. Rift đại dương và đứt gãy chuyển dạng; b. Rift lục địa; c. Đới hút chìm bao gồm cung đảo và rìa lục địa; d. Đới va chạm; e. Rìa lục địa thụ động; f. Rìa lục địa chuyển dạng; g. Vectơ chuyển động tương đối của các mảng thạch quyển.

Những pha nâng giãn xen kẽ và bào mòn tạo thuận lợi cho việc hình thành các bể chứa dạng cấu tạo, màn chắn kiến tạo hay hỗn hợp. Quá trình lún chìm tạo thuận lợi cho chế độ nhiệt của bể được tăng lên đáng kể. Các đứt gãy sâu là các kênh dẫn nhiệt từ dưới sâu lên trên sưởi ấm lớp trầm tích và kích hoạt sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ sang dầu khí. Chế độ kiến tạo còn tạo điều kiện thuận lợi cho việc bảo vệ các tích lũy dầu khí hay phá hủy chúng.

Để có các tích lũy dầu khí, chế độ kiến tạo phải xảy ra mạnh mẽ để tích lũy trầm tích, hình thành bể chứa và sau đó lún chìm ổn định hình thành pha sinh dầu, di cư và tích lũy vào bể. Sau đó, chúng được bảo tồn bởi các lớp chắn khép kín,...

Như vậy, để vật liệu hữu cơ chuyển hóa được sang các sản phẩm hydrocarbon luôn cần tới nguồn nhiệt.

Để có cơ sở hiểu rõ nguồn nhiệt của vỏ Trái Đất cung cấp cho các bể trầm tích cần tìm hiểu về cấu trúc của Trái Đất.

Theo VE.Khain và M.G.Lomise thì Trái Đất có bán kính khoảng 6400 km. Ngoài cùng là lớp vỏ thạch quyển (A) rắn, giòn dày khoảng 200 km. Dưới vỏ thạch quyển là lớp manti thượng (B) dẻo, ở độ sâu 200÷400 km. Tiếp đến là lớp chuyển tiếp (C) giảm hẳn độ nhớt. Tiếp là manti hạ (D) chứa nhiều silicat magie và các oxyt sắt, magie, lớp này ở độ sâu từ 1070 km tới 2900 km. tuy nhiên, ranh giới dưới của manti hạ là bề mặt lõi lõm, giao động trong khoảng 5÷6 km, do có lớp chất lỏng từ tính ở phía dưới. Trong cùng là nhân (E) được chia thành 2 lớp:

+ Lớp trên ở độ sâu từ 2900÷5100 km là lớp chất lỏng (E_1), vì vậy rất dễ tạo điều kiện trôi trượt của khối bên trên.

+ Lớp dưới là nhân (E_2) cứng chứa nhiều sắt và tạp chất Nikel (H.5.4). Các thành phần và tính chất cơ bản của từng lớp được ghi trong bảng 5.2. Đồng thời, các thành phần cơ bản các kiểu vỏ được thể hiện ở H.5.5 và H.5.6. Theo sơ đồ này thì các mảng lớn và các mảng địa phương tùy vào nội lực bên trong (dòng đối lưu) có thể trôi trượt trên bề mặt lớp lỏng có từ tính của nhân (E_1) và lớp dẻo astenosphere ở phía trên của lớp manti thượng. Khi có hoạt động cọ sát của các mảng thạch quyển ở đới hút chìm, chồm chìm hay va chạm do vận động của các dòng đối lưu từ lớp manti thượng gây nên phát nhiệt, trong đó có cả phát xạ của các nguyên tố phóng xạ.

Hình 5.4 và bảng 5.2.

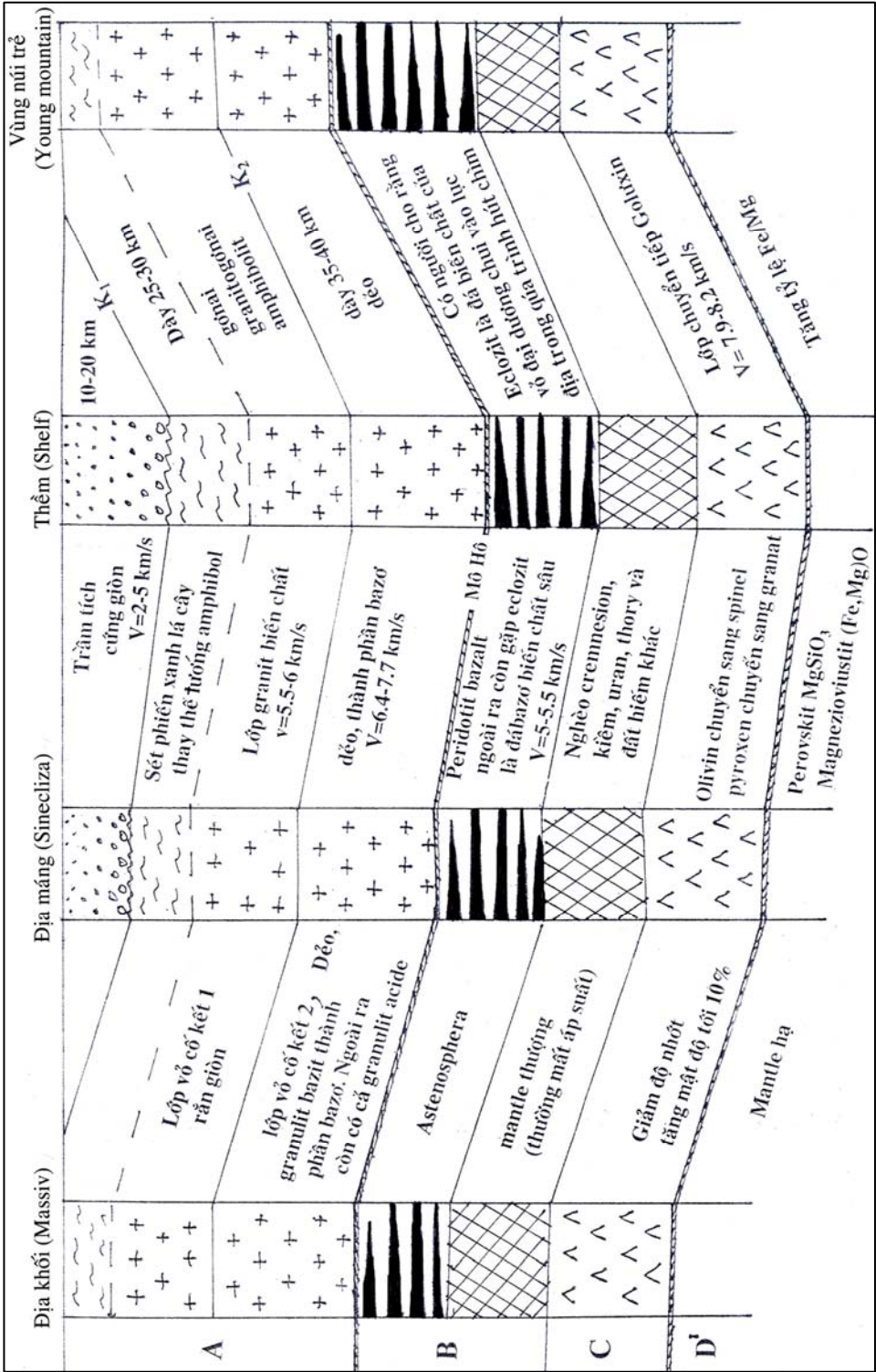
Do đó, xuất hiện các hoạt động macma đi lên theo vết nứt cổ hay đứt gãy mới được hình thành. Dòng nhiệt này là tác nhân tích cực thúc đẩy sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ sang dầu khí. Vì vậy, các đứt gãy sâu tái hoạt động nhiều lần là kênh dẫn tốt cho các dòng nhiệt từ các lò macma dâng lên sưởi ấm các tập trầm tích ở phía trên, làm biến đổi một số khoáng vật kém bền vững, tăng độ rỗng, độ thấm của đá móng cũng như cát kết (phân tích tỷ mỉ ở phần 8.5, chương 8).

Như vậy, nguồn nhiệt do ma sát trên bề mặt trượt của các mảng theo chiều thẳng đứng hay trượt ngang, do hoạt động macma tác động rất mạnh tới lớp trầm tích, đặc biệt ở các vùng có đứt gãy sâu.

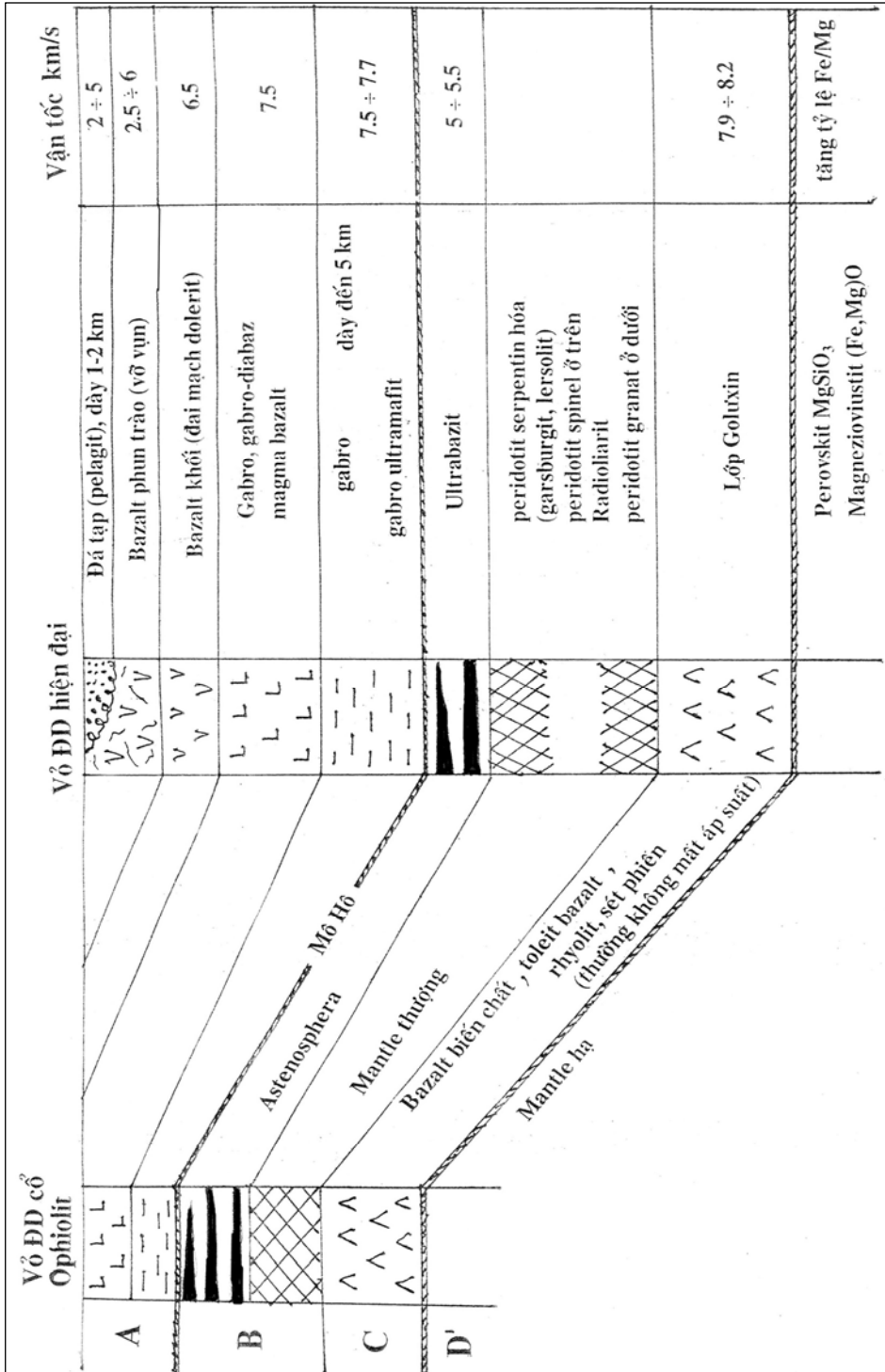
Ngoài ra, ở các bể không có đứt gãy sâu còn có nguồn nhiệt do sự lún chìm của các lớp trầm tích được sưởi ấm bởi nguồn nhiệt của các lớp dưới sâu, tức là nhiệt của lòng đất tác động lên vỏ trái đất (vì cứ lún chìm 33 m thì nhiệt độ tăng lên 1°C , H.5.4). Nguồn nhiệt thứ ba do phản ứng hóa học của vật liệu hữu cơ cũng như các hợp chất khoáng, các nguyên tố trong trầm tích cũng phát nhiệt, song lượng nhiệt này bị hạn chế.

Tóm lại, cần đánh giá khách quan về cơ chế hình thành bể trầm tích, đó là hình thành cấu trúc bể, quá trình tích lũy trầm tích, quy luật phân bố tương đá, đá chứa, lớp chắn. Như vậy, để bể trầm tích thành bể chứa dầu trước hết phụ thuộc vào bề dày trầm tích, tốc độ tích lũy trầm tích, kích thước bể, chế độ thủy động lực, chế độ kiến tạo, các yếu tố khí hậu, chế độ nhiệt,... Tất cả các yếu tố trên đều bắt nguồn từ vị trí của bể trầm tích trên mảng với các đặc điểm trôi dạt hay nâng, sụt của nó,...tạo điều kiện nứt tách, hình thành bể trầm tích và tích lũy các thành hệ, tương trầm tích thuận lợi cho quá trình sinh dầu, chứa dầu và bảo tồn dầu khí,...

Hình 5.5. Thành phần cơ bản của vỏ lục địa (A) (Theo K.E.Khain và M.G.Lomise)



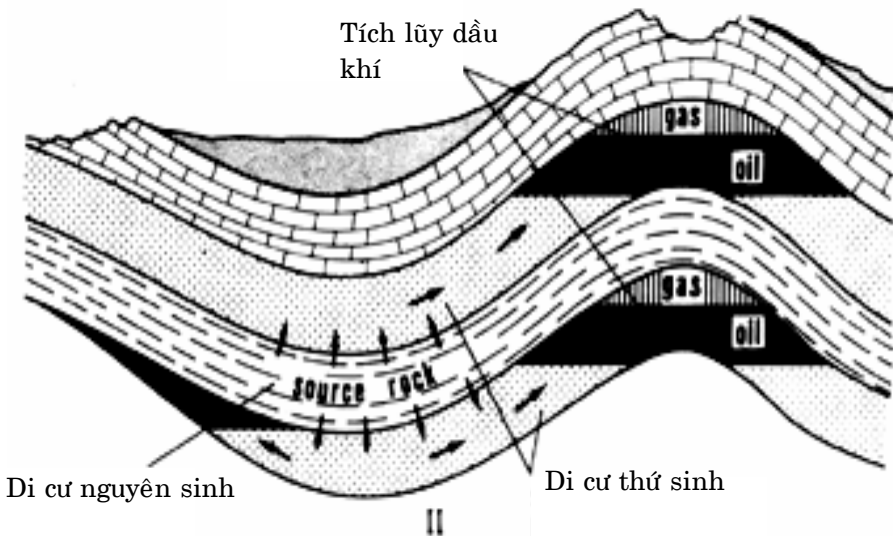
Hình 5.6. Thành phần cơ bản của vỏ đại dương (A) (Theo K.E.Khain và M.G.Lomise)



DI CƯ HYDROCACBON

Di cư Hydrocacbon là sự chuyển dịch hydrocacbon lỏng và khí từ nơi này đến nơi khác dưới tác động của yếu tố áp suất. Tuy nhiên, cho đến nay còn nhiều vấn đề về di cư chưa được làm sáng tỏ, như bằng phương thức di cư nào mà hydrocacbon tích lũy thành các mỏ dầu khổng lồ với trữ lượng lên đến hàng tỷ tấn. Khi nghiên cứu quá trình di cư cần quan tâm tới thời gian bắt đầu di cư, khoảng thời gian di cư, phương thức di cư, phạm vi di cư và các đặc điểm lý hóa diễn ra trong quá trình di cư.

Quá trình di cư được phân ra làm 2 loại : di cư nguyên sinh và di cư thứ sinh (H6.1)



H.6.1. Sơ đồ di cư nguyên sinh và thứ sinh

6.1. Di cư nguyên sinh

a) Cơ chế và các yếu tố di cư nguyên sinh

Để giải phóng vi dầu ra khỏi đá mẹ cần các yếu tố như tăng nhiệt độ, áp suất và các chất dung môi hòa tan như: nước, khí và

dầu. Khi tăng nhiệt độ xuất hiện các sản phẩm hydrocacbon mới, đặc biệt là khí và hydrocacbon nhẹ (C_5-C_8). Do đó, điều kiện tăng áp được thiết lập và bắt đầu sự vận động của các vi dầu. Chúng có xu hướng hội tụ thành giọt lớn, đám lớn và vận động tiếp đi theo các kênh dẫn là các khe nứt, lỗ hổng thoát ra khỏi đá mẹ. Đồng thời các khí và dầu nhẹ là dung môi rất tốt để hòa tan các phân đoạn dầu trung bình và nặng làm cho hỗn hợp này giảm tỷ trọng, giảm độ nhớt, giảm sức căng bề mặt và trở nên linh động hơn, do đó chúng dễ di cư hơn. Quá trình này còn gọi là quá trình giải hấp hydrocacbon cao phân tử ra khỏi đá mẹ.

Vì vậy, các vi dầu hoàn toàn lệ thuộc vào áp suất, nhiệt độ, nồng độ, độ phân tán và sức căng bề mặt. Sự thành tạo lượng hydrocacbon mới do tăng nhiệt cung cấp khối lượng lớn HC tăng thêm áp suất và nồng độ làm tiền đề giảm khả năng hấp phụ của đá mẹ và tăng khả năng di cư, phân bố lại các vi dầu. Vi dầu sinh ra phần lớn bị đá mẹ hấp thụ. Đối với các lớp sét chứa nhiều nước các vi dầu và khí làm giảm tính phân cực của các sản phẩm, giảm lực hấp phụ, giảm khả năng hấp phụ trong quá trình thủy mica và carbonat hóa của các vi dầu, khí, nhựa và asfalten. Trong trường hợp ngược lại T và P không được tăng các sản phẩm HC tăng tính phân cực, tăng tính bám dính vào bề mặt các hạt sét vào thành vách các mao mạch và các khe nứt, vi khe nứt, các bề mặt lỗ hổng... của đá mẹ. Trong một số trường hợp không có lối thoát khi lượng khí và chất lỏng được tăng cao thì xuất hiện vùng có áp suất dị thường gây nứt tách tạo kênh dẫn và các lỗ hổng lưu thông nhau. Trong đá carbonat nhanh chóng giảm khả năng hấp phụ, tăng khả năng di cư. Các hoạt động kiến tạo, các chuyển động nghịch đảo cũng tác động tới di cư nguyên sinh. Chẳng hạn, lún chìm nhanh, các hoạt động địa chấn gây rung động, các ứng suất kiến tạo cùng tác động vào các dung dịch nóng ở dưới sâu theo các đứt gãy sâu đi lên, có liên quan tới đới nứt nẻ, biến dạng dẻo hay đàn hồi, tách giãn hay nén ép, các dao động ngắn cho chu kỳ ngắn đều tác động vào các vi dầu và làm tăng khả năng vận động của dầu khí.

Khi bị chìm dần sét bị nén ép và đuổi nước ra kèm theo cả sản phẩm biến đổi của vật liệu hữu cơ, càng sâu lượng nước trong sét càng giảm dần. Hedberg (1936) và Tissot (1967) làm thí nghiệm thấy rằng ở độ sâu 560m sét giải phóng 88% nước, ở độ sâu 1500m

sét giải phóng 95% nước và ở độ sâu 2500m sét giải phóng 98% nước. Càng sâu lượng khí hòa tan trong nước càng nhiều vì được sinh ra nhiều hơn và chịu áp lực lớn hơn. Chúng bị đẩy vào nước và vận động tiếp tới đá chứa.

Một số thí nghiệm của Snarski A. N cho thấy khi tăng áp suất và nhiệt độ ở độ sâu >3100m xuất hiện áp suất của hơi nước tăng tới 750 at, lớn gấp 2,5 lần áp suất thủy tĩnh và lớn gấp 1,1 lần áp suất địa tĩnh. Lamtadje V. J đã làm thí nghiệm với sét chứa dầu và nước. áp suất tăng tới 5000kg/cm² nước và dầu bị đuổi ra ngoài nhưng thành phần của chúng khác với phần còn lại (phần giữ lại 50%). Với áp suất như vậy sẽ có điều kiện mở khe nứt và giải phóng các giọt dầu nguyên sinh cùng với bọt khí và nước ra khỏi nơi cư trú. Chúng hội tụ và tạo thành giọt lớn, sau đó bị đẩy đi tiếp. Khi các lớp sét bị nén ép, giảm lỗ rỗng cũng gây áp lực (do giảm thể tích ban đầu) đẩy vi dầu ra ngoài, đồng thời cũng giảm lực hấp phụ của sét. Nếu áp suất luôn bị mất liên tục khả năng hấp phụ còn phát huy tác dụng của các lớp sét, dầu sinh không bị đuổi ra khỏi đá mẹ, thì có điều kiện hình thành các lớp sét phiến chứa dầu (đá dầu). Loại này rất phát triển ở Venezuela, Mexico, vùng Caucuz của Nga... Vì vậy, di cư xảy ra khi có chênh áp và các lỗ hổng, khe nứt liên thông nhau.

Một số tính chất vật lý của vi dầu cũng thay đổi có lợi cho chuyển động - di cư nguyên sinh khi lún chìm làm tăng thể tích của nước, tăng nhiệt độ và áp suất, đó là giảm độ nhớt, tăng khả năng thấm pha do các vi dầu bão hòa khí, đặc biệt khí CO₂. Nếu vi dầu chứa 20% khí CO₂ sẽ giảm độ nhớt tới 5- 6 lần, thay đổi (làm giảm) tính bám dính trên ranh giới dầu- nước - đá, tăng khả năng giải hấp và tách phân ly pha hydrocacbon. Từ đó dẫn đến di cư chủ động ở pha tự do của vi dầu, di cư thụ động của chúng ở môi trường nước và trong dung dịch có khí hòa tan. Loại di cư cuối cùng dưới áp lực của áp suất từng phần (nội tại) là mạnh mẽ nhất và có tính quyết định.

Tóm lại, yếu tố cần thiết để hydrocacbon di cư là nhiệt độ và áp suất. Khi lớp trầm tích bị lún chìm dần dẫn đến nhiệt độ cũng tăng theo hoặc dòng nhiệt từ dưới sâu đưa lên do các hoạt động kiến tạo khu vực hay địa phương làm tăng thể tích của khí, dầu, hơi

nước...tạo nên áp suất mới. Sự lún chìm làm gia tăng áp lực địa tĩnh dẫn đến độ rỗng giảm, áp suất chất lỏng tăng. Thời gian di cư càng lâu càng thuận lợi để đẩy phần lớn hydrocacbon được hình thành.

Độ sâu lún chìm càng lớn dẫn đến nhiệt độ, áp suất địa tĩnh và áp lực chất lỏng càng tăng cao, càng thuận lợi cho quá trình di cư đẩy hydrocacbon ra khỏi đá mẹ.

b) Các dạng di cư nguyên sinh

Có mấy khả năng di cư vi dầu và nước: dưới dạng dung dịch thực (trong nước) hòa tan vi dầu trong nước dưới dạng màng dầu nước, dạng keo - nhũ tương (nhân misel), hòa tan vi dầu trong nước bão hòa khí nén.

1- Di cư HC trong dung dịch phân tử nước

Dung dịch thật (hòa tan trong nước) trong pha chủ yếu sinh dầu thường có tới 20-25mg/l vi dầu. Trong đó chiếm ưu thế là các hydrocacbon bão hòa. Nếu tăng $T^{\circ} = 200^{\circ}\text{C}$ thì khả năng này tăng tới 10 lần.

Ở giai đoạn lắng nén nước tự do bị đuổi ra khỏi đá tới 80-90% và chiếm phần không gian rỗng. Phần nước còn lại có hai dạng: nước liên kết vật lý và nước liên kết hóa học bền vững - đó là nước tham gia vào cấu trúc phân tử. Nước liên kết vật lý thường bám vào bề mặt các hạt sét. *Ví dụ:* montmo chuyển sang illit khi đạt độ sâu 1 ÷ 2000m. do nén ép dẫn đến thay đổi độ rỗng, độ thấm và đặc biệt tăng T từ 85 đến 115 $^{\circ}\text{C}$ và cao hơn. Lúc này sinh ra hàng loạt HC lỏng và khí, tạo nên tăng áp suất đột biến (dị thường áp suất). Khi lún chìm, tăng T và P cũng làm tăng khả năng tách nước liên kết vật lý, thậm chí cả một phần nước liên kết hóa học ra khỏi các hạt sét. Các yếu tố trên tạo áp lực gây nứt nẻ thủy lực tới vĩa tạo thành các khe nứt, vết rạn.

Như vậy lúc đầu là tách nước tự do, sau đó ở đối nhiệt xúc tác là tách nước liên kết do nén ép tăng thể tích khí và các chất lỏng, tăng hiệu ứng di cư của vi dầu cùng với chất lỏng ra khỏi đá mẹ. Tuy nhiên, loại di cư này không chiếm tỷ trọng lớn.

Trong lớp đá mẹ nếu dầu có trong nước thấp hơn mức bão hòa thì các vi dầu di cư cùng với nước bị hòa tan. Nếu nước đã bão hòa

các vi dầu thì dầu sẽ tách ra khỏi nước trước khi bị đuổi ra khỏi đá mẹ có nghĩa là tách ra dòng vi dầu riêng và có thể bị nước lôi đi.

A.H.Karsev đã đề nghị tính cường độ thau rửa của nước nén ép của sét trong thời gian lắng nén như sau:

$$I_e = \frac{V_s}{V_c} \times \frac{\Delta n}{n}$$

Trong đó: I_e - hệ số cường độ thau rửa của nước nén ép trong giai đoạn lắng nén (Ielision).

V_s - thể tích sét tham gia lắng nén.

V_c - thể tích các là đá chứa.

Δn - mức độ thay đổi độ rỗng của đá sét.

n - độ rỗng của cát.

Cường độ thau rửa của nước nén ép của sét càng mạnh (I_e càng lớn) càng tạo điều kiện cho quá trình di cư nguyên sinh và đưa nhiều các giọt dầu và bọt khí ra khỏi đá mẹ.

2- Di cư HC trong dung dịch keo nhũ tương

Khi nghiên cứu có cơ chế hòa tan keo nhũ tương thấy rằng quá trình tạo nhũ trên ranh giới nước - vi dầu cũng như đối với vật liệu hữu cơ khác phát hiện lượng lớn các chất có hoạt tính bề mặt đó là các phân tử có khả năng quang học, mang tính chất ưa nước (OH, COOH, NH...) và cả kỵ nước dưới dạng phân tán. Chúng có khả năng giảm tính dính, giảm sức căng bề mặt. Các chất như cồn đa tính, muối natra của các acide naften và acide béo và acid humic đều có khả năng tạo các nhũ tương ưa nước của các hydrocacbon. Các cấu tử phân cực như asfalten, nhựa, parafin, các muối chứa Al, Ca, Si và Fe và các acide dạng dầu bị hòa tan trong dầu cũng dễ tạo thành các nhũ tương kỵ nước và trôi nổi trong nước. Các chất này lại tồn tại trong khoảng nhiệt độ và áp suất rất rộng.

Việc tách dầu ra khỏi các dung dịch keo này chỉ xảy ra khi bị pha loãng bởi nước trong đá chứa, thay đổi pH của môi trường chứa muối kali, do tăng khả năng chuyển hóa nhiệt xúc tác (gia nhiệt) của các hợp chất cao phân tử. Lượng vi dầu chuyển động dưới dạng keo - nhũ thường gấp 10 lần loại vi dầu trong dung dịch thực. Các

chất tăng khả năng hoạt tính bề mặt thường là các acide carbon, cón alifatic, asfalten, porfirin và các hạt sét có kích thước nhỏ. Quá trình nứt thủy lực tạo khe nứt càng có thuận lợi cho quá trình di cư nhân missel - nhũ tương. Cơ chế di cư nguyên sinh tối ưu là vận động vi dầu trong nước dưới tác dụng của sức căng bề mặt của hỗn hợp, đặc biệt mạnh bởi các dung môi hữu cơ. Tuy nhiên, di dư dưới dạng bọt, bong bóng, keo và nhân misel cũng chiếm tỷ lệ nhỏ.

3-Di cư HC trong pha khí hay dầu hoặc 1 pha dầu và khí, tức là trong pha hydrocacbon

Di cư nguyên sinh của vi dầu trong dung dịch có khí nén hoặc HC lỏng nhẹ nén thường là hiện tượng tách ngược dòng đã được chứng minh bằng thực nghiệm trong pha khí rất thuận lợi vì khí và HC nhẹ (C_5-C_8) có độ nhớt thấp và tính linh động cao.

- Trong khoảng nhiệt độ từ 40-200°C và cao hơn, áp suất đạt từ 4 đến 70 MPa và cao hơn phát hiện thấy tăng khả năng hòa tan của các sản phẩm bitum và dầu trong khí nén thiên nhiên. Khả năng hòa tan của khí tăng mạnh khi tăng lượng phân tử của khí theo chu trình sau: $N_2 < CH_4 < CO_2 < C_3H_8 < \text{khí hydrocacbon nặng khác}$.

Ví dụ: ở giai đoạn than nâu (protocatagenez) lượng khí sinh ra bao gồm CO_2 , N_2 , H_2 và HC có thể đạt tới $11 \div 17 m^3/kg$ VLHC. Đó là lượng khí khổng lồ.

- Độ hòa tan trong khí càng cao của các hydrocacbon parafin - sau đó giảm đối với naften theo chu trình sau: HC parafin > naften > hydrocacbon aromatic < Mono > bi- poly > acide amin > nhựa > asfalten. Có mặt của khoáng vật thứ sinh làm giảm áp suất tới hạn trong hệ thống dầu- khí (tới 42%).

- Các cấu trúc hydrocacbon và bitum bị khí chiết ra khỏi đá thường tựa như các condensat và các phân đoạn tương tự condensat và dầu. Nếu tăng T^0 và P và độ ẩm của đá trong thành phần của dung dịch hỗn hợp khí có khả năng tăng phần hydrocacbon aromatic và các hỗn hợp bão hòa, các dị nguyên tố (N, S, O). Khả năng hòa tan của khí nén có thành phần hỗn hợp (CH_4 , CO_2 , C_2^+) ở pha chủ yếu sinh dầu trong điều kiện nhiệt áp có thể được tính là $0,0012 m^3$ vi dầu trong $1 m^3$ khí.

Đối với vật liệu hữu cơ humic hay humic - sapropel khả năng

hòa tan hydrocacbon lỏng trong khí rất cao. Còn loại vật liệu hữu cơ sapropel để có được khả năng hòa tan hydrocacbon lỏng trong khí cần vật liệu hữu cơ có hàm lượng $C_{org} > 0.5\%$. Quá trình hòa tan HC lỏng trong dòng khí nén đặc biệt xảy ra mạnh mẽ khi VLHC ở đới chủ yếu sinh dầu. Lượng dầu khí được sinh ra ồ ạt tạo nên áp lực từng phần rất lớn và đẩy chúng ra khỏi đá mẹ trong dòng khí nén.

Quá trình di cư tích cực xảy ra dưới dạng hạt, giọt, màng trong các bọt khí. Để đảm bảo dầu di cư liên tục hàm lượng của nó phải đạt $> 20-30\%$ trong chất lỏng và $C_{org} > 1,6\%$ (Theo Kapchenko L.N và nnk, 1980). Các lực mao dẫn và sức căng bề mặt thuộc hệ thống sét - nước - hydrocacbon cần thiết để đẩy vi dầu từ lỗ hổng nhỏ vào lỗ hổng lớn hơn thì sức căng bề mặt của nước (7,9 Pa) phải lớn hơn của dầu (2,4Pa). Từ đó nước làm nhiệm vụ thay thế vi dầu và đẩy dầu ra khỏi lỗ hổng nhỏ. Phạm vi tác động lực mao dẫn bị hạn chế bởi các vùng đá hạt nhỏ ngậm nước, ưa nước cũng như nhiệt độ. Nếu $T^0 > 200^{\circ}\text{C}$ thì tác động giữa các phân tử giảm đáng kể và sức căng bề mặt nhỏ đi nhiều. Như vậy, dầu khí di cư dưới ba dạng chính: tự do; hỗn hợp dầu nước và keo - nhũ tương; có khí hòa tan khả năng di cư dầu càng mạnh, đặc biệt mạnh trong dòng khí nén và HC lỏng nhẹ hòa tan.

Vì khi dòng chất lỏng có khí hòa tan sẽ làm giảm độ nhớt, giảm tỷ trọng, giảm độ bám dính, giảm áp lực mao dẫn, tăng áp lực làm cho dòng chất lỏng có tính linh động hơn và di cư dễ dàng.

c) Các hình thức di cư

- Di cư tự do khi lượng khí đạt giá trị cao hơn khả năng bão hòa của nước. Khi đó khí hay hydrocacbon lỏng tách ra khỏi nước, di cư tự do theo dòng và xảy ra liên tục diễn ra trên bề mặt của các hạt rắn...

- Di cư cùng với nước trong khả năng bão hòa của nước, đặc biệt khi có áp suất cao. Khi mất áp suất hydrocacbon lỏng và khí cũng tách ra khỏi nước.

- Di cư mao quản xảy ra khi áp suất khí, hay hỗn hợp lớn hơn lực bám dính của dầu vào các mao mạch.

Như vậy, khi tăng nhiệt độ độ nhớt của dầu giảm, sức căng bề mặt giảm, thể tích khí tăng làm tăng tính linh động của chất lỏng.

- Áp lực thủy tĩnh cũng gây tác động tới sự di cư của hydrocacbon. Ngoài ra còn áp lực thủy động lực, áp lực địa tĩnh... cũng gây nên sự di cư của hydrocacbon.

Cần lưu ý rằng, sự phân hủy nhiệt của vật liệu hữu cơ trong trầm tích ở các cấp MK_1 - MK_2 ở $T^\circ = 80\div 90^\circ C$ đến $150\div 160^\circ C$ tạo điều kiện hình thành các chất chứa bitum linh động. Chúng bao gồm asfalten, nhựa, các hydrocacbon metanic, naftenic và aromatic, từ cao phân tử ($C_{35}\div C_{40}$) đến thấp phân tử ($C_{15}\div C_6$). Đồng thời sinh ra lượng khí $C_1\div C_4$, CO_2 và các khí khác. Lượng bitum chiếm tới 30% của loại vật liệu hữu cơ sapropel và còn lại tàn dư (kerogen) tới 50÷60% ở giai đoạn đầu của catagenez.

Trầm tích sinh dầu giải phóng lượng lớn hydrocacbon đẩy dầu. Quá trình đó thường để lại dấu vết di cư về tính chất lý hóa hay quang học. Trong thành phần bitum trôi nổi thường chứa tới 70-90% hydrocacbon đẩy dầu, < 10÷30% nhựa và asfalten. Thành phần nguyên tố bao gồm $C = 84\div 80\%$; $H = 12\div 13,5\%$; $NOS = 1\div 4\%$. Trong thành phần bitum còn lại trong đá mẹ thường giảm hàm lượng hydrocacbon, tăng hàm lượng asfalten và nhựa. Trong thành phần nguyên tố thấy giảm C và H, tăng tổng các nguyên tố NOS, hàm lượng cao của asfalten và nhựa.

Nhiều nhà nghiên cứu còn cho rằng cường độ di cư dầu nguyên sinh không những lệ thuộc vào điều kiện động lực nhiệt trong lòng đất mà còn lệ thuộc vào độ gắn gũi của đá mẹ với đá chứa, tức là có nơi dễ giải tỏa hydrocacbon được sinh ra. Nếu đá mẹ dầy lại xa đá chứa sẽ gây khó khăn di cư hydrocacbon. Trong điều kiện như vậy, càng xa đá chứa (từ trung tâm tập sét dầy ra ven rìa) càng giảm lượng C, H, tăng lượng NOS, giảm nồng độ hydrocacbon trong bitum, giảm hàm lượng bitum trong vật liệu hữu cơ. Việc giảm nồng độ HC dạng dầu, bitum trong VLHC ở giai đoạn MK_3 là kết quả của hai quá trình phát triển: Di cư cao của hydrocacbon do khí và nước là chất mang, mặt khác do chuyển đổi mức độ biến chất của các cấu tử asfalten - nhựa của bitum sang trạng thái không hòa tan của vật liệu hữu cơ còn sót lại. Nếu lượng bitum của vật liệu hữu cơ sapropel ở đới chủ yếu sinh dầu là 25÷30% thì chuyển sang cuối giai đoạn MK_3 giảm hẳn chỉ còn 5÷3% và cuối apokatagenez chỉ còn 0,5÷0,2%.

Sau khi vi dầu ở trạng thái keo - nhũ tương cùng với nước hoặc

hỗn hợp dầu nước đạt tới bão chứa, do nhiệt độ tăng cao hay thời gian địa chất lâu dài (vài chục triệu năm), đặc biệt được bổ sung các thành phần hydrocacbon nhẹ và các dung môi hữu cơ (có thành phần condensat...) thì dầu được tách ra khỏi nước và nổi lên trên. Nước có tỷ trọng lớn hơn lắng xuống dưới (đó là quá trình phân dị trọng lực tự nhiên). Nếu thời gian địa chất ngắn (vài triệu năm), nhiệt độ vừa lại thấp, áp suất của hỗn hợp có khí hòa tan cũng thấp thì vi dầu (giọt dầu) tồn tại ở trạng thái nhũ tương hay keo - nhũ sẽ lâu dài hơn. Do đó lượng nhựa và asfalten cũng ít bị phân cực và tồn tại với hàm lượng cao trong vỉa nguyên sinh.

Trong trường hợp vi dầu vận động cùng với nước dưới dạng nhũ tương ở điều kiện T^o và P cao, nhưng sau khi đạt tới bão chứa lại mất áp suất và nhiệt độ hỗn hợp dầu nhũ sẽ bị tách ra dầu nổi lên trên và nước lắng xuống dưới.

Tóm lại, có thể rút ra một số ý chính sau:

1- Sinh dầu là do phân hủy dưới tác dụng của thủy sinh ban đầu, sau đó là phân hủy nhiệt của vật liệu hữu cơ, mà phân hủy nhiệt là cơ bản.

2- Tính cơ học của quá trình di cư là độ sâu chôn vùi: Ở độ sâu nhỏ di cư trong dung dịch (nước) với bọt khí và dung dịch keo - nhũ tương. ở độ sâu lớn vai trò của khí tăng tạo quá trình di cư mạnh hơn trong pha khí.

3- Di cư dầu có liên quan tới sự lún chìm của bể, nhiệt độ tăng, tạo điều kiện sinh dầu, khí làm giảm sức căng bề mặt và độ nhớt của dầu.

4- Biến đổi của dầu có thể xảy ra, đặc biệt dầu nặng có thể biến đổi sang dầu nhẹ khi tăng chế độ nhiệt và ngược lại khi giảm chế độ nhiệt, cộng thêm tác động của dòng nước ngầm, của các vi khuẩn dầu lại nặng hơn.

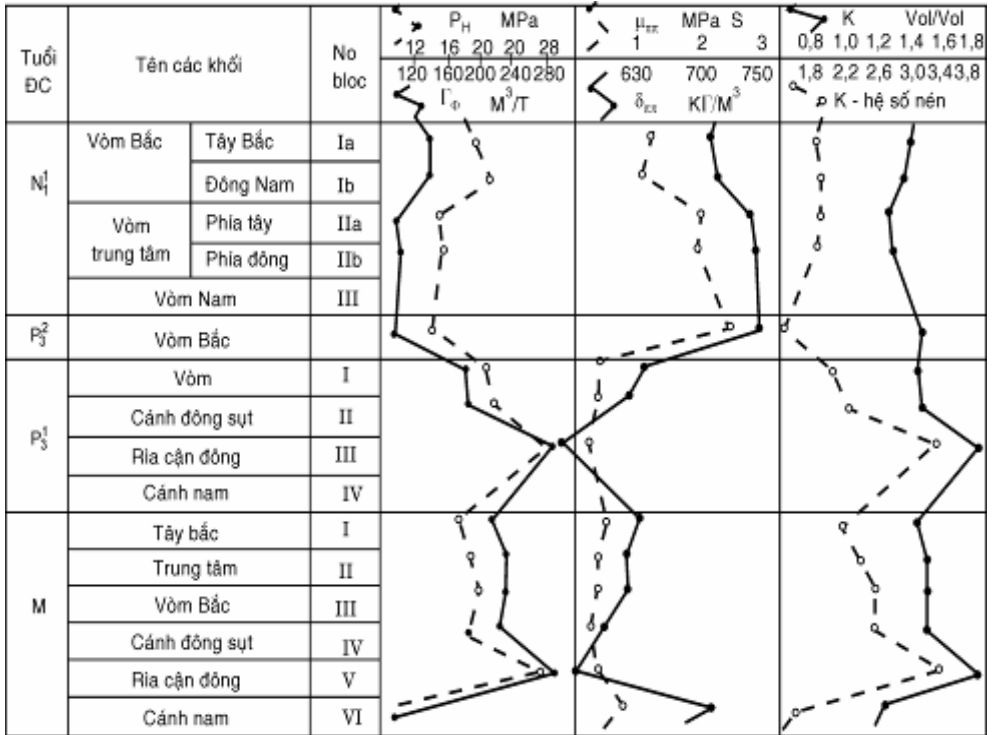
5- Khi tăng nhiệt độ dẫn tới giảm hàm lượng nhựa, asfalten và các dị nguyên tố (H.3.9).

6- Đá mẹ cản trở sự di cư khi không được gia tăng nhiệt và không bị nén ép tiếp.

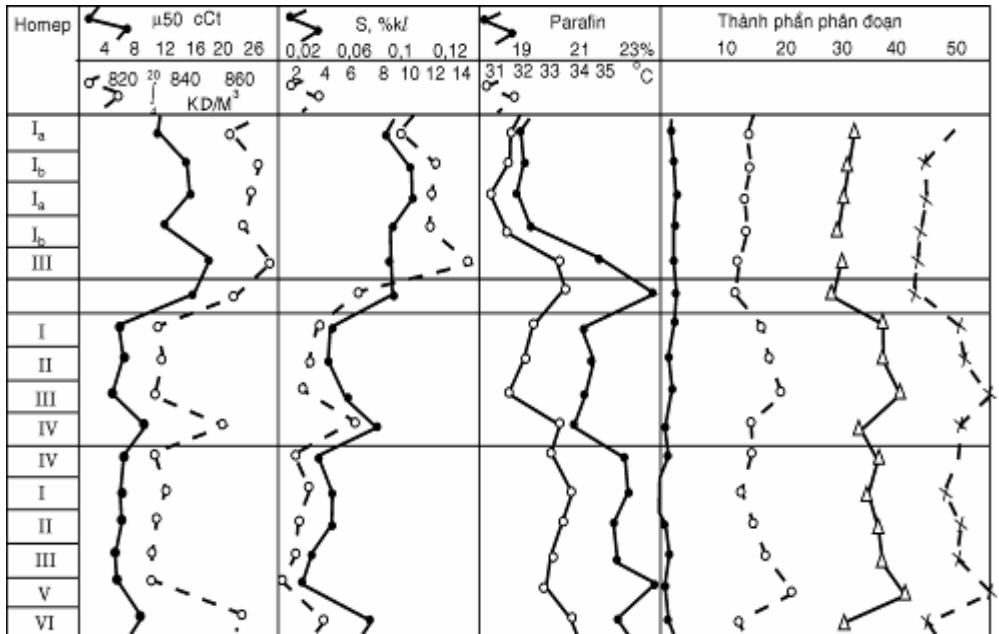
7- Dầu và chất chiết trong đá mẹ giống nhau về nguồn gốc

nhưng khác nhau về thành phần. Vì dầu là sản phẩm bị đuổi ra khỏi đá mẹ, còn chất chiết là tàn dư của vật liệu hữu cơ sau khi đuổi hydrocacbon có tính lựa chọn ra khỏi đá mẹ.

8- Theo chiều tăng mức độ biến chất của vật liệu hữu cơ do tăng chế độ nhiệt (từ trên xuống dưới) các sản phẩm lần lượt sẽ là: *Khí sinh hóa* → *Dầu nặng chứa nhiều nhũ tương, nhiều nhựa, asfalten và dị nguyên tố* → *Dầu trung bình* → *Dầu nhẹ giảm nhựa, asfalten và dị nguyên tố, còn rất ít hoặc vắng nhũ tương* → *tiếp đến là khí condensat* → *khí khô* → *khí acide và cuối cùng là grafit*. Ví dụ, ở mỏ Bạch Hổ dầu ở tầng miocen hạ thuộc loại trung bình ($\rho = 0,86 \text{ g/cm}^3$), nhiều nhựa và asfalten, nhiều lưu huỳnh. Hệ số bão hòa và hàm lượng khí thấp. Xuống tới tầng oligocen dưới và móng dầu nhẹ hơn ($\rho_{20}^4 = 0,82 \text{ g/cm}^3$), nhựa và asfalten giảm hẳn, hàm lượng khí và áp suất bão hòa tăng cao hơn hẳn so với dầu ở các tầng trên (hình 6.2 và bảng 6.1).



Hình 6.2a. Sơ đồ phân bố các chỉ tiêu chủ yếu của dầu trong điều kiện vĩa



Hình 6.2b. Sơ đồ phân bố các chỉ tiêu chủ yếu của dầu trong điều kiện tiêu chuẩn mở Bạch Hổ

Bảng 6.1: Những số liệu cơ bản về dầu trong điều kiện vỉa mỏ Bạch Hổ

Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Vòm Trung tâm	Vòm Bắc	Vòm Bắc	Vòm Bắc	Khối sứt	Vòm Bắc	Khối sứt	Khối rìa cận đông (bloc III)	Khối rìa cận tây (bloc I)	Khối trung tâm (bloc II)	Khối cận đông (bloc III)	Khối nam (bloc IV)
Áp suất vỉa	MPa	27,82	29,3	29,3	55,1	63	39,65	41,75	40,5	43,7	43,8	47	42,9
Nhiệt độ vỉa	°C	115,3	107,0	107,0	127,0	140,0	136,0	139,0	143,0	142,5	148,0	145,0	145,0
Áp suất hiện tại	MPa												
Độ sâu lấy mẫu	m					3070							
Áp suất lấy mẫu	MPa					19,7							
Dầu trong điều kiện vỉa:													
Áp suất bão hòa	MPa	14,60	20,37	20,37	115,55	14,35	20,89	23,31	27,40	20,52	24,15	29,10	8,68
Hàm lượng khí	m ³ /T	99,90	138,70	138,70	196,70	129,06	176,20	187,40	290,10	167,90	190,30	300,00	69,20
Hệ số thể tích:	V/V.s												
- Trong điều kiện vỉa		1,312	1,410	1,410	1,283	1,204	1,502	1,539	1,851	1,488	1,511	1,870	1,275
- Trong điều kiện P bão hòa		1,348	1,433	1,433	1,345	0,285	1,567	1,604	1,922	1,559	1,587	1,980	1,350
Tỷ trọng:	Kg/m ³												
- Trong điều kiện vỉa		739,20	705,20	705,20	748,10	761,20	653,20	646,30	589,70	651,70	652,70	588,00	707,10
- Trong điều kiện P bão hòa		721,90	692,60	692,60	705,40	713,30	626,40	621,70	567,80	622,20	621,30	562,00	667,80
Độ nhớt:	mPa.s												
- Trong điều kiện vỉa		1,989	1,170	1,170	2,155	3,390	0,467	0,430	0,249	0,505	0,412	0,248	0,766
- Trong điều kiện P bão hòa		1,635	0,919	0,919	1,360	2,222	0,362	0,354	0,210	0,385	0,294	0,205	0,523
Hệ số nén từ Pi đến Pb	1/MPa.E ⁻⁴	18,79	19,52	19,52	14,84	11,08	22,56	22,55	34,03	21,24	25,07	32,00	16,69
Hệ số khí bão hòa trong dầu	m ³ .E ⁻⁵ /m ³ .Pa	0,5929	0,6180	0,6180	0,5326	0,5860	0,6959	0,6705	0,8123	0,6791	0,6545	8,1000	0,6624
Nhiệt độ bão hòa parafin	°C	52,2	49,1	49,1	56,3	66,7	52,4	52,3	55,0	54,0	55,0	54,8	56,0
Tách khí:													
N ₂ và khí hiếm khác	% mole	2,06	2,32	2,32	11,41	3,77	1,23	1,33	1,20	0,37	1,34	1,10	0,00
CO ₂		0,15	0,49	0,49	1,40	0,88	0,27	0,13	0,84	0,07	0,11	0,84	0,15
H ₂ S		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH ₄		59,14	64,10	64,10	61,95	43,32	69,65	69,42	65,31	70,28	71,12	68,31	49,61
C ₂ ⁺		38,65	33,09	33,09	25,24	52,03	28,85	29,12	32,65	29,28	27,43	29,76	50,24
Tỷ trọng khí	Kkhí = 1	1,0000	0,8847	0,8847	0,8529	1,1976	0,8431	0,8551	0,9330	0,8324	0,8167	0,8157	1,0244
Khối lượng phân tử khí	g/mol						24,49	24,48	26,68	23,83	23,41	-	29,22
Chất lỏng tách:													
Tỷ trọng khí	Kg/m ³	865,50	836,60	836,60	854,40	879,20	832,20	831,70	823,20	830,50	830,70	820,50	830,60
Độ nhớt	mPa.s	10,291	10,137	10,137	10,327	17,224	3,966	4,799	3,513	4,700	4,288	4,290	4,411

Kích thước nhỏ nhất (có thể là chiều cao) của các tích lũy dầu để có thể bắt đầu di cư được tính như sau:

$$h_{\min} = \frac{P_{tr} - P_d}{g \cdot \Delta P}$$

Ở đây P_{tr} , P_d là áp lực mao dẫn ở bề mặt trên (P_{tr}) và bề mặt dưới (P_d) của tích lũy dầu.

g - giá trị trọng trường ($9,81 \text{ g/cm}^3$).

ΔP - chênh lệch tỷ trọng của nước và dầu

6.2 Di cư thứ sinh

a) Di cư thấm thấu

Di cư thứ sinh diễn ra trong đá chứa do sự vận động của dầu khí theo nguyên tắc do áp lực trọng trường, lực mao dẫn và áp lực thủy động theo định luật Darcy được thể hiện như sau :

$$Q = \frac{\rho \cdot k \cdot S (P_1^2 - P_2^2)}{2 \cdot \mu \cdot h} \quad \text{áp dụng cho khí và}$$

$$Q = \frac{\rho \cdot k \cdot S (P_1 - P_2)}{\mu \cdot h} \quad \text{áp dụng cho dầu, nước}$$

k - hệ số thấm, s - tiết diện thấm, $P_1^2 - P_2^2$ - chênh áp ở ranh giới trên và dưới của vỉa, μ - độ nhớt, h - bề dày vỉa, ρ - tỷ trọng của chất lỏng.

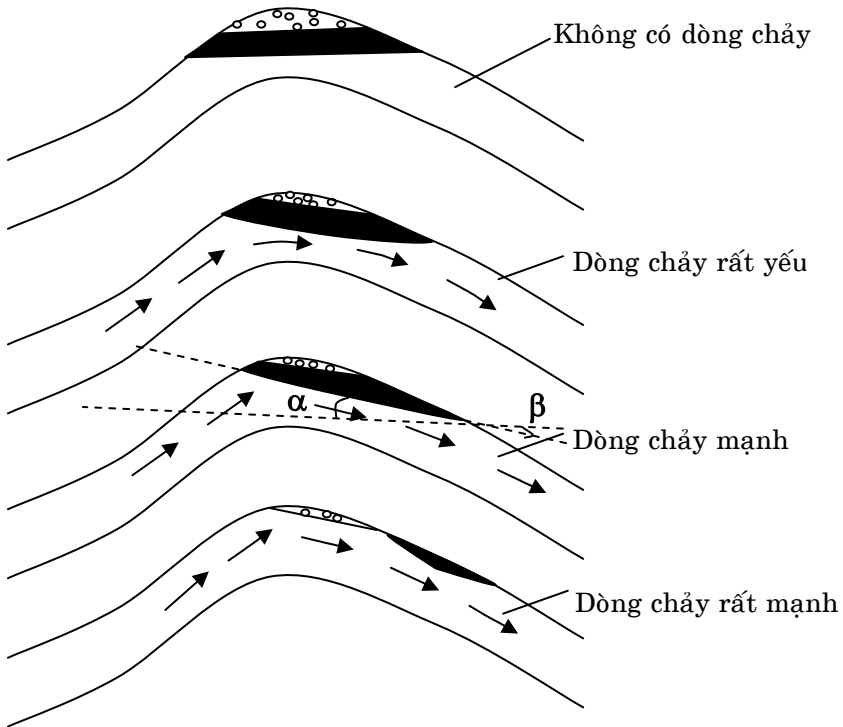
Nguyên nhân di cư của HC là do các yếu tố chính sau :

- Sự lún của trầm tích tạo điều kiện nhiệt độ tăng cao, áp lực địa tĩnh tăng dẫn tới phá vỡ thế cân bằng của VLHC ở giai đoạn trước. Quá trình này lại làm tăng khả năng chuyển hóa vật liệu hữu cơ và dầu đã được tạo lập trước đó. Từ đó khí và các HC nhẹ được tăng cường. áp suất được tăng lên tạo điều kiện phá vỡ các lớp đá ở phía trên, tạo khe nứt cho hydrocacbon di cư (do sự chênh áp quá lớn).

- Yếu tố chuyển động kiến tạo, chuyển dịch thẳng đứng hay nằm ngang của các khối làm tăng khe nứt và đứt gãy, trực tiếp làm tăng đường di cư cho các hydrocacbon từ các bẫy chứa dưới sâu di

dịch lên phía trên. Vì ở điều kiện nhiệt độ cao các khoáng vật mất nước trở nên giòn hơn, dễ vỡ hơn. Áp suất cao gây ứng suất mạnh làm rạn nứt tăng lên.

- Khi lún chìm vận động của nước được tăng cường và mang theo dầu khí tới các bẫy mới, nơi kém bão hòa hơn, áp suất thấp hơn (áp lực trôi, chảy). (H.6.3)



H.6.3. Các kiểu di cư phụ thuộc vào áp lực của nước

Trong quá trình vận động của nước vỉa, sự tồn tại hay phá hủy của vỉa dầu khí hoàn toàn lệ thuộc vào tốc độ của dòng chảy.

- Nếu không có dòng chảy vỉa dầu khí nằm ngang, ranh giới dầu nước nằm ngang. Nếu dòng chảy yếu cũng sẽ tạo cho thân dầu tạo cho thân dầu nghiêng về phía áp suất thấp. Nếu dòng chảy mạnh tác động vào thân dầu và góc nghiêng của ranh giới dầu nước càng tăng. nếu dòng chảy rất mạnh có thể làm di dời thân dầu sang vị trí mới hay bị phá hủy hoàn toàn. Vì vậy một số chuyên gia cho rằng nếu góc nghiêng α của ranh giới dầu nước lớn hơn góc nghiêng của

via β ($\alpha > \beta$) thì via dầu bị đẩy đi nơi khác.

I.A. Sharnui đã đề nghị tính tốc độ tới hạn để giọt dầu bọt khí còn tồn tại khi có dòng chảy của nước via như sau:

$$V_{\min} = \eta_d \times \eta_g \times \frac{1}{\mu} (\rho_n - \rho_k) \sin \beta$$

Trong đó:

V_{\min} - tốc độ tới hạn của nước có thể lôi cuốn giọt dầu hay bọt khí

η_d - độ thấm của đá chứa

η_g - độ thấm tương đối của khí và bằng 0.6645

μ - độ nhớt của khí (dầu)

ρ_n - tỷ trọng của nước

ρ_k - tỷ trọng của khí

β - góc nghiêng của via.

Như vậy tốc độ vận động của nước via vượt giá trị tới hạn này thì via dầu hoặc khí bị phá hủy dần.

A.A. Karsev đề nghị xem xét tới quá trình trao đổi nước trong đá chứa và đề nghị sử dụng hệ số cường độ thau rửa của nước thấm lọc trong đá chứa.

$$I_{\text{th}} = \frac{F \times V \times t}{V_c \times n}$$

Trong đó:

I_{th} - hệ số cường độ thau rửa của nước thấm lọc trong đá chứa.

V - tốc độ vận động của nước thấm lọc

F - tiết diện vuông góc với dòng chảy

t - thời gian thấm lọc

V_c - thể tích đá chứa

n - độ rỗng của đá chứa (cát).

Nếu cường độ thau rửa của nước thấ, lọc càng lớn thì khả năng

đưa dầu khí di dời nơi khác hay phá hủy càng cao.

Tuy nhiên khi sử dụng công thức này cần thận trọng đối với vùng thấm lọc kém và đặc biệt ở nơi không có vùng thoát.

Do nén ép khi lún chìm trực tiếp tạo điều kiện sắp xếp lại các hạt, Do đó độ rỗng nhỏ hơn là tiền đề để đẩy dầu khí tới nơi có áp lực nhỏ hơn.

b) Di cư do lực nổi của dầu

Khi nhiệt độ tăng do lún chìm, độ nhớt của dầu giảm, tỷ trọng dầu giảm, sức căng bề mặt giảm, tăng tính linh động, bổ sung thành phần nhẹ, lực mao dẫn yếu dần dần đến lực nổi của dầu tăng cao và xảy ra di cư thứ sinh tới vùng có áp suất thấp, nơi độ bão hòa thấp hơn (do khí nhẹ hơn dầu, dầu nhẹ hơn nước nên chúng có xu hướng nổi lên trên mặt nước).

Để biểu diễn khả năng di cư của các giọt dầu qua các lỗ rỗng tức là áp lực của dầu khí (áp lực nổi) thắng lực mao quản và sức căng bề mặt của nước Hubbert MK. (1940 và 1950) đã đưa ra công thức sau (Hình 6.4)

$$Z_0 \cdot g \cdot (\delta_w - \delta_0) \geq 2\gamma \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_q} \right)$$

Ở đây : $Z_0 \cdot g \cdot (\delta_w - \delta_0)$ là lực nổi,

$2\gamma \left(\frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_q} \right)$: là lực mao quản

Z_0 : chiều cao giọt dầu

R : đường kính lỗ hổng trong đá

R_q : bán kính lớn nhất, R_t bán kính hẹp nhất.

g : gia tốc trọng trường $9.8\text{cm}/\text{s}^2$.

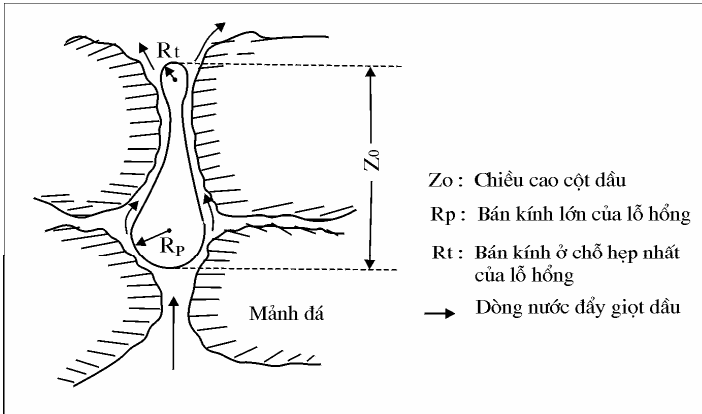
γ : áp lực tại ranh giới dầu nước

$(\delta_w - \delta_0)$: tỷ trọng của nước (δ_w) và dầu (δ_0).

Nếu phương trình bên trái cân bằng phương trình bên phải thì giọt dầu không chuyển động được.

Nếu lực nổi lớn hơn lực mao quản thì giọt dầu sẽ chuyển động

qua lỗ hổng dưới tác dụng của áp lực từng phần (nội tại).



Hình 6.4 Mô hình đẩy giọt dầu qua lỗ hổng của đá
(Do lực đẩy của nước hay lực nổi của dầu)

Cần lưu ý rằng nếu giọt dầu nhỏ hơn kích thước của lỗ hổng thì chuyển động qua dễ dàng. Nếu giọt dầu lớn hơn kích thước lỗ hổng thì tự bản thân nó có khả năng biến đổi hình dáng sang dạng kéo dài để kích thước của nó sao cho có thể lọt qua lỗ hổng dưới áp lực nén của ba loại: áp lực đẩy nổi, áp lực thủy tĩnh, tức là xuất hiện gradient thủy động lực và áp lực mao dẫn.

Quá trình tái phân bố lại các tích lũy hydrocacbon thường xảy ra theo các đứt gãy, khe nứt, bề mặt bất chỉnh hợp, bề mặt bào mòn, theo vỉa cát hay do chênh áp, hoặc qua lớp phủ mất khả năng chắn, do biến đổi khoáng vật thứ sinh tăng độ rỗng, độ thấm của nó. Vì vậy, càng xa nguồn độ bão hòa càng giảm, càng tăng hàm lượng hydrocacbon bão hòa, đặc biệt hydrocacbon nhẹ (tăng lượng dầu sáng màu), càng giảm lượng hydrocacbon aromatic, giảm lượng nhựa, asfalten, càng tăng lượng khí metan, tăng đồng vị nhẹ của C^{12} ($\delta^{12}C$).

Trong trường hợp độ bão hòa thấp dầu khí di cư dưới dạng hai pha: lỏng và khí. Trong đó lượng khí sẽ di cư xa hơn, nhanh hơn dầu. Các tích lũy mới sẽ có hai pha: pha lỏng (dầu) ở dưới và khí ở trên (mũ khí) và nước ở dưới cùng. Trong trường hợp có áp suất và áp suất bão hòa khí cao hỗn hợp di cư là một pha: dầu khí cùng bị đẩy đi tới nơi áp suất thấp. Trong trường hợp này mức độ phân dị các thành phần kém hơn nhiều so với di cư hai pha. Như vậy, di cư

do lực nổi của dầu khí phụ thuộc vào sự khác nhau về tỷ trọng, độ nhớt của dầu, đường kính và hình dạng lỗ rỗng, chiều cao cột dầu, thế năng của nước...

c) Ảnh hưởng của khí đối với sự di cư

Khi áp suất lớn sẽ làm giảm sức căng bề mặt ranh giới tiếp xúc của dầu và nước, giảm áp lực mao dẫn, giảm tính dính ướt của chất lỏng. Khi đó các quả cầu khí vận chuyển các quả cầu lỏng lách theo các khe nứt nhỏ di cư nhanh hơn. Trong thời gian di cư tới bề mặt chứa, lúc đầu khí bị tách ra khỏi hỗn hợp và chiếm vị trí cao nhất (tách 2 pha). Sau đó, dầu được tăng cường và được nén với áp suất lớn thì khí lại bị hòa tan trong dầu hoặc ngược lại dầu bị hòa tan trong khí trong điều kiện 1 pha. Nếu sản phẩm di cư chủ yếu là khí hay khí sạch hoàn toàn thì chiếm phần lớn là khí mê tan.

Như vậy, áp lực khí có tác dụng vận chuyển dầu rất tốt và đẩy dầu đi xa khi có điều kiện hoặc bị lưu giữ ở đây. Nếu nước vận động có khí hòa tan cũng làm tăng áp lực của dòng chảy về phía thế năng thấp (có thể là cùng thoát ra) bởi vì khí có cấu trúc phân tử nhỏ lại dễ hòa tan trong chất lỏng nên làm tăng tính linh động của chúng.

Tuy nhiên, khả năng di cư của dầu hay khí hoặc hỗn hợp dầu khí còn phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như: bản chất vật liệu hữu cơ - nguồn cung cấp khí hay dầu, các điều kiện nhiệt áp thuận lợi để sinh ra dầu khí, đặc biệt chúng được chôn vùi ở giai đoạn trưởng thành nào (pha chủ yếu sinh dầu, pha chủ yếu sinh condensat hay pha chủ yếu sinh khí khô), chế độ kiến tạo thuận lợi cho việc giữ gìn bảo tồn hay phá hủy (tạo khe nứt, đứt gãy), chế độ thủy động lực khép kín hay vận động, đôi khi ở điều kiện nhiệt áp thấp còn phụ thuộc vào sự thâm nhập hay không của vi khuẩn khử hydrocacbon...

Như vậy dầu khí muốn di cư thì phải vượt qua được áp suất bão hòa trong nước hoặc khí vượt qua áp suất bão hòa trong dầu, thì chúng mới tách ra khỏi chất lưu để vận động tự do.

Khí hydrocacbon hòa vào dầu dễ hơn gấp 10 lần so với nước. Trong đó các khí có khả năng hòa tan trong nước gần như nhau, nhưng đối với dầu thì khác nhau, chẳng hạn propan ở điều kiện p=

5at hòa tan được 25–30 m³/m³dầu. Các khí butan có khả năng hòa tan với khối lượng lớn hơn propan trong dầu. Ngoài ra, các khí hydrocacbon còn bị hấp phụ bởi các đá trên đường di cư. Nếu khí hòa tan trong dầu là động lực để đẩy dầu di cư hoặc ngược lại dầu hòa tan trong khí (khi dầu là thứ yếu) thì sự vận động của hỗn hợp càng thuận lợi hơn, ví dụ trong điều kiện nhiệt độ $T = 100 \div 200^{\circ}\text{C}$ dưới áp lực 400at thì 1m³ khí khô (mêtan và một phần rất nhỏ khí nặng khác) có thể mang theo 25÷40 kg dầu. Cũng ở nhiệt độ đó nhưng dưới áp lực 700 at có thể mang 100kg dầu. Chính nhờ các đặc điểm này mà hydrocacbon lỏng nằm trong pha khí sẽ di cư nhiều hơn. Như vậy, nếu ở đới diagenез chủ yếu là khí sinh hóa thì càng xuống sâu vai trò của khí hydrocacbon nặng càng thể hiện rõ ràng hơn và di cư càng mang tính hỗn hợp. Các khí hòa tan trong dầu trong nước hay dầu hòa tan trong khí trong nước chỉ được tách ra khi giảm áp, khí dần dần chiếm ở vị trí trên cùng sau đó đến dầu và dưới cùng là nước. Như vậy, quan hệ giữa khí, dầu và nước phụ thuộc vào nhiệt độ, áp suất và thành phần có trong hỗn hợp, mức độ biến chất, thời gian địa chất và một phần chất xúc tác. Tuy nhiên, dầu và khí bao giờ cũng có xu hướng đi lên nơi có chế độ nhiệt áp giảm.

Trên cơ sở di cư này, càng xa nguồn sinh càng tăng các khí nhẹ và hydrocacbon nhẹ. Còn ở nơi nào nhiều khí axit (CO₂, H₂S) chúng tỏ có điều kiện oxy hóa hay phá hủy mỏ. Sự hòa tan của dầu khí trong nước cũng sẽ dễ dàng hơn nếu tăng nhiệt độ và áp suất. Ví dụ ở nhiệt độ $T = 60 \div 100^{\circ}\text{C}$ và $p = 200\text{at}$ có thể hòa tan 2.7 m³khí/ m³nước. Nếu tăng nhiệt độ và áp suất thì có thể hòa tan 7.7 m³khí/m³ nước, nhưng nếu nước tăng độ khoáng hóa thì khả năng hòa tan của hydrocacbon lại giảm tới 2.3 ÷ 3 lần.

Nếu trong nước có các chất hữu cơ (lipide) hay các nhân misel thì chúng sẽ lôi cuốn các bọt khí và giọt dầu ra khỏi các lỗ hổng nhỏ rất dễ dàng.

Tốc độ vận động của nước cũng tác động mạnh có sức lôi cuốn bọt khí và giọt dầu ra khỏi lỗ rỗng. Tốc độ càng cao sức lôi cuốn càng mạnh.

d) Di cư do áp lực mao dẫn

Sự chuyển động của chất lỏng trong vỉa luôn bị cản trở bởi lực

mao dẫn đặc biệt, dầu ở các mao dẫn có đường kính hẹp (<0.05 mm). Trong trường hợp này dầu di cư khó hơn nước. Để di cư được các dòng dầu phải thắng sức căng bề mặt. Vì vậy, nếu nhiệt độ tăng cao sẽ làm giảm lực căng bề mặt, giảm sự cản trở đối với chất lỏng chuyển động.

e) Trong trường hợp cấu tạo (bẫy chứa) được nâng lên áp suất vỉa ở dưới sâu vẫn được giữ, song nhiệt độ giảm đi nhiều. Trong trường hợp này khả năng di cư thứ sinh yếu hẳn, nếu không có các khe nứt hay đứt gãy (bẫy chứa được khép kín).

Tóm lại, di cư thứ sinh xảy ra do chênh áp của chất lỏng trong phạm vi đá chứa. Chênh áp được tạo nên do tăng lượng khí và hydrocarbon nhẹ, do vận động chất lỏng từ nơi có thế năng cao tới nơi kém thế năng. Vì sự phân bố chất lỏng và khí trong lòng đất luôn có xu hướng tiến tới cân bằng thành phần vật chất. Sự chuyển động của dầu khí luôn gắn với hoạt động thủy động lực. Để diễn ra quá trình di cư thứ sinh, yếu tố không kém phần quan trọng là phải có áp lực của dầu khí thắng được lực rào cản của thủy động lực của nước trong đá chứa, điều này chỉ xảy ra khi thay đổi cấu trúc mặt bằng của vỉa và thay đổi chế độ thủy động lực.

Quá trình di cư là sự phân bố hay vận động hydrocarbon tuân theo nguyên tắc phân dị trọng lực và nguyên lý cromatograf - tức là thành phần gọn nhẹ, bão hòa luôn di cư nhanh hơn còn thành phần nặng, công kênh, không bão hòa sẽ di cư chậm hơn. Di cư là quá trình vượt qua lực căng bề mặt, vượt qua cản trở bởi nước, bởi lực mao dẫn... Chất lỏng di cư được là do có áp lực thủy động lực tạo khả năng đẩy chất lỏng ra khỏi các mao mạch do vượt được lực mao quản... Khi tạo được sung lực vào các mao mạch thì dầu khí từ đó bị đẩy đi về đá chứa.

Như vậy, dầu di cư trong môi trường nước, môi trường hydrocarbon có áp suất và trong môi trường có khí hòa tan hay dòng khí độc lập. Do chênh áp quá lớn giữa đá chứa và lớp chắn cũng tạo điều kiện nứt vỉa và hình thành khe nứt là đường di cư. Vậy di cư thứ sinh có thể thành dòng hay tia tùy điều kiện thủy động lực và cường độ hoạt động kiến tạo hình thành đới bờ rời. Di cư thứ sinh thực chất là phân bố lại áp lực. Sự chênh lệch áp lực càng lớn càng tạo sung cao, di cư càng mạnh, do đó tốc độ di cư càng

cao và khả năng di cư càng xa.

f) Phạm vi di cư

Phạm vi di cư phụ thuộc vào năng lượng của hỗn hợp hay từng cấu trúc địa chất hay bể chứa, chế độ thủy động lực nước ngầm. Do đó có 2 loại di cư : di cư địa phương và di cư khu vực.

Di cư địa phương bị khống chế bởi kích thước cấu tạo và đặc điểm địa tầng. Vì vậy, di cư địa phương thường liên quan tới đứt gãy, biến tướng thạch học ở các lớp chắn (chắn kém hoặc trung bình), các bất chỉnh hợp địa tầng, lớp bị bào mòn cho nên di cư địa phương thường giới hạn trong phạm vi cấu tạo ở đới uốn nếp.

Di cư khu vực bị khống chế bởi đặc điểm cấu tạo lớn trải trên diện tích rộng, địa tầng thoải có bề dày lớn. Di cư khu vực thường xảy ra ở các đơn nghiêng các cấu trúc bậc II trong các phân vị địa tầng phân bố tính khu vực. Vì vậy, di cư khu vực thường gặp ở vùng nền bằng hay á nền bằng.

Di cư địa phương hay khu vực có thể tồn tại dưới hình thức khuếch tán, phân tán, tự do,..Tuy nhiên, di cư địa phương thường kèm theo di cư khu vực. Vì vậy, để hiểu phạm vi di cư cần nghiên cứu cấu trúc địa chất của các đơn vị kiến tạo, cấu tạo, tướng đá thạch học,...để tìm hiểu khả năng có các tích lũy mang tính địa phương hay khu vực. Từ đó có thể dự báo nguồn năng lượng vỉa, có nghĩa là mở có khép kín hay liên thông, phạm vi phân bố rộng hay hẹp và dự đoán được tính chất của các loại sản phẩm có thể có,...

Tốc độ di cư là vấn đề phức tạp tùy vào trạng thái pha của chất lỏng và khí, tùy vào độ nghiêng của vỉa và tùy vào khả năng chênh áp của chất lỏng. Khi tiến hành thí nghiệm chuyển động thẳng đứng trong cát bão hòa nước L. Katalan, Bajanova O.K. thấy rằng tốc độ chuyển động có thể đạt 110m đến 430m/năm, tương đương với $110000 \div 430000$ km/triệu năm. Tuy nhiên trong thực tế thấp hơn nhiều vì còn lệ thuộc vào nhiều yếu tố tự nhiên khác.

S.G. Neruchev đã tính tốc độ chuyển động của chất lỏng tùy thuộc vào độ nghiêng và độ thấm của đá như sau: Tốc độ chuyển động trung bình có thể đạt $0,34 \div 490$ km/triệu năm ở vùng nền bằng, còn ở vùng uốn nếp có thể đạt $0,7 \div 2750$ km/triệu năm. Nếu chỉ có dầu chuyển động trong vỉa có thể nằm thoải ở nền bằng, có thể đạt

tốc độ 4900 km/tr.năm, còn ở vùng uốn nếp có góc dốc là 27600 km/triệu năm. Tuy nhiên trong thực tế tốc độ chuyển động của dầu khí còn lệ thuộc vào điều kiện kiến tạo, đặc điểm thạch học, điều kiện thủy địa chất, độ phong phú vật liệu hữu cơ và giai đoạn biến chất của nó...

g) Về thành phần lý hóa khi di cư theo đặc điểm chung như sau

1- Khi di cư ở khoảng cách lớn (> 100km) yếu tố di cư chủ yếu là nước và phong phú khí metan.

2- Khi di cư trên khoảng cách ngắn (vài chục km) đối với pha khí thấy tăng lượng khí metan, đối với dầu trong dung dịch thấy giảm trọng lượng phân tử, tăng tỷ lệ n-alkan/ aren.

3- Di cư trên khoảng cách rất ngắn (vài km) ở pha dầu liên tục giảm trọng lượng phân tử.

- Tăng hàm lượng parafin và isoparafin.
- Giảm hàm lượng hợp chất của các dị nguyên tố (ONS)
- Giảm hàm lượng của các aren đa chuỗi (aromat đa chuỗi)

Từ đó thấy rằng dầu parafin nhẹ nhất di cư xa hơn còn dầu naften đặc biệt dầu aromatic di cư chậm và hay ở gần nơi sinh thành.

Cần lưu ý rằng dầu khí luôn di cư cùng với nước (bao gồm cả bọt khí và hơi nước) nhưng không xảy ra trao đổi với nước. Do đó dầu khí được bảo vệ và đưa tới các bẫy chứa.

- Dầu khí di cư do vận động của nước và tỷ trọng của bản thân các hydrocarbon trong môi trường có thay đổi nhiệt độ và áp suất (tới vùng có T^o và P thấp).

- Yếu tố kiến tạo luôn thúc đẩy quá trình sinh thành và di cư, làm thay đổi vị trí phân bố, thay đổi thành phần và tính chất của dầu khí, tạo khả năng tái phân bố lại các tích lũy cũ.

Di cư của dầu được thể hiện bằng hệ số thấm lọc

$$K = \frac{Q}{S.t.\eta.L} \longrightarrow Q = k.s.t.\eta.L$$

Trong đó : Q - lượng dầu đi qua; S - tiết diện
 t - thời gian; η - độ nhớt

L - khoảng cách thấm lọc của dầu (có thể chiều cao hoặc chiều dày tùy thuộc vào đường di cư)

Cần lưu ý rằng một số mỏ bị phá hủy do hoạt động kiến tạo hay do thay đổi chế độ thủy động lực. Trong trường hợp này có thể xảy ra giải tỏa các thành phần khí, HC nhẹ và trung bình. Từ đó có thể hình thành các vỉa mới có thành phần condensat hay khí ở phía trên, nếu có bẫy (có lớp chắn). Tuy vậy ở vỉa nguyên thủy vẫn còn lượng dầu nặng, nhựa và asfalten. Không bao giờ mất hết các thành phần này, vì vậy ở cấu tạo nào đó chưa có các thành phần nặng này, có nghĩa là dầu chưa bao giờ được tích lũy ở đó.

Tóm lại:

a) *Dầu di cư* được là do các yếu tố: lực nén địa tĩnh trầm tích, áp lực nổi của dầu, do chênh áp thủy động lực và do thắng lực mao quản của màng nước. Khi áp suất tăng lên làm lượng khí và dầu được sinh ra ô ạt, các hoạt động kiến tạo làm xuất hiện các khe nứt tạo nên đường di cư mới, sự thay đổi tính chất hóa lý của dầu theo hướng nhẹ hơn trọng lượng phân tử,...

b) Cơ chế di cư về lý thuyết có 4 hình thức :

- Trong dòng nước
- Dưới dạng giọt hay bọt dầu
- Dưới dạng nhân misel hay keo.
- Trong dòng khí nén và HC lỏng nhẹ có áp lực. Tuy nhiên, di cư trong dòng khí nén và HC lỏng nhẹ có áp lực là mạnh mẽ nhất, quyết định việc hình thành các tích lũy HC có ý nghĩa.

c) Phạm vi di cư

Phạm vi di cư tùy thuộc vào địa hình của vùng, tùy thuộc vào tỷ trọng dầu, khí hòa tan và các tính chất vật lý khác. Trong quá trình di cư xảy ra phân dị trọng lực: nhẹ di cư nhanh hơn và xa hơn, dầu chứa nhiều khí di cư nhanh hơn dầu mất thành phần khí hòa tan. Ở phạm vi nền bằng dầu khí di cư xa hơn. Ở vùng thẳng đứng di cư theo đứt gãy, khe nứt và nếu lớp chắn yếu. Di cư mang tính địa phương thì phạm vi di cư gần. Nếu di cư khu vực thì phạm vi di cư xa hơn tùy thuộc vào cấu trúc địa chất và thế nằm của vỉa chứa.

Di cư có thể dưới dạng tia hay dòng tùy thuộc vào điều kiện thủy động lực và các lớp chắn.

d) Hướng di cư được xác định là hướng có áp suất thấp, thế năng thủy động lực thấp... Khi di cư tăng thành phần bão hòa thành phần khí, đặc biệt khí nhẹ, giảm tỷ trọng, giảm lượng nhựa asphalten, giảm HC aromatic, đồng vị nhẹ của carbon tăng lên...

Như vậy :

Đặc điểm của khí kèm theo dầu đa phần là HC khí ($C_1 \div C_4$), còn các khí khác rất ít (CO_2 , N_2 , He, Ar). Ở các mỏ có v khuẩn hoạt động còn có cả khí H_2S (hoặc ở đới sinh hóa-diagenез).

Tuy nhiên hàm lượng khí kèm dầu sẽ có thành phần khác nhau do bản chất khác nhau của VLHC, do mức độ biến chất không đồng đều của chúng ở các vùng khác nhau, do chế độ kiến tạo khác nhau và do chế độ thủy động lực của nước ngầm... Các khí axit (CO_2 , H_2S) thường có ở đới biến chất thấp (diagenез), ở đới bị oxy hóa VLHC hay hoạt động của vi khuẩn, vùng có đá vôi, chúng rất dễ bị hòa tan trong nước.

Ngoài ra uan sát thấy ảnh hưởng tới di cư HC còn do khả năng hấp phụ rất lớn HC của đá như sét, sét than, đặc biệt là than.

Ví dụ khả năng hấp phụ của sét gấp 1.4 ÷ 2.2 lần so với cát, sét than 10 ÷ 15 lần so với cát, còn than từ 50 ÷ 200 lần so với cát ở $p = 1 \div 2$ at và $T^\circ = 20 \div 25$ °C (theo Neserov I.I). hơn nữa nếu sét nào chứa nhiều VLHC (bitum) thì khả năng hấp phụ càng tăng. Ví dụ sét chứa VLHC nhỏ <3% thì khả năng hấp phụ thấp, còn sét chứa VLHC tới 3 ÷ 5% khả năng hấp phụ tăng lên tới 5 lần; sét chứa VLHC tới 10 ÷ 20% thì khả năng hấp phụ tăng lên tới 10 lần.

Do đó khả năng hấp phụ HC của đá phụ thuộc vào loại đá, mức độ nhiệt áp (P, T°) và sự phong phú VLHC.

Từ đó thấy rằng khí hòa tan trong dầu hay trong nước và di cư sẽ ở các mức độ khác nhau tùy thuộc vào loại VLHC và mức độ biến chất của chúng, đặc biệt lệ thuộc vào môi trường vây quanh của dầu và khí.

Quy luật di cư cũng như phân bố, phụ thuộc vào các quy luật hoạt động của vỏ trái đất, vào thời gain địa chất. Chúng khống chế

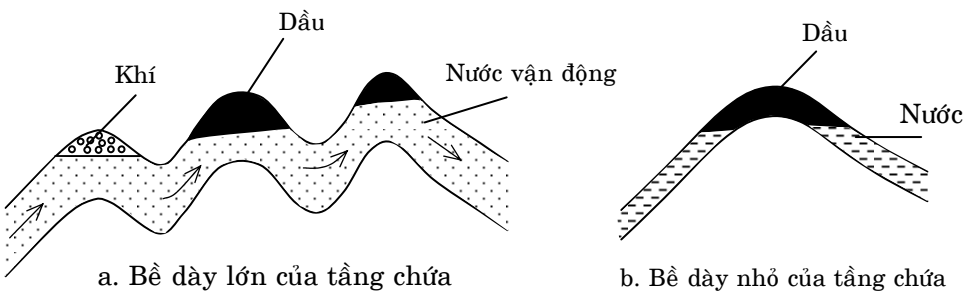
sự phân dị trọng lực của HC trong quá trình di cư cũng như tích lũy. Ở vùng uốn nếp di cư ngang chỉ mang tính địa phương, còn di cư thẳng đứng khu vực cũng như địa phương là phổ biến. Trong khi đó ở nền bằng di cư ngang trong phạm vi địa phương cũng như khu vực là chủ yếu.

SỰ HÌNH THÀNH CÁC TÍCH LŨY DẦU KHÍ

7.1 Điều kiện cơ bản để hình thành tích lũy dầu khí

Trong thực tế, khi kết thúc quá trình di cư thứ sinh là quá trình tăng cường hàm lượng dầu khí ở nơi cao nhất của bẫy, có nghĩa là dầu khí gặp phải màn chắn hay vật cản và được tích lũy dần dần ở trong bẫy. Vì vậy, để có các tích lũy dầu khí lớn hay nhỏ còn tùy thuộc vào các yếu tố như: kích thước bẫy, độ rộng, độ thấm thành phần vật chất trong bẫy (kích thước cát, khe nứt, hang hốc....). Ngoài ra, còn phụ thuộc vào độ nghiêng bề mặt lớp, chế độ thủy lực dòng nước, đặc tính lớp chắn, lượng và tính chất lý hóa dầu khí mang đến, cuối cùng phụ thuộc vào nhiệt độ, áp suất môi trường vây quanh, hàm lượng hydrocarbon mang đến và các hoạt động kiến tạo khu vực cũng như địa phương.

- a) Bề dày lớn của tầng chứa
- b) Bề dày nhỏ của tầng chứa



Hình 7.1. Mô hình kích thước bẫy chứa của dầu, khí theo phân dị trọng lực

Trên mô hình cho thấy: để có được các tích lũy dầu khí trước tiên phải có bẫy chứa, sau đó là kích thước của bẫy (bề dày lớn hay nhỏ) (H.7.1). Nếu kích thước của bẫy chứa lớn thì điều kiện chứa nhiều dầu khí hơn (a) là loại bẫy nhỏ (b). Đường vòng khép kín của bẫy lớn có

điều kiện chứa nhiều hơn và quyết định mức độ bão hòa khí trong dầu, hay dầu trong khí.

– Nếu đá chứa có độ rỗng, độ thấm cao thì điều kiện chứa nhiều hydrocarbon hơn.

– Khi có góc nghiêng bề mặt lớp, tức là sự thay đổi thế năng của chất lỏng, thì sẽ xảy ra sự vận động hydrocarbon chuyển lên các bẫy chứa mới.

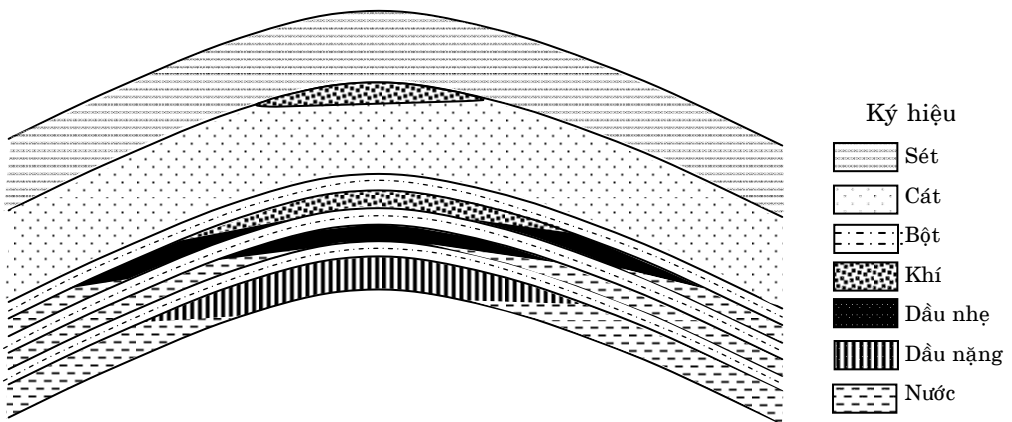
– Chế độ thủy động lực của nước đóng vai trò quan trọng trong các tích lũy ban đầu (H.7.1a và H.6.3). Nếu trong vỉa không có dòng chảy thì tích lũy dầu khí ở vị trí nằm ngang, khi đó đáy là nước, còn phía trên là dầu khí. Áp suất vỉa lớn tạo nên chế độ một pha (H.7.1b). Nếu áp suất vỉa chưa đủ lớn để xảy ra sự hòa tan khí vào dầu thì sẽ xuất hiện ranh giới khí–dầu–nước (khí trên cùng, giữa là dầu và cuối cùng là nước đáy (H.6.3). Đây là quá trình phân dị trọng lực.

– Khi dòng chất lỏng có khí hòa tan đưa đến, khi giảm áp khí sẽ tự tách ra và chiếm vị trí cao nhất trong bẫy, còn nước do trọng lượng phân tử lớn nên lắng xuống đáy, còn dầu không hòa tan trong nước và cũng không hòa tan trong khí sẽ nằm ở giữa, do tỷ trọng dầu nhẹ hơn nước nhưng nặng hơn khí rất nhiều. Vì vậy, dầu–khí–nước sẽ tồn tại chế độ bão hòa 3 pha.

Nếu dòng nước chuyển động với áp lực yếu thì khí và dầu lần lượt tách ra khỏi dòng di cư chiếm phần đỉnh cao nhất của bẫy, nhưng do chịu tác động của dòng chảy (vận động của nước) nên ranh giới khí–dầu và đặc biệt dầu–nước sẽ nghiêng về phía có thế năng thấp (H.6.3). Nếu dòng chảy mạnh hơn nữa thì chế độ nghiêng của ranh giới khí–dầu, dầu–nước càng lớn hơn. Nếu tiếp tục có dòng chảy rất lớn, vượt qua lực bám dính của dầu nhưng chưa đủ mạnh để đẩy mũ khí ra khỏi vị trí cao nhất của bẫy thì xảy ra hiện tượng tách biệt thân dầu ra khỏi thân khí và nằm ở bên sườn vỉa.

Trong trường hợp đá chứa không đồng nhất thì sự vận động của dầu khí bị hạn chế do sự cản trở của lực mao dẫn của các đới kém thấm. Ví dụ: trong vỉa cát hạt thô xen kẽ lớp cát hạt nhỏ hay bột, thì màng nước vỉa hay các giọt dầu đầu tiên sẽ bám chặt vào bề mặt của các hạt bột hay cát hạt nhỏ gây cản trở sự vận động chất lỏng,....

Đặc tính của lớp chắn đóng vai trò quan trọng trong việc lưu giữ dầu khí. Nếu lớp chắn là sét montmoriolit, muối hay cacbonat được gắn kết xi măng tốt thì có thể lưu giữ dầu khí với khả năng áp suất lớn. Đôi khi xen kẽ các lớp bột sét thì các vỉa dầu đầu tiên chiếm giữ các khoảng trống tạo ra áp lực mao dẫn rất lớn cản trở sự vận động của dầu khí lên phía bên trên. Nếu bề dày lớp chắn mỏng thì việc lưu giữ này chỉ xảy ra khi áp suất vỉa chưa đủ khả năng phá vỡ vỉa (chưa tạo dị thường áp suất lớn). Nếu lớp chắn là các lớp bột cát hay bột không có khả năng chắn tốt thì khi dòng dầu di cư tới vỉa sẽ xảy ra sự phân hóa, lúc này khí tự tách ra khỏi hỗn hợp và di cư xuyên qua lớp chắn kém lên phía trên. Nếu dung dịch đưa đến có áp suất thì khí có thể bị lôi cuốn theo dầu nhẹ và một phân đoạn nặng. Vì vậy, việc hình thành tích lũy dầu khí ở lớp đầu tiên khó được bảo tồn và xuất hiện nhiều tích lũy kèm theo các thành phần hydrocacbon nhẹ hơn. Dòng dầu càng di cư xa lên trên thì càng xảy ra sự chọn lọc các thành phần càng nhẹ hơn, cuối cùng là chỉ còn lại khí, ví dụ ở mỏ Samotlor của Nga (H.7.2), phía dưới cùng là dầu nặng, giữa là dầu trung tính, trên là dầu nhẹ và trên cùng là khí.



Hình 7.2. Phân bố các vỉa dầu khí ở mỏ Samotlor, LB Nga
(O.K.Bajenova, 2000)

Nếu đã có sẵn bể chứa thì sự tồn tại các tích lũy dầu khí lớn hay nhỏ còn tùy thuộc vào lượng dầu khí được sinh ra có lớn hay không. Nếu tầng đá mẹ ở dưới sâu phong phú VLHC và đang ở pha chủ yếu sinh dầu (cửa sổ tạo dầu) là điều kiện thuận lợi để cung cấp sản

phẩm dầu khí lấp vào bể chứa, còn ngược lại đòi hỏi thời gian tích lũy phải lâu hơn.

Yếu tố nhiệt độ, áp suất môi trường vây quanh cũng như của dòng hydrocarbon đưa tới đóng vai trò quan trọng trong việc hình thành tích lũy dầu khí. Nếu nhiệt độ vừa cao ($T > 180^{\circ}\text{C}$), sản phẩm mang tới rất lớn và duy trì trong thời gian lâu dài sẽ dẫn đến đứt vỡ các cấu tử lớn (nhựa, asphalten) tạo ra các hydrocarbon nhẹ và khí, làm tăng áp suất dẫn tới phá vỡ thế cân bằng của vỉa. Từ đó, xuất hiện khe nứt, vết rạn tạo đường di cư lên phía trên, nghĩa là phá vỡ tích lũy cũ và hình thành các tích lũy mới.

Các hoạt động macma, phun trào tạo ra dòng nhiệt từ dưới sâu theo các kênh dẫn lên bể chứa cũng tạo điều kiện phá hủy các tích lũy cũ tạo thành các tích lũy mới, gọi là hiện tượng phân bố lại các tích lũy dầu khí.

Các hoạt động kiến tạo đôi khi tạo điều kiện thuận lợi hình thành các bể chứa dạng vòm (chuyển động nâng). Đôi khi do bị ép nén, tách giãn hay nâng, hạ tạo thuận lợi cho sự xuất hiện hàng loạt các khe nứt mới, hoặc bị bào mòn hóa trụi làm cho các tích lũy cũ bị phá hủy (do sự thâm nhập oxy và vi khuẩn), hoặc hình thành các tích lũy mới ở phía trên do sự di cư khí và hydrocarbon nhẹ giải phóng khỏi tích lũy cũ.

Như vậy, có nhiều yếu tố tác động tới sự hình thành các tích lũy dầu khí. Vấn đề quan trọng là việc xác định các bể chứa và thời gian hình thành bể chứa phải xảy ra trước các pha sinh và di cư dầu, condensat và khí khô. Hơn nữa, bể chứa phải có lớp chắn để bảo vệ các sản phẩm hydrocarbon lấp đầy trong đó, có nghĩa là phải có lớp phủ không thấm hoặc kém thấm. Như vậy có thể nói: không có tích lũy nào được hình thành trước thời gian hình thành bể chứa. Ngoài ra, còn phải quan tâm đến thời điểm bắt đầu tích lũy và khoảng thời gian bao lâu xảy ra sự tích lũy này.

Như vậy, nếu đưa các tích lũy dầu khí vào hệ thống dầu khí nói chung thì có thể xảy ra quá trình di cư tích lũy ít nhất được bắt đầu từ khi đá mẹ bước vào cửa sổ tạo dầu, tức là khi cường độ sinh dầu khí xảy ra lớn, hydrocarbon di cư vào các bể chứa. Ở thời điểm này VLHC được trưởng thành (chín muồi) trong điều kiện nhiệt độ cao từ $80 \div 90^{\circ}\text{C}$ đến $150 \div 160^{\circ}\text{C}$ cho dầu, cho khí thì lớn hơn trong thời

gian đủ để đuổi phần lớn HC ra khỏi đá mẹ vào đá dẫn và chuyển dịch tới bể. Việc tồn tại tích lũy nguyên sinh hay thứ sinh hoàn toàn phụ thuộc vào cấu trúc của bể, tính chất và đặc điểm thạch học, chế độ thủy động lực, hoạt động kiến tạo của khu vực cũng như địa phương nhằm bảo tồn tích lũy hay phân bố lại hydrocacbon.

Như vậy, để xác định thời điểm bắt đầu có tích lũy dầu khí cần phải xác định thời điểm sinh dầu khí và di cư dầu khí. Để sơ bộ xác định thời điểm sinh dầu khí cần phục hồi lại mặt cắt cổ kiến tạo hoặc lịch sử chôn vùi của một điểm hay toàn bộ lát cắt, sau đó căn cứ vào chế độ nhiệt của bể hay điểm nghiên cứu, ta có thể dự đoán thời điểm sinh dầu.

Để xác định độ sâu của đới sinh dầu có thể sơ bộ áp dụng công thức sau :

$$h \times \rho_n = P_s \quad (\text{Bajenova} - 2000)$$

Trong đó :

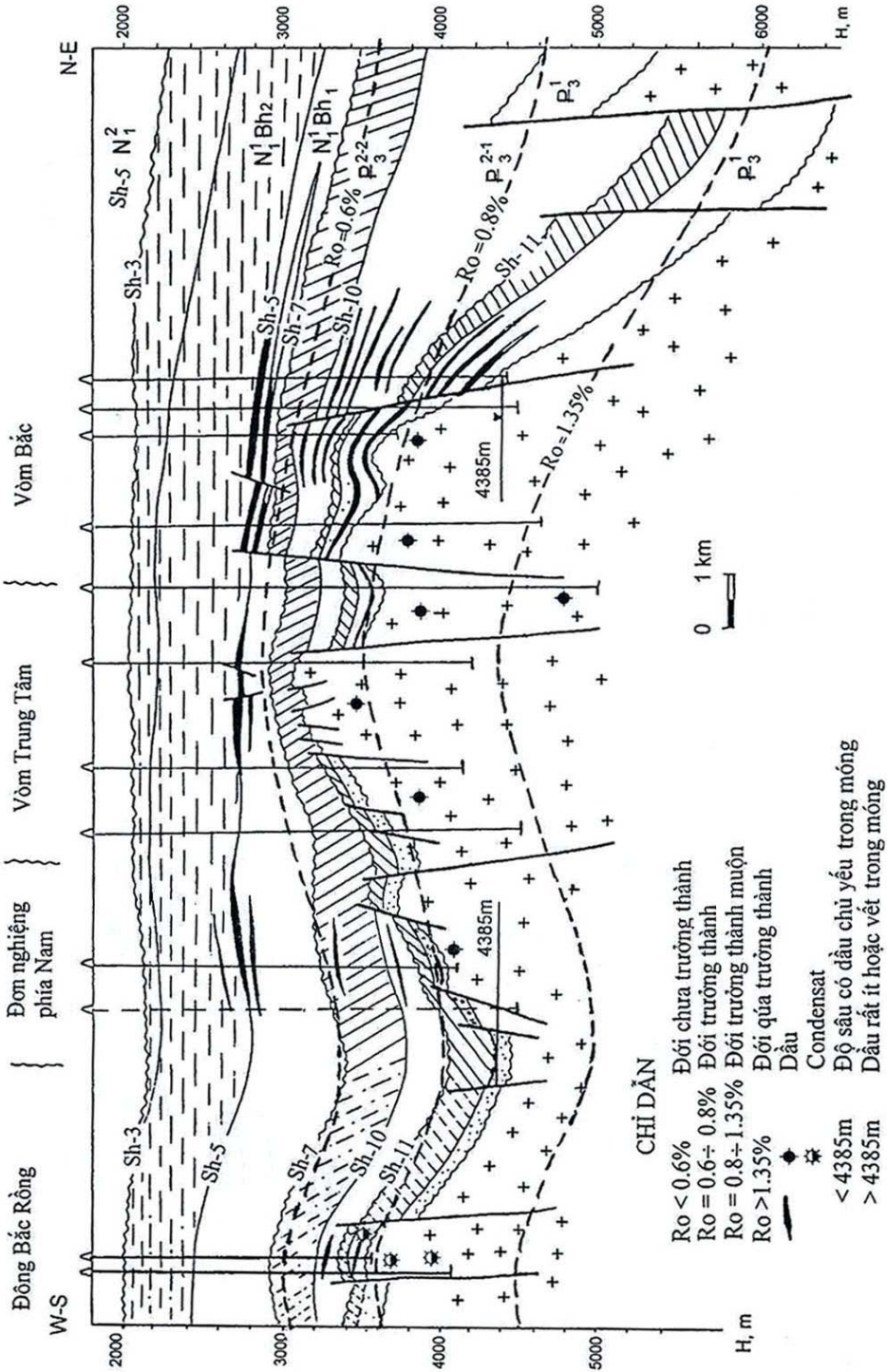
h : là độ sâu của vỉa dầu

ρ_n : tỷ trọng của nước trong điều kiện vỉa

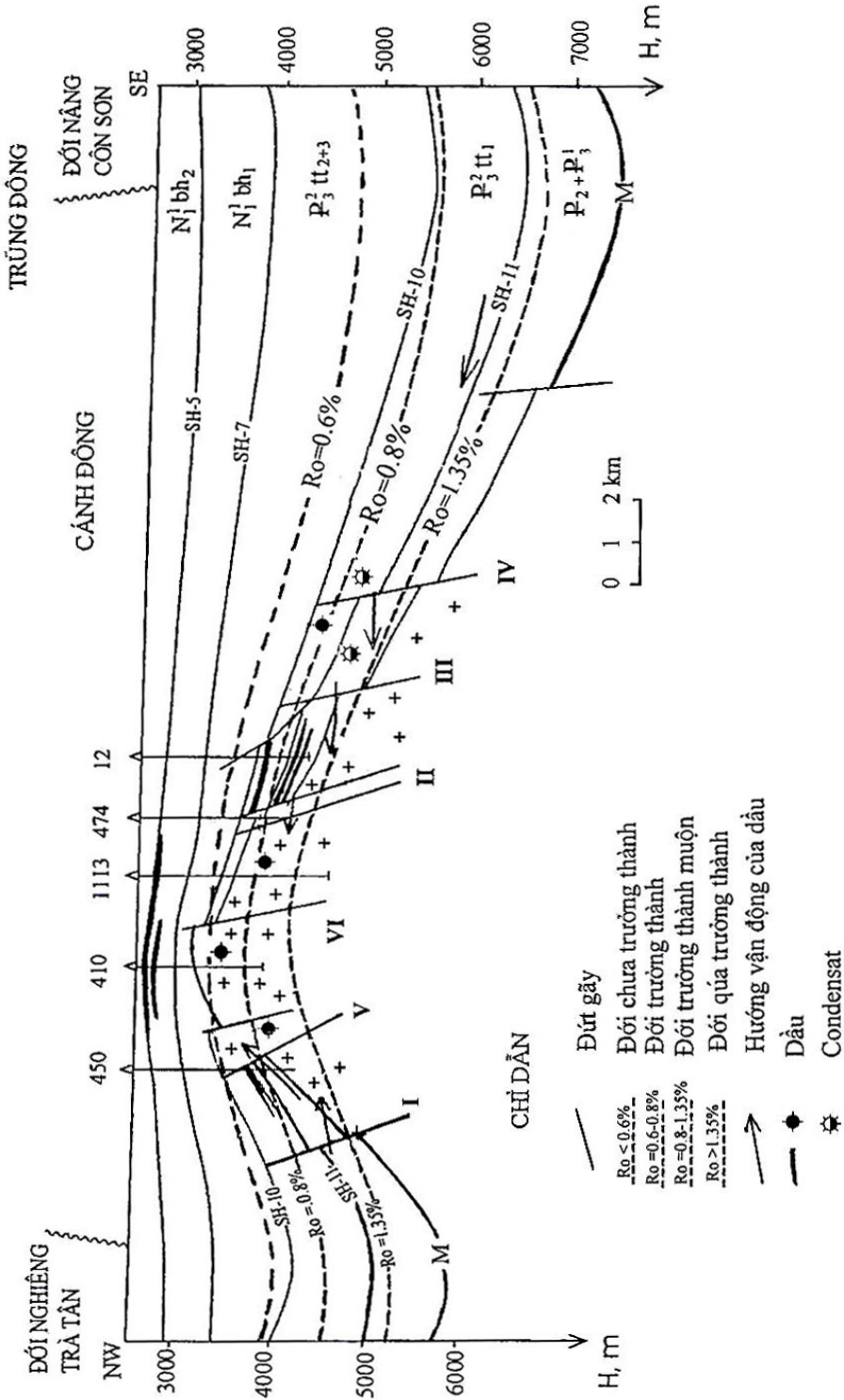
P_s : áp suất bão hòa của vỉa

Ví dụ : ở vòm Bắc mở Bạch Hổ có $P_s = 1,17$ at, $T = 165^\circ\text{C}$ và tỉ trọng nước là 0,9498 ở GK 110 (ρ_n là 0,9498) và $h = \frac{1.17}{0.9498} \times 10 = 4390.4 \approx$

4390 giá trị này cũng gần với ranh giới dầu- nước ở vòm Bắc nơi có GK 110 ở độ sâu 4385m và cũng gần với đường khép kín cuối cùng của lớp chắn phức hệ chứa dầu móng + Oligocen dưới (mái tập sét cát chứa dầu ở Oligocen dưới tại vùng yên ngựa giữa hai cấu tạo Bạch Hổ và Rồng) (H.7.3 và 7.4). Vì dưới khoảng độ sâu này (>4385m), đa phần là các đứt gãy, khe nứt có độ mở giảm và hẹp đi rất nhiều (<0,1mm). Trong trường hợp này, nước vỉa hoặc vi dầu lọt bám vào các thành vách của khe nứt rất chắc chắn, do lực mao dẫn phát huy tác dụng không cho các vi dầu và khí tiếp tục thấm sâu. Đó là lí do ở dưới độ sâu 4385 ÷ 4400m có một vài bằng chứng gặp dầu nhưng lưu lượng rất thấp lại khó thu hồi.



Hình 7.3. Mặt cắt địa chất dọc mở Bạch Hổ – Đông Bắc Rồng



Hình 7.4. Mặt cắt địa chất ngang mỏ Bạch Hổ

Nhiều nhà nghiên cứu còn quan tâm tới tốc độ tích lũy dầu khí. Song cho đến nay chưa có lời giải thỏa đáng, lí do là tốc độ tích lũy phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố: trước hết là cường độ sinh dầu, đường dẫn và kích thước của bể chứa. Mỏ dầu ở California có tốc độ tích lũy đạt $150 \div 400T/năm$ vào các lớp chứa Plioxen. Còn ở mỏ Bolivar ở bể Marakaibo (Venezuela) đạt được $500 \div 700 T/năm$ trong trầm tích Mioxen. Tuy vậy, chỉ là con số ước lượng thời điểm sinh dầu, di cư vào bể, song vẫn chưa tìm được phương pháp xác định hữu hiệu.

7.2. Quá trình hình thành các thân dầu khí

Thân dầu khí là sự tích lũy hydrocarbon trong bể đơn lẻ địa phương phân đều, có mối liên hệ thủy động lực với nhau. Trong vỉa, các sản phẩm thường được phân bố theo nguyên tắc trọng lực. Ở điều kiện áp suất thấp, chất lỏng và khí ở trạng thái 3 pha: Trên cùng là phần khí (mũ khí), giữa là dầu, dưới cùng là nước (H.7.5). Do đó, có tồn tại rõ ràng các ranh giới của khí – dầu, dầu – nước. Trong trường hợp áp suất vỉa lớn tạo điều kiện áp suất bão hòa lớn thì khí bị hòa tan trong dầu hoặc ngược lại thì chỉ tồn tại một ranh giới dầu – nước, hoặc chỉ có ranh giới khí – nước.

Điều kiện để có thân dầu khí là phải có đường bình đồ khép kín. Đó vừa là đường mốc giới hạn phạm vi phân bố vỉa trong không gian trên diện tích nào đó, vừa là đường phân thủy của cấu tạo – tức là đường chỉ ra khả năng chứa cao nhất của bể.

Như vậy, các vỉa dầu có thể được phân chia theo khả năng có sản phẩm như sau :

Vỉa chỉ có dầu, vỉa dầu có mũ khí, vỉa dầu khí, vỉa khí có lẫn dầu, vỉa khí condensat, vỉa khí condensat có lẫn dầu và vỉa khí.

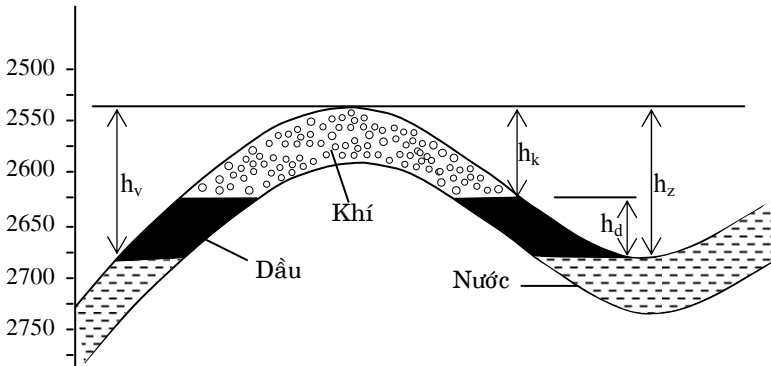
Tùy thuộc vào thể tích chứa dầu khí, các đặc điểm bão hòa vỉa, vị trí cấu trúc, chiều sâu khoan tới vỉa và các chỉ tiêu khác có thể phân biệt vỉa có giá trị công nghiệp.

a. Phân chia theo hình thái cấu trúc (O.K.Bajenova và nnk)

Có thể chia thành 3 nhóm thân dầu :

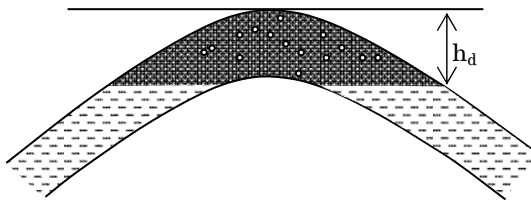
Dạng vỉa, dạng khối và giới hạn bởi các tương thạch học hoặc hỗn hợp. Trong đó, dạng vỉa và khối là phổ biến mang tính khu vực và có tầng nước đáy. Nước đóng vai trò chính trong vận chuyển dầu đến

bẫy và cũng làm cản trở dầu không cho vận động đi nơi khác. Còn loại giới hạn bởi tướng thạch học không lưu thông với các vùng khác. Dầu bị cầm tù trong bẫy.

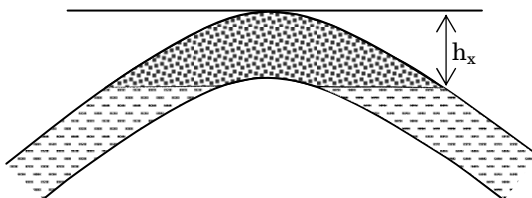


h_v : bề dày vỉa; h_d : bề dày chứa dầu; h_k : bề dày chứa khí;
 h_z : đường khép kín cuối cùng của cấu tạo.

Hình 7.5a. Vỉa chứa dầu khí



Hình 7.5b. Vỉa chứa dầu khí có hòa tan



Hình 7.5b. Vỉa chỉ chứa khí

Hình 7.5. Mô hình phân bố các vỉa dầu, khí hoặc dầu lẫn khí

1. Loại nhóm thân dầu dạng vỉa

Sự vận động dầu khí theo vỉa có thể chia làm 4 kiểu :

- *Dạng vòm vỉa*: dạng vỉa có màng chắn kiến tạo, màng chắn địa tầng, màng chắn thạch học thường được hình thành ở vùng uốn nếp, nền bằng hay chuyển tiếp. Dạng vòm vỉa (H7.6a) là các bẫy cấu trúc lõi. Sự hình thành vỉa này do vận động chất lỏng theo vỉa đến phần cao nhất của bẫy, thường phát triển ở vùng uốn nếp.

- *Dạng vỉa màn chắn kiến tạo* (H7.6b & c), tức là bẫy bị chắn bởi các đứt gãy thuận, nghịch, chờm nghịch, chuyển dịch ngang ... loại này thường phát triển ở vùng nếp uốn, hiếm khi có ở nền bằng. Các kiến tạo muối, núi lửa bùn thường phát triển ở nền bằng.

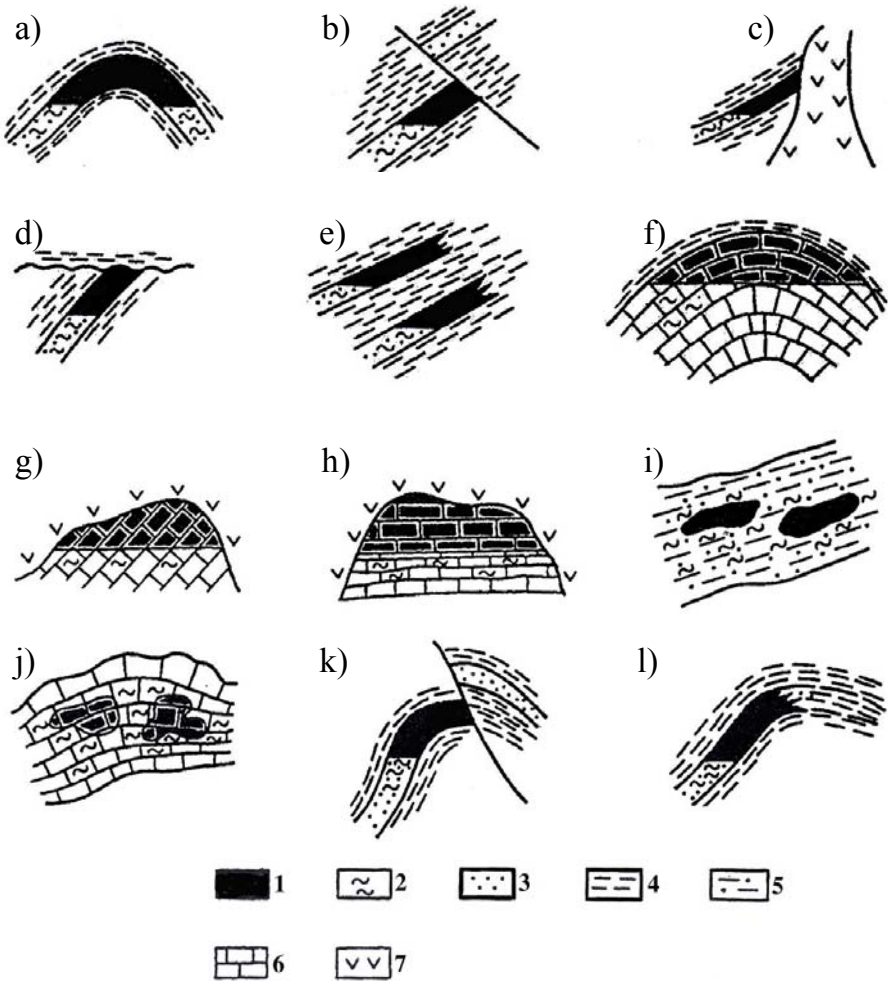
- *Dạng vỉa màng chắn địa tầng* (H7.6d) là các bẫy bị chắn bởi các bất chỉnh hợp địa tầng kém thấm phủ lên trên. Đó là quá trình nâng lên bị phong hóa, bào mòn, sau đó bị phủ bởi lớp trầm tích kém thấm. Đôi khi bề mặt bất chỉnh hợp là đường di cư, nhưng sau khi bị lấp bởi khoáng vật thứ sinh hoặc các nút asphalten đầu tiên đưa đến, chúng lại trở thành màn chắn lưu giữ tốt cho dầu khí, loại này thường phát triển ở vùng uốn nếp.

- *Dạng màng chắn thạch học* (H7.6.e) là loại bẫy bị chắn do biến tướng thạch học. Lớp cát kết thúc biến tướng thay nào đó là sét chắn hoặc biến tướng chậm dần do sự suy giảm độ rỗng, độ thấm tới kém thấm... Loại này thường phát triển ở các tập trầm tích gần bờ.

2. Loại nhóm thân dầu dạng khối (H7.6,f,g,h)

Loại bẫy này bị chắn bởi các lớp kém thấm ở phía trên. Sự vận động chất lỏng, khí theo phương thẳng đứng. Tất cả các phần đều có liên quan thủy lực với nhau và chỉ có ranh giới duy nhất là dầu – nước hay khí – nước ở đáy. Kiểu này thường phát triển ở các khối nhô bị bào mòn, các ám tiêu hay các uốn nếp lõi cacbonat bị rửa trôi và phát triển hang hốc.

Các khối nhô vòm là loại bẫy có nguồn gốc kiến tạo. Các cấu trúc nhô lên do uốn nếp. Các bẫy này rất phát triển ở vùng nền bằng, hay các khối cacbonat vỉa bị rửa trôi có đường thấm tốt



H.7.6 Các dạng bẫy và vỉa dầu (theo I.O.Brod, Allevorsen)

- 1- Dầu hay khí, 2- Nước, 3- Cát, 4- Sét , 5-Sét chứa cát (bột),
- 6- Đá vôi và dolomit , 7- Muối, ghips anhydrit

- Các loại bẫy :

+ Loại vỉa: a - vỉa vòm, b- màn chắn kiến tạo, g-màng chắn địa tầng, e- Màn chắn thạch học

+ Loại dạng khối : f- khối nhô; g- khối nhô bị bào mòn; h- khối nhô ám tiêu.

+ Loại bị giới hạn: i- thấu kính trong đá kém thấm, j- đới thấm tốt trong đá vôi và dolomit.

+ Loại hỗn hợp: k- màn chắn kiến tạo –vòm – vĩa , e- màn chắn thạch học vòm – vĩa.

– Các khối nhô cổ bị bào mòn là các bẫy có liên quan tới các khối nhô của địa hình cổ. Các khối đá macma, trầm tích, biến chất sau khi bị bào mòn rửa trôi trở thành đá chứa,... và độ rộng, độ thấm thường giảm theo chiều sâu.

– Các khối nhô ám tiêu san hô hay cacbonat sinh học phát triển theo sự lún chìm của bể, khi đó các cột ám tiêu hay các khối cacbonat sinh vật buộc phải phát triển lên theo tạo thành các khối nâng có độ chứa rất tốt. Loại này thường phát triển ở vùng nền bằng, trũng trước núi, nơi phát triển mạnh các quần thể ám tiêu.

3. Loại nhóm thân dầu dạng giới hạn thạch học (H.7.6 i và j)

Đó là loại bẫy bị giới hạn bởi sự biến tướng thạch học của các lớp kém thấm xung quanh. Loại này thường là các bẫy có dạng thấu kính cát hay dolomit phát triển giữa các tập sét. Chúng phát triển ở rìa các trũng giữa núi, trước núi và một ít ở nền bằng, ở các lòng sông cổ, đập chắn.

4. Loại hỗn hợp (h.7.6 k và l)

là loại bẫy kết hợp giữa vòm với màn chắn kiến tạo, vĩa với các mũ muối, diapir sét hay vĩa vòm với sự biến tướng về thạch học.....Bề dày trầm tích giảm dần vào trung tâm bẫy. Trong thực tế, khó phân chia rõ ràng như trong lý thuyết mà có sự đan xen lẫn nhau. Loại này rất phát triển ở các bể thuộc miền chuyển tiếp, nơi có các bề mặt bị bào mòn ở địa hình cổ ở nội nền bằng.

Phân chia theo nguồn gốc

Thời gian gần đây một số nhà nghiên cứu lại phân chia các vĩa chứa dầu thành hai nhóm theo nguồn gốc hình thành bẫy (N.J Uspenski, A Kremsoo, AABakiso, O-K-Batenova) bao gồm: là dạng kiến tạo và dạng địa tầng trầm tích (H.7.7, H.7.8).

– Trong dạng kiến tạo phân ra các kiểu vòm cấu trúc dương, cấu trúc âm, đơn nghiêng và dạng khối.

– Dạng vòm địa tầng thạch học bao gồm các khối nhô và thấu kính. Bẫy được phân chia ra làm 3 kiểu: kiểu vĩa, kiểu khối và giới hạn bởi biến tướng thạch học.

Hình 7.7. Phân loại bãi theo nguồn gốc

Nhóm	Kiểu	Loại	Loại		
			Vĩa	Khối	Giới hạn
Kiến Tạo	Cấu trúc dương	Vòm không bị phá hủy			
		Vòm bị phá hủy bởi đứt gãy			
		Vòm bị giới hạn bởi thạch học			
		Vòm bị giới hạn bởi địa tầng			
	Uốn nếp âm	Uốn nếp âm			
	Đón nghiêng	Giới hạn bởi đứt gãy			
		Giới hạn bởi địa tầng			
		Giới hạn bởi thạch học			
		Giới hạn bởi thủy lực (nước)			
	Phân khối	Phân khối kiến tạo thạch học			
Địa tầng – trầm tích	Khối nhỏ	Khối nhô sinh học (âm tiêu)			
		Khối nhô bị bào mòn bị giới hạn địa tầng			
	Thấu kính	Giới hạn thạch học			
		Giới hạn bởi cấu kiến trúc			
		Giới hạn bởi thủy lực (nước)			

1. Nhóm kiến tạo được phân ra 4 kiểu: Kiểu cấu trúc dương, cấu trúc âm, đơn nghiêng và phân khối.

– Kiểu cấu trúc dương phân bố phổ biến được các công ty tìm kiếm thăm dò chú ý trước tiên. Các bẫy có dạng cấu trúc lồi dương (dạng vòm) được hình thành ở bề nền bằng cũng như bề ở miền uốn nếp. Chúng bao gồm các bẫy dạng vòm không bị phá hủy, vòm bị phá hủy bởi đứt gãy hay làm nhiệm vụ màn chắn, các vỉa vòm nhưng bị biến tướng thạch học và dạng vòm bị biến tướng do vát nhọn hay bề mặt bất chỉnh hợp địa tầng làm nhiệm vụ che chắn. Các bẫy này phát triển ở vùng biển gần bờ hay các khối nâng bị sụt bậc, thời gian hình thành có thể đồng trầm tích hay sau trầm tích. Sau đó, bị các hoạt động kiến tạo tác động do nén ép tạo thành các uốn nếp dương.

– Các uốn nếp âm tuy không nhiều nhưng được hình thành do các hoạt động nén ép và tích lũy nhiều dầu thường là dầu nhẹ không có nước.

– Kiểu đơn nghiêng (monoclinal) được hình thành do biến tướng, do bào mòn bóc trụi hay bị chắn bởi các phay các phía, tức là dầu bị chắn do màn chắn địa tầng hay màn chắn kiến tạo hoặc do các nút sét hoặc các asphalten.

– Kiểu phân khối xuất hiện do nguồn gốc kiến tạo (dạng địa lũy), tức là bị phân cắt từng khối bởi các đứt gãy. Do đó, các khối nhô lên thường chứa dầu khí, nhưng có khi khối thấp hơn bên cánh cũng chứa dầu khí. Dầu khí tích lũy ở các khối, đặc biệt ở các khối nhô do dầu di cư theo phương thẳng đứng từ các mặt trượt, đối phá hủy ..lên phía trên.

2. Nhóm địa tầng-trầm tích: chia ra làm hai kiểu theo nguồn gốc hình thành đó là các khối nhô cao và các dạng thấu kính. Chúng được hình thành đồng trầm tích và bóc mòn.

– *Kiểu nhô* là khối cát nhô cao hay ám tiêu hoặc phần nhô cao của móng kết tinh bị phong hóa thường tăng cường khả năng chứa.

– *Nhóm bẫy địa tầng – trầm tích* là các kiểu bẫy chứa có dạng thấu kính do giới hạn bởi biến tướng thạch học. Do hạn chế về cấu trúc kiến tạo và tác động thủy lực của nước nên:

– Các thấu kính cát bị bao vây bởi các tập sét là đá mẹ. Kiểu này thường là các thân cát có tướng gồm: hồ, delta, lòng sông, các đập chắn, đụn cát hay nút cát ở các vùng nước sâu.

– *Kiểu thấu kính* do hạn chế cấu kiến trúc mà không thay đổi thành phần đá. Bẫy được hình thành do quá trình rửa trôi, pha loãng. Quá trình này thường diễn ra sau trầm tích. Tính chất chứa được hình thành do hòa tan các khoáng vật kém bền vững ở các đới trên, rửa trôi, giải nén trở nên bề rời có tính lựa chọn. Kiểu bẫy này thường hình thành trong hang đá cacbonat, sét silic, ít khi ở sét lục nguyên hay các hoạt động nhiệt dịch ở đá macma... Các kiểu bẫy này được tạo thành bị cách ly hoàn toàn. Các bẫy hình thành bao gồm các ám tiêu, các khối nhô macma bị bao vây và chôn vùi bởi các lớp sét hoặc là các lớp đá cổ như sét phiến bị nứt nẻ ở phần trên.

– *Kiểu bẫy giới hạn bởi các tác động thủy lực của nước ngầm*: loại này hiếm gặp, các bẫy là chứa đới cát có tính thấm tốt bị bao vây bởi lớp cát kém thấm xung quanh.

Phần lớn các bẫy trên phổ biến ở các bể trầm tích, nhưng nhiều nhất là các kiểu bẫy dạng vòm cấu trúc dương, loại bẫy thấu kính ít gặp, nếu gặp thì kích thước bị hạn chế nên mức độ chứa dầu cũng ít hơn.

7.3. Sự hình thành mỏ

Mỏ là một khu vực chứa dầu khí bao gồm nhiều vỉa hay đôi khi chỉ là một vỉa đơn độc có giá trị công nghiệp. Tuy nhiên, trong thực tế ít khi thấy một mỏ chỉ có một vỉa dầu khí mà thường là tập hợp rất nhiều vỉa, thậm chí nhiều dạng cấu trúc hoàn toàn khác nhau (dạng hỗn hợp).

I.O.Brod cho rằng mỏ dầu khí là tập hợp các vỉa dầu bị khống chế bởi các yếu tố cấu trúc được lưu giữ trên cùng một diện tích.

Vd: Mỏ Bạch Hổ bao gồm các vỉa dạng khối cấu tạo trong móng, vỉa dạng vòm, dạng thấu kính (thạch học, địa tầng), dạng địa tầng, dạng vỉa vòm, vỉa màn chắn kiến tạo (H.7.3).

Điều kiện môi trường và thời gian hình thành mỏ dầu khí là các vấn đề quan trọng nhất về mặt lý thuyết lẫn thực tế trong công tác định hướng tìm kiếm thăm dò. Trước hết, phải có bẫy chứa và lớp chắn. Thời gian hình thành bẫy chứa chỉ có thể xảy ra trước hoặc

đồng thời với quá trình sinh dầu với cường độ mạnh nhất. Sau khi xảy ra quá trình di cư hỗn hợp HC vào bể, ở điều kiện áp suất thấp xảy ra phân tách các nhũ tương nước – dầu từ hỗn hợp lắng xuống đáy, còn ở trên là dầu và mũ khí. Các nhũ tương dưới tác động của nhiệt áp trong thời gian dài sẽ tách ra nhũ nước dầu và bám chặt vào thành vách vỉ chứa, còn nước thì lắng xuống đáy vỉa.

Nếu áp suất tăng vượt quá áp suất bão hòa sẽ xảy ra quá trình hòa tan khí vào lớp dầu (từ 3 pha chuyển sang 2 pha: dầu chứa khí hòa tan vào nước đáy), lúc này trong nước đáy sẽ xuất hiện khí hòa tan tạo áp lực tăng của lớp nước.

Tuy nhiên, trong một mỏ sẽ tồn tại nhiều đường di cư khác nhau để vận chuyển hydrocacbon tới các vỉa khác nhau, chẳng hạn như di cư theo các đứt gãy, khe nứt, di cư vào vỉa theo bề mặt bất chỉnh hợp, một số tập có độ thấm kém nên dầu khí sẽ di cư theo chiều thẳng đứng. Do đó, tùy vào khối lượng dòng di chuyển tới và khả năng chứa của bể mà ranh giới dầu – nước ở các vị trí khác nhau.

Các dòng di cư này xuất phát từ đá mẹ di cư đến hoặc các vỉa ở dưới sâu đang trong giai đoạn phá hủy do hoạt động kiến tạo theo các đứt gãy, vết nứt xuyên lên qua vỉa. Quá trình này gọi là hiện tượng tái phân bố lại các vỉa ở dưới sâu để hình thành các vỉa mới ở phía trên.

Thời gian hình thành mỏ được bắt đầu từ khi có dòng di cư đến từ đá mẹ, nghĩa là đá mẹ đã và đang chuyển vào cửa sổ sinh dầu.

Để phân biệt các loại mỏ phục vụ trong tìm kiếm thăm dò, cần tiến hành phân loại theo mỏ như sau:

Trong qui chế tính trữ lượng của Liên Xô trước đây và Nga ngay nay có phân loại mỏ theo trữ lượng như sau:



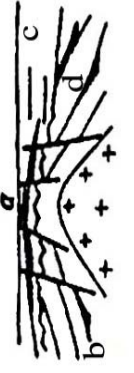

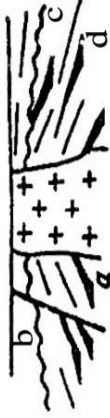
Bảng 7.1 Phân loại mỏ theo trữ lượng








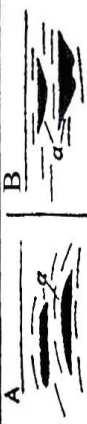


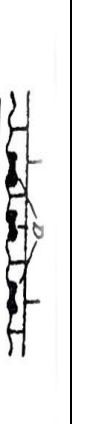

Kích thước mỏ	Trữ lượng khai thác được (Tr .t)	Trữ lượng địa chất (Trữ lượng cần đổi được)
Loại nhỏ	< 10	< 10
Loại trung bình	10 – 30	10 – 30
Loại lớn	30 – 300	30 – 500
Khổng lồ	> 300	> 500

Ở Mỹ, trữ lượng được phân ra các loại A, B, C, D, E, F. Ví dụ, loại D là vỉa có trữ lượng khai thác được là 0.135 – 1.35 triệu tấn dầu và 0.17 – 1.7 tỷ m³ khí. Mỏ khổng lồ có trữ lượng khai thác được là 13,5 tr.T dầu (100 tr.thùng) và >1,7 tỷ m³ khí (60 tỷ feet³). Theo trạng thái sản phẩm có thể phân ra các loại như mỏ dầu, mỏ khí, condensat..

Tuy nhiên, cần phân loại mỏ theo nguồn gốc, theo hình thái cấu trúc mỏ hay hỗn hợp cả hai yếu tố trên (W.B.Olemin và O.K.Bajenova năm 2000). Trên cơ sở nguồn gốc các chuyên gia nêu trên phân các mỏ thành 7 kiểu (Bảng 7.2)

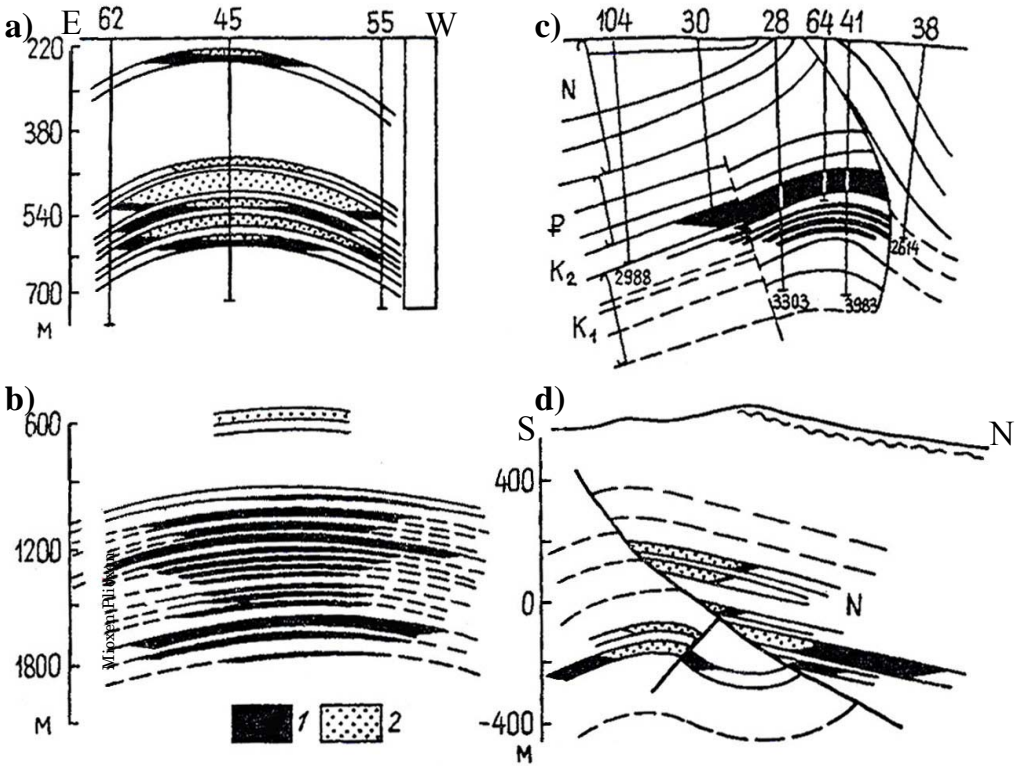
Bảng 7.2. Phân loại mỏ theo nguồn gốc

Kiểu	Loại cấu trúc	Dạng	Mô hình mặt cắt
I. Uốn nếp đơn giản dạng tuyến tính	1. Cấu trúc tuyến tính không bị bởi đứt gãy	a) Vòm	
	2. Cấu trúc tuyến tính bị phức tạp bởi đứt gãy	a) Vòm b) Màn chắn bởi đứt gãy	
	3. Không bị chọc thủng bởi mỏ muối	a) Dạng vòm bị tách thành khối b) Theo đứt gãy c) Theo bề mặt bất chỉnh hợp d) Vát nhọn	
II. Diapir	4. Diapir bị phủ kín	a) Màn chắn là nhân diapir b) Màn chắn là đứt gãy c) Màn chắn là bề mặt bất chỉnh hợp d) Màn chắn là vát nhọn e) Màn chắn là vòm f) Màn chắn là thấu kính	
	5. Diapir hở	a) Màn chắn là nhân diapir b) Màn chắn là đứt gãy c) Màn chắn là bề mặt bất chỉnh hợp d) Màn chắn là vát nhọn	

Kiểu	Loại cấu trúc	Dạng	Mô hình mặt cắt
III. Uốn nếp dương	6. Cấu trúc vòm, nếp lồi và đốn tả kiểu nền bằng : - A cấu trúc thoải; B Nếp oằn	a) Dạng vòm (Đôi khi bị phân chia khối) b) Theo bề mặt bất chỉnh hợp c) Vát nhọn d) Thấu kính trầm tích	
	7. Trùng kiểu nền bằng	a) Uốn vồng	
	8. Đơn nghiêng bị đứt đoạn	a) Chấn bởi đứt gãy b) Vòm	
IV. Kiểu tạo khe nứt	9. Vùng bị đứt đoạn và nứt nẻ	Các thấu kính bị nứt nẻ kiến tạo	
	10. Địa lũy	a) Màn chắn kiến tạo vừa b) Màn chắn kiến tạo khối	
	11. Khối ám tiêu	a) Khối nhô sinh học b) Nhô vòm c) Vát nhọn	
V. Âm tiêu	12. Vùng vát nhọn ở đơn nghiêng	a) Vát nhọn b) Thấu kính trầm tích	
	13. Các tích lũy cát địa phương. A. Bar; B. Lòng sông; C. Dạng ném		
	14. Nhô bậc thang của địa hình cổ		
VI. Kiểu trầm tích	15. Đơn nghiêng bị cắt bởi bề mặt bất chỉnh hợp góc	a) Màn chắn theo bề mặt bất chỉnh hợp góc b) Vát nhọn	
	16. Vùng phổ biến các khe nứt, hang hốc trên bề mặt bóc mòn	a) Thấu kính phong hóa	
	VII. Kiểu bảo mòn		

1. Mô kiểu uốn nếp toàn phần dạng tuyến tính

Mô kiểu này là các bể chứa dạng uốn nếp toàn phần, dạng tuyến tính có các góc nghiêng hay uốn nếp có nghịch đảo do lực nén ép sinh thành. Chúng thường phát triển ở miền uốn nếp trẻ như bồn trũng giữa núi, trũng ven rìa,... Các uốn nếp thuộc loại không bị phá hủy và loại bị đứt gãy xuyên qua. Loại mô này có nhiều vỉa, nhiều tầng, kích thước vỉa không lớn. Chúng thuộc loại vỉa vòm, vỉa vòm có đứt gãy phá hủy, ít gặp vỉa dạng khối, hay gặp các vỉa ở cánh chồm trên.



Hình 7.8. lát cắt địa chất mô uốn nếp toàn phần dạng tuyến tính

a,b – loại không bị phủ bởi đứt gãy

c,d – loại bị phá hủy bởi đứt gãy

1- Dầu; 2-Khí

a/ Lialmicar, Jadjikistan (Serqienco, Zacogoradsea,1958)

b/ Santadi, Spring, California (Winter,1943)

c/ Carabulak–Achaluki (Aleksin, Bred, Tiliupo,1968)

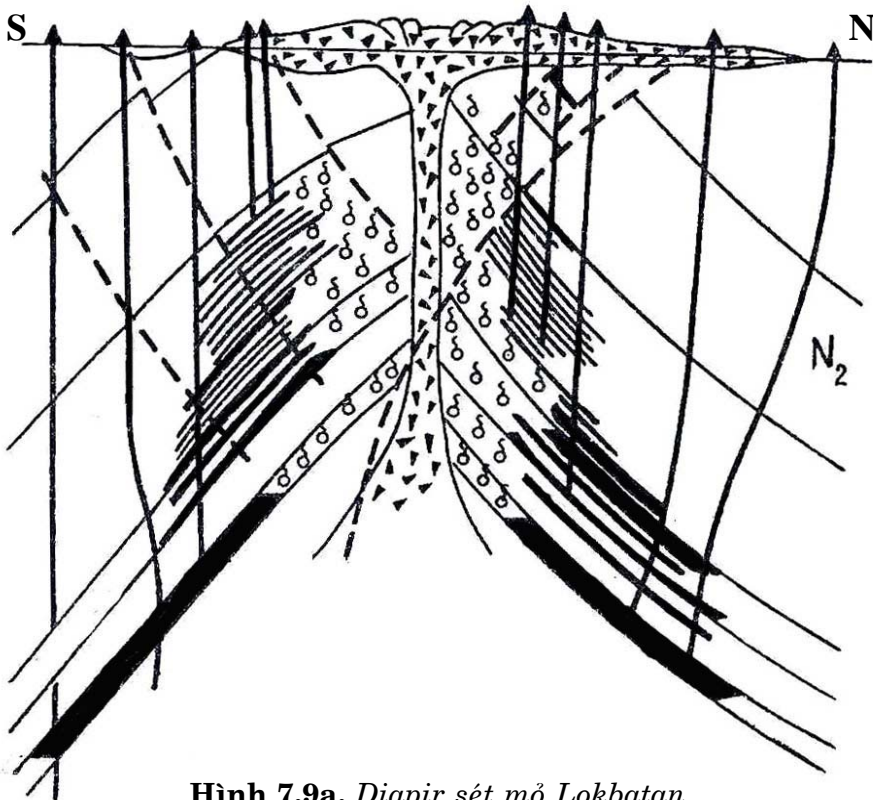
d/ Malgolek–Voznesen, Bắc Caucaz (A.Lekxin, Brad.1968)

2. Mô kiểu diapir

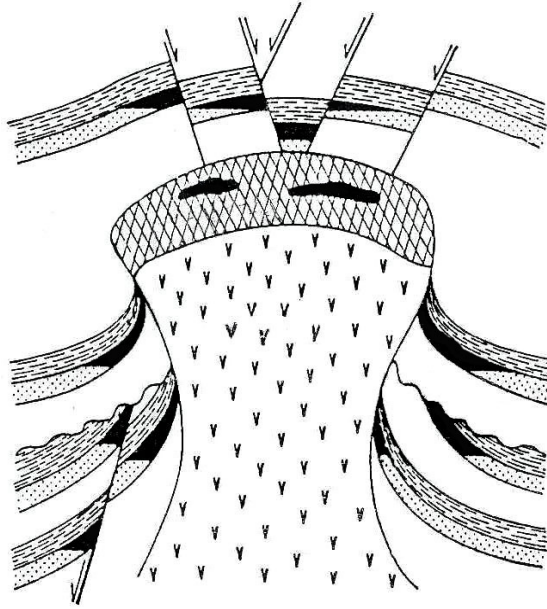
Là mỏ có các yếu tố diapir, loại chưa bị mũ muối xuyên qua, loại diapir bị chắn kín, loại diapir hở.

Các diapir do sét dẻo tạo thành cũng tương tự so với các diapir muối.

Do các hoạt động kiến tạo nâng lên không đều kèm theo gián đoạn trầm tích, bào mòn và tăng bề dày ở cánh. Các vỉa này có cấu trúc dạng vòm vỉa, vòm, màn chắn địa tầng, màn chắn thạch học (bao gồm cả bề mặt bất chỉnh hợp). Các cấu tạo này liên quan đến mũ muối, núi lửa, bùn sét và các vỉa chứa dầu thường nằm bên sườn hay phía trên mỏ muối (H7.9).



Hình 7.9a. Diapir sét mỏ Lokbatan



Hình 7.9b. Diapir muối mỏ dầu ở CHLB Đức

3

. Mỏ kiểu cấu trúc uốn nếp

Là loại phổ biến bao gồm uốn nếp vòm dốc, cấu trúc thoải, nếp oằn và uốn nếp âm ở nền bằng. Các bể được hình thành đồng trầm tích hay sau trầm tích. Chúng thường phát triển ở các bể giữa núi, vỉa uốn nếp thuộc nền bằng. Kiểu vỉa là vỉa vòm, dạng vòm, khối, đôi khi có màn chắn kiến tạo, màn chắn thạch học. Các khối nhô của móng đôi khi có dạng cấu trúc không hoàn chỉnh (bất đối xứng).

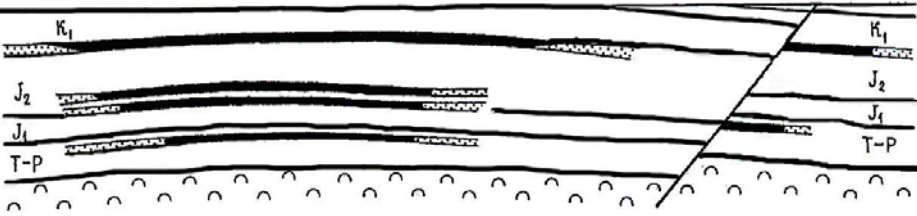
4. Mỏ kiểu có đứt gãy xuyên cắt

Các mỏ kiểu này có 3 loại:

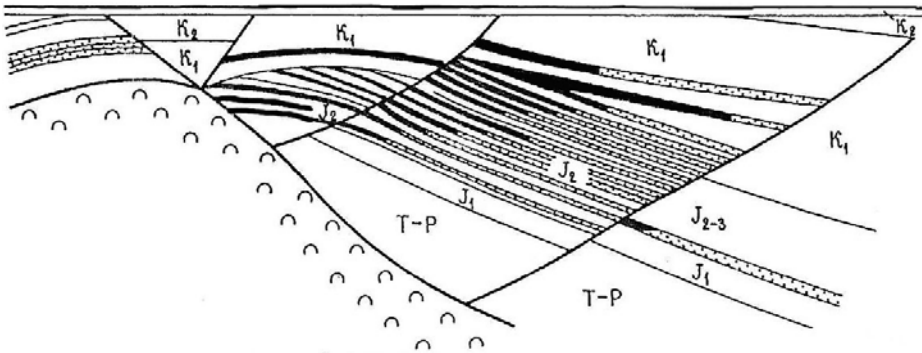
- + Loại có đứt gãy xuyên cắt
- + Loại có khe nứt
- + Địa lũy.

Mỏ kiểu này có nhiều đứt gãy ở bên sườn và phát triển ở các địa lũy. Các bể chứa kiểu mỏ này thường là dạng khối vỉa bị chắn kiến tạo. Nơi chứa dầu là các đới nứt nẻ hay đới bị phong hóa khối nhô móng (đá kết tinh, sét phiến biến chất hay magma) (H7.10).

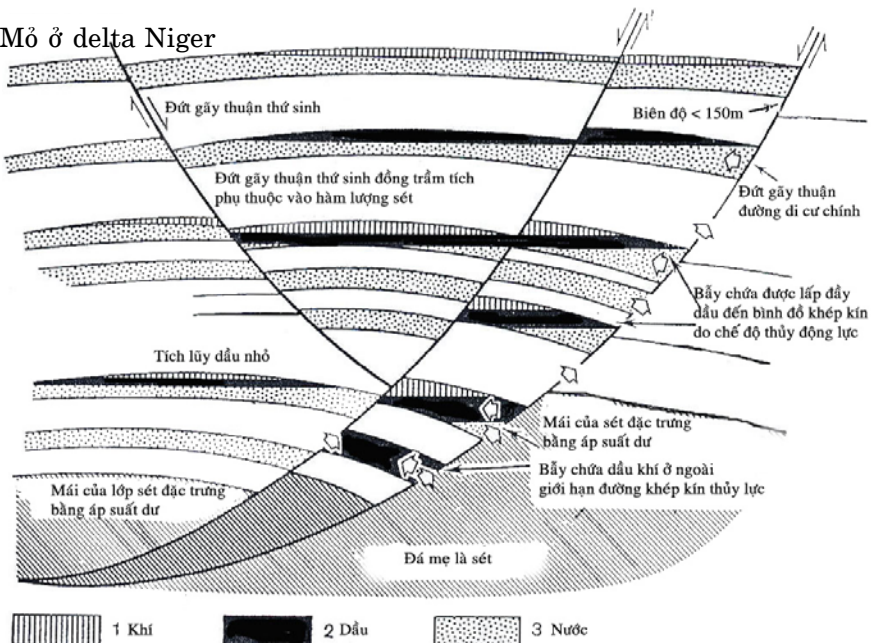
a. Mỏ Makat (Kazacstan)



b. Mỏ Kocchagul (Kazacstan)



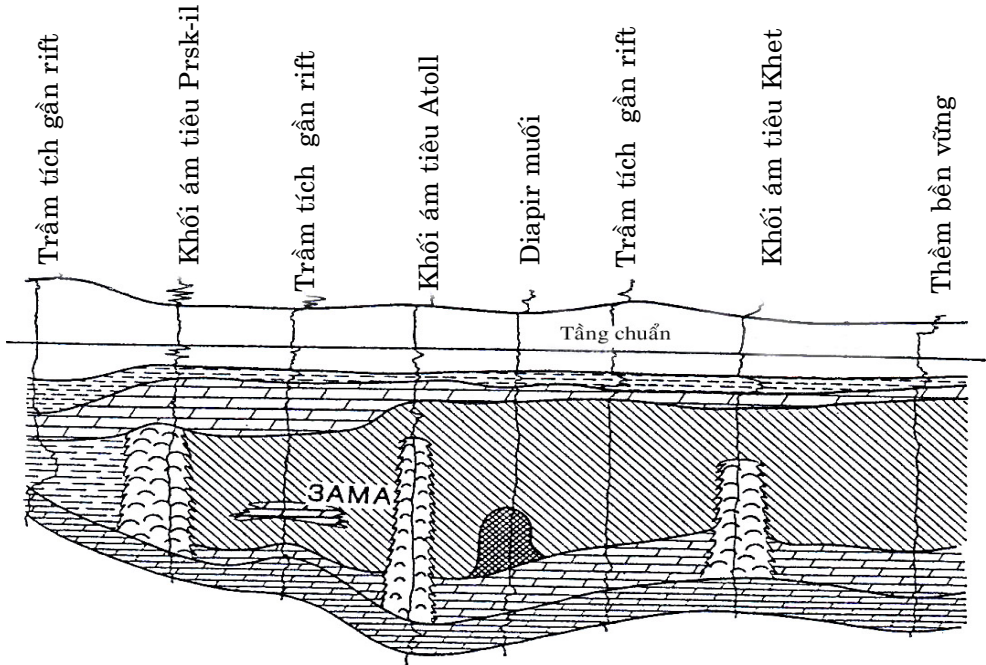
c. Mỏ ở delta Niger



Hình 7.10. Mỏ kiểu đứt gãy đi qua

5. Mở loại ám tiêu (rifogin)

Là các cột ám tiêu hay các khối cacbonat sinh vật bị rửa trôi. Cấu trúc dạng khối có thể là vòm vòm hay các vát nhọn. Đôi khi có các thấu kính cát, xen kẽ sét ở cánh. Các khối ám tiêu thường hạn chế về diện tích.



Hình 7.11. Bể trầm tích với các ám tiêu mũ muối
(Nort – Alberta – Canada – Barss)

6. Mở có nguồn gốc trầm tích

Là các vĩa dạng vát nhọn, gá kê. Các tích lũy dầu khí mang tính địa phương (các bar, lòng sông cổ, hay các thân cát dạng nê), các thân cát này hình thành do chuyển dịch của vật liệu lục nguyên từ nguồn bào mòn tới nơi lắng đọng bể trầm tích. Nếu gần nguồn bào mòn là các mỏ dạng bẫy hạn chế về thạch học trong các lòng sông cổ. Trong các trầm tích alluvia, các mỏ thường nhỏ nhưng đôi khi phát triển hàng loạt ở cận dòng sông. Ngoài ra, còn phân bố trong các trầm tích delta, avandelta, và gần bờ (prodelta).

Các mỏ này thường rất phức tạp vì thường thay đổi tương nhanh và cả kích thước cũng biến đổi nhanh (các lòng sông, bar, dạng nôm,...). Ngoài ra, còn gặp các nôm cát ở các vùng nước sâu do dòng chảy đáy di chuyển.

7. Loại mỏ có các yếu tố cấu trúc bào mòn – bóc trụi

Loại này phát triển ở các khối nhô địa hình cổ, nơi bị cắt gọt khối nhô trên bề mặt chỉnh hợp và nơi phát triển nứt nẻ hang hốc ở đới gần bề mặt bào mòn.

Các địa hình nhô cao thường bị phân cắt rõ như bị bào mòn và bị lấp bởi các trầm tích trẻ tạo ở bề mặt bất chỉnh hợp tạo các bẫy dạng vòm, dạng khối nhô bị bào mòn (dạng khối).

Các vỉa dạng đơn nghiêng bị xuyên cắt bởi các bề mặt bất chỉnh hợp hay các vỉa bị vát nhọn, gá kê.

Các vỉa là khối nhô bị phong hóa, phát triển đới khe nứt, vết rạn, hang hốc do bị rửa trôi. Vì vậy, các thân dầu có thể là cát kết, đá cacbonat, đá macma bị nâng lên.

7.4. Sự hình thành đới tích lũy dầu khí

Mỏ dầu hay khí rất hiếm tồn tại độc lập đơn điệu. Chúng thường tập hợp thành nhóm bao gồm từ một vài cho tới hàng chục mỏ. Đó là tập hợp các mỏ có cùng điều kiện hình thành, và hình thái cấu trúc tương tự nhau. Tập hợp nhiều mỏ tạo thành các đới tích lũy dầu khí trên một lãnh thổ nào đó.

Vậy đới tích lũy dầu khí là một phần lãnh thổ bao gồm các mỏ tương tự về điều kiện cấu trúc, cùng điều kiện hình thành các tích lũy trong các mỏ dầu khí.

a). Với khái niệm như vậy A.A Bakirocs, I.O Brad, I.V.Vasaskii, N.A. Eremenko, V.B. Olenin, N.J. Uspenski, và V.E. Khain đã phân ra 7 loại đới tích lũy dầu khí như sau:

Loại 1 là các đới tích lũy dầu khí có các thành phần cấu trúc dạng uốn nếp lồi. Loại này rất phổ biến và có mặt ở các trũng ven rìa, trũng sau cung và các trũng rìa của vùng nền bằng.

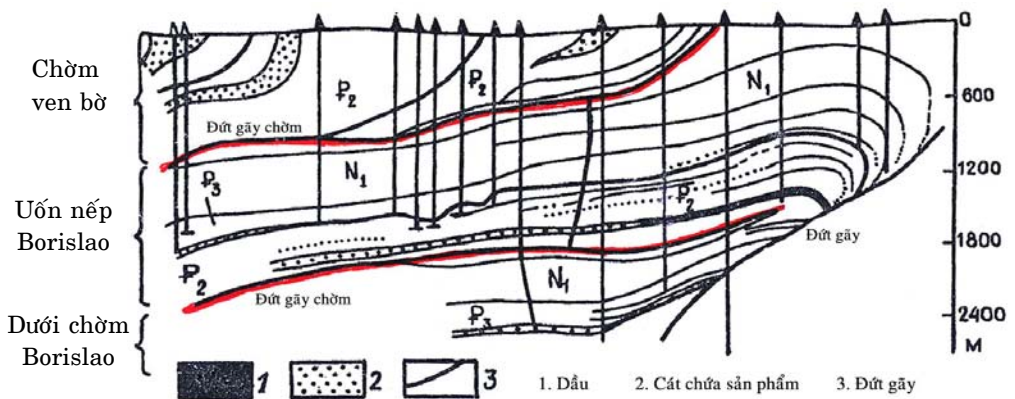
Các đới dạng này có các kích thước khác nhau từ dạng đẳng thước (kéo dài) theo hướng của các cấu tạo (các uốn nếp) ở các trung sau cung, á nền bằng, ngoài ra, còn gặp cả các cấu tạo uốn lượn cong.

Loại 2 là các đới tích lũy dầu khí có liên quan tới các diapir, trong đó có các diapir muối, núi lửa bùn, tạo các đới chứa dầu khí uốn nếp mạnh. Hình thái mở thường không cân đối, có dạng dải hay dải uốn cong. Đặc điểm này thường gặp ở các vùng rìa bị chìm sâu ở nền bằng. (H7.9)

Loại 3 là các đới tích lũy dầu khí có liên quan tới cấu trúc uốn nếp dương. Trong đó các đới nâng ở nền bằng tồn tại dưới dạng thung lũng hay vòm đối xứng. Các đới thường là các trục oằn.

Các đới dầu khí kiểu loại này phổ biến ở các bể nội nền, rìa nền, ở rìa cánh miền uốn nếp.

Các cánh cấu trúc loại này thường là thoải, đối xứng. Cấu tạo nhô của móng có liên quan tới các đứt gãy, các đới nút nề. Đồng thời có cả các cấu trúc có các cánh bất đối xứng do sự chuyển dịch của các khối không đồng nhất hoặc liên quan tới các nếp oằn, các đứt gãy (loại hỗn hợp H.7.12).



H7.12. Mặt cắt mở Borislav (theo Dolenco)

Loại 4 là các đới tích lũy dầu khí có liên quan đến các thành phần cấu trúc của các đới phong hóa. Tức là chúng có liên quan tới đứt gãy khu vực. Loại này phổ biến ở các vùng uốn nếp ở các rìa trung kiểu nền bằng.

Loại 5 là các đới tích lũy dầu khí có liên quan tới các cấu trúc có nguồn gốc sinh học (ám tiêu, san hô). Loại này thường phát triển ở các sườn nghiêng của nền bằng, nội nền. Các đới này có dạng tuyến tính. Đôi khi còn thấy dạng hình oval hay uốn lượn.

Loại 6 là các đới tích lũy dầu khí có liên quan tới nguồn gốc trầm tích, tức là liên quan tới các vát nhọn, gá kê khu vực, liên quan tới các tập cát, thấu kính cát, các bar gần bờ, các thân cát dạng nêm, hay lòng sông cổ. Các đới này phát triển ở nội nền, á nền bằng, vùng uốn nếp. Các thân cát thường có dạng đẳng thước, đôi khi có các bar, các nêm uốn lượn, còn thân cát dạng lòng sông hay uốn lượn và phân nhánh. Sự thay đổi các đới thềm bằng các đới kém thềm.

Loại 7 là các đới tích lũy dầu khí có liên quan tới các khu vực bị bào mòn, dốc trần, các bất chỉnh hợp khu vực, các khối nhô của móng bị cắt gọt, bị phủ bởi các lớp kém thềm.

Trong thực tế không phải bao giờ cũng xác định được các loại đới tích lũy dầu khí một cách chính xác. Ví dụ, ở khu vực mỏ Bạch Hổ, Rồng Đông đới chứa dầu khí là các khối móng nhô và các vỉa cát gá kê của trầm tích Oligocen tới đáy của trầm tích Mioxen hạ. Sang cấu tạo Rồng, Ruby, Sư Tử, Diamond thì đới tích lũy dầu khí bao gồm từ các khối nhô móng tới tận đáy của lớp Rotalia (gần mái trầm tích điệp Bạch Hổ – Mioxen dưới). Nhưng nhìn chung các tích lũy thường tập trung trong các khối nhô móng, và các loạt trầm tích Oligocen và Mioxen (theo cột địa tầng – đới thẳng đứng). Nếu xét về diện phân bố cho thấy đới tích lũy dầu khí ở trung Cửu Long phần lớn tập trung ở đới nâng Trung Tâm, nơi có lưu lượng cao, sản lượng lớn, còn lệch ra khỏi đới nâng Trung Tâm, mức độ chứa dầu có phần giảm đi nhiều, do kích thước của cấu tạo không hoàn chỉnh, hạn chế về kích thước và bị biến tướng nhanh, bình đồ đường khép kín nhỏ về chiều cao lẫn chiều rộng.

b) Để đơn giản hóa, một số nhà nghiên cứu phân chia các đới tích lũy dầu khí theo bản chất nguồn gốc của các bể chứa (Erememko, Chilingar, 1995) đó là đới có nguồn gốc kiến tạo (hình thành do sự vận động kiến tạo, nguồn gốc động lực), loại địa tầng – thạch học (địa tầng – trầm tích) và loại kiến tạo – thạch học (bảng 7.3).

Bảng 7.3 Phân loại đới tích lũy dầu khí theo bản chất nguồn gốc hình thành các bể chứa.

Loại	Tên gọi	Phân loại
I	Nguồn gốc kiến tạo (nguồn gốc động lực)	1/ Dạng vòm dương 2/ Dạng đứt gãy khu vực 3/ Dạng địa lũy
II	Địa tầng – trầm tích (địa tầng thạch học)	4/ Vát nhọn thạch học 5/ Cát gọt địa tầng 6/ Ám tiêu san hô 7/ Bào mòn bóc trui.....
III	Kiến tạo thạch học (nguồn gốc động lực thạch học)	8/ Mũ muối, núi lửa bùn 9/ Thủy động lực (nước hoạt động) 10/ Thấu kính(loại đơn bậc)

Loại I phát sinh do nội lực – chuyển động do các hoạt động kiến tạo.

Loại II địa tầng – trầm tích có liên quan tới sự biến dị tương do đặc điểm trầm tích cũng như biến đổi sau trầm tích.

Loại III – hỗn hợp giữa nguồn gốc động lực và thạch học, cả hai nguồn này đóng vai trò như nhau trong quá trình hình thành bể.

Cần lưu ý một số điểm sau đây:

Do tác dụng thủy động lực, các lớp tích lũy dầu khí được tạo thành do sự thay đổi mạnh bề dày vỉa chứa. Đó là do yếu tố trầm tích hay là nguồn gốc thạch học, nhưng chúng được hình thành do có áp lực thủy động lực rất cao. Nguyên nhân là thay đổi mặt bằng của vỉa khi xảy ra các hoạt động kiến tạo, còn các bể thủy động lực hình thành ở các đơn nghiêng ở sườn và ở các vòm nâng (H.7.13).

Đối với các đới chứa dầu dạng thấu kính thường liên quan tới các thân trượt lớn dưới nước, tạo thành các thấu kính của đá cacbonat hay sét – cát bị vò nhàu. Các đới thường phân bố dọc theo sườn lục địa ở các vùng hoạt động kiến tạo tích cực.

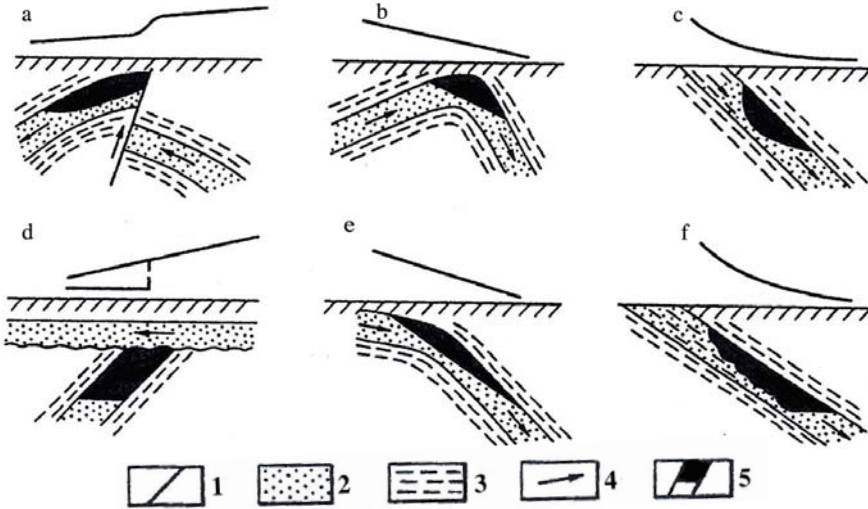
Từ các điều phân tích nêu trên dẫn đến kết luận rằng việc hình thành các đới tích lũy dầu khí được xác định bằng 3 nhóm yếu tố:

1-Do bản chất và diện mạo của đới chứa dầu khí

2-Do sự tương quan không gian và thời gian của đới với các trung tâm sinh dầu khí

3-Do điều kiện và cơ chế lưu giữ hydrocacbon của bể. Ba nhóm

yếu tố nêu trên khống chế mức độ phạm vi chứa dầu khí.



Hình 7.13. Sơ đồ mặt cắt các vỉa dạng màn chắn thủy lực

a- Vỉa dầu có đứt gãy đi qua; b-Vỉa dạng vòm; c-Vỉa có đới cải thiện tính thấm chứa ở sườn; d-Vỉa dạng bất chỉnh hợp địa tầng; e- Ở khối nhô thay đổi phức tạp ở cánh; f-vỉa có biến tướng.

1-Bề mặt đẳng áp; 2-Vỉa chứa; 3-Đá sét chắn; 4-Hướng vận động của nước; 5-Điểm tích lũy dầu và khí.

Nếu đánh giá đúng đới chứa dầu khí theo lát cắt trầm tích cũng như theo diện, có nghĩa là tìm đúng quy luật phân bố trong điều kiện địa chất, nơi nghiên cứu sẽ có tác dụng rất tốt cho công tác lựa chọn đối tượng để tiến hành tìm kiếm thăm dò dầu khí.

7.5 Phá hủy mỏ

Quá trình hình thành và phá hủy mỏ dầu khí ít khi xảy ra đồng thời tại mỏ hay đới chứa dầu khí.

Một số yếu tố lúc đầu tạo điều kiện thuận lợi cho sự hình thành vỉa, hình thành mỏ và đới tích lũy dầu khí, song nếu vẫn tiếp tục diễn ra lại sẽ dẫn đến phá hủy mỏ. Ví dụ các đứt gãy sâu tạo thuận lợi dẫn các hydrocarbon vào bể chứa, nhưng nếu đứt gãy sâu tái hoạt động nhiều lần, đặc biệt sau giai đoạn trầm tích và sau pha sinh dầu lại dẫn đến tình trạng mất tính khép kín của bể hoặc sau khi bị nâng lên bào mòn làm cho cấu tạo bị hở tạo thuận lợi cho việc tách khí và dầu ra khỏi bể hoặc mất khí và thành phần nhẹ

của dầu chỉ còn lại các vỉa dầu nặng, dầu do bị oxy hóa.

Hiện nay, thống kê có 4 loại phá hủy mỏ: Hoạt động kiến tạo (nâng lên bào mòn hay xuất hiện các đứt gãy vết nứt phá hủy mỏ, hoạt động sinh học do vi khuẩn khí, sunfat hay các vi khuẩn khác do oxy hóa; sự thay đổi mặt bằng do dòng chảy thủy động lực của nước đẩy các thân dầu khí và cuối cùng là biến chất sâu của đá chứa và các sản phẩm có trong đó ở độ sâu lớn.

1. Phá hủy mỏ do các hoạt động kiến tạo

Do xuất hiện các chuyển dịch lên xuống, nén ép hay tách giãn đẩy các cấu tạo chứa dầu nhô lên cao. Các khối nâng bị bào mòn và vỉa dầu bị hở, khi đó xảy ra quá trình tách khí và hydrocacbon nhẹ ra khỏi đới hỗn hợp làm mất áp suất vỉa. Đồng thời việc xuất hiện các đứt gãy hay vết nứt, khe nứt mới hoặc các đứt gãy cổ tái hoạt động lên các lớp trầm tích phía trên tạo kênh dẫn làm thất thoát khí, dầu dẫn đến mất áp suất của vỉa. Lúc này, cấu tạo mất luôn tính khép kín. Khi các cấu tạo bị lộ trên mặt dẫn đến mất khí và dầu do bay hơi, do oxy hóa tạo thành các lớp asphalten và bitum cứng. Vỉa dầu mất năng lượng, ví dụ như: ở Tactar (Nga), ở Alberta (Canada) tạo thành các hồ asphalten và dầu nặng do cấu tạo bị đẩy nhô lên mặt đất.

2. Phá hủy mỏ do sinh hóa (hoạt động vi khuẩn)

Trong điều kiện có dòng nước vận động qua thân dầu nhưng nguồn cấp nước hở hoặc liên quan tới nước mặt có ion sulphat, vi khuẩn khử sulphat, vi khuẩn khử metan, etan lớn. Lúc này, trên các ranh giới dầu – nước dầu sẽ bị các vi khuẩn tấn công, trước hết chúng ăn các n-alkan, sau đó tới các iso-alkan và phá hủy mỏ dần dần làm mất áp suất tức là mất năng lượng của mỏ, làm thay đổi tính chất mỏ dầu (phân tích rõ ở mục 4.1.4). Theo thí nghiệm của AV.Socolov thì cứ oxy hóa 1g metan phải mất 6g ion sulphat và để oxy hóa 1tỷ m³ khí thì cần 6 triệu tấn ion sulphat. Do đó, tạo thành lưu huỳnh tự do trong mỏ (loại này gặp ở Turmenia), vịnh Mexico,...

3. Mỏ bị phá hủy do thủy lực

Thay đổi mặt bằng cấu trúc do hoạt động kiến tạo dẫn đến chuyển dịch dòng nước ngầm. Quá trình này dẫn đến mất cân bằng ranh giới dầu nước và dầu bị nước cuốn trôi đi hoặc chuyển dịch

thân dầu rời đi nơi khác (H.)

Via dầu chỉ có thể bảo vệ được khi $Q < \alpha$, ở đây Q là góc nghiêng mà ranh giới dầu – nước hay khí – nước, α là góc nghiêng của vỉa. Nếu góc Q bằng hoặc lớn hơn góc α thì xảy ra vận động đẩy thân dầu đi nơi khác (theo A.A.Karsev 1972).

Xảy ra hiện tượng dòng nước ngầm tăng cường vận động (thay đổi chế độ thủy động lực) dẫn đến hòa tan khí và có khả năng cả dầu rời khỏi mỏ. Nước mặt thẩm thấu được tăng cường và thấm vào vỉa làm tăng khả năng hòa tan, rửa trôi và phá hủy mỏ mạnh mẽ, nhất là trong điều kiện nhiệt độ cao, độ muối khoáng thấp thì khả năng hòa tan khí và một phần dầu càng mạnh. Hơn nữa, khi tiếp xúc với nước thẩm thấu, dầu còn gặp cả vi khuẩn khử sulphat, khử metan, etan và oxygen là các tác nhân gây phá hủy mỏ nhanh chóng.

4. Phá hủy mỏ do tăng mức độ biến chất ở dưới sâu của đá chứa

Biến đổi đá chứa theo xu hướng sét hóa làm các khoáng vật kém bền vững, làm giảm khả năng chứa của vỉa

Biến đổi theo xu thế làm giảm và nứt vỡ, xuất hiện khe nứt làm phân tán hydrocarbon theo các đứt gãy, khe nứt.

Biến đổi cấu trúc phân tử hydrocarbon do nhiệt độ và áp suất quá cao. Trong trường hợp này, có thể bị phân hủy thành các nguyên tố riêng biệt (hydrogen và carbon), hydrogen kết hợp với các khoáng vật thứ sinh, còn carbon được làm giàu và tích lũy có chọn lọc chuyển sang graphit. Ở một giếng khoan sâu khoảng 7 ÷ 8 km ở Alaska (Bắc Mỹ) gặp vỉa graphit, chứng tỏ Metan bị phân hủy do nhiệt độ cao ở vùng này.

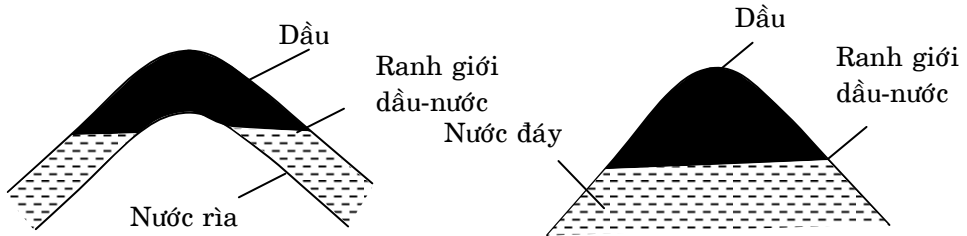
7.6 Nước ở các mỏ dầu và khí

Nước đóng vai trò quan trọng trong việc hình thành giữ gìn hay phá hủy mỏ. Vì vậy, cần hiểu đặc điểm phân bố, tính chất cũng như các đặc tính của nước ngầm ở các mỏ dầu khí.

7.6.1 Kiểu nước

Trong các mỏ dầu khí thường tồn tại nước rìa, nước đáy. Ngoài ra, còn có các vỉa nước chứa khí bão hòa nằm ở trên hoặc dưới các vỉa dầu, khí.

Nước rìa là nước chiếm ở phần rìa ranh giới các vỉa dầu dạng vỉa (H.7.14a), còn nước đáy là nước chiếm phần dưới của vỉa dầu dạng khối (H.7.14b)



Hình 7.14. Mô hình phân bố các vỉa nước

7.6.2 Thành phần và tính chất của nước vỉa, mỏ dầu khí

Phụ thuộc vào điều kiện và các yếu tố hình thành, Xulin V.A phân các loại nước sau:

Nước sulphat – natri là loại nước thẩm thấu từ trên mặt thường có độ khoáng thấp, vắng mặt trong các mỏ dầu khí. Tuy nhiên cũng có khi là nước ngầm ở các mỏ đá anhidrit, hoặc ở các mỏ lộ lên trên mặt đất, mỏ hờ.

Nước bicarbonat –natri có nguồn gốc là do thẩm thấu hay nước kiểu ở các bể trầm tích cổ có nguồn gốc biển hay lục địa. Hoặc liên quan đến các vỉa, các khối đá cacbonat hoặc do bay hơi từ các trầm tích lục nguyên ở dưới sâu. Loại nước này thường gặp ở các mỏ dầu khí.

Nước clorua magnezi có nguồn gốc trầm tích hay thẩm thấu. Hay gặp ở các mỏ dầu có lớp chắn kém hoặc có cửa sổ thủy địa chất. Nước biển thẩm trực tiếp vào vỉa.

Nước clorua canxi là nước có nguồn gốc trầm tích hoặc biến chất từ nước biển ở điều kiện chôn vùi khép kín. Loại nước này có nồng độ khoáng hóa cao và thường gặp ở các mỏ dầu khí.

Theo XulianV-A phân biệt các loại nước nêu trên theo các chỉ tiêu sau đây:

Nếu tỷ số $r_{Na} / r_{Cl} > 1$ thì xem xét tỷ số $(r_{Na}-r_{Cl} / r_{SO_4})$, nếu tỷ số này < 1 là loại nước sulphat-natri ($NaSO_4$) còn nếu tỷ số này > 1 là loại bicarbonat natri ($NaHCO_3$) phản ánh nguồn gốc lục địa và trên mặt.

Nếu $r_{Na} / r_{Cl} < 1$ thì xem xét tỷ số ($r_{Cl}-r_{Na} / r_{Mg}$), nếu tỷ số này < 1 nước biến chất yếu và là loại nước clorua magnhe ($MgCl_2$), nếu > 1 nước biến chất mạnh và là loại nước clorua canxi ($CaCl_2$) phản ánh nguồn gốc biển và được chôn vùi sâu, có liên quan tới sự khép kín của cấu tạo .

Ngoài ra còn xét một số chỉ tiêu phụ trợ:

Ví dụ: r_{SO_4}/r_{Cl} hay $r_{SO_4}/(r_{Cl}+r_{SO_4})$ đặc trưng cho mức độ sulphat của nước. Hệ số r_{Ca} / r_{Mg} để phân biệt nước clorua magnezi hay clorua canxi.

Hệ số Cl / Br phản ánh mức độ biến chất của nước.

Ví dụ: $Cl / Br \approx 300$ chỉ ra nguồn nước biển. $Cl / Br < 300$ chỉ ra nguồn nước ở dưới sâu bị chôn vùi. $Cl / Br > 300$ chỉ nước độ kiềm hóa của muối.

Hệ số B / I trong nước chỉ ra mối quan hệ của nước đó với dầu khí.

Ví dụ: Hệ số $B / I \leq 300$ chỉ ra nguồn gốc nước có liên quan tới dầu khí, còn hệ số $B / I > 85$ phản ánh nước không có liên quan tới dầu khí.

Các mỏ dầu khí thường liên quan chủ yếu tới 2 loại nước đó là bicarbonat -natri ($NaHCO_3$) và clorua canxi ($CaCl_2$). Chúng phản ánh điều kiện khép kín và bảo tồn tốt hydrocacbon. Trong chúng thường vắng ion sulphat (SO_4^{-2}) hay có hàm lượng thấp, có một số ít có lượng khá cao.

Ví dụ: Br, I, NH_4, B và axit naftenic, fenol và một số khí hydrocacbon (metan và các khí nặng khác).

Một số chuyên gia sử dụng hệ số C_2 / C_3^t , nếu tỷ số này trong nước $< 1,3$ thì nước có liên quan tới mỏ dầu khí còn nếu $C_2 / C_3^t > 1,3$ thì liên quan tới mỏ khí ($C_3^t = C_3+C_4$). Ngoài ra còn xác định tuổi của nước tức là thời gian tồn tại của nước ngầm ở trong vỉa bằng các tỷ số sau:

$$T_1 = He/Ar \times 25.10^6 \text{ năm cho khí tự do tách ra khỏi nước.}$$

$$T_2 = He/Ar \times 25.10^6 \text{ năm cho khí hòa tan trong nước.}$$

Trong các mỏ khép kín hệ số He/ Ar có giá trị rất cao.

7.6.3 Nguồn gốc các hợp chất hóa học trong nước

Một số chất là cặn của các muối như NaCl, MgCl₂, CaCl₂, KCl và Br còn số khác biến dạng từ vật liệu hữu cơ như NH₃, I, PH₃, K, axit naftenic, fenol...

Br tìm thấy trong nước biển, dong biển, cỏ biển sâu chứng minh cho môi trường biển. Trong nước mỏ dầu phản ánh mức độ khép kín của mỏ.

KCl, CaCl₂, MgCl₂ là các muối xuất hiện do sự trao đổi giữa nước hữu cơ và sét chứa canxi, lấy magnezi từ nước biển tăng nồng độ NaCl trong nước biển .

NH₃ và PH₃ là sản phẩm phân hủy của vi khuẩn sau khi tác động đến vật liệu hữu cơ .

Axit naftenic và phenol giải phóng từ dầu và thường tăng cao ở vùng ranh giới dầu – nước, đặc biệt ở dầu naftenic, còn dầu metanic rất ít.

I và K là các nguyên tố giải phóng từ động thực vật trôi nổi và bám đáy ở vùng biển nóng và kín. Trong dong biển, sinh vật biển (Fucus, Foraminifera, spongieri, san hô) là các loài chứa nhiều I, K, chỉ ra môi trường gần nơi vữa dầu. Tuy nhiên, I và Br khó tồn tại ở điều kiện nhiệt độ cao mà thường ở dưới dạng hỗn hợp với các nguyên tố khác trong đất.

Hàm lượng Iod có trong nước biển rất nhỏ ($\approx 0,05$ mg/l) chủ yếu do sự phân hủy từ VLHC. Theo Cudelskiia.A.V, thể iod có nồng độ cao khi độ khoáng hóa của nước cao, có quan hệ tỷ lệ nghịch với ion SO₄⁻², tức là vắng ion SO₄⁻² thì iod có thể có nồng độ cao.

Thể Iod thường đi kèm với các nguyên tố khác như: Al, SO₄⁻², Mn, P và Br. Tuy nhiên, vùng có cỏ dong tảo, cỏ biển và muối holoïd thì nồng độ Br tăng cao, trong đó iod lại không cao.

Quá trình tích lũy, bảo tồn iôđ cũng giống như đối với dầu khí. Vì vậy, việc xuất hiện iod được coi như có điều kiện thuận lợi để có dầu khí. Vì iod có trong sinh vật, sau khi phân hủy VLHC tạo thành iod được tích lũy làm giàu trong nước, thường dưới dạng muối hay hỗn hợp với khoáng vật, ít khi ở trong thân tự do.

Vì vậy, bề trầm tích dày càng có điều kiện tích lũy nhiều iod, ví dụ bề có bề dày trầm tích $< 4\div 5\text{km}$ thì iod thường chỉ có giá trị rất thấp ($2,9\text{ mg/l}$ đến $< 10\text{ mg/l}$). Nếu bề dày trầm tích lớn $7\div 10$ và lớn hơn 10 km thì có điều kiện để iod làm giàu và $> 10\text{mg/l}$. Nếu $T \leq 100\div 125^\circ\text{C}$ thì iod rất thấp và được làm giàu trong điều kiện mỏ có $T > 125^\circ\text{C}$.

Tích lũy iod thường xảy ra ở các cấu tạo lớn có chế độ thủy động lực ổn định trao đổi chậm.

Iod có được do huy động từ các phức hệ khoáng hữu cơ đưa tới bởi nước ngầm, đặc biệt trong nước ngầm, có độ khoáng cao (có thể tới vài chục hay vài trăm g/l).

Ở điều kiện nhiệt độ $T = 15\div 100^\circ\text{C}$ iod bắt đầu bị tách khỏi VLHC hòa tan trong nước trong môi trường kiềm và phá hủy bởi các axit humic. Tuy nhiên, không nhất thiết là có iod là có dầu và ngược lại.

Brôm thường liên quan tới nhựa của asphalten mỏ dầu, brôm tồn tại dưới dạng hòa tan, hàm lượng brôm cao khi trong nước có độ khoáng hóa cao.

Sau khi phân hủy VLHC (đặc biệt là dong tảo, cỏ biển), Brôm tiếp tục tồn tại trong biển ở giai đoạn tạo đá (diagenes) và sau đó được bảo tồn và tách ra khỏi bùn hòa tan vào nước ngầm. Trong nước biển, Brôm có giá trị $\approx 64\text{ mg/l}$, đồng thời cũng có mặt trong sinh vật (dong tảo). Vì vậy, trong trầm tích nước ngọt giá trị Br/I rất thấp, nhưng Cl/Br lại rất cao ($350 \div 800$ đơn vị). Nếu sống trong môi trường nước ngọt trừ trầm tích biển hay tàn dư của nước biển, thường giá trị Br/I chỉ tăng cao cùng với sự tăng cao của ion Cl^- . Ngoài ra, còn phát hiện Brôm có hàm lượng tăng cao do các trầm tích muối halogen và nước chôn vùi bị đẩy ra do lắng nén trầm tích.

Vì vậy, ở vùng nước ngầm khép kín (không có sự trao đổi) thường được làm giàu brôm và cả iod.

7.6.4 Đặc điểm lý hóa của nước mỏ dầu khí

Đặc điểm lý hóa phụ thuộc vào nồng độ khoáng (nồng độ muối) trong nước, nhiệt độ, áp suất vỉa.

Các tính chất bao gồm: tỷ trọng, độ dẫn điện, nhiệt độ, màu, mùi, vị, tính phóng xạ.

Tỷ trọng trong điều kiện chuẩn thường nặng hơn tỷ trọng của nước cất (≈ 1), dao động từ 1,023 đến 1,15 g/l thậm chí tới 200 g/l. Tuy nhiên, trong điều kiện vỉa thường có khí hòa tan nên tỷ trọng của nước luôn nhỏ hơn 1 ($0,9 \div 0,8$), ngoại trừ ở các vỉa có muối galit, silvin, ghips anhydrit,....

Độ dẫn điện được tăng theo nồng độ muối, trong nước muối điện trở nhỏ, nếu nước nhạt điện trở lớn, tuy vậy giá trị độ dẫn điện vẫn nhỏ hơn dầu.

Nhiệt độ vỉa phụ thuộc vào độ sâu gradient địa nhiệt vỉa.

Màu của nước thay đổi tùy thuộc vào các thành phần có trong nước. Ví dụ, axit naftenic cho màu của nước thay đổi từ nâu đỏ đến nâu tối. Nếu có H_2S do vi khuẩn khử sulphat hoạt động sẽ cho màu đen còn bình thường có màu trong suốt.

Vị thường có vị mặn tùy thuộc nồng độ muối khoáng có nhiều muối $NaCl$ có vị mặn, nhiều $MgCl_2$ có vị trát, nhiều H_2S có mùi hôi, vị đắng do NH_4 và SO_4^{-2} v.v.

Độ phóng xạ thông thường ở mỏ dầu có độ phóng xạ rất thấp. Tuy nhiên, có một số mỏ có liên quan tới nguồn phóng xạ thì có độ phóng xạ lên cao.

Trong nước biển độ phóng xạ đạt 10^{-15} g/l.

Nước trên mặt thường độ phóng xạ đạt tới $2,5 \cdot 10^{-13} \div 4,2 \cdot 10^{-12}$ g/l.

Trong nước ngầm nói chung độ phóng xạ đạt $10^{-10} \div 2,5 \cdot 10^{-10}$ g/l.

Trong mỏ dầu khí độ phóng xạ có thể đạt $10^{-10} \div 10^{-7}$ g/l còn trong mỏ có uranium thì độ phóng xạ rất cao đạt $10 \cdot 10^{-3}$ g/l.

Đôi khi độ phóng xạ đạt trong nước còn do K^{40} gây nên .

7.6.5 Tầm quan trọng của nước trong mỏ dầu khí

Trong quá trình khai thác luôn duy trì năng lượng vỉa bằng cách bơm nước là kinh tế nhất.

Nghiên cứu các tính chất mỏ nước nhằm đánh giá triển vọng của dầu và biết tính dẫn điện của nước để nhận ra các vỉa dầu, vỉa nước.

Khi vỉa được bơm nước không những duy trì được áp suất vỉa mà còn chống sập lở, sụt lún, chống sự xâm nhập của vi khuẩn khử sulphat và các vi khuẩn khác. Nếu quá nhiều vi khuẩn khử sulphat nên khi tiếp xúc với dầu sẽ dẫn đến phá hủy dầu tạo thành H_2S – yếu tố ăn mòn mạnh các thiết bị lòng giếng, đồng thời phá hủy dầu do sinh ra lượng lớn asphalten, mercaptan, thyophen từ dầu.

Nước ngầm có các ion Na, K, đặc biệt I, Br cao có giá trị công nghiệp. Ví dụ $I \geq 6$ mg/l có thể khai thác có giá trị công nghiệp, sự có mặt của vỉa axit naftenic gây khó khăn cho khai thác iod. Hiện nay ở Nga, Mỹ, Indonesia, ý khai thác iod bằng phương pháp hấp thụ là kinh tế nhất.

Nếu nước vận động mạnh sẽ dẫn đến phá hủy mỏ, phân bố lại các vỉa cũ dẫn đến hình thành các vỉa mới hay bị phân tán hydrocacbon. Như vậy nước ngầm đóng vai trò rất quan trọng trong việc hình thành các tích tụ dầu khí (mục 7.1), bảo vệ các thân dầu hay phá hủy chúng tùy vào mức độ hoạt động kiến tạo và chế độ thủy động lực của bể trầm tích.

ĐÁ CHỨA DẦU KHÍ

8.1. Đá chứa

Đá chứa là loại bẫy tự nhiên lưu trữ được chất lỏng trong nó và có thể giải phóng chúng ra khỏi bẫy khi gặp điều kiện thuận lợi.

Đặc tính chủ yếu là phải có không gian rỗng để có thể chứa chất lỏng.

Có hai loại lỗ rỗng: nguyên sinh và thứ sinh.

Lỗ rỗng nguyên sinh được tạo ra trong quá trình hình thành đá.

Lỗ rỗng thứ sinh được hình thành về sau do các tác động nội và ngoại lực.

+ Theo kích thước có thể chia ra các loại sau:

-Lỗ rỗng á mao dẫn có kích thước $\phi \leq 0.005\text{mm}$. Các chất lỏng trong các lỗ rỗng này tồn tại dưới dạng màng bám vào các thành vách và không dịch chuyển được.

-Lỗ rỗng có kích thước $\phi = 0.005 \div 0.1\text{mm}$ là loại mao dẫn, ở đó chất lỏng chỉ chuyển động được do áp lực mao dẫn.

-Lỗ rỗng lớn trên mao dẫn (super capilar) có kích thước $\phi \geq 0.1\text{mm}$, trong các lỗ rỗng lớn này chất lỏng vận động dưới tác dụng của lực trọng trường (di chuyển tự do).

+ Theo dạng lỗ rỗng có thể phân thành 4 loại chính và 4 loại phụ:

-Lỗ rỗng hạt là loại khoảng trống giữa các hạt hay còn gọi là đá chứa dạng hạt.

-Lỗ rỗng dạng hang hốc do bào mòn, rửa trôi sau khi hòa tan các xi măng, rửa lũa các khoáng vật kém bền vững. Đặc biệt loại này rất phát triển trong đá cacbonat hóa học hay trong olit. Kích thước các hang hốc từ vài mm đến vài mét, thậm chí hàng chục mét tạo

thành các hang động dài hàng cây số.

-Lỗ rỗng là các hang hốc sinh học, phổ biến trong đá vôi ám tiêu, san hô. Các cột ám tiêu là các hang hốc rỗng chứa dầu khí rất tốt.

-Loại lỗ rỗng là các khe nứt do nứt vỡ các đá kết tinh, macma hay các đá trầm tích gắn kết tốt, dưới tác dụng của các lực kiến tạo gọi là khe nứt kiến tạo. Hoặc các khe nứt xuất hiện sau khi tái kết tinh khi đá lún chìm sâu. Các khe nứt có độ mở với kích thước $<0.1\text{mm}$ gọi là vi khe nứt, còn khe nứt có độ mở rộng $>0.1\text{mm}$ được gọi là khe nứt lớn.

Ngoài ra còn có loại hỗn hợp đó là loại: Lỗ hổng – khe nứt, khe nứt – hang hốc, lỗ hổng – hang hốc...v.v.

Trong các đá phiến sét, sét silic, đá nguồn gốc núi lửa, xâm nhập và biến chất cũng có các lỗ rỗng.

Ví dụ: Trong sét, vật liệu hữu cơ sinh ra dầu khí, giải phóng dầu khí ra khỏi đá mẹ để lại hang hốc. Đồng thời trong điều kiện nhiệt độ cao ($100\text{--}300^{\circ}\text{C}$) nước liên kết trong các khoáng vật sét cũng bị đuổi ra khỏi các lớp sét để lại nhiều lỗ rỗng (do sinh dầu và đuổi nước liên kết). Sự gia tăng áp lực hơi nội sinh của đá sét kết hay cát kết cũng tạo ra nhiều khe nứt mới tăng cường khả năng chứa của đá. Do đó, hình thành đới tái bão hòa.

Trong các đá được hình thành từ dạng diatomei hay các sinh vật khác. Song song với việc chuyển hóa VLHC sang dầu khí còn có sự biến dạng đá opal thành cristobalit – tridimit tạo thành hang hốc mới, hoặc nâng cao mức xúc tác biến chất sẽ diễn ra sự chuyển dạng silic thành canxedon, thạch anh cũng xuất hiện lỗ hổng mới. Khi đó xảy ra quá trình nứt tách tạo khe nứt, lỗ hổng hình thành bẫy chứa dạng vỉa hay khối.

Trong các đá núi lửa như tuf, dung nham sau khi nguội lạnh giải phóng khí cũng để lại lỗ hổng có khả năng chứa dầu khí. Hoặc xảy ra sự rửa lựa các đá nổi trên cũng để lại hang hốc thứ sinh.

Trong các đá móng biến chất hay xâm nhập xảy ra phong hóa trên mặt khi ở vị trí lộ thiên hay phong hóa ngầm sau khi bị phủ do các dung dịch nhiệt dịch cũng tạo nên các lỗ hổng hang hốc mới.

Ví dụ: Đá granit 2 mica ở mỏ Bạch Hổ. Dưới tác dụng của nhiệt dịch, hòa tan các khoáng vật kém bền vững ở các đới dập vỡ, vò nhàu, ở nơi giao nhau của các đứt gãy, khe nứt..v.v..hình thành đới bề rời là các khe nứt - hang hốc chứa dầu khí rất tốt.

M.K.Kalinko làm thí nghiệm đối với sét kết điệp Bajenov ở bồn địa Siberia. Sau khi nung nóng tới 180°C để ở điều kiện áp suất 25 MPa trong thời gian 20 ngày nhận được kết quả như sau: Trước khi nung nóng sét chỉ có độ rỗng khe nứt là 1.88%, sau khi bị nung nóng độ rỗng tăng lên tới 2.71%, còn các lỗ rỗng có kích thước $10\ \mu\text{m}$ tăng tới $6 \div 11\%$.

Như vậy, ngoài các yếu tố kiến tạo tác động tới hình thành các khe nứt còn có nhiệt độ, áp suất cũng có tác động làm tăng số lượng khe nứt và độ chứa của nó, do cường độ sinh dầu tạo áp suất làm nứt vỡ các đá cho sinh ra hàng loạt khe nứt cũng như hang hốc mới. Sẽ nói rõ ở phần biến đổi thứ sinh của đá chứa.

8.2. Đặc điểm thạch học, cổ địa lý của đá chứa

Tính chất thấm chứa của đá chứa phần lớn phụ thuộc vào điều kiện tích lũy trầm tích.

– Ở các đới gần bờ có độ sâu 30m, ở sườn thoải có diện tích rộng do dịch chuyển đường bờ vì biển tiến hay biển lùi tạo điều kiện hình thành các bãi dạng vát nhọn, các gờ, bar, đụn cát ven bờ, các dải v.v... ở tầng cơ sở của các pha biển tiến.

Các đới gần bờ của vùng thủy triều lên xuống tạo điều kiện thuận lợi cho các thân cát nhô lên ở chỗ cao nhất khi biển tiến và thấp nhất lúc biển lùi. Điều kiện này hình thành thế năng chuyển động của nước. Các hạt ở đới này cũng được bào tròn và chọn lọc tốt. Các lớp cát kết đa khoáng hình thành ở các nơi phá hủy các đá macma.

Sau khi tái trầm tích chọn lọc hình thành các thân các thạch anh. Các đá cacbonat ở đây được chọn lọc và tạo thành các mảnh vỡ oolit, các mảnh vỡ hữu cơ..v.v. Do đó, hình thành đá chứa tương gần bờ lục nguyên, lục nguyên cacbonat hay cacbonat có độ thấm chứa cao.

Đặc điểm của các tương gần bờ là phát triển các dạng bãi bị giới hạn bởi các đá kém thấm dưới dạng như các bar, xung quanh là

các tập sét bột. Trong trường hợp này thường chứa rất nhiều VLHC, sinh dầu và đẩy dầu vào bề mặt.

– Các tầng nước nông của thềm ở độ sâu 30 ÷ 100m thường có hoạt động thủy lực mạnh dẫn đến thay đổi, xô dịch các doi cát, các đập chắn...v.v... rửa trôi trầm tích đáy và mang theo lượng oxy lớn. Ở vùng nước nông này tồn tại các quần thể sinh vật benthos với mật độ cao, đặc biệt là loài động vật dòng chảy cao cấp và loài đơn bào, các cột ám tiêu. Vì vậy, nơi đây hình thành các loại đá chứa rất đa dạng như là loại lục nguyên (dạng hạt), cacbonat - lục nguyên và cacbonat sinh học...v.v...có ý nghĩa cho công tác tìm kiếm dầu khí. Các đá chứa vùng này có độ thấm chứa tốt, đặc biệt cát kết chứa feldspat - thạch anh với các khoáng vật glauconit...v.v...

Trong đá cacbonat, các ám tiêu và tầng ám tiêu tạo thành các đá chứa tốt có dạng lỗ hổng – hang hốc. Trong các đá chứa này, độ thấm thường $>0.5 \mu\text{m}^2$, độ rỗng đạt 17%÷25% và hệ số bão hòa dầu khí đạt từ 0.7÷0.9. Các lớp sét tầng biển nông lại là các lớp chắn chất lượng kém, mang tính địa phương.

– Đối với các tầng trầm tích thềm ở độ sâu 100÷200m có các đặc trưng là hoạt động thủy động lực của dòng nước hơi yếu, không có sự biến đổi trên diện tích hẹp. Thế giới sinh vật ở đây nghèo hơn, chủ yếu phát triển loài phù du (plancton), đá vôi foraminifera, diatomei, đặc biệt rất phát triển loại đá chứa là đá vôi sinh vật, các đá silic và loài có nguồn gốc sinh hóa như photphorit, glauconit...

– Trong số trầm tích nước sâu trung bình (>200m) hay gặp đá chứa dạng dòng chảy, trượt đáy cũng giống như các đá chứa, ở vùng nước sâu hoàn toàn, ít sinh vật sinh sống.

Thông thường khó phân biệt các đá chứa cát của dòng sông với cát của dòng chảy biển. Việc phân biệt chúng chỉ bằng cổ sinh trong các lớp bột hay cát bột.

– Đá chứa cacbonat biển sâu vừa và biển sâu, thường là loại hạt nhỏ và đá vôi hóa học, ở đây độ rỗng, độ thấm kém.

Do độ rỗng nguyên sinh rất thấp nên việc phát triển độ rỗng, độ thấm trong đá trầm tích chỉ bằng cách rửa trôi để mở rộng thêm khe nứt hay lỗ hổng. Vì vậy, hiện tượng rửa lũa và tái kết tinh là các tác động tích cực nhằm cải thiện độ thấm chứa.

Song trong các tướng nước sâu và sâu vừa lại có lớp chắn tốt mang tính khu vực: đó là các tập sét montmo hay thủy mica, chứa ít vật liệu cát lớn trải trên diện tích rộng.

–Trầm tích chuyển tiếp (từ biển tới lục địa) thường không phát triển rộng (vùng vịnh, vùng ngập nước, delta).

Đặc tính đá chứa của tướng chuyển tiếp là đa màu, đa thành phần, phân bố bị hạn chế theo diện, theo lát cắt, thường có mặt các tàn tích hữu cơ của thực vật cũng như động vật. Đá chứa lục nguyên ở khu vực này (vũng vịnh, đầm lầy nước mặn) có độ thấm chứa thấp. Chúng chỉ được cải thiện khi tiến tới gần bờ của các vùng biển.

Ở vùng nước lợ, vũng vịnh hay có các lớp phủ phát triển mang tính khu vực có các tính năng chắn tốt.

Các thành tạo delta ở các vùng cửa sông, gần bờ và hồ hay có các lớp đá chứa trên cạn. Đặc điểm của tướng delta là đá chứa đa dạng. Có khi có cả tướng cát lòng sông, dòng chảy ngầm. Các đá chứa dạng thấu kính hay màng chắn thạch học điển hình của vùng delta (biển tướng nhanh).

–Trong trầm tích lục địa thường có các đá chứa liên quan đến vỏ phong hóa, lòng sông cổ. Các đá chứa kiểu này có độ rỗng cao nhưng lại có độ thấm thấp. Trong trầm tích sông, đồng bằng ngập nước thường liên quan tới tướng bãi bồi, lòng sông cổ, móng ngựa, cát hạt thô ở các trầm tích alluvia có độ chọn lọc bào tròn kém. Độ rỗng tăng cao hay phát triển ở các vị trí giao nhau của các dòng sông hay ở gần các khối nâng. Độ rỗng có thể từ 3 ÷ 20% còn độ thấm dao động từ vài mức mD tới vài nghìn mD.

Vì vậy, tìm hiểu tính thấm chứa của đá chứa dựa trên cơ sở phân tích tướng đá, cổ địa lý là hết sức cần thiết. Đồng thời hiểu được khả năng có đá chắn ở mức độ nào. Từ đó, biết được quy luật phân bố đá chứa và lớp chắn trong thành hệ nghiên cứu.

Ví dụ: lớp phủ dạng evaporit thường phát triển ở vùng biển lùi. Việc hình thành đá chứa ở pha biển lùi thường bắt đầu bằng pha biển tiến. Vì thế, đá chứa kiểu này còn gọi là tầng cơ sở. Ở một số trường hợp lại nằm trên bất chỉnh hợp của các tập phía trên. Đương nhiên các thành phần hạt cũng như thành phần khoáng của đá

chứa cũng cho phép dự đoán tương của chúng.

8.3. Điều kiện nhiệt áp của đá chứa dầu, khí

Đây là các điều kiện hết sức quan trọng để đảm bảo đá chứa giữ được tính thấm chứa nguyên sinh hay đã bị thay đổi do điều kiện của môi trường vây quanh.

8.3.1. Áp lực vỉa

là áp lực mà chất lỏng chịu đựng. Áp lực vỉa rất quan trọng nhằm phản ánh khả năng vận động chuyển dịch của chất lỏng khi có điều kiện.

Có hai loại áp lực: áp lực tĩnh và động.

Áp lực tĩnh là áp lực trong vỉa không có sự chuyển động của nước ngầm.

Áp lực động được xác định khi có sự chuyển động của nước ngầm và được xác định bằng vùng cung cấp và vùng thoát (vùng thoát có thể là vùng thoát tự nhiên hay có các đứt gãy hoặc các công trình khai thác chúng).

Giá định áp lực vỉa được tạo nên bởi áp lực địa tĩnh của lớp đất đá nằm trên và áp lực thủy tĩnh của chính cột chất lỏng lấp đầy tầng chứa.

Ở các vùng trũng trước núi, nơi luôn có các hoạt động kiến tạo xảy ra mạnh thì việc hình thành áp lực vỉa luôn liên quan tới trường ứng suất tân kiến tạo xuất hiện do biến dạng các lớp.

Áp lực thủy tĩnh được xác định như sau:

$$P = (h \cdot \rho_n) / 10$$

h là chiều cao của tầng chứa.

ρ_n là tỉ trọng của nước.

Nếu vỉa chứa không có vùng thoát thì áp lực thủy tĩnh như nhau trên đường đẳng áp. Nếu vỉa chứa có vùng thoát thì áp lực thủy tĩnh giảm dần từ vùng cung cấp tới vùng thoát. Áp lực thủy tĩnh được xác định chính xác chỉ trong điều kiện tĩnh.

Có nhiều nguyên nhân xuất hiện dị thường áp suất. Một trong các nguyên nhân đó là trong vỉa được tăng lượng khí, chúng hòa tan

trong nước tạo áp suất lớn hơn áp suất thủy tĩnh. Hoặc có xuất hiện đứt gãy mà tầng chứa liên quan tới khe nứt lưu thông với các tầng phía dưới và là nơi giải tỏa áp lực dư ở các tầng sâu hơn. Vì vậy cần dự đoán các lát cắt có các dị thường áp suất nhằm xử lý khi khoan qua lát cắt này.

8.3.2 Chế độ nhiệt

Khi phân tích điều kiện hình thành và bảo tồn vỉa dầu khí thì chế độ nhiệt của bể là yếu tố rất quan trọng. Chế độ nhiệt của một bể trầm tích hay một mỏ được hình thành do các yếu tố sau: do cấu trúc địa chất có cùng đặc điểm thạch học, địa tầng của đá, hoạt động macma và v.v.

Để thể hiện chế độ nhiệt thường dùng chỉ tiêu mức độ địa nhiệt, tức là cứ tăng lên 1°C thì giá trị độ sâu tăng lên được bao nhiêu mét. Giá trị này dao động từ $5 \div 150\text{m}$, tùy thuộc vào cấu trúc của bể cũng như thành phần trầm tích và tùy thuộc vào vị trí hoạt động kiến tạo của vùng đó. Song đối với vỏ trái đất chấp nhận phong chung là cứ xuống sâu 33m thì tăng thêm 1°C hay $1^{\circ}\text{C}/33\text{m}$.

Ngoài ra, còn áp dụng chỉ tiêu gradient địa nhiệt, tức là ngược lại với chỉ tiêu trên, nghĩa là cứ tăng 100m sâu thì nhiệt độ tăng được bao nhiêu độ. Ký hiệu là

$$\Delta T = \frac{X^{\circ}\text{C}}{100\text{m}}$$

Bên cạnh các chỉ tiêu nêu trên ta còn dùng chỉ tiêu độ dẫn nhiệt hay dòng nhiệt (f):

$$f = \lambda^T \cdot \Delta T$$

Trong đó : ΔT là gradient địa nhiệt
 λ là độ dẫn nhiệt của đá

λ^T là độ dẫn nhiệt của đá ở nhiệt độ T của vỉa

$$\lambda^T = \lambda^{20} [293 / (273 + T)]$$

λ^{20} : độ dẫn nhiệt của đá ở phòng thí nghiệm

- Đối với nước có $0^{\circ}\text{C} < T < 50^{\circ}\text{C}$ thì $\lambda_n^T = 0.56 + 0.003.T^{0.827}$

- Nếu $T > 50^{\circ}\text{C}$ thì $\lambda_n^T = 0.442 + 0.0519 \ln T$

Bảng 8.1: Độ dẫn nhiệt của đá ở điều kiện tiêu chuẩn

Cấp	Loại đá	$\lambda \frac{kcal}{\mu.h.^{\circ}C}$
Cao	Muối đá (ở mỏ)	3.35÷6.20
	Cát kết	1.1÷4.95
	Quaczit	1.6÷4.80
	Dolomit	0.93÷4.3
	Anhidrit	3.64
	Đá hoa	1.12÷3.20
	Đá xâm nhập	1.47÷3.10
	Granit	1.80÷3.10
	Diorit	1.85÷2.10
	Gabro	1.73
	Trachit	1.47÷2.16
	Bazalt	1.5÷2.50
Trung bình	Cát	0.30÷2.92
	Đá vôi	0.6÷2.88
	Gơnai	1.86÷2.67
	Chì	1.25÷2.16
	Sét vôi	0.79÷1.88
	Tuf	0.61÷1.37
	Sét	0.21÷1.3
	Ghips	0.35÷1.19
	Phấn trắng	0.72÷1.08
Thấp	Asphalten	0.72
	Nước	0.515
	Than	0.08÷0.24
	Dầu	0.11÷0.13
	Khí	1.036

Nguồn nhiệt tạo nên dòng nhiệt từ dưới sâu của lớp manti, từ các lò macma dưới sâu, các phun trào núi lửa, hoạt động kiến tạo (nâng, hạ, chuyển dịch) cọ xát và phát nhiệt, các hoạt động phóng xạ. Ngoài ra, còn do bản thân các lớp trầm tích bị chôn vùi sâu tăng nhiệt, các phản ứng đứt vỡ VLHC và biến chất của các khoáng vật cũng phát nhiệt. Ở vùng nền bằng, gradient địa nhiệt thấp chỉ đạt $\Delta T = 0.9 \div 2.5^{\circ}C/100m$, còn ở các vùng uốn nếp do ứng suất kiến tạo mạnh nên $\Delta T = 2.5 \div 19^{\circ}C/100m$.

Các bề giữa núi hay trước núi gradient địa nhiệt hay đạt giá trị

lớn. Các giá trị nhiệt ở các bể trầm tích, đặc biệt ở các mỏ đóng vai trò tích cực cho việc chuyển hóa VLHC sang dầu, đồng thời ảnh hưởng tới sự phân bố các tích tụ dầu khí. Mặt khác, các dòng nhiệt cao hay tác động lên các khoáng vật kém bền vững để tạo ra một loạt các khoáng vật mới. Sự phân tán nhiệt theo vỉa có hiệu quả theo chiều đứng. Tuy nhiên, nguồn nhiệt dưới sâu vẫn là chủ yếu khống chế sự phân bố nhiệt cũng như phân bố lại nhiệt độ ở các lớp trên, tác động tới dòng nước ngầm cũng như các tích tụ dầu khí, thành phần dầu khí v.v.

Tóm lại, yếu tố khống chế dòng nhiệt là mức độ hoạt động kiến tạo, lực trọng trường của các lớp đá phía trên và độ y kiến tạo.

Nếu tăng chiều sâu, tăng nhiệt độ (ở mức độ cao 160° – 360° C) làm tăng khả năng metan hóa VLHC và hợp chất cao phân tử, giảm tỷ trọng, độ nhớt, giảm hàm lượng nhựa, asphalten, tăng thành phần nhẹ. Ở điều kiện nhiệt độ cao (đặc biệt $>200^{\circ}$ C) xảy ra phá hủy cả dầu và chuyển sang khí metan, kể cả khi trong điều kiện nhiệt độ rất cao xảy ra sự phân hủy metan thành hydrogen và cacbon. Đây là lý do hình thành grafit ở các giếng khoan rất sâu (Alaska - Mỹ).

8.4. Tính chất của đá chứa

Các tính chất cơ bản của đá chứa là: độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa, cấu trúc không gian rỗng, tính chất lý hóa của bề mặt các khoảng rỗng.

8.4.1 Độ rỗng

là khoảng trống có thể chứa các chất lỏng và khí.

Có 2 loại độ rỗng: độ rỗng tuyệt đối và độ rỗng hở. Đó là tổng thể tích các lỗ rỗng.

Trong sét, độ rỗng tổng rất lớn, nhưng độ rỗng hở hay độ rỗng hiệu dụng rất thấp tới mức là màng chắn. Trong cát, độ rỗng hở rất lớn và là lớp chứa chất lỏng rất tốt. Trong các lớp sét các lỗ rỗng rất nhỏ lại chứa nước.

Trong các các hang hốc nhỏ có kích thước từ <0.1 mm thì lực mao dẫn rất lớn của nước bám vào các thành vách của lỗ rỗng ngăn không cho chất lỏng, thậm chí cả khí lọt qua. Các lỗ rỗng

này chỉ phát huy tác dụng khi trầm tích bị chìm sâu, nơi có nhiệt độ rất cao làm tăng thể tích của nước tạo áp lực nước lúc đó hay bỏ rời khỏi đá. Do áp lực nhiệt áp các lỗ rỗng liên thông với nhau nên các khe nứt mới xuất hiện. Vì vậy, ở dưới sâu dưới áp lực địa tĩnh và áp lực hơi của chất lỏng và khí tạo nên hệ thống khe nứt mới và đôi khi chúng trở thành đá chứa.

Hệ số rỗng chung là tỉ số của tổng thể tích lỗ rỗng trên tổng thể tích đá:

$$K_0 = V_r/V_d$$

V_r là tổng thể tích lỗ rỗng

V_d là thể tích của đá

Tương tự, hệ số rỗng hiệu dụng hay rỗng hở bằng tổng thể tích rỗng hiệu dụng trên tổng thể tích đá.

Hệ số rỗng hiệu dụng là hệ số phản ánh tổng các lỗ rỗng có liên thông với nhau, nơi các chất lỏng và khí có thể chuyển dịch.

Hệ số rỗng không hiệu dụng là tổng các lỗ rỗng cách ly với nhau (không lưu thông với nhau).

Khi lún chìm độ rỗng giảm dần do sự nén ép địa tĩnh xảy ra sắp xếp lại các hạt. Có trường hợp (thường là bột) sau khi lắng nén các lỗ rỗng tổng giảm kích thước tới mức không còn liên hệ với nhau và trở thành kín vì có nước chiếm vị trí không gian nhỏ, do đó và lực mao dẫn phát huy tác dụng ngăn cản sự chuyển dịch các chất lỏng và khí. Trong các lỗ rỗng hay khe nứt có độ mở < 0.1mm thường lực mao dẫn khống chế sự vận động của chất lỏng (không cho chất lỏng thậm chí cả khí lọt qua).

Xác định độ rỗng hở bằng cách cho bão hòa keroxin hoặc xác định gián tiếp trên các băng carota. Phần lớn độ rỗng giảm khi tăng áp lực nhưng nếu trong lỗ rỗng có các dung dịch hòa tan lại làm tăng thể tích rỗng. Tuy vậy, khi áp lực tăng, độ rỗng giảm tới mức nào đó sẽ làm vỡ các khung xương khoáng vật tạo thành các khe nứt liên thông với nhau, là điều kiện làm tăng độ rỗng hiệu dụng.

Trong các đá trầm tích chưa được nén ép, giá trị độ rỗng phụ thuộc vào kích thước các hạt, vào trạng thái phân bố, mức độ bào

tròn, các hạt và tính đồng nhất hay bất đồng nhất các hạt. Chẳng hạn các hạt cát thô, hạt thô có độ rỗng tổng rất tốt, song lại có xen kẽ các hạt cát nhỏ lọt vào làm giảm độ rỗng rất nhiều.

Sau khi nén ép trong sét độ rỗng giảm rất nhiều, trong khi đó cát giảm nhẹ hơn và có thể duy trì tới độ sâu lớn nếu không có dung dịch ximăng sét hay cacbonat đưa tới.

Cũng có trường hợp ở độ sâu lớn các dung dịch có nhiệt độ cao chảy qua lớp cát và rửa trôi các mảnh sét hay hòa tan chúng đưa đi và gián tiếp làm tăng độ rỗng.

Vì vậy, nếu ximăng hóa làm giảm độ rỗng hử thì quá trình rửa trôi, dolomit hóa sẽ tăng độ rỗng, ngược lại tái kết tinh lại nhằm giảm độ rỗng hử và tổng.

Tính chất chứa của đá được tính như sau:

$$q = K_r \cdot H_h$$

K_r là hệ số rỗng trung bình

H_h bề dày hiệu dụng trung bình của vỉa

Phân loại đá chứa theo độ rỗng như sau:

$K_r > 20\%$: rất tốt

$K_r = 15\div 20\%$: tốt

$K_r = 10\div 15\%$: trung bình

$K_r = 5\div 10\%$: yếu

$K_r < 5\%$: kém

Nói chung càng chìm sâu độ rỗng càng giảm, song ở độ sâu lớn (> 5km) lại thấy hiện tượng cải thiện độ rỗng rất nhiều. Do áp suất và nhiệt độ cao các đá bị rạn nứt, đặc biệt là các đá cacbonat. Hoặc các chuyển động kiến tạo (nâng, hạ, nén ép hay tách giãn, chuyển dịch). Điều gây tác động mạnh tới sự dập vỡ, nứt tách. Đồng thời nếu có các dòng hơi CO₂, hơi nước và các dung dịch khác rửa trôi làm tăng độ mở của các khe nứt và xuất hiện các lỗ hổng mới (có người gọi là hiện tượng tái bổ rừi của đá).

Bảng 8.2 Độ rỗng một số loại đá

Nhóm đá	Loại đá	Độ rỗng K_r , (%)
Các trầm tích mới	Bùn sét	50.0
Thổ nhưỡng	Than mùn	80.0
	Các loại thổ nhưỡng khác	55.0
Đá của lớp trên vỏ phong hóa	Cát bờ rời	35.0
	Sét hàng thổ và sét rời	45.0
	Sét các loại	35.0
	Tuf vôi	25.0
Đá trầm tích	Cát bờ rời	35.0
	Cát nén mịn	25.0
	Cát kết Kainozoi và Mesozoi	20.0
	Cát kết Paleozoi	10÷12.0
	Đá vôi hang hốc, dolomit hang hốc	5.0
	Sét ở vùng nền bằng	40.0
	Sét vùng uốn nếp	20.0
	Ghips	3.0
	Anhidrit	1.0
	Than	4.0
	Đá phấn	30
Opoka	35	
Đá biến chất	Sét phiến	4.0
	Sét silic	1.0
	Quaczit, Gnai, Amphibolit	2.0
Đá macma	Porfirit	2.0
	Granit, sienit	1.0
	Affujiu (phún xuất)	2.0
	Xâm nhập khác	1.0

Cần lưu ý các giá trị đo ở trạng thái mẫu tươi. Đôi khi do hoạt động kiến tạo, hoạt động nhiệt dịch, đặc biệt đá được chôn vùi sâu thì tính chất rỗng cũng như độ thấm được cải thiện rất nhiều.

Ở dưới sâu áp lực của nước, hơi cũng làm tăng khe nứt và tăng khả năng bờ rời của đá nói chung và đá chứa nói riêng. Ví dụ ở mỏ Meisfield tại độ sâu 7482m gặp dòng khí rất mạnh đạt tới vài triệu $m^3/ng.đ$ (bảng 8.2 và 8.3).

Đối với các loại đá kết tinh, macma, sét phiến có độ nứt nẻ cần phải tính mật độ nứt nẻ (T) (tập hợp các nứt nẻ):

$$T = S/V$$

S: nửa diện tích của các nứt nẻ

V: thể tích của mẫu

Có thể tính mật độ của nứt nẻ như sau:

$$P = L/F$$

L: là tổng chiều dài các nứt nẻ

F: là diện tích các nứt nẻ đi qua

Hoặc có thể tăng suất nứt nẻ $G = \Delta n/\Delta L$ là tỉ số của tổng số khe nứt (Δn) trên một đoạn thẳng ΔL nào đó vuông góc với hướng nứt nẻ.

Nói chung tính độ rỗng độ thấm đối với đối tượng này còn nhiều phức tạp chưa có cách tính cuối cùng.

8.4.2 Độ thấm

Độ thấm là khả năng cho chất lỏng hay khí đi qua khi giảm áp suất.

– Độ thấm tuyệt đối là khả năng cho chất lỏng hay khí đi qua trong điều kiện bão hòa hoàn toàn các lỗ rỗng.

– Độ thấm hiệu dụng là độ thấm của đá được xác định bằng toàn bộ lượng chất lỏng khác hay khí có thể đi qua.

– Tỷ số giữa độ thấm hiệu dụng (độ thấm pha) trên độ thấm chung gọi là độ thấm tương đối.

Nói chung, độ rỗng tăng thì độ thấm cũng tăng, nhưng cũng có khi đá có độ rỗng tốt nhưng độ thấm kém thì khả năng thu hồi dầu cũng kém và ngược lại nếu độ rỗng trung bình nhưng độ thấm cao thì khả năng thu hồi dầu rất cao.

Theo nguyên tắc của Darcy xác định độ thấm của đá được tính như sau:

$$V = Q/F = K_t (P_1 - P_2) \cdot \mu L$$

V: tốc độ thấm lọc

Q: thể tích chất lỏng đi qua đá trong một đơn vị thời gian

F: diện tích bề mặt của đá để chất lỏng đi qua.

K_t : hệ số thấm

P_1 và P_2 : áp suất đầu vào và đầu ra

L: chiều dài mẫu

μ : độ nhớt động của chất lỏng đi qua.

Trong trường hợp xác định bàng khí thì tính lượng khí đi qua ở điều kiện áp suất trung bình là P:

$$Q = 2Q_0P_0 / (P_1 + P_2)$$

Q_0 : là lượng khí đi qua ở điều kiện áp suất khí quyển

Hệ số thấm : $K_t = Q\mu L / F\Delta P$

$$Q = m^3 / F \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$F = m^2, L = m, P = \text{Pa.s (Pascal giây)}$$

ΔP : chênh áp. Tức là trong một diện tích một m^2 chất lỏng đi qua dưới áp suất 1Pa trên 1m chiều dài với dung dịch có độ nhớt 1Pa.s thì có độ thấm $1m^3/s$. Vì đơn vị này lớn nên hay dùng μkm . Đơn vị của độ thấm là m^2 .

Độ thấm K_t của đá chứa có các loại sau :

$K_t > 1 \mu\text{Km}^2$: thấm rất tốt

$K_t > 1 \div 0.1 \mu\text{Km}^2$: thấm tốt

$K_t > 0.1 \div 0.01 \mu\text{Km}^2$: trung bình

$K_t > 0.01 \div 0.001 \mu\text{Km}^2$: thấm kém

$K_t < 0.001 \mu\text{Km}^2$: không thấm

Hoặc dùng bằng đơn vị Darcy hay milidarcy.

Độ thấm là 1D nếu chất lỏng có độ nhớt 1CP (centipois) qua diện tích $1m^2$ chênh áp là 1at (760mmHg).

Quan hệ giữa 2 loại đơn vị: $1D = 1,02 \cdot 10^{-12} m^2 = 1\mu\text{Km}^2$, tuy nhiên chưa tính tới tốc độ vận động của chất lỏng hay khí.

Ví dụ đối với cát arkoz trong điều kiện trong phòng 20°C . Khi tăng áp suất thì độ rỗng giảm từ 18% đến 15,6% độ thấm giảm từ 160 đến 149mD (hay $149 \cdot 10^{-15} m^2$) trong 40 ngày đêm. Nhưng khi tăng nhiệt độ và áp lực (tăng độ sâu) tới độ sâu lớn lại thấy xuất hiện tái nở, xuất hiện nhiều khe nứt, do đó độ thấm lại tăng lên.

Trong điều kiện này cát kết bị ximăng hóa và sét kết rắn chắc cũng có thể trở thành đá chứa do rửa trôi tạo hang hốc và nứt nẻ hòa

tan các khoáng vật kém bền vững..v.v.. tạo hang hốc mới và liên thông. Do đó độ rỗng, độ thấm được cải thiện rất nhiều (bảng 8.2)

8.4.3 Độ dẫn thủy (T)

Một đặc tính quan trọng của đá chứa là độ dẫn thủy

$$T = K_t H_h / \mu$$

K_t : hệ số thấm trung bình

H_h bề dày hiệu dụng trung bình μ độ nhớt của chất lỏng.

Độ dẫn thủy phụ thuộc vào độ thấm, bề dày hiệu dụng và tỷ lệ nghịch với độ nhớt.

Có một số loại đá (sét – bột hay bột sét) có chứa lượng chất lỏng khá lớn nhưng vận động của chất lỏng khác qua nó rất khó khăn. Trong trường hợp này độ rỗng chung rất lớn nhưng độ thấm kém vì thế lượng chứa dầu có thể lớn nhưng khó lấy ra.

Lúc này không thể lấy dầu ra bằng phương pháp thông thường mà phải bằng các phương pháp kích hoạt khác. Chẳng hạn dung dịch nóng có khả năng hòa tan các khoáng vật sét giữa các hạt, phương pháp thủy lực, hơi nóng (CO_2 , hơi nước,..v.v..).

Nếu khi khoan gặp phải trường hợp dung dịch khoan giảm tỷ trọng, nghĩa là bị nước thâm nhập từ vỉa vào hay khí thâm nhập mạnh, hoặc mất dung dịch cần tăng tỷ trọng và tăng lượng dung dịch với các chất đặc biệt chống mất dung dịch. Điều đó chứng tỏ lớp có độ thấm tốt và v.v.....

Bảng 8.3 Độ rỗng độ thấm của cát hạt trung

Loại	Loại cát	Độ rỗng %		Độ thấm μKm^2	Phân loại độ chứa
		Theo nhựa Bakelit	Hiệu chỉnh nước tàn dư		
I	Cát hạt trung	≥ 12	≥ 16	≥ 1.0	Rất cao
II	Cát hạt trung	$10 \div 12$	$15 \div 16$	$0.5 \div 1.0$	Cao
III	Cát hạt trung	$8 \div 10$	$11 \div 15$	$0.1 \div 0.5$	Trung bình
IV	Cát hạt trung	$6 \div 8$	$5 - 11$	$0.01 \div 0.1$	Thấp
V	Cát hạt trung	≤ 6	≤ 5	≤ 0.01	Kém

$1\mu\text{Km}^2 = 1 \text{ Darcy}$

8.4.4. Độ bão hòa của nước-dầu-khí

Độ bão hòa của nước (S_n) là tỷ số thể tích của nước V_n so với thể tích lỗ rỗng (V_r) :

$$S_n = V_n / V_r$$

Trong phòng thí nghiệm xác định:

$$S_n = (V_n \cdot \rho_d) / (V_r \cdot P)$$

ρ_d : tỷ trọng của đá

P : là trọng lượng của đá

Độ bão hòa của dầu S_d cũng được xác định theo nguyên tắc trên:

$$S_d = V_d / V_r$$

hay
$$S_d = (V_d \cdot \rho_d) / (K_r \cdot P)$$

ρ_d : tỷ trọng của dầu

V_d xác định theo :

$$V_d = (P_0 - P_1 - V_n \rho_d) / \rho_d$$

V_n : Thể tích của nước

ρ_n : Tỷ trọng của nước

P_0 : Trọng lượng ban đầu của mẫu

P_1 : Trọng lượng của mẫu có trong dung môi

Độ bão hòa khí :

$$S_g = V_g / V_r = 1 - (S_n + S_d)$$

Hệ số nhả dầu (η) :

$$\eta = (S_{o,n} - S_n) / (100 - S_n)$$

$S_{o,n}$: Hệ số bão hòa nước tổng cộng

S_n : Hệ số bão hòa nước hiệu dụng

8.4.5 Độ bão hòa tàn dư

Là loại nước liên quan tới nước mao dẫn và nước liên kết. Các loại nước này đui ra khỏi đá chỉ bằng cách gia nhiệt ở mức cao (vì chúng không thể di chuyển tự do mà luôn bám vào các thành lỗ rỗng hẹp và khe nứt hẹp).

Vì vậy, độ bão hòa tàn dư được tính như sau:

$$S_{td} = S_0 - S$$

S_0 : độ bão hòa tổng của đá

S : độ bão hòa hiệu dụng

8.4.6 Cấu trúc không gian rỗng

Tính chất chứa của đá phụ thuộc rất nhiều vào cấu trúc không gian rỗng, độ bão hòa tàn dư của nước, kích thước các lỗ rỗng, độ mài tròn của hạt, ximăng và tính liên thông trong các ám tiêu ...

Song, có 3 vấn đề về cấu trúc không gian rỗng cần lưu ý đó là sự phân bố các lỗ rỗng, kênh dẫn, diện tích bề mặt bên trong lỗ rỗng và đặc điểm bề mặt (mức độ gồ ghề, uốn lượn) của lỗ rỗng hay khe nứt.

Sự phân bố các lỗ rỗng, kênh dẫn được xác định bằng cách bơm nước hoặc thủy ngân. Dùng nước cho các đá có độ rỗng, thấm tốt. Dùng thủy ngân cho các đá chứa kém thấm và độ rỗng nhỏ. Dùng áp lực hơi lúc đầu đẩy nước ra từ các lỗ hổng lớn nhất, sau đó tăng áp để đẩy nước từ các lỗ rỗng nhỏ. Từ đó xác định được thể tích chất lỏng (nước) thu được theo mức độ áp lực.

Phương pháp thủy ngân có thể xác định cho đá có độ rỗng lớn tới $0.01\mu\text{km}$.

Xác định diện tích bề mặt riêng bên trong lỗ rỗng bằng cách cho hấp thụ khí trơ, trong điều kiện áp suất thấp và nhiệt độ không đổi:

$$S_n = V_m \cdot N \cdot W_0$$

S_n : diện tích bề mặt lỗ rỗng của đá

V_m : lượng khí hấp thụ

N : số Avogadro, số phân tử trong $1\text{mol} = 6.023.1023$

W_0 : diện tích bị chiếm giữ của một phân tử

Từ đó có thể tính hệ số thấm lọc K_t theo Kozeni

$$K_t = (CK_r^3) / (S_u^2)$$

K_t : hệ số thấm, C : hằng số Kozeni = 85.000

K_r : độ rỗng, S_u : giá trị bề mặt riêng

Đặc điểm gồ ghề ký hiệu là T, được xác định như sau :

$$T=(CK_r^3)/(K_t S_u^2)$$

Đối với giá trị gồ ghề thì giá trị T lớn tạo ra khả năng bám dính tốt (do lực mao quản và sức căng bề mặt) của các màng nước hay màng dầu. Tốc độ chảy của chất lỏng ở bề mặt gồ ghề sẽ chậm hơn so với bề mặt thẳng.

Như vậy, 3 loại nước còn lại cùng với dầu trong các lỗ rỗng đó là: nước tự do, nước mao dẫn, nước liên kết các phân tử, được gọi là nước tàn dư.

Như vậy, phần nước chiếm giữ không gian rỗng (thường là ở các lỗ rỗng nhỏ và các vách của các khe nứt nhỏ, đặc biệt nước mao dẫn) là nước tàn dư và được xác định bằng hệ số bão hòa nước tàn dư, còn phần dầu hoặc khí gọi là hệ số bão hòa dầu hoặc khí. Do đặc điểm bám dính mà nước tàn dư thường tồn tại dưới dạng màng, giọt trên bề mặt của hạt, ở các góc hạt tạo khoảng cách biệt với độ rỗng hiệu dụng. Vì vậy, trong đá có tính thấm tốt, nước tàn dư rất ít (khoảng 10%), ngược lại trong đá sét nước tàn dư rất lớn, hay trong các lỗ rỗng nhỏ, khe nứt hẹp cũng tồn tại nước tàn dư nhiều (70%).

Việc xác định nước tàn dư trong mẫu lõi rất phức tạp vì có thể do áp lực của dung dịch khoan mà 1 phần nước tàn dư bị đẩy ra ngoài. Vì vậy, nên lấy mẫu sườn hay mẫu sâu bằng dụng cụ chuyên dụng, đối với mẫu sâu nên đảm bảo độ tươi mới và giữ được trạng thái tự nhiên ban đầu của đá.

8.5 Biến đổi thứ sinh của đá chứa

8.5.1. Đối với đá trầm tích

Rất nhiều tính chất của đá chứa được hình thành trong quá trình tích lũy trầm tích, đặc biệt là thành phần hạt. Sự thay đổi thể hiện ở 3 mặt: thành phần khoáng, vật chất hữu cơ và chất lỏng (bao gồm nước-dầu-khí).

Thứ nhất là giải phóng chất lỏng khi lún chìm, sự thay đổi mật độ đá đầu tiên trong quá trình lún chìm là mật độ, độ rỗng, độ thấm, độ dẫn nhiệt... Chính các yếu tố này gây mất cân bằng năng lượng của đá ở mỗi mức, do đó có xu hướng tiến tới sự cân bằng mới.

Sự suy trì độ rỗng và độ thấm chỉ tồn tại ở mức nào đó, khi chuyển sang mức cân bằng mới, chúng lại tiến tới các giá trị mới cho phù hợp.

Kích thước của các hạt là hàm số năng lượng của môi trường trầm tích. Ví dụ: trầm tích hạt mịn với các lỗ rỗng nhỏ thường đặc trưng cho độ thấm thấp, được tích lũy ở môi trường có năng lượng thấp. Cát kết được tích lũy ở các đới hoạt động mạnh của lòng sông, dòng chảy, có các đặc tính thấm lọc cao và độ rỗng lớn.

Do đó, để hình thành độ rỗng thứ sinh, tạo đới tái bỏ rời mới đòi hỏi một quá trình chuyển hóa và rửa trôi thành phần khoáng hay ximăng, giải phóng chất lỏng ...

Sự hòa tan là một trong các nguyên nhân hình thành độ rỗng thứ sinh. Ví dụ, hòa tan cacbonat phân tán trong cát kết xảy ra khi phân hủy vật liệu hữu cơ. Khi đó, một phần lượng CO_2 giải thoát từ vật liệu hữu cơ sẽ hòa tan các cacbonat phân tán. Ở độ sâu lớn loại vật liệu loại vật liệu hữu cơ humic (kerogen loại III) giải phóng một lượng lớn CO_2 . Cứ 1g kerogen có thể sinh ra từ 10 đến 100mg CO_2 , lượng này có thể hòa tan từ 20 đến 200mg cacbonat.

Theo Kolodop V.N nếu có 100g cacbonat phân tán trong sét thì có thể sinh ra 23 m³ khí CO_2 .

Các acid có tính xâm thực cao khi thâm nhập vào đá chứa có thể rửa trôi các cacbonat và do đó hình thành độ rỗng thứ sinh.

Khi có tác động của acid cacbon thì nhôm (Al) được giải phóng ra khỏi đới rửa trôi, có nghĩa là nhôm có tính linh động cao khi có (COOH).

Sự hòa tan các feldspat khi có các acid oxalat và melanat và acid silic hòa tan các hạt thạch anh đều tạo ra độ rỗng thứ sinh.

Sự chuyển đổi của kaolinit của montmo trong ximăng của đá có tác dụng hữu hiệu đối với sự gia tăng độ rỗng và thấm.

Sự chuyển đổi của sét khi lún chìm tới độ sâu lớn và giải phóng chất lỏng, chất hữu cơ tạo cơ hội xuất hiện đới rạn nứt, lỗ hổng mới.

Cơ chế hình thành khe nứt có liên quan đến tăng áp suất chuyển hóa VLHC vào pha lỏng, đặc biệt là pha khí. Các xung áp lực lớn tác động vào các khung xương của đá và tạo khe nứt.

Quá trình milonit hóa là do hoạt động kiến tạo hình thành trên bề mặt trượt của các phong phá, tạo điều kiện tăng độ rộng, độ thấm.

Trong các lớp sét độ dẫn nhiệt giảm làm gia tăng gradient địa nhiệt.

Trên bề mặt tiếp xúc với mica và illit thạch anh có thể bị hòa tan do xúc tác hóa học.

Quy luật chung là càng lún chìm sâu độ rộng và độ thấm càng giảm. Tuy nhiên, ở độ sâu lớn lại xảy ra các quá trình tương tác làm phân bố lại các thành phần vật chất do hòa tan thạch anh và các khoáng vật kém bền vững trong đá trầm tích. Đó chính là độ sâu lớn trong điều kiện áp suất và nhiệt độ lớn, trạng thái của đá trở nên không ổn định, nhất là khi có các dung môi hòa tan như acid silic, acid cacbonic... kể cả trường hợp nước mao quản và nước liên kết cũng bị giải phóng khỏi các đá khác nhau. Khi đó tăng hệ thống khe nứt và sự vận động của chất lỏng càng được tăng cường, trực tiếp làm tăng khả năng thấm chứa của đá chứa và các đá không chứa cũng trở thành chứa do có khe nứt và lỗ hổng mới ở đới tái bề rời.

8.5.2 Đối với đá macma, đá biến chất và phun trào

Quy luật chung của đá trầm tích là càng chìm sâu thì tính thấm chứa càng giảm do lực nén địa tĩnh và ximăng hóa. Còn đối với đá macma, kết tinh, sét phiến và biến chất do có độ cứng cao và rất bền nên độ rộng và độ thấm kém, đôi khi không thấm.

Song do ở độ sâu lớn, nhiệt độ và áp suất cao, lại chịu các tác động kiến tạo, một số đá trầm tích đã thay đổi tính thấm chứa theo chiều hướng tăng, tạo đá bề rời, do đó lại có khả năng trở thành đá chứa tốt như đã nói ở trên.

Còn đối với đá magma, biến chất và phun trào diễn biến như thế nào? Thử phân tích quá trình thấm chứa của chúng. Ví dụ, được áp dụng đối với móng ở mỏ Bạch Hổ, trũng Cửu Long.

a. Loại đá macma

Móng mỏ Bạch Hổ trũng Cửu Long tồn tại như sau:

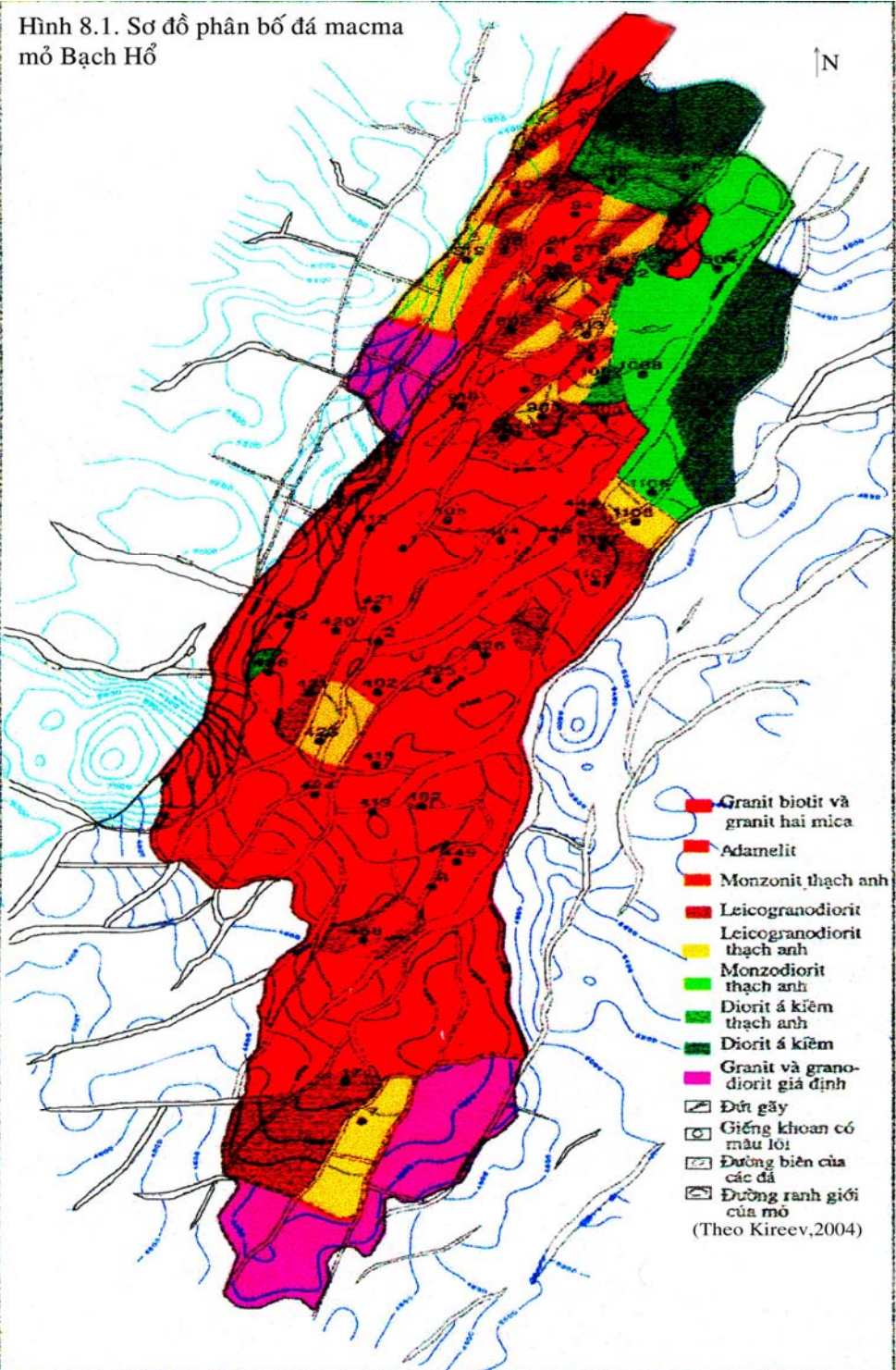
–Phức hệ đá macma đầu tiên chủ yếu là diorit thạch anh (đá trung tính). Ngoài ra, còn có monsdiorit, leimonsodiorit biotit thạch anh có tuổi Tr-J₁ (188÷253 triệu năm) được Phạm Huy Long gọi là pha Hòn Khoai. Đá macma này xuất hiện vào thời kỳ đập vỡ đầu tiên của đại lục Pangea. Có lẽ lúc đầu chúng phân bố ở toàn cấu tạo, nhưng nay chỉ còn lại ở rìa Đông Bắc (Hình 8.1).

–Phức hệ thứ hai là các đá granodiorit thạch anh, leicomonsit biotit là đá axit yếu. Thạch anh được hình thành vào J₂-K₁, có tuổi 108 ÷178 triệu năm và được Phạm Huy Long gọi là pha Định Quán. Chúng xuất hiện do vận động các mảng và va chạm nhau vào thời kỳ này.

Loại đá này có lẽ lúc đầu phổ biến toàn mỏ. Khi dung dịch macma dâng lên phần lớn hòa tan các đá cổ hơn ở phần vòm Trung Tâm và một phần ở vòm Bắc giáp kề với phần Trung tâm. Như vậy, đường vận động chính mà dung dịch macma này là ở khối Trung Tâm. Hiện tại chỉ còn phổ biến ở vòm Bắc và cánh Bắc. Các nơi khác chỉ còn lác đác các đới nhỏ ở trên cùng dưới dạng da báo.

–Phức hệ đá macma thứ ba là loại granit biotit, mica, ngoài ra còn có cả sienit. Chúng là đá acid có tuổi 59÷97 triệu năm, vào thời kỳ K₂-P₁. Đây là pha xâm nhập mạnh nhất hòa tan tất cả các đá cổ hơn và phổ biến toàn khu mỏ, đặc biệt tập trung nhiều ở vòm Trung Tâm và phần phía Bắc kề cận với vòm Trung Tâm. Có nghĩa là dòng dung dịch macma acid dâng lên theo vết đứt gãy cũ ở vòm Trung Tâm là chính, sau đó tỏa ra các phía của cấu tạo. Pha này được Phạm Huy Long gọi là pha Cà Ná. Pha này xuất hiện do sự chuyển động, va chạm của các mảng, ví dụ như : mảng Châu Phi và mảng Ấn Độ di cư về phía Bắc, mảng Nam Mỹ di cư về phía Tây. Đầu P₁ mảng Châu Phi va chạm mảng Châu Âu. Úc và Tân Tây Lan tách ra khỏi Nam Cực và di cư về phía Bắc.

Hình 8.1. Sơ đồ phân bố đá macma
mỏ Bạch Hồ



Ngoài ra, còn có một số pha phụ dạng địa phương được hình thành vào Eoxen giữa (40÷45 triệu năm) có các trào diabaz porfia, diabaz khi có sự va chạm của tiểu lục địa Ấn Độ vào lục địa Âu-Á. Pha phụ trung gian vào cuối Oligoxen sớm đầu Oligoxen muộn (28÷30 triệu năm) các phun trào có các đá tuft, basalt, andezit, diabaz porfirit và pha phụ trung gian thứ ba hình thành vào đầu Mioxen sớm (16÷20 triệu năm) do mảng lục địa Úc-Tân Tây Lan đụng độ vào mảng Đông Nam Á (bảng 8.4).

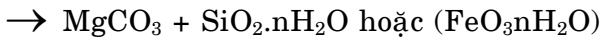
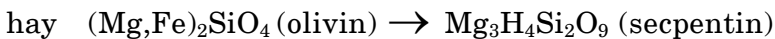
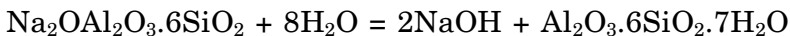
Bảng 8.4. Bảng thống kê các pha hoạt động kiến tạo vùng mỏ Bạch Hổ

N ^o	Thời kỳ tách giãn	Tuổi địa chất Tr.năm	Sản phẩm chính
7	N ₁ ³ +N ₂ +Q Pha tách giãn cuối cùng Pha chính cận đại (Thứ 4)	Hiện nay -10	Động đất, hoạt động phun trào, tuff, bazalt, andezit, nhiệt lượng, khí, đặc biệt CO ₂ và hơi nước
6	N ₁ ¹ Pha phụ trung gian đầu mioxen sớm	21.5-23.3	Hoạt động phun trào, tuff, bazalt, diabaz, andezit, nhiệt lượng, khí và hơi nước
5	P ₃ ¹ - P ₃ ² Pha phụ trung gian cuối oligoxen sớm, đầu oligoxen muộn	28-30	Hoạt động phun trào, tuff, bazalt, andezit, diabaz-porfirit, nhiệt lượng, khí và hơi nước
4	P ₂ ² Pha phụ trung gian eoxen giữa	40-45	Các đai diabaz-porfirit, diabaz, nhiệt lượng, khí và hơi nước
3	K ₂ -P ₁ Pha tách giãn thứ 3 Pha chính Cà Ná.	59-97	Hoạt động xâm nhập : - Granit biotit - Leicomonsorit biotit thạch anh
2	J ₂ -K ₁ Pha tách giãn thứ 2 Pha chính Định Quán	108-178	Intrusion - Quartz biotit granodiorit - Quartz biotite leicomonsorit
1	Tr-J ₁ Pha tách giãn thứ nhất Pha chính Hòn Khoai. Thời kỳ đập vỡ đầu tiên của đại lục Pangea	188-253	Hoạt động xâm nhập : - Diorit thạch anh - Monsodiorit amphibol- biotit thạch anh - Leicomonsodiorit biotit thạch anh
	Trước mezozoi	>289	Sét phiến kết tinh, ryolit, fillit cũng như đá biến chất, xâm nhập và nguồn gốc núi lửa

Sau khi các đá macma dâng lên hòa tan các đá cổ hơn thì chúng mất năng lượng và bắt đầu nguội dần, co rút, đồng thời giải phóng các khí và hơi nước để lại các hang hốc và vết rạn. Khi lạnh nguội thông thường ở vòm đỉnh và lớp ngoài cùng nguội trước, kết tinh trước, càng vào trung tâm và càng xuống sâu kết tinh sau. Sự khác biệt về thời gian kết tinh tạo nên khe nứt hay vết rạn. Ngoài ra các khoáng vật khác nhau cũng kết tinh ở nhiệt độ khác nhau như granit biotit kết tinh ở $570\div 700^{\circ}\text{C}$, acmit- 990°C , albit- 1118°C , anortit- 1153°C , microclin $<1200^{\circ}\text{C}$, nefelin ở 1526°C . Do kết tinh ở nhiệt độ khác nhau nên các khoáng vật có nhiệt độ kết tinh thấp sẽ ở bên ngoài, càng vào trong càng có nhiều khoáng vật kết tinh ở nhiệt độ cao hơn. Sự kết tinh ở các thời điểm khác nhau tạo nên các vết rạn làm tiền đề cho quá trình hình thành khe nứt trong các pha hoạt động kiến tạo về sau khi có điều kiện phong hóa trên bề mặt.

b. Phong hóa bề mặt

Vào thời kỳ Paleoxen muộn, Eoxen cấu tạo bị đẩy lên nhô cao ra khỏi mặt đất và bị bào mòn bóc trụi (Hình 8.2). Trong thời gian này xảy ra phong hóa bề mặt do nước mưa, gió nhiệt độ khác nhau của ngày và đêm, khác nhau của các mùa mưa và khô, giữa các năm hay thế kỷ thay đổi thời tiết. Quá trình phong hóa bề mặt xảy ra hiện tượng hòa tan các khoáng vật kém bền vững (fenspat) và tạo thành các kaolin (gọi là kaolin hóa). Các dung dịch rửa trôi mang đi và để lại hang hốc. Ví dụ, fenspat natri bị phong hóa cho hình thành khoáng vật silicat mới.

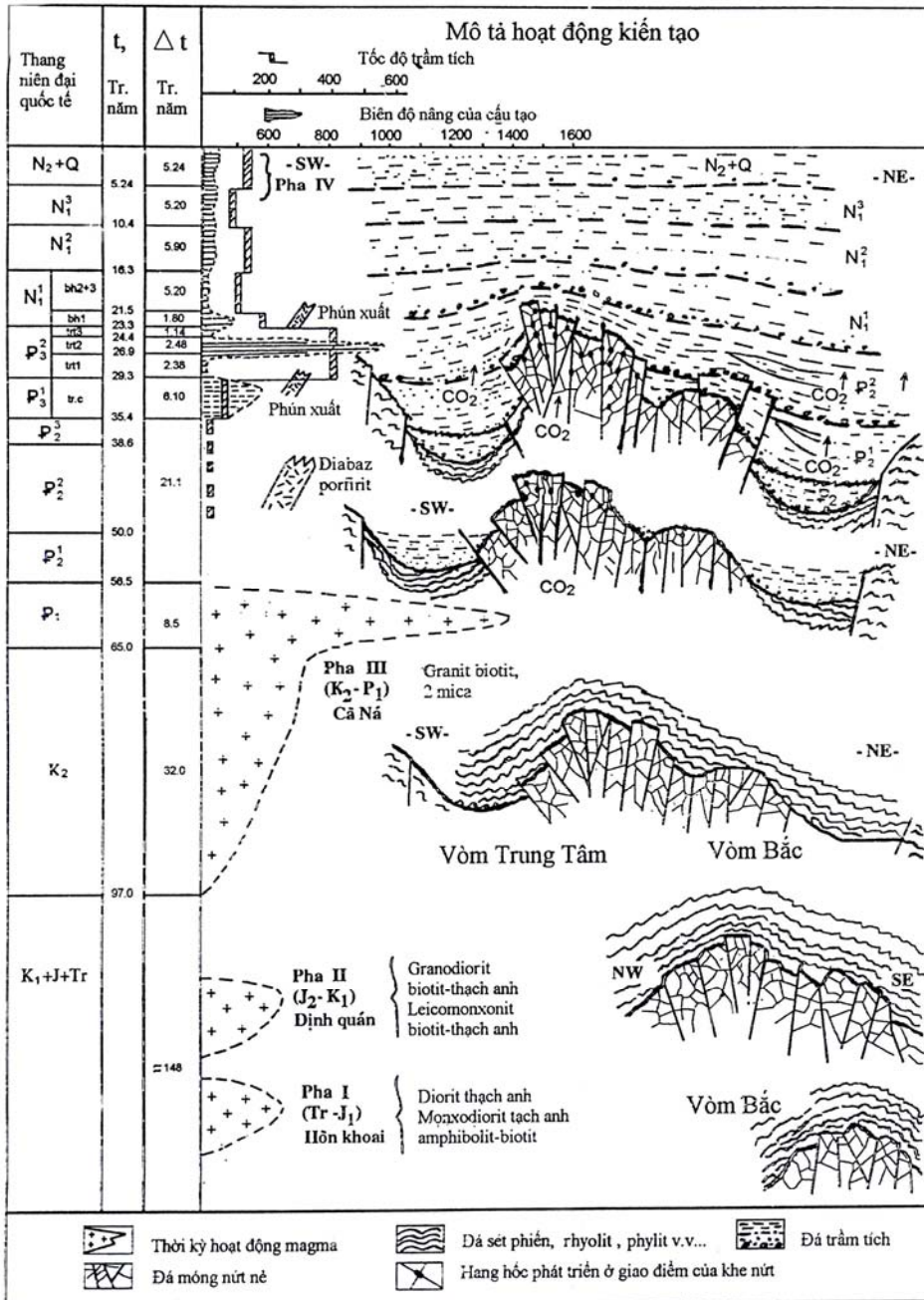


Tuy nhiên, phong hóa bề mặt cũng chỉ tạo được lớp phong hóa tới $20\div 30\text{m}$, rất ít khi dày hơn. (lớp phong hóa mỏng).

c. Các phá hủy kiến tạo

-Thành phần thạch học: do các đá macma khác nhau được hình thành ở độ sâu khác nhau: ví dụ, diorite thạch anh (đá trung tính) được hình thành ở độ sâu $35\div 40\text{ km}$ nên nguội lạnh rất chậm, kết

ting phần lớn là hạt mịn rắn chắc, khó bị dập vỡ hơn các đá lớn hạt.



Hình 8.2. Sơ đồ hình thành cấu tạo và tính chất thấm chứa của đá móng (cấu tạo Bạch Hồ, đới nâng Trung Tâm, trũng Cửu long)

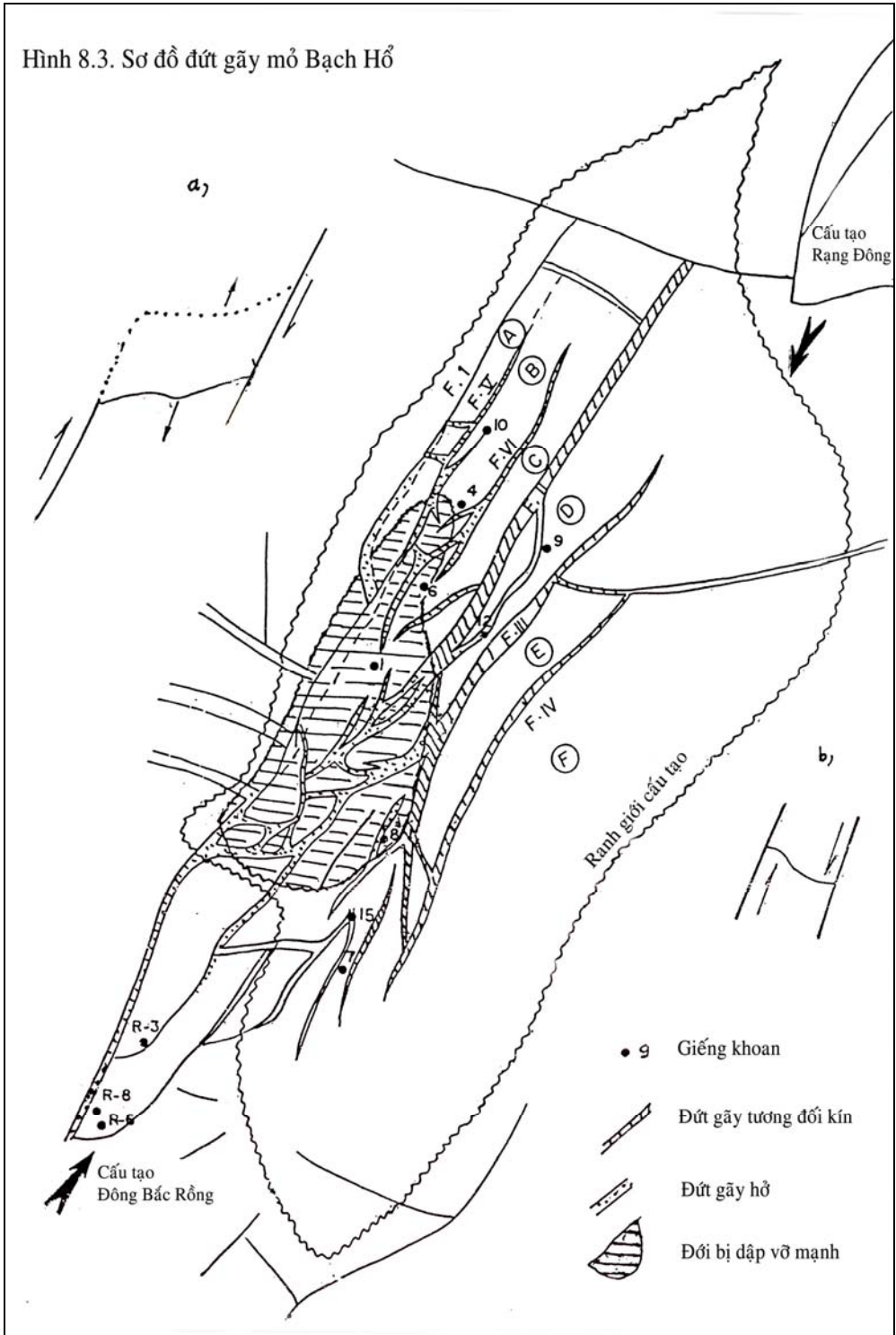
Đá granodiorit thạch anh (đá axit yếu) được hình thành ở độ sâu nhỏ hơn (25÷ 30 km) nên mức độ kết tinh nhanh hơn vì ở nông hơn. Các tinh thể có độ hạt trung bình thì khả năng dập vỡ tốt hơn đá diorit nhưng vẫn khó khăn do kết tinh hạt trung.

Granit 2 mica kết tinh ở độ sâu nhỏ 15÷20 km thì kết tinh nhanh hơn, nên hạt nhỏ hơn và đa dạng hơn hai loại trên. Do đó, khả năng dễ vỡ hơn rất nhiều so với hai loại granodiorit và diorit khi có vận động kiến tạo chuyển động ngang.

Trong quá trình chôn vùi tiếp từ Oligoxen sớm đến nay, cấu tạo trải qua nhiều pha nén ép, tách giãn tạo nên hệ thống đứt gãy dọc theo cấu tạo có chiều ĐB-TN cắt qua hệ thống đứt gãy ngang cấu tạo (hướng Đ-T và TB-ĐN). Chính các đứt gãy cắt nhau tạo nên các điểm nút (điểm giao nhau) có độ vỡ vụn cao (Hình 8.3)

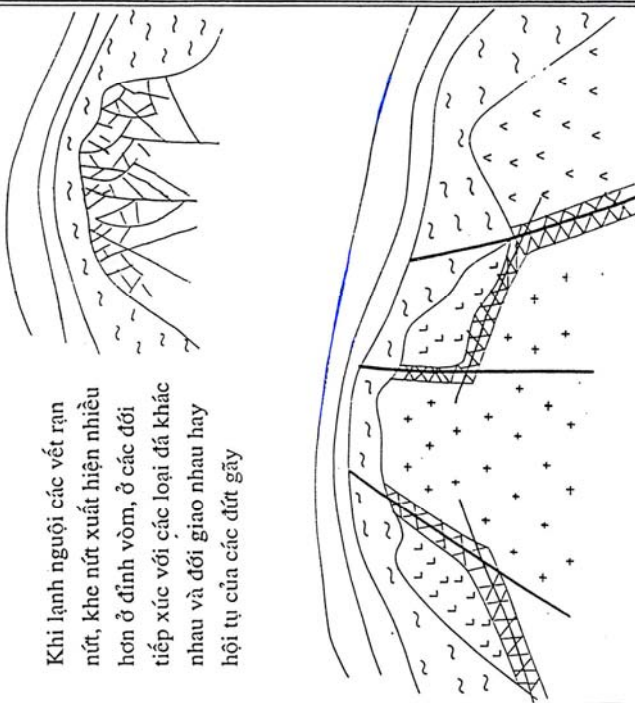
Khi có sự chuyển dịch các khối trái chiều vào đầu Mioxen sớm (các khối phía Tây chuyển dịch về phía Bắc Đông Bắc do sự nén ép từ phía cấu tạo Đông Bắc Rộng, và chuyển dịch các khối phía Đông của cấu tạo Bạch Hổ theo chiều ngược lại) tạo thuận lợi cho việc mở rộng đới dập vỡ và tăng cường độ mở các đứt gãy ngang (Hình 8.3). Các pha nén ép ngang làm cho đứt gãy ngang dập vỡ và mở rộng. Khi có các pha nén ép dọc tạo thuận lợi cho các đứt gãy dọc cấu tạo, dập vỡ và tăng cường độ mở. Hệ thống đứt gãy bị dập vỡ nêu trên tạo thuận lợi cho sự vận động các dung dịch có tính hoạt hóa cao (có khả năng hòa tan các khoáng vật kém bền vững). Mô hình thành tạo khe nứt và hang hốc trong đá macma được thể hiện ở Hình 8.4.

Hình 8.3. Sơ đồ đứt gãy mở Bạch Hồ



HÌNH 8.4a. MÔ HÌNH THÀNH TẠO KHE NỨT, VI KHE NỨT VÀ CÁC VẾT RẠN NỨT CỦA ĐÁ MAGMA

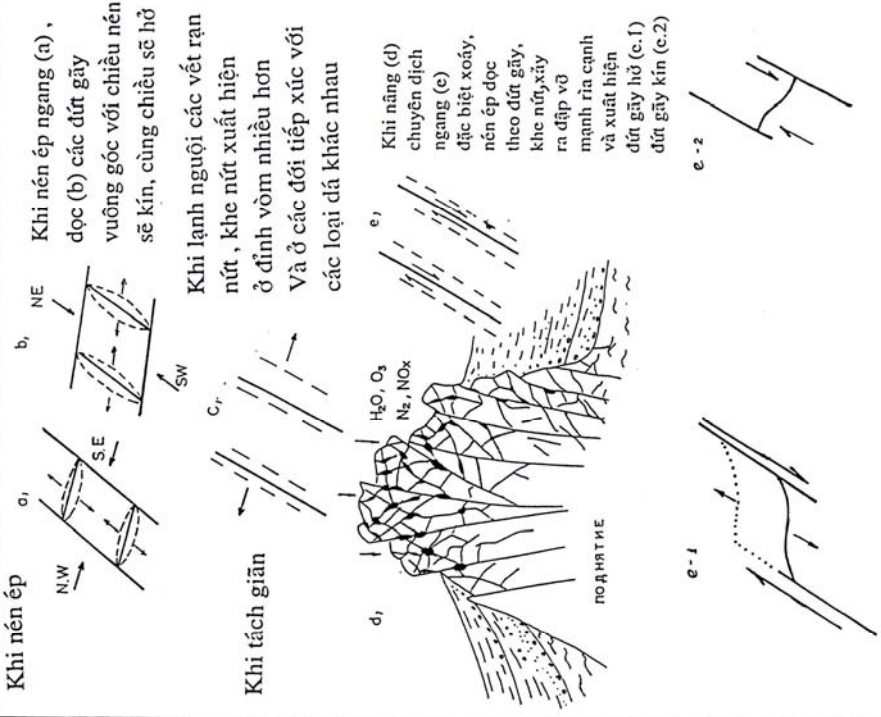
Khi lạnh nguội các vết rạn nứt, khe nứt xuất hiện nhiều hơn ở đỉnh vòm, ở các đới tiếp xúc với các loại đá khác nhau và đới giao nhau hay hội tụ của các đứt gãy



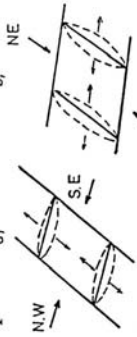
KÝ HIỆU

- + + Granit biotit, mica
- L L Granodiorit thạch anh
- ^ ^ Amphibol biotit, á kiềm monxodiorit
- ~ ~ Đá biến chất

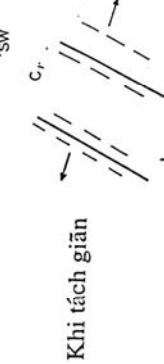
HÌNH 8.4b. MÔ HÌNH PHÁT SINH KHE NỨT (HỖ VÀ KÍN) CỦA CẤU TẠO BẠCH HỖ



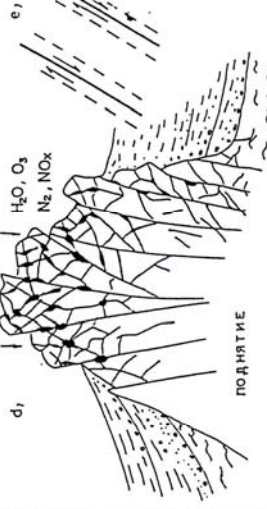
Khi nén ép



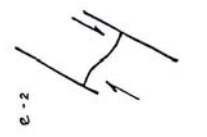
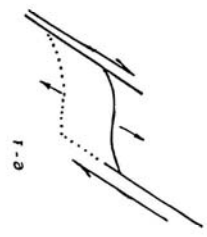
Khi nén ép ngang (a), dọc (b) các đứt gãy vuông góc với chiều nén sẽ kín, cùng chiều sẽ hở



Khi lạnh nguội các vết rạn nứt, khe nứt xuất hiện ở đỉnh vòm nhiều hơn và ở các đới tiếp xúc với các loại đá khác nhau



Khi nâng (d) chuyển dịch ngang (e) đặc biệt xoáy, nén ép dọc theo đứt gãy, khe nứt, xảy ra đập vỡ mạnh rìa cạnh và xuất hiện đứt gãy hữu (c.1) đứt gãy kín (c.2)



d. Chuyển động thẳng đứng

Khi các khối nâng hạ, tức là khi lún chìm thì tăng áp lực nén lên các khối, còn khi nâng lên lại giảm tải trọng ở phần nhô (vòm), còn ở phần cánh vẫn bị áp lực địa tĩnh của đá trầm tích. Do sự chênh lệch áp lực đó cũng làm tăng độ nứt nẻ và tăng độ mở ở các đứt gãy cũng như khe nứt trên vòm nhiều hơn trên cánh (như kiểu granit, rìa granit mở rộng hơn ở trong granit). Do đó các đứt gãy cùng chiều nén ép hay chuyển động tịnh tiến có ưu thế trở thành hở còn các đứt gãy vuông góc với chiều chuyển động bị nén ép có xu hướng khép lại.

e. Các tác động của dung dịch từ trầm tích

Trong quá trình lún chìm được bổ sung trầm tích mới tăng áp suất địa tĩnh, nhiệt độ tăng cao, kích thích các phản ứng trao đổi, hòa tan giữa các khoáng vật với nhau, giữa các khoáng vật với các dung dịch đưa tới với đá. Ví dụ, axit cacbonic hay axit silic và các dung dịch khác có khả năng rửa lữa các khoáng vật kém bền vững. Đồng thời áp suất nhiệt độ tăng thúc đẩy sự đứt vỡ các phân tử hữu cơ. Các phản ứng xảy ra cũng giải phóng nhiệt càng tạo thuận lợi cho sự hình thành khe nứt mới.

Tất cả các hiện tượng nêu trên đều tạo tiền đề cho sự dập vỡ, mở rộng hay hình thành hệ thống khe nứt và hang hốc mới trong đá macma, biến chất hay đá phun trào. Trong đó, phải nói đến các chuyển động kiến tạo là điều kiện thuận lợi và mạnh mẽ nhất tác động trực tiếp đến việc hình thành đới thấm sâu và rộng, đặc biệt đới bờ rời phát triển rộng và sâu.

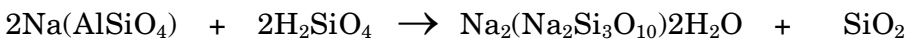
f. Hoạt hóa nhiệt dịch

Như vậy, các pha hoạt động kiến tạo mạnh thường kèm theo sự phá hủy khối macma, đá nguội lạnh tạo ra nhiều nứt nẻ, vết rạn, đới vỏ nhàu vỡ vụn, bị phong hóa bề mặt và các quá trình nén ép trọng lực của trầm tích. Tuy nhiên, nếu chỉ có các yếu tố nêu trên thì nhiều vùng trên thế giới hoặc ngay ở Việt Nam như đới nâng Mãng Cầu cũng có các điều kiện tương tự. Song tính chất chứa của đá móng rắn chắc không được cải thiện đáng kể. Vì vậy, ở móng của mỏ Bạch Hổ và trũng Cửu Long cần một yếu tố đặc biệt khác cần phải làm rõ hơn.

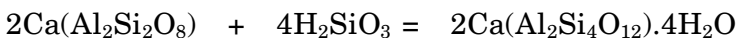
Các yếu tố nêu trên tạo khe nứt đới vỡ vụn, trong đó phải nói tới các yếu tố kiến tạo quyết định nhất về sự nâng hạ, nén ép hay tách giãn, chuyển dịch mới tạo được đới dập vỡ sâu và rộng. Trên các tuyến địa chấn cho thấy rằng các đới nâng phát triển từ 3064m (mái của móng) tới khoảng 4400m÷4500m sâu hơn và chỉ phát triển các đới gãy sâu nhưng số lượng giảm đi nhiều. Các đới dập vỡ cũng có xu hướng mở rộng ở phía trên và hẹp dần cho tới tắt hẳn ở dưới sâu.

Tuy nhiên, kể cả các đứt gãy sâu và hệ thống đứt gãy nông theo chiều thẳng đứng và chiều ngang luôn tạo điều kiện thuận lợi cho các khí nóng, dung dịch nóng dưới sâu từ các lò macma đi lên và các dung dịch nóng từ đáy các tập trầm tích ở các hố sụt mang đến, các dung dịch đó có nhiệt độ cao, hoạt tính hóa học mạnh (hay còn gọi là nhiệt dịch) đưa lên phần cao của cấu tạo có các pha tách giãn, đặc biệt vào pha tách giãn cận đại ($N_13 + N_2 + Q$). Các dung dịch đó có nhiệt độ áp suất lớn tác động mạnh đến các khoáng vật kém bền vững của nhóm feldspat và plagioclaz. Quá trình hòa tan đó tạo ra hàng loạt các khoáng vật mới (sét hóa) có kích thước nhỏ hơn, mịn hơn như zeolit (Lomonit, Leongardit, garmonit, erionit và một ít natrolit) cộng sinh với albit, thạch anh thứ sinh, canxit, caolinit. Sau quá trình hòa tan tạo các khoáng vật mới giảm thể tích và lắng xuống phần dưới. Còn phần trên của lát cắt để lại rất nhiều hang hốc có độ chứa rất lớn.

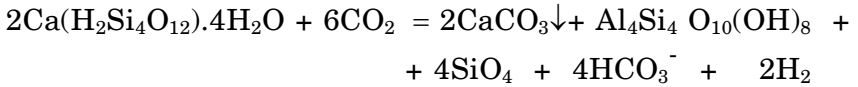
Quá trình này xảy ra mạnh ở các đới vỡ nhàu vỡ vụn vì sự tiếp xúc của dung dịch nóng và khí nóng thấm sâu vào các khe nứt nhỏ của các mảnh đá nhỏ, diện tích tiếp xúc lớn nên dễ hòa tan các khoáng vật kém bền vững hoặc ở nơi giao nhau giữa hai hệ thống đứt gãy là nơi vỡ vụn nhiều và sự tiếp xúc của dung dịch nóng. Các dung dịch đó có thể là axit silic, cacbonat, hay hơi axit. Ví dụ plagioclaz natri (nefelin) khi có axit silic chuyển sang natrolit và thạch anh ở nhiệt độ 1800C :



hoặc plagioclaz canxit (anocit) chuyển sang lomontit (khoáng vật phổ biến nhất ở móng mỏ Bạch Hổ) ở nhiệt độ 1200C.



Khi tiếp xúc với khí CO₂ và hơi nước lomonit chuyển trực tiếp cho hình thành canxit, kaolinit thạch anh và giải phóng ion bicacbonat (HCO₃⁻) và hydrogen



Đây cũng chính là lý do vì sao trong trầm tích Oligocen dưới ở các lớp cát kết chứa sản phẩm chỉ gặp loại nước bicacbonat natri.

Các khoáng vật nhóm zeolit được hình thành khá phổ biến ở trong móng cũng như trong các lớp cát đáy điệp Oligocen và trong đá macma, đặc biệt granitbiotit có natri zeolit chiếm tới 6÷12%, có khi tới 22%.

Đới bờ rời do hoạt động của nhiệt dịch này lan rộng khắp các vùng cao của móng (vì khí hơi nước và dung dịch khác luôn có xu hướng dâng lên phần cao nhất do áp suất nội tại và nhiệt độ cao ở dưới sâu làm tăng thể tích dẫn đến tăng áp suất đẩy chúng lên trên). Đới này phát triển rất sâu từ bề mặt móng (3064 m) tới 4400 ÷ 4500 m, bề dày khoảng 1400÷1500m.

Khi khoan vào đới này thường mất rất nhiều dung dịch có khi lên tới hàng trăm, hàng chục ngàn mét khối. Điều đó chứng tỏ đới này có độ thấm rất tốt. Xuống sâu hơn (> 4400 m) số lượng đứt gãy giảm, đới bờ rời giảm hẳn lại tiếp nhận thêm các khoáng vật sét mới được hình thành đưa đến nên ở đây độ thấm kém hẳn (vì độ mở khe nứt hẹp lại bị khoáng vật sét lấp đầy nên lực mao dẫn của màng nước và dầu bám vào các thành vách của mao mạch cản trở sự lưu thông, nên ở độ sâu > 4400 m chỉ gặp dấu hiệu của dầu hay lưu lượng quá nhỏ (GK 905 chỉ thu được 4÷7m³/ng.đ).

Như vậy, khí CO₂, hơi nước và các acid khác (H₂SiO₄) có tác dụng mạnh mẽ tới sự hình thành đới tái bờ rời trong đá móng granit cũng như trong các lớp cát kết ở đáy Oligocen dưới và cải thiện độ rỗng, độ thấm rất nhiều. Đây là điều khó thấy ở các nơi khác.

Như vậy, có nhiều yếu tố tác động đến việc hình thành đới vỡ vụn, bờ rời song yếu tố kiến tạo là mạnh mẽ nhất và có tính quyết định tới việc hình thành các đới này vừa rộng lại vừa sâu. Sau đó là hoạt động của nhiệt dịch hòa tan các mảnh đá vụn và các nơi giao

cắt của các khe nứt tạo hang hốc mới, trong khe nứt giảm các vật liệu trầm tích tạo nên đá chứa lí tưởng ở các mỏ dọc theo đới nâng trung tâm trùng Cửu Long (Hình 9.4).

Một vấn đề nữa cần chú ý là đáy của tầng dầu trong móng không có nước; có thể có lí do sau đây: như phân tích ở trên càng xuống sâu độ mở khe nứt, đới bờ rời hẹp dần và nhỏ nên khả năng chứa nước kém. Ngược lại khi hình thành các khoáng vật thứ sinh (đặc biệt là các khoáng vật kaolinit, chlorite, lomonit, có chứa nhiều nước. Nghĩa là để hình thành chúng các khoáng vật feldspat, plagioclaz lấy thêm nhiều phân tử nước.

Do đó nước đã tham gia vào quá trình hình thành khoáng vật thứ sinh với số lượng lớn. Có chuyên gia đã tính với 6% khoáng vật thứ sinh được hình thành ở mỏ Bạch Hổ thì cần tới 580 triệu m³ nước. Vì thế quá trình này làm cạn kiệt nước mao dẫn cũng như một phần nước đáy ở cấu tạo này.

Tóm lại hoạt động nhiệt dịch cùng hoạt động kiến tạo đã cải thiện được độ rỗng, độ thấm rất nhiều cho đá chứa thậm chí đá kém thấm và chặt xít trở thành đá chứa như móng và các lớp cát kết đáy Oligoxen hạ mỏ Bạch Hổ cũng như các cấu tạo khác ở đới nâng Trung Tâm, trùng Cửu Long.

8.6. Phân loại đá chứa

Vấn đề phân loại đá chứa (khả năng chứa của đá) có ý nghĩa quan trọng trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Tuy nhiên phân chia này chỉ ở mức tương đối cho từng loại nguồn gốc đá khác nhau, trong đó có các đá lục nguyên (dạng hạt), đá cacbonat và các đá macma, biến chất và phun trào (nứt nẻ, hang hốc).

8.6.1 Loại đá chứa lục nguyên (dạng hạt)

Đó là đặc trưng không gian giữa các hạt, đôi khi có thêm loại khe nứt - lỗ hổng và hang hốc - lỗ hổng. Trong các loại này chia ra 5 loại theo phương pháp Abduxin và MA.Svetrou :

- A - có lỗ rỗng hiệu dụng rất tốt, >20%
- B - có lỗ rỗng hiệu dụng tốt, 15%÷20%
- C - có lỗ rỗng hiệu dụng trung bình, 10%÷15%
- D - có lỗ rỗng hiệu dụng yếu, 5%÷10%

E - có lỗ rỗng hiệu dụng kém, < 5%

Mỗi loại được đặc trưng bằng đường kính trung bình ϕ của mặt cắt ngang qua lỗ hổng hay lỗ hổng khe nứt v.v...

$\phi > 0.25$ là đá chứa tốt cho thấm lọc chất lỏng với tốc độ lớn.

$\phi = 0.1 \div 0.25$ thấm lọc trung bình với tốc độ thấm trung bình.

$\phi < 0.1$ độ thấm lọc yếu với tốc độ lọc nhỏ. A.R.Khamin chia theo thành phần hạt của đá chứa như sau. (Bảng 8.5)

Bảng 8.5 Phân loại đá chứa dạng nguyên

Loại	Tên đá	Độ rỗng hiệu dụng, %	Độ thấm theo khí, mD	Mức phân loại đá chứa
I	Cát kết hạt trung	> 16.5	> 1000	Rất cao
	Cát kết hạt nhỏ	> 20.0	nt	nt
	Bột hạt trung	> 23.5	nt	nt
	Bột hạt nhỏ	> 29.0	nt	nt
II	Cát kết hạt trung	15÷16.5	500÷1000	Cao
	Cát kết hạt nhỏ	18÷20.0	nt	nt
	Bột hạt trung	21.5÷23.5	nt	nt
	Bột hạt nhỏ	26.5÷29.0	nt	nt
III	Cát kết hạt trung	11÷15	100÷500	Trung bình
	Cát kết hạt nhỏ	14÷18	nt	nt
	Bột hạt trung	16.8÷21.5	nt	nt
	Bột hạt nhỏ	20.5÷26.5	nt	nt
IV	Cát kết hạt trung	5.8÷11.0	1÷100	Thấp
	Cát kết hạt nhỏ	8÷14.0	nt	nt
	Bột hạt trung	10÷16.8	nt	nt
	Bột hạt nhỏ	12÷20.5	nt	nt
V	Cát kết hạt trung	0.5÷5.8	1÷10	Rất thấp
	Cát kết hạt nhỏ	2.0÷8.0	nt	nt
	Bột hạt trung	3.3÷10	nt	nt
	Bột hạt nhỏ	3.6÷12	nt	nt
VI	Cát kết hạt trung	< 0.5	< 1.0	Không thấm
	Cát kết hạt nhỏ	<2.0	nt	nt
	Bột hạt trung	<3.3	nt	nt
	Bột hạt nhỏ	< 3.6	nt	nt

Nói chung trong thực tế nếu đá chứa loại VI có độ thấm $K < 1\text{mD}$ và chứa > 90% tàn dư được coi như đá không thấm.

8.6.2 Loại đá chứa cacbonat

Cho tới nay có thể nói đá cacbonat chứa dầu chiếm tới 50% thậm chí 60% trữ lượng thế giới, mặc dù ở Việt Nam chưa tìm thấy mỏ cacbonat chứa dầu.

Trong số đá cacbonat thì đá chứa tốt nhất vẫn là đá cacbonat ám tiêu san hô. Ở Trung Đông có các mỏ dầu khí lớn tầm cỡ thế giới là mỏ Gsavar ở Ả-rập Saudi có tuổi Paleozoi. Ở Mexico có mỏ dầu vào loại lớn nhất thế giới trong đá cacbonat ở phần phía Nam bể vịnh Mexico có tuổi Mesozoi.

Đá chứa cacbonat thường dạng khối hạn chế về chiều dài, thay đổi tính thấm chứa rất nhanh từ đời này sang đời kia, tuy chúng ít biến tướng về thạch học (do mức độ rửa trôi tạo liên thông giữa các ống ám tiêu khác nhau đối với các đời khác nhau).

Khi có các hoạt động kiến tạo thì biến đổi thứ sinh mạnh mẽ hơn đá lục nguyên. Sự rửa trôi diễn ra thuận lợi ở dưới sâu cũng như khi bị lộ trên mặt, khi xảy ra gián đoạn trầm tích, hiện tượng trao đổi và phát triển khe nứt khi có chuyển động kiến tạo cũng như tăng thể tích hơi trong lỗ rỗng.

Điều khác biệt so với đá lục nguyên là khi lún chìm các đá cacbonat không bị nén ép, vẫn giữ nguyên các cấu trúc rỗng khung xương. Tức là hệ thống lỗ rỗng được lưu giữ trong suốt quá trình trầm tích nếu không có các pha hoạt động kiến tạo và dung dịch có độ hòa tan cao không được đưa đến.

Do đó khoảng không thứ sinh chỉ xuất hiện khi có thâm nhập dung dịch hòa tan, tái kết tinh, trao đổi (dolomit hóa hay phân hủy dolomit), tạo khe nứt...

Khi gián đoạn trầm tích đá vôi nhô lên mặt chịu tác động của nước mưa (nhiều acid nitơ) và các nước bicacbonat, sulphat... tạo điều kiện hình thành đá chứa rất tốt (hang hốc, thậm chí hang động). Khi chìm dần và bị phủ chúng trở thành đá chứa lý tưởng. Nói chung độ rỗng có thể đạt 40 ÷ 45% và có khi hơn.

Nếu có nguồn khí CO₂ đưa tới càng tăng cường rửa lũa, hòa tan đá cacbonat. Đó là điều kiện thành tạo các hang carster ngầm... Vì bản thân canxit khi bị chìm sâu cũng trở nên kém bền vững, đặc biệt khi có nhiệt độ và áp suất cao.

Như vậy để hình thành tính chất chứa thứ sinh của đá cacbonat phải liên quan đến rửa trôi canxit hóa, sulphat hóa và ximăng hóa.

Các quá trình tái kết tinh là thay đổi cấu trúc kiến trúc của đá. Vì vậy khi tái kết tinh một phần cacbonat bị đưa đi thì đá tăng độ rỗng. Việc tăng kích thước các tinh thể sẽ làm tăng mạng lưới khe nứt. Ví dụ: aragomit được hòa tan tốt hơn canxit, nước sulphat hòa tan các đá dolomit... ví dụ thứ hai là đá cacbonat bị chìm sâu tới $4.8 \div 4.9\text{km}$ tăng độ rỗng từ $10 \div 23\%$, độ thấm đạt $100 \div 500.10^{-3}\mu\text{Km}$. Ở mỏ Faja de Oro và Laraforma vịnh Mexico đá vôi tăng độ rỗng từ $14 \div 26\%$, độ thấm đạt hàng nghìn mD (hàng nghìn μkm^2).

Hiện tượng dolomit hóa (hay phá hủy dolomit) tạo điều kiện hình thành đá chứa tốt. Nếu trong nước có nồng độ muối cao thì khả năng hòa tan dolomit đòi hỏi hàm lượng magiê (Mg) rất cao.

Để trao đổi với canxi trong đá cacbonat. Quá trình này diễn ra do thay đổi khung xương tinh thể nên hình thành độ rỗng lớn.

Còn khi đá dolomit nổi lên mặt tiếp xúc với các loại nước có nguồn sulphat thì các dung dịch lại lấy ra nguyên tố Mg tạo thành MgSO_4 cũng để lại hang hốc đó là quá trình phá hủy dolomit, nhưng nếu dư sulphat lại xảy ra calcit hóa CaSO_4 lắng xuống các hang ổ và làm giảm độ rỗng.

Cần nhấn mạnh rằng trong các đá cacbonat ngoài các hang ổ, lỗ hổng còn có các khe nứt nối chúng lại với nhau tạo thuận lợi cho sự lưu thông thủy lực. Hơn nữa nước tàn dư cũng đóng vai trò quan trọng. Nếu đá chứa có độ thấm tốt thì nước tàn dư ít, còn nếu nước tàn dư nhiều hạn chế khả năng thấm chứa của đá cacbonat.

Nếu đá cacbonat có nhiều kênh dẫn cong gồ ghề cũng hạn chế tính lưu thông giữa các kênh. Như vậy quá trình hình thành khoáng vật thứ sinh tái kết tinh, dolomit hóa, phá hủy dolomit luôn kèm theo dung dịch rửa trôi nên cải thiện tính chất chứa của đá cacbonat.

Riêng đối với đá cacbonat hóa học trong không có độ rỗng tốt hay các hang hốc lưu thông nhưng có các khe nứt, đứt gãy chạy qua cũng sẽ cải thiện tính thấm chứa rất nhiều.

Phân hạng đá chứa loại cacbonat được K.I.Brmseva đưa ra như sau (Bảng 8.6)

Bảng 8.6. Phân loại nguồn gốc đá chứa cacbonat chứa dầu khí
(K.I.Bagrimseva)

Nhóm	Loại	Độ thấm tuyệt đối, Φ_{Km}	Độ rỗng hở, %	Nước tàn dư, % thể tích theo thể tích lỗ rỗng		Độ thấm khí tương đối	Hệ số bão hòa khí	Kiểu đá chứa	Phân loại đá chứa
				Thấp nhất	Cao nhất				
A	I	1.0÷0.5	25÷35	5	10	1÷0.9	0.95÷0.9	Hang hốc lỗ rỗng	Cao
	II	0.5÷0.3	16÷30	10	20	0.95÷0.9	0.95÷0.8		
B	III	0.3÷0.1	12÷28	12	22	0.95÷0.8	0.88÷0.78	Lỗ rỗng	Trung bình
	IV	0.1÷0.05	12÷25	16	30	0.90÷0.65	0.84÷0.7	Khe nứt	
	V	0.05÷0.01	12÷25	20	38	0.75÷0.5	0.8÷0.62	Lỗ rỗng	
C	VI	0.05÷0.01	8÷20 Trên matriss	35 Trên matriss	55 Trên matriss	0.55÷0.3	0.65÷0.45	Lỗ rỗng Khe nứt	Thấp
	VII	0.30÷0.001	0.1÷4.0 Trên matriss	-	-	-	≈1	Khe nứt	Thấp
		0.001	0.1÷4.0 Trên matriss	-	-	-	≤0.4		
		0.30÷0.001	0.1÷48 Trên matriss	-	-	-	≈1		

8.6.3 Loại đá chứa nứt nẻ

Đá chứa nứt nẻ có không gian rỗng khác với các đá dạng hạt và cacbonat. Có 2 loại khe nứt: vi khe nứt (micro) và khe nứt lớn (macro). Micro khe nứt xác định được dưới kính, còn macro khe nứt xác định bằng phương pháp thông thường. Việc đo mật độ khe nứt dưới kính cần tiến hành đối với lát mỏng theo bề mặt lớp, vuông góc với lớp và đường chéo lớp.

Có 2 kiểu khe nứt theo nguồn gốc thành tạo: thạch học và kiến tạo.

Loại khe nứt thành tạo do thạch học gồm các giai đoạn: diagenes, katagenes, hypergenes (nguồn gốc thủy lực).

Loại khe nứt kiến tạo do lún chìm, uốn nếp, đứt tách; song trong thực tế loại này có thể chuyển sang loại kia.

Bảng 8.7 Các kiểu khe nứt chủ yếu trong đá trầm tích
(xuất hiện trong các điều kiện)

Nguồn gốc thạch học			Nguồn gốc kiến tạo		
Diagenes	Catagenes	Hypergenes			
-Nén ép -Kết tinh -Giải phóng nước	-Tái kết tinh -Tách nước giữa các lớp trong sét -Tách nước kết tinh	-Phong hóa -Rạn nứt bề mặt	-Chuyển động thẳng trầm	-Chuyển động uốn nếp	-Các phá hủy đứt gãy

Các khe nứt xuất hiện có nguồn gốc trầm tích thường hỗn loạn, phân nhánh, tỏa tia, các bề mặt không phẳng.

Còn các khe nứt nguồn gốc kiến tạo thường định hướng các bề mặt khe nứt tương đối phẳng, đôi khi chuyển sang bề mặt trượt.

Các đá thường hay bị nứt nẻ là sét vôôi (macnơ) đá vôôi hạt mịn, đá silic, sét phiến, cát kết. Đá ít bị nứt nẻ là đá muối (galit, silvin). Đồng thời các dung dịch bão hòa muối kết tủa và lấp đầy các khe nứt nên đá muối là đá chắc tốt.

Trên ảnh vệ tinh thường thấy các hệ thống khe nứt, đới nứt nẻ khu vực cỡ hành tinh.

Các khe nứt khu vực này thường bị lấp đầy bởi các vật liệu như: các khoáng vật cacbonat, thạch anh, đá sulphat và vật liệu sét và bitum. Trên các vách các khe nứt hay có các giọt dầu.

Các thông số cơ bản của khe nứt là hướng nứt nẻ, độ mở và mật độ nứt nẻ.

Khi tính tần xuất nứt nẻ thường tính số khe nứt (tổng chiều dài khe nứt) trên một đơn vị độ dài vuông góc với đường phương của hệ thống đứt gãy (mật độ dày). Đối với khe nứt lớn tính bằng mét (m) còn vi khe nứt bằng milimét (mm).

Khi tính mật độ khe nứt là tổng số khe nứt trong một đơn vị thể tích hay trên một đơn vị diện tích.

Mức độ rỗng, khe nứt được tính bằng tỉ số giữa thể tích của tất cả nứt nẻ trên một đơn vị thể tích đá:

$$m_t = b.I$$

b: độ mở trung bình của khe nứt— khoảng cách giữa hai vách khe nứt; I: chiều dài khe nứt trong mẫu.

Sự lệ thuộc độ thấm khe nứt với độ mở và mức độ rộng khe nứt:

$$K_T = 85000.b^2.m_t$$

b: độ mở trung bình của khe nứt (mm)

m_t : mức độ rộng khe nứt, đơn vị

85000 : hằng số Koseni

K_T : độ thấm khe nứt, μKm^2

Hệ số này chỉ đúng đối với bề mặt của khe nứt vuông góc với hướng thấm lọc. Khi có nhiều hệ thống khe nứt đa chiều cần phải tính hệ số cho mỗi hệ thống.

Bên cạnh phương pháp nghiên cứu lát mỏng còn cần phải tiến hành nghiên cứu bằng các phương pháp địa vật lý và thủy lực, các phương pháp chụp ảnh các khe nứt trên mẫu hay vách đá v.v...

Có thể tách đới nứt nẻ, tính mật độ nứt nẻ bằng đường AK (carota siêu âm). Song trong đá cacbonat đa tương siêu âm bị hạn chế cần thận trọng.

Cần lưu ý tốc độ truyền sóng trong đá cacbonat lệ thuộc vào vật liệu lấp đầy các hang hốc hay nứt nẻ.

Từ các kết quả nghiên cứu O.K.Bajenua còn phân loại đá chứa trên cơ sở độ rộng hở và độ thấm.

Bảng 8.8 Phân loại đá chứa dầu khí

Kiểu đá chứa	Loại đá và đặc tính của chúng	Phân loại theo tính thấm chứa của đá		
		Độ rỗng hở %	Độ thấm (mD)	Loại
Hang hốc	Trong đá cacbonat trầm tích magma của biển chất	.40%	≥1000	I
Dạng hạt	Loại đơn khoáng bào tròn tốt, một ít đá cacbonat oolit.	> 20	100÷1000	II
Độ rỗng sinh học	Đá vôi ám tiêu, nguồn gốc sinh học khác.			
Dạng hạt	Cát kết arkoz, hỗn hợp (2) 3 khoáng vật).	15÷20	10÷100	III
Cacbonat	Loại hóa học và trầm tích.			
Dạng hạt	Cát đa khoáng có nhiều ximăng.	10÷15	<1000	IV
Cacbonat	Cacbonat hạt mịn, kết tinh.			
Dạng khe nứt	Khe nứt do kiến tạo	Độ rỗng khe nứt 2÷3	< 1000	V
	Khe nứt do thạch học	Độ rỗng khe nứt 5÷10	10÷1000	VI

Việc phân loại đá chứa trên chỉ mang tính tương đối nên cần phải nghiên cứu tiếp về độ rỗng, độ thấm lệ thuộc vào rất nhiều yếu tố như đặc điểm thạch học, điều kiện tích lũy, khí hậu, dòng chảy, hoạt động kiến tạo, thủy động lực của nước, cổ kiến tạo cũng như biến đổi thứ sinh của đá của khoáng vật và các vật chất chứa trong chúng v.v....

8.7 Đá Chấn

8.7.1 Đặc điểm chung

Đá có độ thấm rất kém đối với dầu, khí, nước, có khả năng cách ly chúng gọi là đá chấn hay còn gọi là lớp phủ.

Đá chấn có khả năng ngăn cản ngay cả quá trình khuếch tán phân tán dầu khí khi giảm áp, khi hình thành vỉa. Tốc độ thấm lọc của dầu khí qua lớp chấn (lớp phủ) bao giờ cũng nhỏ hơn rất nhiều tốc độ tích lũy, kể cả trong suốt thời gian tồn tại lâu dài của vỉa (nếu không có hoạt động kiến tạo và vận động thủy lực của nước ngầm v.v...).

Tuy nhiên, các đá kém thấm lại chứa nhiều nước mao quản thì cũng trở thành đá chứa hoặc sau khi dầu khí được đưa tới, asphalten bám vào các không gian rỗng của đá thấm kém tạo thành nút asphalten. Khi đó đá kém thấm cũng trở thành đá chắn.

Đá chắn tốt nhất là các tầng chứa muối ghips, anhydrit, nhưng phổ biến hơn là sét, đặc biệt là sét montmoriotit. Ngoài ra, ở điều kiện nào đó đá macma cũng chắn tốt. Nếu như điều kiện chắn của đá muối cũng như sét chỉ tồn tại tới giới hạn nào đó của nhiệt độ và áp suất do tính dẻo và độ bền, độ cứng thì được gọi là đá chắn.

8.7.2 Đá chắn là sét

Tính chất chắn của sét lệ thuộc vào thành phần khoáng, bề dày, tính phổ biến, duy trì vữa, mật độ cát hay bột, biến đổi thứ sinh, độ nứt nẻ, tuổi địa chất v.v.... Đặc biệt là nước có trong sét và VLHC góp phần tích cực cho khả năng chắn.

- Tính chất chắn của sét chỉ tồn tại tới độ sâu nhất định, áp lực và tính chất cơ học, tức là tới giới hạn độ dẻo, vượt giới hạn đá sét kết lại trở thành dòn dễ vỡ, rạn nứt và trở nên không chắn.

- Nếu sét có thêm thành phần cát hay bột (9 ÷ 10 % bột) tính đồng nhất bị thay đổi và kích thước của các lỗ rỗng có thể thay đổi từ 0.001 đến 0.5µkm thậm chí tới vài chục µkm.

Có thể tính kích thước của lỗ rỗng như sau:

$$d_c = h(1 - K_r^0)^{-1/3} - h. \quad (\text{I.I.Nesterav})$$

d_c : đường kính trung bình của kênh rỗng, cm.

h : kích thước của hạt sét.

K_r^0 : hệ số rỗng chung (tổng số)

Nếu có thêm thành phần hạt thô tính chất chắn giảm đi khá nhiều và tăng độ thấm.

- Khả năng chắn của sét lệ thuộc vào lượng nước chứa trong chúng và quan hệ của nước với các lỗ rỗng.

Nước mao dẫn hay nước liên kết có sức căng bề mặt tạo nên lực bám dính:

$$H = (2.a.\cos\alpha)/(D.g) \quad (\text{theo Jureno})$$

Trong đó :

H : chiều cao dâng lên được của nước mao dẫn (mặt gương)

α : góc dính; D : đường kính của giọt;

a : giá trị sức căng bề mặt của chất lỏng;

g : gia tốc trọng trường.

Khi tăng chênh áp (gradient áp lực) sẽ lôi theo cả nước liên kết vào chuyển động.

Khi bị nén (chôn vùi) tới khoảng 1000m tách được nước tự do, sau đó tiếp tục bị chôn vùi tới 3 ÷ 4 km sẽ tách nước liên kết, tách nước giữa các lớp ở khoảng nhiệt độ 70 ÷ 120⁰C.

Nếu tăng nhiệt độ tiếp (>120⁰C) và áp lực lớn hơn sẽ tách nước liên kết chấm dứt và bắt đầu tách nước tham gia vào cấu trúc phân tử thì lại tạo tiên đề cho phá vỡ thủy lực của lỗ hổng, hình thành khe nứt kênh dẫn lớn nhưng do mất nước sét kết, mất tính dẻo nên giòn, dễ vỡ, dễ nứt nẻ và mất khả năng chấn.

Vì vậy, khi tách ra nhiều nước (hơi nước) tạo nên dị thường áp suất. Đây là hiện tượng dẫn đến hình thành các diapir sét trong lát cắt.

Để dầu khí xuyên qua được nước, chúng cần có áp lực vượt quá áp lực mao quản.

Áp lực xuyên thủng được tính như sau:

$$P = h/(\rho_n - \rho_d)$$

h: chiều cao vỉa

ρ_n : tỉ trọng của nước

ρ_d : tỉ trọng của dầu.

Theo số liệu của A.A.Khanin sét có độ thấm tuyệt đối là 10÷2 μ D thì $P \geq 5$ at.

Nếu độ thấm 10÷4 mD thì $P=55$ at.

Nếu độ thấm 10÷5 mD thì $P=80$ at.

Nếu độ thấm 10÷6 mD thì $P=120$ at.

Để kiểm tra độ kín của lớp chắn có thể kiểm tra bằng gradient áp lực dư tuyệt đối.

$$P_d^0 = P_d^v / h$$

Ở đây: P_d^0 : áp lực dư tuyệt đối

P_d^v : áp lực dư của vỉa, tức là phần vượt quá áp suất vỉa

h : bề dày lớp chắn

Giá trị cực đại P_d^v gần với giá trị áp lực tới hạn của vỉa tại đó xảy ra xuyên thủng vỉa, còn giá trị thấp có nghĩa còn dự trữ khá nhiều.

Bảng 8.9: Khả năng chắn của sét (A.A.Khanim)

Nhóm	Đường kính cực đại của lỗ rỗng, mm	Độ thấm tuyệt đối theo khí, ΦD	Áp lực xuyên thủng qua lớp đá bão hòa, Keroxin	Phân loại theo khả năng chắn
A	0.01	10÷6	120	Rất cao
B	0.05	10÷5	80	Cao
C	0.30	10÷4	56	Trung bình
D	2.00	10÷3	30	Thấp
E	10.00	10÷2	5	Rất thấp

Bề dày tối thiểu của lớp sét cần được xem xét, nó lệ thuộc thành phần, cấu kiến trúc của sét, cũng như độ sâu chôn vùi có liên quan tới tích lũy hydrocacbon và chế độ thủy lực của nó.

Thông thường lớp sét có bề dày $\geq 5m$ đủ để duy trì vỉa. Có thể nói năng lượng vỉa lệ thuộc vào bề dày lớp sét phủ. Nếu lớp phủ càng dày thì lớp chứa ở dưới càng lấp đầy nhiều hydrocacbon và vỉa chứa có thể trở thành mỏ lớn.

Tuy nhiên lớp sét chắn tốt vỉa dầu chưa chắc là vỉa chắn tốt đối với khí. Khi đó khí có thể lọt qua nhất là trải qua thời gian lâu dài do khả năng khuếch tán cao của khí (vì cấu trúc của phân tử gọn, nhẹ lại có tính trơn cao dễ lọt qua các lỗ hổng trong khe nứt nhỏ).

8.7.3. Đá chắn là muối (muối K - Na, ghips, anhidrit)

Các mỏ dầu lớn liên quan tới mũ muối (lớp chắn là muối) Slokstern ở Hà Lan, Vurstul và Orenbur ở Predcaucz Khassi P Mel ở Sahara.

Lớp mũ là muối thường dẻo và tốt hơn ghips, anhydrit. Nếu tăng độ sâu (lún chìm) tính dẻo của muối càng tăng hơn bị hòa tan rồi lại lấp vào các lỗ hổng, khe nứt nên khả năng chắn càng tốt lên.

8.7.4. Lớp phủ là đá cacbonat

Ở các vùng nền bằng hay phổ biến lớp phủ là đá cacbonat. Vì ở đó thế nằm của lớp cacbonat thoải hơn và thường là đá cacbonat hóa học có độ mịn cao. Lớp phủ là cacbonat có liên quan tới tốc độ tích lũy nhanh, biến chất nhanh, bề dày lớn dẫn đến khả năng chắn tốt, độ cứng cao ở độ sâu trung bình. Hơn nữa có khả năng xi măng sét và cacbonat lấp tiếp vào các lỗ hổng còn lại.

Tuy nhiên ở độ sâu lớn đá vôi nhanh chóng mất độ kín do bị phá hủy ở các đới có ứng suất lớn và trở nên giòn hơn các dung dịch nóng rửa trôi, tạo khe nứt và hang hốc mới v.v... lại trở thành đá chứa tốt.

8.7.5 Lớp chắn còn bao gồm cả các lớp đá bị đóng băng lâu năm nhất là ở cùng Bắc và Nam cực, như ở Grenlandia, bắc Siberia, Alaska của Mỹ, Bắc Canada bề dày ở đây đạt tới 800÷900m. Chúng có khả năng chứa tốt đối với khí. Có thời kì nóng ấm lớp chắn bị đóng băng lâu năm cũng bị mất hoàn toàn.

8.7.6 Lớp phủ còn có thể là các hydrat khí ở vùng khí hậu lạnh, đáy biển và đại dương. Các khí hydrat bao gồm các khí metan, etan, propan, isobutan, và cả CO₂.

Điều đặc trưng để hình thành khí hydrat là áp lực $p=5\div 10$ mPa, $t\approx 0^{\circ}\text{C}$ hay vài độ. Trong các lớp sét và nua chứa nửa chắn độ ẩm cao xảy ra sự thành tạo khí hydrat rất mạnh. Ở Bắc Siberia có mỏ khí được lớp chắn bảo vệ là hydrat khí.

Tóm lại, để dự đoán lớp chắn cần dựa vào đặc điểm thạch học tương đá và nguồn gốc thành tạo, trong đó nguồn gốc thạch học quan trọng nhất trong các phức hệ trầm tích chứa dầu khí.

QUY LUẬT PHÂN BỐ CÁC TÍCH TỤ DẦU KHÍ

Tùy thuộc vào vị trí tầng sinh, thời gian di cư, đường di cư, tích lũy vào bể chứa mà dầu khí phân bố theo một qui luật nhất định. Thông thường các bể chứa bao giờ cũng phân bố ở đới cao hơn tầng sinh. Tuy nhiên, độ sâu các tích lũy dầu khí của đới chứa dầu khí phụ thuộc chủ yếu vào chế độ nhiệt của bể. Trên hình 3.7 chỉ ra rất rõ các đới sinh phụ thuộc vào chế độ địa nhiệt. Nếu bể trầm tích có chế độ địa nhiệt thấp đới sinh dầu sẽ sâu và phân bố trên diện rộng, ngược lại bể trầm tích có chế độ địa nhiệt cao thì đới sinh sẽ nông và hẹp hơn. Vì vậy, các đới tích lũy dầu khí cần được phân bố ở đới nông hơn đới sinh (Hình 9.1).

%R ₀	T ⁰ C	Chiều sâu km	Đới sinh hydrocacbon	Đới tích lũy hữu cơ
0÷3 0÷6	30÷40 80÷90	1.5÷3.5	Đới khí sinh hóa	
1.35	150÷160	3.5÷6.5	Đới chủ yếu sinh dầu	
2.2	250÷260	6.5÷11	Đới chủ yếu sinh condensat	
4.8	≈ 300	9÷17	Đới chủ yếu sinh khí khô	
11.0	>300	>9÷17	Đới khí acid và grafit	

Cần lưu ý rằng không bao giờ trong một bể hay một đới nâng chỉ có một mỏ dầu khí hay một vỉa dầu khí, bao giờ dầu khí cũng phân bố theo quy luật thành dải các tích tụ dầu khí hoặc các đới liên tiếp với nhau.

Để làm sáng tỏ quy luật phân bố dầu khí cần chứng minh các vấn đề sau :

- Phân đới pha các tích tụ dầu khí
- Các yếu tố khống chế phân đới pha
- Phân đới khu vực các tích tụ dầu khí
- Quy luật các tích tụ dầu khí.

9.1. Phân đới pha các tích tụ dầu khí

Hiện nay, các mỏ dầu trên thế giới thường phân bố ở các độ sâu khác nhau, từ độ sâu vài trăm mét tới 7000 ÷ 8000m, nhiều nơi các mỏ dầu khí chỉ ở độ sâu 2000 ÷ 3000m, nhưng nhiều nơi các mỏ tồn tại từ độ sâu 3000 ÷ 6000m, hoặc từ 6000m ÷ 7000m, thậm chí dầu khí còn tới tồn tại ở độ sâu 8000m, nơi phổ biến các mỏ condensat và thường sâu hơn 6000m, chỉ có các mỏ khí metan.

Ở một số mỏ chỉ phát hiện các vỉa dầu ở phía dưới, một số vỉa khí và condensat ở trên biểu hiện hướng di cư thẳng đứng của HC (phân bố lại). Cho tới nay, việc phát hiện các đới tích lũy dầu khí chỉ trong các bể trầm tích có tuổi Paleozoi, Mesozoi và Cenozoi. Còn các đá tuổi cổ hơn chỉ là đá chứa được nhô lên cao trong các bể trầm tích đó (cấu trúc lồi). Trong các bể trầm tích uốn nếp (trước núi, giữa núi, ven rìa mảng,...) thường tồn tại các tích lũy dầu khí ở các độ sâu khác nhau từ vài trăm mét cho tới 5 ÷ 7km, còn các bể nền bằng thường ở độ sâu nhỏ hơn (từ 1 ÷ 3.5km).

Các yếu tố khống chế đới phân bố thẳng đứng là: chế độ chuyển động kiến tạo, đặc điểm tương trầm tích, thành phần và mức độ biến chất VLHC, các điều kiện nhiệt áp cổ cũng như nhiệt áo hiện tại, đặc điểm di cư và tích lũy hydrocacbon, vị trí không gian đới sinh dầu khí và đới tích lũy dầu khí. Trong đó, có 3 yếu tố quan trọng nhất là: tương trầm tích với thành phần và lượng VLHC, điều kiện nhiệt áp tạo điều kiện diễn ra pha chủ yếu sinh dầu ở khoảng độ sâu nhất định gọi là đới chủ yếu sinh dầu.

Ví dụ, ở đới tạo đá (diagenes) phụ pha đầu của pha nhiệt xúc tác (protocatagenes), khi nhiệt độ chỉ đạt <80 ÷ 90°C và $R_0 < 0.6\%$ thì chỉ sinh ra lượng khí sinh hóa. Sau khi lún chìm vật liệu hữu cơ được chôn vùi sâu hơn, nhiệt độ đạt 150 ÷ 160°C và $R_0 = 0.6 \div 1.35\%$ thì

xảy ra pha chủ yếu sinh dầu. Khi bị lún chìm sâu hơn và nhiệt độ đạt tới $250 \div 260^\circ\text{C}$ và R_0 đạt 2.2% thì VLHC có ưu thế sinh condensat và khí ẩm (vì cạn kiệt hydrogen). Nếu VLHC lún chìm sâu hơn nữa và nhiệt độ đạt 300°C và $R_0 < 4.8\%$ thì chỉ sinh khí khô.

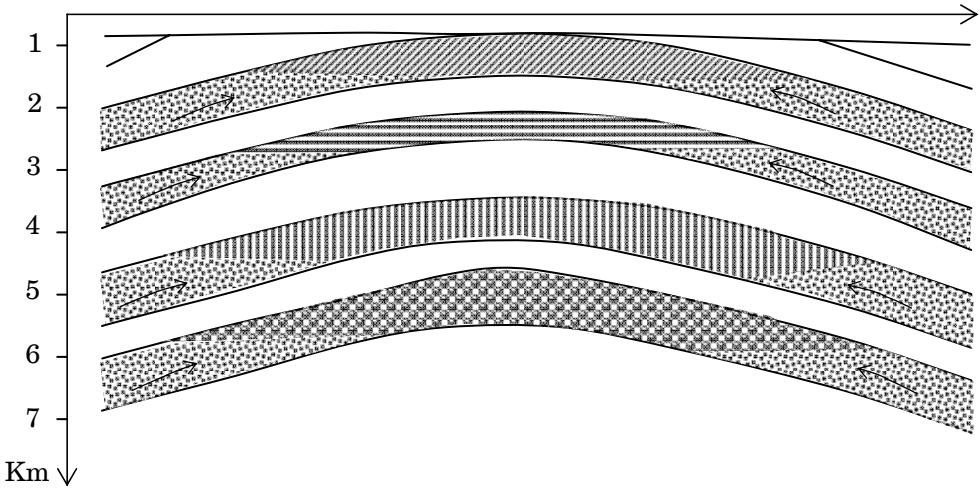
Sự phân đới sinh dầu khí trên hoàn toàn phụ thuộc vào chế độ nhiệt của bể (Hình 3.7 & 3.9). Đối với mỗi bể trầm tích khác nhau, với chế độ nhiệt áp và loại VLHC khác nhau thì đới sinh dầu khí ở độ sâu khác nhau (được phân tích kỹ ở Chương 3). Chính các đới sinh dầu khí nêu trên quyết định các đới tích lũy dầu khí.

Sau khi sinh ra, phần lớn dầu khí có xu hướng di cư lên phía trên (do nhiệt độ, áp suất ở dưới sâu ở vùng sinh tăng cao) đến những nơi có nhiệt độ và áp suất thấp hơn. Do đó, dầu khí di cư (theo chiều ngang) rất xa thậm chí ở ven rìa của bể trầm tích cách đới sinh vài chục, vài trăm, thậm chí vài nghìn km (bể trầm tích Siberia) (bể trầm tích ở vùng nền bằng) hoặc di cư (theo chiều thẳng đứng) đến các lớp phủ phía trên cách đới sinh tới vài trăm, thậm chí vài nghìn mét, điển hình là: phía Bắc bể Cửu Long, dầu di cư tới đáy tập sét Rotalia, còn ở mỏ Bạch Hổ chỉ di cư tới đáy tập cát sét, đáy tập Mioxen hạ. Trong khi đó, ở Tây Bắc bể trầm tích Sông Hồng khí di cư đến tận các lớp trầm tích Pliocen – Đệ Tứ (từ vài mét đến vài chục mét của trầm tích Đệ Tứ). Vì đó là do đặc điểm của lớp phủ kèm và các hoạt động Tân kiến tạo chi phối, nhưng không thể sâu hơn đới sinh.

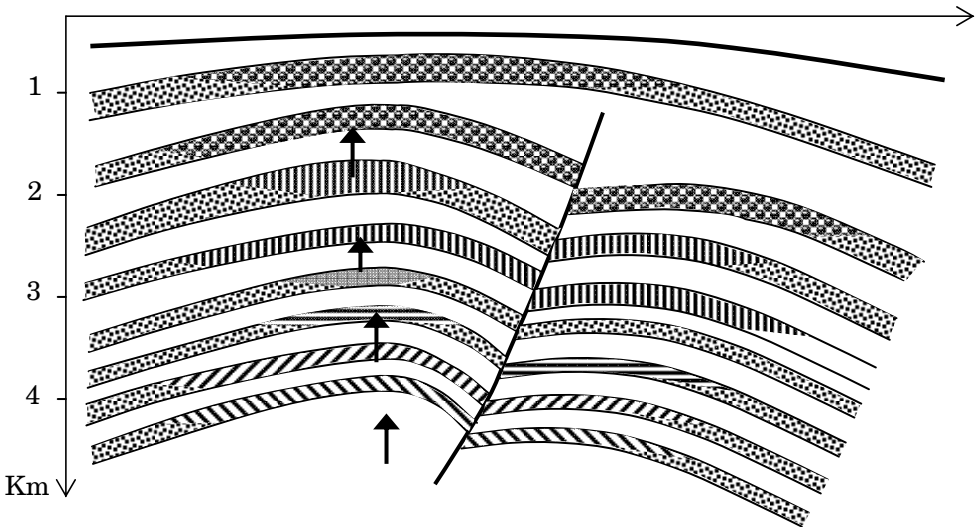
– Ở các vùng lún chìm ổn định và liên tục tạo thuận lợi cho tích lũy ở các đới tương đối ổn định. Các đới tích lũy bao giờ cũng có áp suất vỉa lớn hơn áp suất bão hòa (H9.2.a).







– Ở các vùng có lớp chắn tốt và xen kẽ thường phân bố các tích lũy dầu ở phía trên, các đới tích lũy condensat hay khí ở dưới vì do tích lũy từ các đới sinh condensat và khí khô ở phía dưới. Tuy nhiên, nếu dầu ở phía dưới, còn condensat ở giữa và khí ở trên cùng là do phân bố ngược (H9.2.b) (do phân dị trọng lực từ các vỉa dầu ở phía dưới (nếu lớp chắn kém) nên các thành phần lỏng nhẹ và khí bị phân tách lên phía trên. Phần lớn các mỏ dầu trên thế giới phân bố chủ yếu ở độ sâu $2 \div 4\text{km}$, cá biệt $5 \div 6\text{km}$).

a. Quy luật phân bố thuận theo cơ chế sinh dầu khí (do chấn tốt)



b. Quy luật phân bố nghịch (phân dị ngược do chấn kém)



- | | | | |
|---|-----------|---|----------------|
|  | Khí |  | Dầu trung bình |
|  | Condensat |  | Dầu rất nhẹ |
|  | Dầu nhẹ |  | Dầu nặng |

Hình 9.2. Mô hình quy luật phân bố các tích tụ dầu khí

Khi phân tích khoảng 300 mỏ dầu lớn trên thế giới, cho thấy rằng các đới tích lũy dầu lớn phân bố chủ yếu ở độ sâu 1 ÷ 2.5km (chiếm khoảng 70%), còn sâu hơn chiếm khoảng 30%. Phần lớn, các đới sinh dầu các bể này chỉ ở độ sâu 2.5 ÷ 4.5km. Ở Mỹ, ở độ sâu từ 4 ÷ 5km tổng kết có khoảng 75% giếng gặp khí, còn dầu chỉ có 25%. Vĩa dầu ở độ sâu nhất chỉ đạt 4.5km, còn condensat tới 5.7km, khí đạt tới 4.5 ÷ 7.3km.

Như vậy, càng xuống sâu số lượng các mỏ dầu giảm dần và dầu chỉ tồn tại phần lớn ở độ sâu nhỏ hơn 5km, còn condensat và khí có thể gặp ở độ sâu hơn. Tuy nhiên, ở độ sâu trên còn tùy thuộc vào chế độ nhiệt áp của bể. Nếu nhiệt độ cao, các đới tích lũy dầu phân bố có xu hướng lên cao (nông), ngược lại chế độ nhiệt thấp chúng có thể phân bố ở các độ sâu lớn. Ví dụ, ở Alaska (Mỹ) dầu có thể tìm thấy ở độ sâu 7.1 ÷ 9.2km và ở độ sâu 7620m còn gặp các dấu hiệu dầu. Tuy nhiên, trữ lượng hạn chế.

Trong phòng thí nghiệm có thể thấy dầu tồn tại ở điều kiện 200°C, còn khí đạt tới 300°C. Từ đó, cho thấy ở độ sâu 7 ÷ 8km có thể tồn tại các tích lũy dầu, condensat, khí nếu gradient địa nhiệt thuộc loại trung bình và thấp (xem H.3.7).

9.2. Các yếu tố khống chế phân đới pha các tích tụ dầu khí

Cho tới nay, có rất nhiều yếu tố khống chế phân đới pha các tích tụ dầu khí. Trong đó phải kể đến: cấu trúc địa chất, chế độ nhiệt áp, mức độ nhiệt xúc tác, đặc điểm địa hóa, thạch học trầm tích, chế độ thủy động lực...

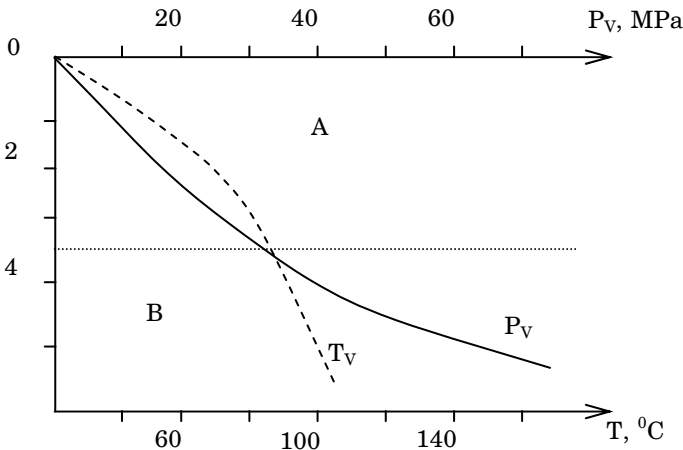
Dưới đây chỉ xem xét vài yếu tố như: loại VLHC, mức độ chuyển hóa (sinh dầu hay khí), điều kiện nhiệt áp, yếu tố thời gian địa chất, khoảng thời gian tác động của nhiệt độ cao tới VLHC và hydrocarbon, điều kiện di cư HC và bảo tồn vĩa dầu khí.

Ở chương 3 đã nêu vật liệu hữu cơ loại humic (kerogen loại III) có ưu thế sinh khí ở mọi giai đoạn biến chất, đặc biệt giai đoạn biến chất cao (MK₃ – AK), còn vật liệu hữu cơ sapropel (kerogen loại I & II) có ưu thế sinh dầu ở giai đoạn thấp (MK_{1,2}), sinh khí ẩm và condensat ở giai đoạn (MK_{3,4}) và khí khô ở giai đoạn biến chất cao (MK₅ – AK).

Theo quy luật chung, các hydrocarbon lỏng, condensat và khí sinh ra ở vùng nào thì được đưa đến các tích lũy ở gần đó, sau khi lấp đầy các tích lũy ở gần đó mới chảy tràn ra ngoài và tiến tới các tích lũy ở xa.

Tuy nhiên không phải bao giờ cũng tuân thủ theo qui luật phân bố các tích lũy như vậy mà có sự phân dị trọng lực trong quá trình di cư. Các thành phần nhẹ sẽ được di cư xa hơn và tích lũy thành các vỉa khí ở trên, sau đó là các vỉa condensat và dưới cùng là các vỉa dầu...Đó là do đặc điểm của các lớp chắn và thể tích của bẫy chứa nhỏ hơn khả năng cung cấp của hydrocarbon, hoặc do chế độ cân bằng pha bị phá vỡ, hoặc do thay đổi chế độ nhiệt áp.

Ví dụ, trên hình 9.3 cho thấy ở đới trên (A), nhiệt độ tăng nhanh nhưng áp suất vỉa luôn nhỏ hơn áp suất thủy tĩnh (<1.0); còn chuyển sang đới dưới (B) nhiệt độ tăng chậm, khi đó áp suất lại tăng nhanh và áp suất vỉa luôn lớn hơn áp suất thủy tĩnh (từ 1.1 đến 1.9 lần và có thể hơn).



Hình 9.2. Mối quan hệ giữa T , P với chiều sâu

– V.I Ermolkin 1986 đã đưa ra khái niệm hai đới nhiệt áp: đới nhiệt áp trên và đới nhiệt áp dưới.

1. Ở đới nhiệt áp trên (đới A trên hình 9.3) áp suất vỉa nhỏ hơn áp suất thủy tĩnh, nơi đây thường được tích lũy các vỉa dầu, condensat, khí tự do nguyên nhân là do áp lực vỉa và áp lực bão hòa thấp. Ở đới này thường xảy ra phân dị trọng lực hydrocarbon.

Một số bẫy chứa ở đới dưới có năng lượng vừa cao nhưng sau khi bị nâng lên và bị bào mòn, bóc trụi trở nên hở, không còn duy trì được trạng thái vừa như cũ, nhất là vừa ở trạng thái này trong thời gian lâu dài. Do đó, cổ địa nhiệt, thời gian địa chất, tốc độ nâng do hoạt động kiến tạo là các yếu tố quan trọng chi phối không chế quy luật phân bố các tích lũy dầu khí, hoặc là phụ thuộc vào tốc độ lún chìm, hoặc là do quá trình nâng lên của vỏ Trái Đất ở khu vực này.

2. Ở đới nhiệt áp dưới, đới có áp lực vừa luôn lớn hơn áp suất thủy tĩnh, do dòng nhiệt luôn được cung cấp kích thích sự đứt vỡ VLHC và các phân tử lớn hydrocacbon. Trong đới này thường tồn tại các vỉa có áp suất bão hòa và áp suất vừa cao. Vì vậy, có thể tồn tại các tích lũy dầu khí ở trạng thái một pha (khí hòa tan trong dầu hoặc dầu hòa tan trong khí). Tồn tại các vỉa khí hay condensat độc lập chỉ xảy ra ở đới chủ yếu sinh khí và đới chủ yếu sinh condensat. Không loại trừ khả năng ngay ở đới dưới cũng tồn tại các vỉa dầu, condensat và khí độc lập với áp suất bão hòa và áp suất vừa thấp hơn so với áp suất thủy tĩnh. Điều này xảy ra chỉ khi có các đới phá hủy, các đứt gãy sâu tái hoạt động xuyên qua làm thay đổi thế cân bằng pha của các tích lũy và lúc đó sẽ diễn ra tái phân bố lại các hydrocacbon (phân dị trọng lực).

– Cần lưu ý rằng ở điều kiện nhiệt độ cao ($>180 \div 300^\circ\text{C}$) có thể xảy ra sự bay hơi hay đứt vỡ các hydrocacbon lỏng sang các hydrocacbon khí hoặc là chỉ đơn thuần các hydrocacbon chuyển sang trạng thái hơi do áp suất lớn (không thay đổi cấu trúc phân tử, hay còn gọi là sự hóa hơi, khi đạt tới điểm sương). Các điều kiện nêu trên sẽ chuyển vỉa dầu thành vỉa condensat khi nhiệt độ và áp suất tăng mạnh.

– Trong trường hợp mất áp suất, mặc dù ở điều kiện nhiệt độ cao nhưng hỗn hợp khí lỏng (dạng sương) lại tách pha khí ra khỏi pha lỏng và tạo thành các tích tụ dầu, khí và vỉa condensat vừa và nhỏ.

Thông thường, ở các lớp chắn tốt sẽ tạo thành đới giữ nhiệt độ cao và hình thành đới áp suất cao do khí và chất lỏng được tăng cường và được sinh mạnh từ VLHC và sự đứt vỡ mạch phức tạp cho sinh ra các mạch đơn giản,... Vì vậy, nhiệt độ cao của vỉa thường dẫn tới áp suất cao, khi đó chất lỏng bị nén ép mạnh và hóa hơi nhanh, còn khí đạt tới điểm sương cũng trở thành condensat,....

Qua đó, cho thấy yếu tố nhiệt áp rất quan trọng, nó khống chế chiều hướng tiến hóa của VLHC, thúc đẩy các phản ứng hóa học và quá trình cracking. Khi nhiệt độ tăng sẽ làm chuyển hóa VLHC càng nhanh và làm đứt vỡ các mạch hydrocacbon phức tạp (cao phân tử),...

Nhưng khi áp suất tăng nhanh tới mức vượt quá tốc độ tăng nhiệt độ thì làm chậm lại quá trình chuyển hóa của VLHC và quá trình cracking các cao phân tử hydrocacon. Chất lỏng lúc này rất dễ chuyển sang dạng khí nén.

Từ các kết quả nghiên cứu ảnh hưởng nhiệt độ và áp suất của hàng trăm mỏ dầu ở Nga và trên thế giới, V.I Ermolkin đưa ra phân loại như sau:

– Nếu dị thường áp suất (Pa) thấp ở điều kiện nhiệt độ thấp (khoảng $120 \div 125^{\circ}\text{C}$) thì tồn tại các vỉa dầu, khí bình thường (năng lượng thấp). Còn trong trường hợp nhiệt độ cao đạt khoảng $140 \div 150^{\circ}\text{C}$ thì sự tồn tại các vỉa dầu chỉ xảy ra khi chỉ số $K_a=1.20 \div 1.75$ và cũng trong điều kiện này có thể tồn tại các vỉa condensat nguyên sinh. Nhưng khi áp suất cao và hệ số $K_a=1.75 \div 2.2$ thì dầu chuyển sang pha khí nén và tồn tại các vỉa condensat thứ sinh.

Ví dụ các vỉa dầu tồn tại ở $T^{\circ}= 70^{\circ}\text{C}$ thì $K_a=1.2 \div 1.25$, còn khi $T^{\circ}= 200^{\circ}\text{C}$ thì $K_a=1.65 \div 1.95$.

Cần lưu ý là trong điều kiện nhiệt độ thấp sự chuyển hóa VLHC sang dầu đòi hỏi lâu hơn, còn trong điều kiện nhiệt độ cao thì thời gian chuyển hóa ngắn hơn rất nhiều.

Tóm lại, các yếu tố như loại VLHC, cường độ sinh dầu, chế độ nhiệt áp và các hoạt động kiến tạo khống chế mạnh mẽ tới sự phân bố các tích tụ dầu khí.

*** Nhận dạng các đới chứa dầu, bằng các chỉ tiêu nhiệt áp**

Để nhận dạng các đới chứa dầu, đới chứa khí trước hết phải dựa vào phân đới pha các tích tụ dầu khí và các yếu tố khống chế phân đới này.

Đối với đới nhiệt áp ở điều kiện áp lực thủy tĩnh bình thường cần xem xét nhiệt độ cổ, thời gian địa chất và thời gian tác động để tăng nhiệt độ, và tốc độ tăng nhiệt độ.

Đối với đới nhiệt áp dưới ở điều kiện có áp lực vỉa dị thường cần nghiên cứu mối quan hệ tăng, nhịp độ tăng, nhiệt độ và áp suất được xác định bằng hệ số K_a dị thường áp suất (K_a).

Như vậy, để hình thành đới nhiệt áp trên và đới nhiệt áp dưới cần phải có các yếu tố nhiệt độ, thời gian và thời gian địa chất.

Đối với nhiệt độ cần chú ý đến các chỉ tiêu: nhiệt độ, dòng nhiệt và mật độ nhiệt, gradient địa nhiệt theo chiều sâu, tốc độ tăng nhiệt độ theo thời gian, gradient gia tăng áp lực theo chiều sâu, hệ số dị thường áp suất (K_a)....

Nhịp độ thay đổi nhiệt độ cổ cũng như nhiệt độ hiện đại phụ thuộc vào chế độ kiến tạo ổn định hay tái hoạt động. Áp suất hai đới cũng được xác định với mức độ nén ép vỉa theo độ sâu.

Cần xác định các thông số nêu trên cho mỗi phức hệ, xác định ranh giới nhiệt áp,..

Để đới nhiệt áp có dị thường áp suất trùng hợp với tốc độ tích lũy trầm tích rất cao.

Các yếu tố này có mối quan hệ chặt chẽ với các tích tụ dầu khí như đã phân tích ở trên.

9.3. Phân đới các tích tụ dầu, khí mang tính khu vực

Cho tới nay việc phát hiện nhiều mỏ dầu khí trên thế giới cũng như ở Việt Nam, song không phải chỗ nào trong bể trầm tích cũng có dầu khí mà nó phụ thuộc vào:

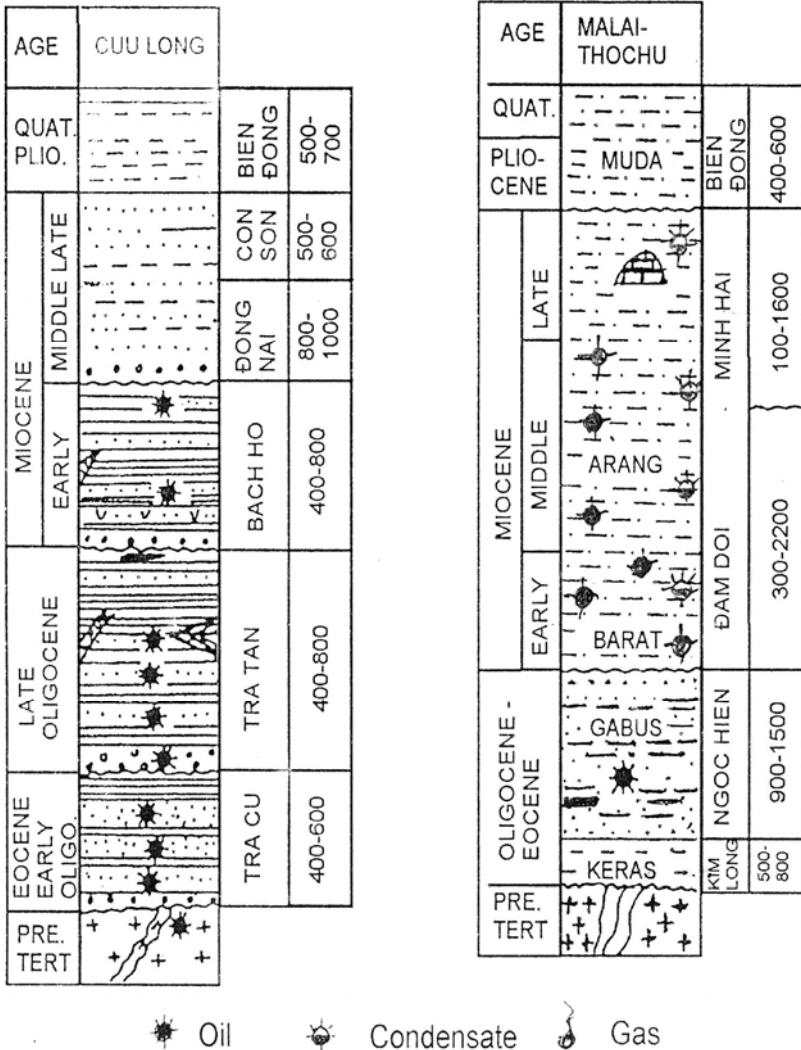
- Các đơn vị cấu trúc địa chất nhất định (chẳng hạn như ở đới nâng trung tâm bể Cửu Long),

- Các phức hệ trầm tích– địa tầng nhất định (ví dụ như móng, các tập cát ở đáy Oligocen dưới, đáy Oligocen trên, ở đáy Mioxen dưới, và đáy tập sét Rotalia thuộc gần mái của điệp Mioxen dưới ở bể Cửu Long). Tuy nhiên, các trầm tích Mioxen trung, thượng, Pliocen – Đệ Tứ không chứa dầu khí. Các đơn vị cấu trúc địa chất lớn này thuận lợi cho sinh thành, di cư và tích lũy hydrocacbon. Như vậy, các đới tích lũy dầu khí khu vực được xác định cả về diện cũng như lát cắt trầm tích của mỗi bể. (H.9.4 và 9.5 ở bể Cửu Long).

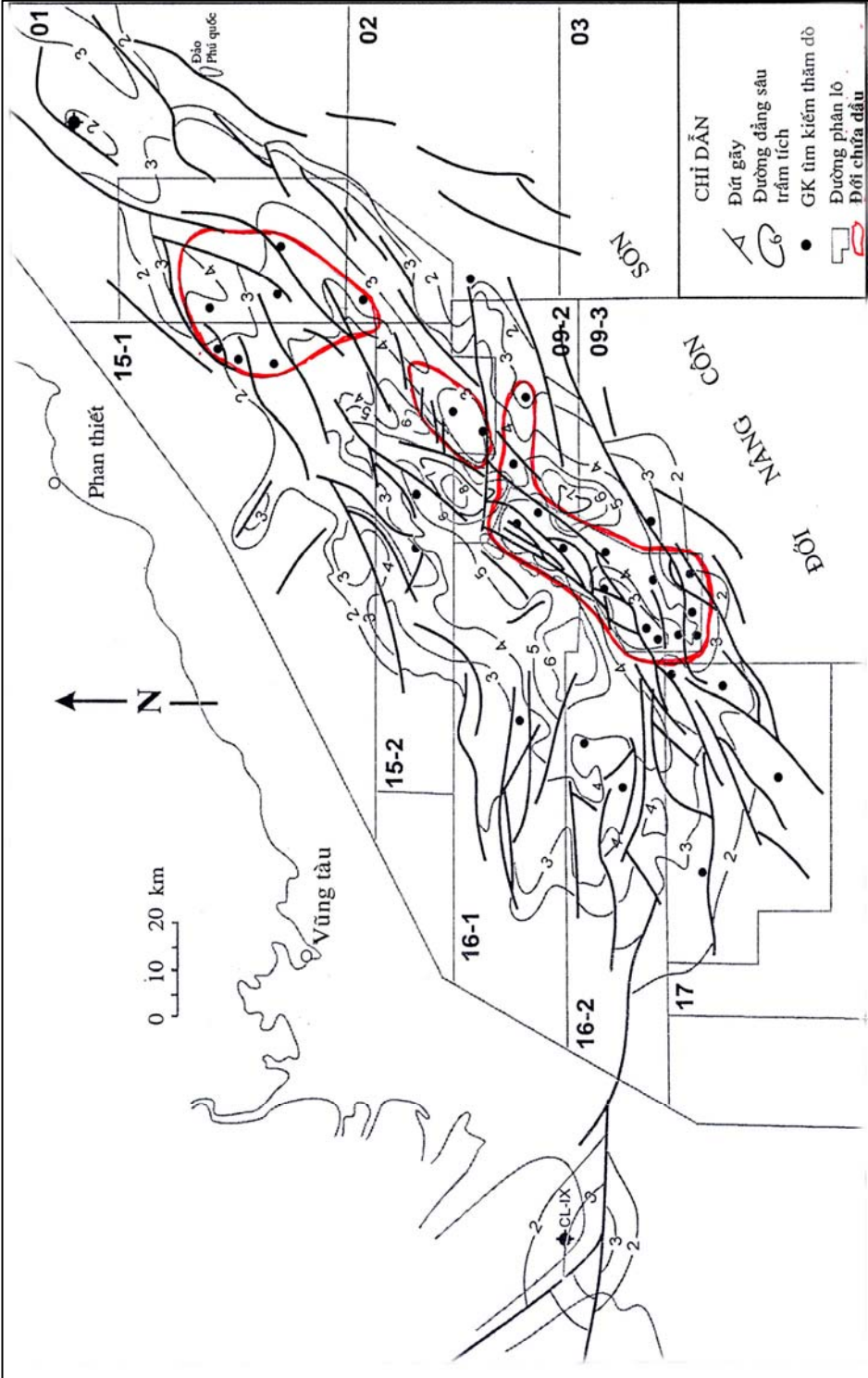
Trong các phần 9.1 và 9.2, cho thấy dầu khí phân bố ở các độ

sâu, lát cắt địa tầng cũng như theo diện rất khác nhau đối với mỗi loại bể trầm tích mà còn tùy thuộc vào chế độ kiến tạo khu vực, vùng sinh, quá trình di cư và điều kiện tích lũy.

Do đó, đới tích lũy dầu khí khu vực là các lát cắt hay đới cấu trúc thuận lợi cho các tích tụ dầu khí, chứa và bảo tồn chúng trong thời kỳ địa chất nhất định. Trên thế giới, việc phát hiện các đới tích lũy dầu khí phần lớn trong các đại Paleozoi, đặc biệt phổ biến trong Mesozoi, còn ở Việt Nam mới chỉ phát hiện trong Kainozoi.



Hình 9.4. Lát cắt chứa dầu ở bể Cửu Long và Mã Lai - Thổ Chu



Hình 9.5. Sơ đồ cấu trúc móng và đới chứa dầu ở bể Cửu Long

Bảng 9.1 Phân bố dầu khí trong các phân vị địa tầng trên thế giới (theo A.A. Bokiroo)

Phân vị địa tầng	Trữ lượng %	
	Dầu	Khí
Kainozoi	25.5	11.3
Mesozoi	67.67	62.4
Creta (K)	39.2	45.5
Jura (J)	28.37	4.0
Trias (T)	0.1	12.9
Paleozoi	6.8	26.3
Permi + Carbon + Devon	3.7	25.8
Silur + Ordovic + Cambri	3.1	0.5
Móng kết tinh, biến chất		0.1

Ở bể Cửu Long, dầu khí chứa trong móng trước Kainozoi lại chiếm phần lớn cho đến thời điểm hiện nay (2005).

Theo một số chuyên gia trên thế giới cho rằng trong Mesozoi chứa nhiều dầu khí là vì thời gian sinh dầu, di cư và tích lũy xảy ra gần đây. Còn trong các phức hệ Paleozoi có thể sinh ra và có các tích lũy lớn, nhưng vì trải qua nhiều pha hoạt động kiến tạo nên phần lớn các mỏ đã bị phá hủy và phân bố lại lên các trầm tích trẻ hơn như Mesozoi và Kainozoi.

Có 3 yếu tố chính để khống chế các phân đới là điều kiện tương trầm tích, đặc điểm phân bố bề dày các phức hệ trầm tích vào chế độ này cũng như chiều hướng các hoạt động kiến tạo khu vực. Ví dụ: ở vùng vịnh Persic các đới tích lũy dầu như Ả-rập Saudi, Quata, Abudahi. Các đới chứa dầu lớn thứ hai trong các trầm tích lục nguyên có tuổi Kreta phân bố ở Kuwait, Iraq, Ả-rập Saudi và chuyển dịch sang phía đông thì có đới chứa dầu khí trong trầm tích Oligoxen, Mioxen. Ở Việt Nam, dầu khí chứa trong móng trước Kainozoi, trầm tích Oligoxen và Mioxen ở bể Cửu Long. Ở bồn địa Siberia các tích lũy dầu khí chứa nhiều trong trầm tích Mesozoi (J, K), ở vùng ven rìa còn có cả trong trầm tích Paleogen, Neogen do di cư ngang.

Cho tới nay phần lớn các tích lũy dầu khí lớn thường không có di cư thẳng đứng, mà liên quan đến một tập trầm tích nhất định nằm trên tập sét giàu VLHC. Nếu tốc độ tích lũy trầm tích càng nhanh thì càng liên quan đến các tích lũy dầu khí lớn.

Một số chuyên gia còn cho rằng ảnh hưởng tới phân phối tích tụ dầu khí là mức độ phân nhịp trầm tích. Nhịp trầm tích càng ổn định, ít thay đổi thì càng có thuận lợi cho sinh thành và tích lũy lớn dầu khí.

Nếu có nhiều gián đoạn trầm tích, tốc độ tích lũy trầm tích thấp sẽ không tạo điều kiện cho các tích tụ dầu khí, đặc biệt là các tích lũy lớn. Nghĩa là nếu lớp trầm tích mỏng, luân phiên nhiều (nhịp trầm tích tăng mau), nhiều bất chỉnh hợp và gián đoạn trầm tích thì càng ít các tích lũy dầu khí và phạm vi phân bố không gian các tích lũy càng hẹp.

Ví dụ, ở bể nền bằng Volga – Ural (Nga) chỉ có 4 thời kỳ gián đoạn trầm tích, trong khi đó ở bể nền bằng của Bắc Mỹ có tới 8 lần gián đoạn trầm tích. Do đó, trữ lượng các tích lũy dầu khí ở nền bằng Volga – Ural cao gấp 2 lần trữ lượng dầu khí ở nền bằng của Bắc Mỹ.

Các tích lũy dầu khí lớn thường gặp ở các bể trầm tích có uốn nếp và lún chìm chiếm ưu thế. Các loại này thường phổ biến ở nền uốn nếp với các tương trầm tích gần bờ, biển nông. Khi đó, các tích lũy dầu khí sẽ phân bố ở đới nâng hay đới gần bờ hoặc đới nâng trung tâm.

Do đó sự phân phối các tích tụ dầu khí phụ thuộc chủ yếu vào điều kiện tích lũy trầm tích, chế độ và xu hướng hoạt động kiến tạo, chuyển động thăng trầm của các đơn vị cấu trúc lớn. Đương nhiên phải có điều kiện tối thiểu là có tầng sinh, đá chứa, bẫy chứa và lớp chắn.

9.4 Quy luật phân bố các tích tụ dầu khí

Hiện nay nhịp độ khai thác dầu khí trên thế giới rất lớn. Khai thác dầu khí nhiều nhất là các nước nằm trong khối OPEC như các nước vùng vịnh, liên bang Nga, Bắc – Nam Mỹ (Venezuela). Sau đó là các nước trong khối APEC. Trữ lượng dầu khí phân bố theo bảng 9.2.

Các vùng có trữ lượng và khai thác nhiều nhất là vùng vịnh (gần một nửa trữ lượng thế giới), bồn địa Siberia, Orinox, vịnh Mehicô, biển Bắc, Venezuela, Tarim (Trung Quốc), Đông Nam Á, sa mạc Sahara ở bắc Phi. Các mỏ dầu lớn có trữ lượng tới 10 tỷ tấn như mỏ Gsavar (Ảrập Saudia). Tổng trữ lượng là 70 tỷ tấn phân bố ở các mỏ

khác như burgan lớn, Rumeila... chủ yếu trong Mesozoi. Ở Nga có vùng Siberia (Mesozoi), vịnh Mehicô trong trầm tích Mesozoi..

Độ sâu phân bố các tích tụ dầu khí ở các bể trầm tích thuộc vùng uốn nếp hay các đai hoạt động mạnh thường ở độ sâu từ nhỏ đến lớn, phần lớn là sâu, đối với các vỉa dầu có khi tới 5 ÷ 6km, các mỏ khí và condensat tới 6 ÷ 7km. Còn ở các bể thuộc nền bằng thì độ sâu phân bố các tích lũy dầu khí thường nhỏ hơn từ 1÷ 2.5km, ít khi đạt tới 3.5km, có lẽ là do thời gian ổn định lâu dài.

Các tích lũy dầu khí lớn thường phân bố ở các bể trầm tích lớn có tốc độ lún chìm liên tục, ổn định. Chúng thường phân bố dọc theo rìa các đơn vị kiến tạo kiểu hành tinh như đai hoạt động Địa Trung Hải – Hymalaya, Tây và Đông Thái Bình Dương, phía Đông và Nam Mỹ, ở các vùng chuyển tiếp từ lục địa ra đại dương, rìa lục địa, nơi tiếp xúc hai hoặc ba đai hoạt động (chỗ trật ba). Ví dụ: vùng Đông Nam Á nơi tiếp xúc các đai hoạt động Tây Thái Bình Dương, Ấn Độ Dương và Úc. Vùng tiếp xúc các đai phía Đông thuộc nền bằng Nga giáp với phía Bắc và giữa biển Caspien, vùng chạc ba nối các đai hoạt động giữa Anh và Pháp (bể trầm tích Paris)..

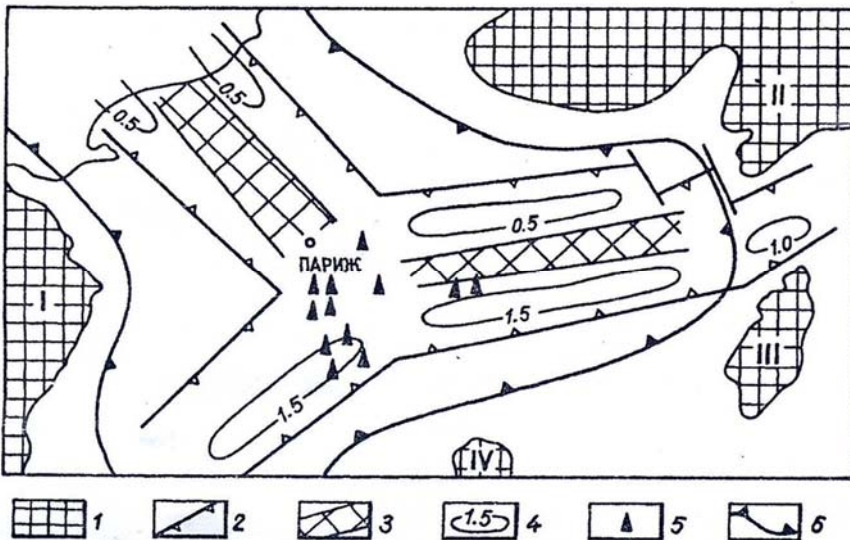
Bảng 9.2 Phân bố trữ lượng và khai thác dầu khí trên thế giới
(theo tạp chí dầu khí 20.12.1999)

Nước	Trữ lượng (Tr.T)	Khai thác (Tr.T)	Trữ lượng khí (Tỷ m ³)
Châu Á - Thái Bình Dương			
Úc	396,6	23,685	1264,5
Bangladesh	7,8	0,145	300,7
Brunei	184,9	7,56	380,9
Trung Quốc	3287,7	160,095	1368,3
Ấn Độ	662,7	33,03	648,3
Indonesia	682,1	64,415	2047,3
Malaysia	543,2	36,335	2314,4
Pakistan	28,5	2,615	611,9
Philippin	39,6	0,04	79,3
Thái Lan	40,6	3,75	345,9
Việt Nam	82,1	9,5	192,6
Tổng số	5955,8	341,17	9554,1

Châu Âu			
Đan Mạch	146,4	14,64	96,0
Pháp	14,7	2,745	14,4
Đức	48,9	2,745	339,6
Ý	85,2	5,035	228,7
Niderland	14,6	2,925	1771,7
Na – Uy	1477,7	148,425	1173,5
Tây Ban Nha	1,9	0,315	1,7
Thổ Nhĩ Kỳ	40,9	3,4	8,9
Anh	705,9	136,77	755,3
Tổng số	2536,2	317	4389,8
Đông Âu và các nước SNG			
Azerbaizan	161,4	12,75	124,6
Bach Nga	27,1	1,8	2,8
Bulgaria	2,1	0,05	5,9
Slovakia	12,6	1,235	35,0
Hungaria	15,0	1,21	81,3
Kazakstan	742,0	26,4	1841,4
Litva	1,6	0,15	0,0
Balan	15,7	0,22	145,0
Rumania	195,4	6,245	373,9
Nga	6653,8	295,15	48158,6
Turkmenistan	74,8	6,35	2861,2
Ucraina	54,1	2,45	1121,8
Yzehekistan	81,4	8,4	1875,4
Tổng số	7955,6	354,01	54751,5
Trung Đông			
Abudahi	12630,1	84,45	5555,2
Bakhbrain	20,3	5,09	109,8
Dubai	547,9	15,025	116,1
Iran	12287,7	173,085	23011,3
Iraqe	15411	132,665	3110,5
Kuwait	13219,2	39,5	1478,8
Vùng trung lập	684,9	25	28,3
Oman	717,5	44,75	805,0
Kwatar	506,8	31,625	8498,6
Ảrập saudi	35753,4	372,48	5779,0
Sarta	205,5	3,5	303,1
Siria	342,5	26,835	240,8
Yemen	547,9	20,29	478,8
Tổng số	92874,7	551,19	42713,6

Châu Phi			
Algeria	1260.3	38.29	4524.1
Angola	741.4	38.09	45.9
Camơrun	206.3	6.25	110.5
Congo (Zair)	25.6	1.225	1.0
Congo (Cộng hòa)	206.3	12.0	90.7
Ai Cập	25.6	42.54	996.6
Ghine xích đạo	206.3	4.25	36.8
Gabon	342.3	16.96	34
Libi	4041.1	66.585	1314.4
Xudăng	35.9	0.6	85.0
Tunisia	42.1	4.16	77.9
Tổng số	7306.7	230.95	7316.9
Bắc Mỹ			
Canada	675.5	93.13	1809.5
Mexico	3890.3	146.57	851.7
Mỹ	2881.4	298.785	4647.1
Tổng số	7447.1	538.485	7308.3
Nam Mỹ			
Argentina	377.2	40.335	686.9
Bolovia	18.1	1.4	122.9
Brasil	1007.9	54.42	226.0
Chile	289.7	0.45	98.0
Colombia	353.0	41.25	196.5
Cuba	38.8	1.35	18.0
Equador	289.7	18.575	104.0
Guatemala	72.1	1.21	3.1
Peru	48.6	5.155	255.0
Surinam	10.1	0.590	0.6
Trinidad & Tobaco	82.9	6.22	560.1
Venezuela	9945.2	139.125	4036.8
Tổng số	12264.6	310.175	6307.5
Toàn thế giới	139187.7	3227.595	144584.9

Ở trạm ba Anh – Paris chứa nhiều mỏ dầu (hình 9.6). Vùng biển Bắc và Alaska, phần Bắc cực của Nga cũng hứa hẹn là nơi chứa các mỏ dầu khổng lồ... Cụ thể các mỏ dầu cỡ lớn thường phân bố trên các bề nền bằng, trước núi, giữa núi hoặc ở các nút giao nhau giữa các đai hoạt động hoặc dọc theo các đai hoạt động mạnh mà xu hướng lún chìm là ưu thế. Nơi đây có các trầm tích đá mẹ rất dày, diện phân bố rộng, phong phú VLHC, có điều kiện thuận lợi di cư, tích lũy vào các bẫy chứa. Dầu được tích lũy vào các đới nâng trung tâm của bể, phân bố bên cạnh các đứt gãy sâu, là kênh dẫn nhiệt lên các hố sụt sát các đới nâng.



Hình 9.6. Nơi trạm ba của các rift Anh – Paris

1–Khối nhô móng, 2 – Ranh giới các rift; 3– nhô địa lũy bên trong;
4–Đẳng dày trầm tích Pecmi,km; 5–Mỏ dầu; 6–Ranh giới bể.

Các khối nhô : I–Armorikan; II–Brabant; III–Brez; IV–Morvan

Theo chiều sâu, càng xuống sâu dầu càng nhẹ (phân dị thuận) là phù hợp với quy luật sinh thành HC và thể hiện giữa các tầng có lớp chắn tốt, có điều kiện hình thành các tích lũy nguyên sinh. Còn ngược lại càng xuống sâu HC càng nặng dần (trên cùng là khí – dưới là condensat – dưới nữa là dầu nhẹ – và dầu nặng...) là quá trình phân dị ngược (phân bố theo nguyên tắc trọng lượng), tức là các thành phần nhẹ và khí tách ra khỏi vỉa dầu di cư lên phía trên. Điều này càng thể hiện rõ ở những mỏ mới bị phá hủy bởi đứt gãy, khe nứt kiến tạo. Ở các lớp phủ gần kề và các lớp chứa ở phía trên

nếu không có lớp chắn tốt sẽ hình thành các tích lũy thứ sinh có dạng bị phá hủy hoàn toàn (hình 9.2).

Theo diện thì các tích lũy dầu khí có tỷ trọng nhẹ dần vào trung tâm bể thể hiện quy luật sinh thành và tích lũy thuận, tức là ở trung tâm bể là nơi sinh thành. Các sản phẩm mới được sinh ra ở mức độ biến chất cao thường là các thành phần nhẹ. Ngược lại, càng ra ven rìa bể, tỷ trọng dầu càng nhẹ dần, tiếp đó là condensat, xa nữa là khí. Điều này thể hiện quá trình di cư các HC từ trung tâm ra ven rìa. Do phân dị trọng lực nên càng ra nguồn sinh các khí hydrocacbon và các thành phần nhẹ càng di cư xa hơn.

Trong các kiểu di cư thì ở vùng nền bằng thường xảy ra di cư xa vì các lớp chứa phân bố thoải (độ nghiêng nhỏ), còn ở các vùng uốn nếp do thay đổi bình đồ cấu trúc nhanh nên phạm vi phân bố hẹp hơn.

Di cư ở các bể nền bằng xảy ra chậm và dọc theo lớp thấm (di cư ngang).

Còn di cư ở các bể thuộc miền uốn nếp, trước núi, giữa núi, ven rìa lục địa thường diễn ra theo chiều đứng dọc theo các đứt gãy hay đới phá hủy. Ở các tầng chắn kếm cũng xảy ra di cư thẳng đứng.

Từ các kết quả nghiên cứu nêu ở các phần 9.1, 9.2 và 9.3 cho thấy mức độ phân bố các tích tụ dầu khí không đồng đều. Sự phân bố không đồng đều là do các điều kiện khác nhau của mỗi bể như: đặc điểm địa chất, cấu trúc, cổ kiến tạo, tương thạch học, thủy địa chất, địa hóa, điều kiện nhiệt áp,.....Chúng không chế khả năng hình thành cũng như phân bố các tích tụ dầu khí.

Quy luật phân bố các tích tụ dầu khí thể hiện ở các mặt sau đây:

1. Các tích lũy dầu khí phân bố không đều trong lát cắt trầm tích. Ở mỗi bể trầm tích chỉ có một hay vài phức hệ thạch học trầm tích chứa dầu.

2. Các trầm tích chứa dầu có thể là các lục nguyên, cacbonat, hỗn hợp lục nguyên – cacbonat nguồn gốc biển, vùng vịnh, đôi chỗ lục địa song được tích lũy trong môi trường nước yếm khí và có xu hướng lún chìm là cơ bản. Có một số nơi có trầm tích chứa than có nguồn gốc lục địa nhưng tích lũy trong môi trường nước yếm khí cũng tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình sinh khí và condensat.

3. Số lượng chu kỳ sinh thành, tích lũy dầu khí khu vực phụ thuộc vào chế độ và xu hướng chuyển động kiến tạo trong khoảng thời gian nhất định. Tính chu kỳ và đặc điểm khu vực của quá trình sinh và tích lũy dầu khí được xác định bằng sự có mặt các tầng chắn, các vỉa dầu khí xen giữa các đới không thấm.

4. Các chu kỳ tích lũy trầm tích được gián đoạn một thời gian ngắn bằng các pha gián đoạn trầm tích hay chuyển động nâng (để tạo bẫy chứa dạng vòm hay bất chỉnh hợp góc màn chắn kiến tạo...). Ví dụ, ở bể Cửu Long pha nâng ngắn tạo bẫy xảy ra vào cuối Oligocen sớm, đầu Oligocen muộn và đầu Mioxen sớm.

5. Trong mỗi bể trầm tích khu vực phải có các phức hệ đá sinh dầu khí, đồng sinh với các đá vây quanh, được hình thành trong điều kiện cổ địa lý thuận lợi (dưới nước, yếm khí), với chế độ lún chìm trầm tích là cơ bản. Vì nếu có nhiều pha nâng trong thời gian dài, trầm tích sẽ bị bào mòn mạnh hay các pha hoạt động nén ép, tách giãn liên tục dẫn đến phá hủy các tích lũy dầu khí, đặc biệt sẽ không thuận lợi khi có các pha chuyển dịch muộn, sau khi hình thành các tích lũy dầu khí.

6. Các đới tích lũy lớn mang tính khu vực thường có liên quan tới:

a. Trầm tích được tích lũy liên tục trong môi trường nước, hoạt động trong môi trường yếm khí. Các phức hệ trầm tích dày được phân bố trên diện rộng thường tạo điều kiện nhiệt áp thuận lợi cho quá trình sinh và di cư hydrocarbon ra khỏi đá mẹ.

b. Các pha nâng tiếp sau các pha lún chìm không được rơi vào đới trao đổi nước hay thóang khí.

c. Trong lát cắt có các phức hệ trầm tích có tính chất chứa tốt.

d. Các phức hệ chứa dầu khí khu vực phải có các lớp chắn đủ dày để bảo vệ các tích lũy dầu khí khỏi bị phá hủy ở các giai đoạn sau.

e. Các điều kiện địa chất phù hợp về cấu trúc địa chất, thạch học để hình thành các tích lũy hydrocarbon như dạng cấu trúc vòm, thạch học, ám tiêu, địa tầng...

f. Có các tác động làm biến đổi thứ sinh đá chứa theo chiều hướng cải thiện độ rỗng, độ thấm cũng như hoạt động nhiệt dịch, hòa tan, rửa trôi tạo điều kiện hình thành đới tách bỏ rời phát triển các hang hốc, khe nứt... làm tăng khả năng tính thấm chứa của đá chứa.

7. Trong các bể trầm tích khu vực, không bao giờ tồn tại một mỏ hay vỉa dầu khí riêng lẻ, mà các tích lũy dầu khí thường phân bố thành từng nhóm, từng đới theo lát cắt cũng như theo diện thành các dải dọc theo các đơn vị kiến tạo.

8. Trên cơ sở đánh giá trữ lượng cho thấy rằng ở mỗi bể trầm tích vùng hay miền: số các tích lũy lớn thường có hạn, phần còn lại là các tích lũy trung bình và nhỏ.

9. Trên bình diện cổ kiến tạo, các tích lũy HC lớn thường gắn với các bể trầm tích cổ có các đặc trưng như sau:

a. Tích lũy trầm tích chứa nhiều VLHC trong môi trường nước yếm khí, ở chế độ lún chìm ổn định trong một giai đoạn địa chất lâu dài.

b. Có các phức hệ thạch học địa tầng là các tầng đã sinh HC và các tầng chứa dày (bẫy chứa lớn) có tính thấm chứa tốt được phủ bởi các lớp chắn để bảo tồn dầu khí khỏi bị phá hủy ở các giai đoạn địa chất về sau.

c. Có các bẫy chứa dạng cấu tạo vòm, thạch học, địa tầng, dạng khối hang hốc nứt nẻ tốt.

d. Bẫy chứa nằm trong điều kiện khép kín thủy địa chất.

10. Trong bể trầm tích có các đới phân bố các tích tụ dầu hoặc khí hay dầu khí hỗn hợp theo lát cắt địa tầng. Thạch học và cấu trúc địa chất được thể hiện các mặt sau:

a. Xác định các thành phần VLHC là loại sapropel, humic hay hỗn hợp (kerogen loại I, II và III).

b. Môi trường cổ địa lý, cổ khí hậu, cổ địa hóa thuận lợi để tích lũy và chôn vùi VLHC trong trầm tích.

c. Các đặc điểm và mức độ biến chất thuận lợi đối với VLHC ban đầu.

d. Các điều kiện nhiệt áp thuận lợi cho sự chuyển hóa VLHC sang dầu khí.

e. Ảnh hưởng nhiệt độ cổ thuận lợi cho VLHC ở đới sinh dầu (cửa sổ sinh dầu)

f. Chế độ và xu hướng chuyển động kiến tạo thuận lợi cho quá trình sinh, di cư và tích lũy hoặc làm tăng khả năng chứa của bể. Không có các phá hủy muộn về sau gây nên hình thành kênh dẫn cũng như các phá hủy khác (nước mặt, vi khuẩn, oxy hóa...).

h. Các điều kiện thuận lợi gìn giữ hay cản trở di cư thẳng đứng của các HC lỏng và khí, tức là phải có lớp chắn đủ tin cậy bảo tồn dầu khí ($h \geq 5m$). Như vậy, tùy vào các điều kiện về địa chất, địa hóa, thủy địa chất, nhiệt áp mà hiện diện các tích tụ dầu khí.

Để dự đoán có các vỉa dầu khí, đới chứa dầu khí, mỏ dầu khí không thể thiếu các điều kiện nêu trên như: cấu trúc địa chất, cổ kiến tạo, cổ địa lý, thạch học tương đá, cổ thủy địa chất và địa hóa. Các điều kiện này cho phép dự đoán quy luật phân bố các tích tụ dầu khí khu vực, địa phương trong lát cắt trầm tích cũng như trên bình diện bề hay khu vực nghiên cứu.

PHÂN VÙNG TRIỂN VỌNG DẦU KHÍ

10.1 Nguyên tắc phân vùng địa chất chứa dầu, khí

Phân vùng triển vọng là phân chia các vùng, lãnh thổ có khả năng chứa dầu khí tùy thuộc vào cấu trúc địa chất, hoạt động kiến tạo, thành phần thạch học – tương đá, bề dày của các thành hệ trầm tích, tốc độ tích lũy trầm tích, tuổi cũng như chế độ nhiệt của bể..

Nhiệm vụ chủ yếu của phân vùng triển vọng địa chất là thiết lập mối quan hệ có tính quy luật của các nhóm lãnh thổ cũng như các phức hệ trầm tích khác nhau về nguồn gốc với các đơn vị kiến tạo nhằm tìm ra vị trí thuận lợi cho tích tụ dầu khí.

Khi phân chia khu vực cần dựa vào các tiền đề sau:

1. Kiến tạo khu vực và cổ kiến tạo để thấy ảnh hưởng của nó tới vùng nghiên cứu ở mức nào, đặc biệt lưu ý tới cấu trúc lãnh thổ dưới tác động của Tân kiến tạo, bề dày trầm tích ...v...v... Từ đó xác lập được các đặc điểm hình thành các thành phần cấu trúc trong vùng nghiên cứu theo không gian và thời gian.

2. Điều kiện cổ địa lý và quá trình tích lũy các trầm tích trong suốt lịch sử tồn tại của bể, điều kiện cổ thủy địa chất, cổ thủy động lực, trong đó có sự thay đổi không gian và thời gian xuất hiện vùng cung cấp, vùng thoát của nước vỉa cũng như nước mặt.

Tuy nhiên, trong số các yếu tố khống chế quá trình phát triển của các đới sinh dầu khí và tích lũy chúng thì yếu tố kiến tạo khu vực cũng như chế độ và xu hướng chuyển động kiến tạo theo không gian và thời gian, đó là:

+ Phân bố không gian của các bể trầm tích và các đới nâng khu vực, cũng như sự thay đổi trong không gian và theo thời gian các điều kiện tương – thạch học trầm tích, từ đó hình thành các đới sinh và tích lũy dầu khí.

+ Có sự hình thành các dạng cấu trúc khác nhau để đảm bảo có các bể chứa dầu khí (lịch sử địa động lực bề).

+ Phân bố không gian các đường bờ, vát nhọn, bất chỉnh hợp địa tầng, các khối macma, ám tiêu ... và các hiện tượng địa chất khác để hình thành các bể chứa các dạng thạch học, địa tầng, dạng vòm vĩa, dạng khối, .v..v...

+ Thay đổi trong không gian và theo thời gian các vùng cung cấp cũng như vùng thoát nước ngầm và hướng chuyển động của chúng.

+ Xuất hiện các biểu hiện và phát triển quá trình di cư dầu khí và sự thay đổi chiều hướng di cư trong không gian và theo thời gian. Chiều hướng di cư có liên quan đến việc hình thành các kênh dẫn mới, hay đặc tính chắn kín của lớp phủ hay thay đổi mặt bằng vĩa tạo thuận lợi cho chuyển động của nước ngầm (cổ thủy địa chất).

Do đó, để phân loại các vùng chứa dầu khí cần lưu ý đến yếu tố kiến tạo, cổ kiến tạo, thạch- tương, thủy địa chất và cổ thủy địa chất, trong đó yếu tố kiến tạo và cổ kiến tạo là quyết định sự thay đổi các đới tích lũy dầu khí theo không gian và thời gian và điều kiện tối ưu để có các đới sinh và tích lũy dầu khí.

+ Vùng có triển vọng dầu khí là vùng lún chìm ổn định và lâu dài, hình thành thành phần, cấu trúc và tiến hóa trầm tích và điều kiện phân bố theo chiều hướng có lợi cho việc hình thành bể, quá trình tích lũy và bảo tồn dầu khí.

Như vậy, để đánh giá và phân vùng triển vọng của các bể trầm tích hay các đới trong bể trầm tích cần phải biết lịch sử tiến hóa khu vực, cũng như bể trầm tích cùng với quá trình sinh, di cư và tích lũy dầu khí.

+ Quá trình tồn tại của bể trầm tích luôn liên quan đến hình thành, thời gian và cường độ sinh dầu, tích lũy hay phá hủy (bóc mòn):

10.1.1. Giai đoạn hình thành

Bắt đầu thời kỳ nứt tách, sụt lún và có điều kiện để tích lũy trầm tích tạo thành bể trầm tích. Trong bể được tích lũy các tương đá khác nhau, từ lục nguyên, biển và chuyển tiếp, hạt thô hay mịn, trầm tích chứa than hay trầm tích núi lửa....

Nếu bể chưa trải qua biến chất giữa (MesoCatagenez, MK_{1-2}) thì khó có các tích lũy dầu khí, mà chỉ có các tích lũy khí nhỏ.

10.1.2. Giai đoạn tồn tại

Đó là giai đoạn đặc trưng bằng các quá trình lún chìm ổn định, lâu dài để diễn ra các pha nhiệt xúc tác mạnh. Trong giai đoạn này, có điều kiện để sinh, di cư và tích lũy cũng như bảo tồn dầu khí. Trong quá trình tiến hóa này nếu xảy ra gián đoạn trầm tích lâu dài hay nâng lên lâu dài sẽ ảnh hưởng xấu tới điều kiện chứa dầu khí. Còn ngược lại, nâng lên hay gián đoạn trầm tích trong thời gian ngắn sẽ tạo thuận lợi cho sự hình thành bể.

10.1.3. Giai đoạn phá hủy

Đây là giai đoạn ưu thế của các phá hủy các bể trầm tích, phá hủy các tích lũy dầu khí do đập vỡ nứt tách, uốn nếp, bốc mòn, oxy hóa, asphalten hóa dầu và vi khuẩn. Phần lớn các phá hủy kiến tạo này tác động mạnh đến các phức hệ trầm tích phía trên, còn đối với phức hệ trầm tích dưới sâu và các vỉa dầu khí dưới sâu khó khăn hơn.

Cần lưu ý khi chìm sâu và trong điều kiện nhiệt áp cao các thành hệ này trở nên giòn hơn vì mất rất nhiều nước rỗng có các nứt tách, vết rạn và cộng với các hoạt động nhiệt dịch tạo nên đới tái bỏ rời tăng khả năng chứa hay phá hủy các tích lũy nguyên sinh do hơi nước, khí CO_2 và các dung dịch khác đưa đến, mặc dù không có các hoạt động chuyển dịch kiến tạo phá hủy.

Vì vậy, để có các tích lũy dầu khí ở giai đoạn 2 tức là giai đoạn tồn tại bể trầm tích có các điều kiện kiến tạo, cổ kiến tạo thuận lợi cho điều kiện tối ưu để sinh hydrocacbon, di cư và tích lũy vào các bể, hoạt động thủy động lực của nước thuận lợi...

10.2 Phân vùng triển vọng dầu khí

Phân vùng địa chất dầu khí được thực hiện dựa vào các nguyên tắc nêu trên, nhưng trước hết về các nguyên tắc về kiến tạo về cấu trúc và các thành phần cấu trúc, lịch sử phát triển địa chất để phân vùng khu vực và các đới chứa dầu khí trong bể trầm tích.

10.2.1 Phân vùng khu vực

Theo I.M Gubkin và Bakirov các khu vực được phân chia trước hết là các đai chứa dầu khí, các tỉnh chứa dầu khí, vùng, miền chứa dầu khí và các loại bể chứa dầu khí.

– Các đai chứa dầu khí là tập hợp các lãnh thổ chứa dầu khí cỡ hành tinh. Trong đó các bể có liên quan về nguồn gốc hình thành, thuộc một hệ thống uốn nếp. Ví dụ: Đai hoạt động Địa Trung Hải – Hymalaya bao gồm các vùng Bắc Phi, Nam Âu, Bắc Á kéo dài từ Địa Trung Hải sang tận Hymalaya tới Đông Nam Á. Đai hoạt động Tây Thái Bình Dương kéo dài từ Đông Bắc Liên Bang Nga (Chukotka) tới Philippine – Nam Dương – New Guinea.

– Đai hoạt động Tây Thái Bình Dương bao gồm từ Alaska – Canada Bắc Mỹ chạy dọc theo bờ biển Tây Nam Mỹ... Đông Nam Á là nơi gặp nhau của 2 đai hoạt động lớn Địa Trung Hải và Tây Thái Bình Dương. Vì vậy, hy vọng ở đây có nhiều bể trầm tích chứa dầu.

– Tỉnh chứa dầu là một lãnh thổ địa chất thống nhất có cùng đường nét địa chất, trong đó có nhiều phức hệ trầm tích chứa dầu cùng tuổi. Ví dụ: lãnh thổ Siberia, vùng vịnh Persic, vùng Đông Nam Á hay còn gọi là Sunda.

– Miền chứa dầu khí liên quan đến một trong các thành phần kiến tạo lớn, đặc trưng cấu trúc địa chất lịch sử phát triển bao gồm điều kiện gần nhau về cổ địa lý tương đá, điều kiện sinh thành và tích lũy dầu khí. Ví dụ: dải các bể trầm tích ven rìa thềm lục địa Việt Nam, dải các bể trầm tích trước cung, trong cung hay sau cung của Indonesia, dải các bể trầm tích dọc theo quần đảo Philippine...

– Vùng chứa dầu khí là 1 phần của miền chứa dầu khí có các tập hợp đới tích lũy dầu khí gần giống nhau. Theo các dấu tích cấu trúc địa chất, cổ địa lý. Ví dụ: vùng thềm phía Bắc Việt Nam, thềm Đông Nam Việt Nam, vùng vịnh Thái Lan, vùng Calimantan Indonesia...

10.2.2 Phân vùng triển vọng của bể trầm tích

10.2.2.1. Nhận dạng bể trầm tích

Trên cơ sở hoạt động kiến tạo khu vực, kiến tạo mảng và bản chất kiến tạo của từng loại bể để xác định bản chất của bể trầm tích nghiên cứu. Vì mỗi bể đều đặc trưng bằng điều kiện tích lũy trầm

tích, biến đổi trầm tích, điều kiện sinh dầu khí và khả năng tích lũy vào các bể chứa. Nhìn chung có thể phân chia làm 3 kiểu bể: nền bằng, chuyển tiếp và chuyển dịch.

Bảng 10.1: Phân loại nguồn gốc kiến tạo các bể chứa dầu khí (Bajenova O.K, 2000)

Kiểu	Phụ kiểu	Loại	Ví dụ
Nền bằng	Nội nền bằng	Rift	Rein Cracnonor(biển đỏ) Đơnhep – Doness
		Võng	Miền Trung Nga Tây Siberia Michigan Illinois
		Nền bằng – tạo sơn	Fergan Tarim Scalisgor
	Ven rìa nền	Cận miền tạo sơn	Pricaspien Fibi Bắc biển Hắc hải Biển Barensov
		Nền bằng – miền uốn nếp	Timan – Pechor Asovo – Kuban Volga – Ural Vịnh Persic
		Võng chồng gối	Pricaspien Irkut
Đại chuyển dịch(daihoạt động)	Cung đảo	Trước cung	Tonga Darhadass Nikobar
		Giữa cung	Đông Camchatcu, Lusson Volgelkop Sulu – Palawan Kagaan
		Hậu cung (sau cung)	Nam Okhot Uesu Kalimantan
	Uốn nếp – tạo sơn	Tạo sơn	Panon Nam Caspien Maracaibo
			Sakhalin – Okhot

		Uốn nếp	Sakhalin – Khockrido Andaman
Chuyển tiếp(chuyển tiếp từ lục địa đến đại dương)	Rìa thụ động	Rift	Combei, Cửu Long Đông Canada Sviato – Laurentia
		Cận lục địa – nền bằng	Các bể ở bờ Atlantic của Châu Phi và Nam Mỹ Bạch Long Vĩ - Beibuwan
	Rìa tích cực	Rìa lục địa uốn nếp	Guiakil Ventura Los Angles Sông Hồng, Phú Khánh
		Rìa nền bằng hoạt hóa	Biển Đông Trung Quốc Nam Côn Sơn

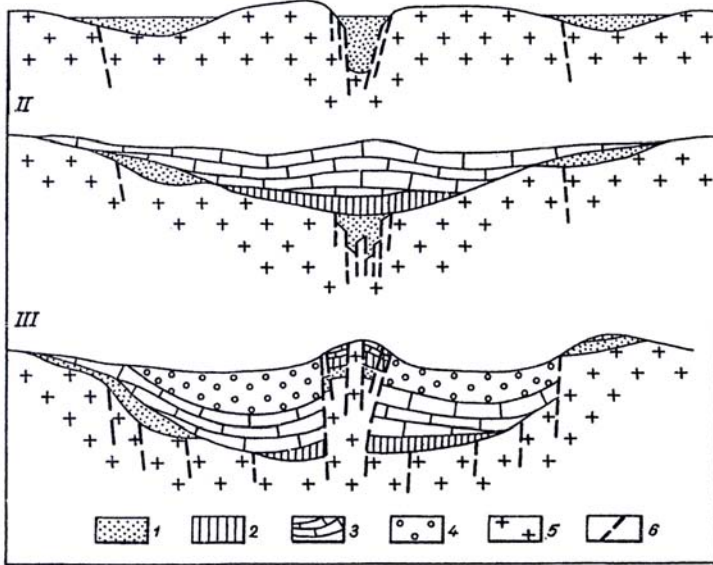
a. Kiểu nền bằng

Được phân chia làm 2 phụ kiểu: nội nền và rìa nền

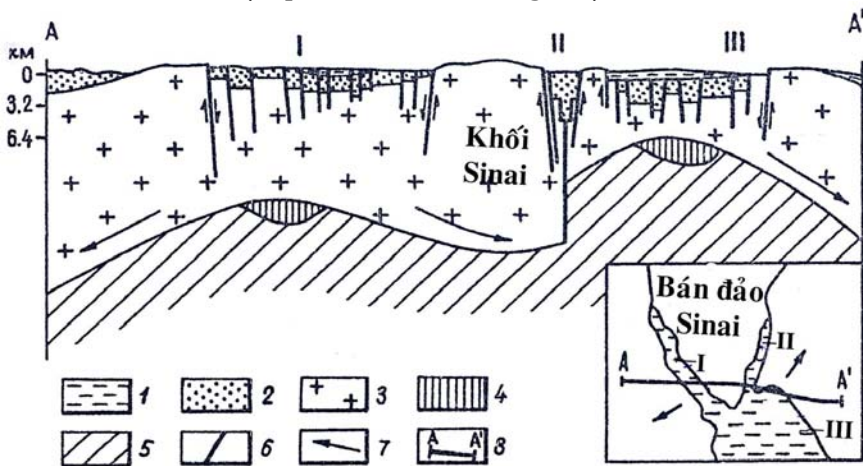
+ **Các kiểu bể nội nền:** bao gồm các bể thuộc vùng lún chìm chậm ở các nền bằng cổ hay hiện đại, vùng rift và nền bằng tạo sơn. Loại nền bằng tạo sơn liên quan đến chuyển động kiến tạo, được bao bọc bởi vùng tạo sơn ở một bên hay cả hai bên.

Phụ kiểu nội nền và rìa nền đặc trưng bởi thời gian tồn tại lâu dài thường kế thừa địa hình cổ - lún chìm là cơ bản (Hình 10.1).

- **Loại rift** là vùng dập vỡ của nền bằng phân cách tạo các graben tuyến tính. Các trầm tích lục nguyên núi lửa và cacbonat tới vài km. Ví dụ các bể vịnh Suê, biển Đỏ, biển Chết, Rein, Tiuring, Amadies, bắc Laurentia, Shotlandia, Tây nước Anh, Baikal, Pachelp, Viat, Đông Phi (Albert, Tanganica...). Các bể này liên quan đến các rift, độ sâu tới 5 ÷ 6 km, các địa lũy là nơi chứa dầu khí hoặc đới nâng rift cũng là nơi chứa dầu khí (H.10.2).



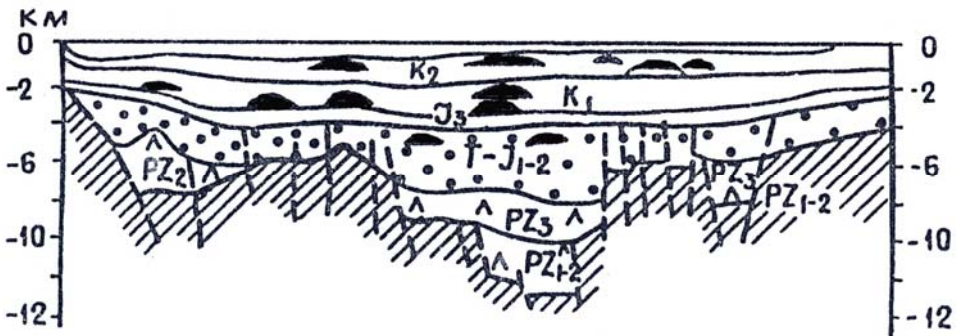
Hình 10.1: Sơ đồ phát triển của các bể trầm tích nội nền
 1-Trầm tích núi lửa; 2-Trầm tích lục nguyên – cacbonat;
 3-Trầm tích cacbonat- evaporit; 4-Molass; 5-Móng; 6-Đứt gãy
 I – Giai đoạn phát triển rift
 II – Giai đoạn phát triển rộng
 III – Giai đoạn phát triển nền bằng – tạo sông



Hình 10.2: Sơ đồ phát triển kiểu bể rift
 (Vịnh Suê, Akaba, Biển Đỏ, Tomson-1976)
 1-Nước; 2-Trầm tích; 3-Móng PrCm; 4-Magma;
 5-Quyển astemosphera; 6-Đứt gãy;
 7- Hướng chuyển động của mảng; 8- Mặt cắt
 I- Vịnh Suê, II- Vịnh Akaba, III- Biển Đỏ

– Dòng nhiệt rất cao. Tuy nhiên do độ chuyển dịch mạnh dẫn đến tái hình thành các bể chứa nên làm xấu đi điều kiện bảo tồn các tích lũy dầu khí đã được hình thành. Trong các bể cổ có khả năng chứa dầu còn các bể mới được hình thành hay chứa khí. Ví dụ: bể vịnh Suê có mỏ lớn nhất là Bl – Morgan với trữ lượng khai thác 200 triệu tấn từ trầm tích Mioxen.

– Bể dạng vồng thường phân bố trên các lục địa, với một số mỏ khổng lồ (gigantes). Đặc điểm là chứa các vật liệu vụn ở các vùng nước nông. Trong điều kiện không đều bù trầm tích đầy đủ khi lún chìm sẽ phát triển các trầm tích cacbonat – evaporit khi có khí hậu nóng. Có các đới nhiệt độ cao ở trung tâm. Thông thường chứa dầu ở nền bằng cổ. Ví dụ, các nền bằng Nga (Baltic, Trung Nga, Pripiat) có các trầm tích Proterozoi thượng và Paleozoi. Các bể trầm tích trẻ như Tây Siberia.



Hình 10.3: Sơ đồ mặt cắt cổ Tây Siberia

Ví dụ, các bể trầm tích Tây Siberia có các đặc tính sau:

Diện tích mỏ lớn tới vài nghìn km², cấu trúc cân đối các mỏ thường có cấu trúc vòm thoải, có các tập cacbonat phân bố rộng và muối là lớp chắn, rất phát triển các bể, địa tầng, thạch học, mức độ phá hủy đứt gãy rất yếu.

Các đới chứa dầu khí chủ yếu ở các cấu trúc vòm có kế thừa móng nâng. Ngoài ra còn nhiều tập trầm tích phủ lên trên các tập hoạt động rift.

Thông thường các bể loại vồng này được hình thành đồng thời với thời gian lún chìm nên bề dày lớn. Ở Tây Siberia có bề dày trầm tích tới 10 km.

Ở các bể nông thường có 2 tầng cấu trúc:

+ Tầng cấu trúc dưới liên quan đến hoạt động rift nên tạo thành các graben và được lấp đầy các trầm tích lục nguyên – evaporit, các tập chứa than. Các graben phát triển dài có các đứt gãy, chuyển dịch ngang cắt lẫn nhau.

+ Tầng cấu trúc trên tạo nên bể nền bằng điển hình được lấp đầy bởi trầm tích biển và cát sét lục địa.

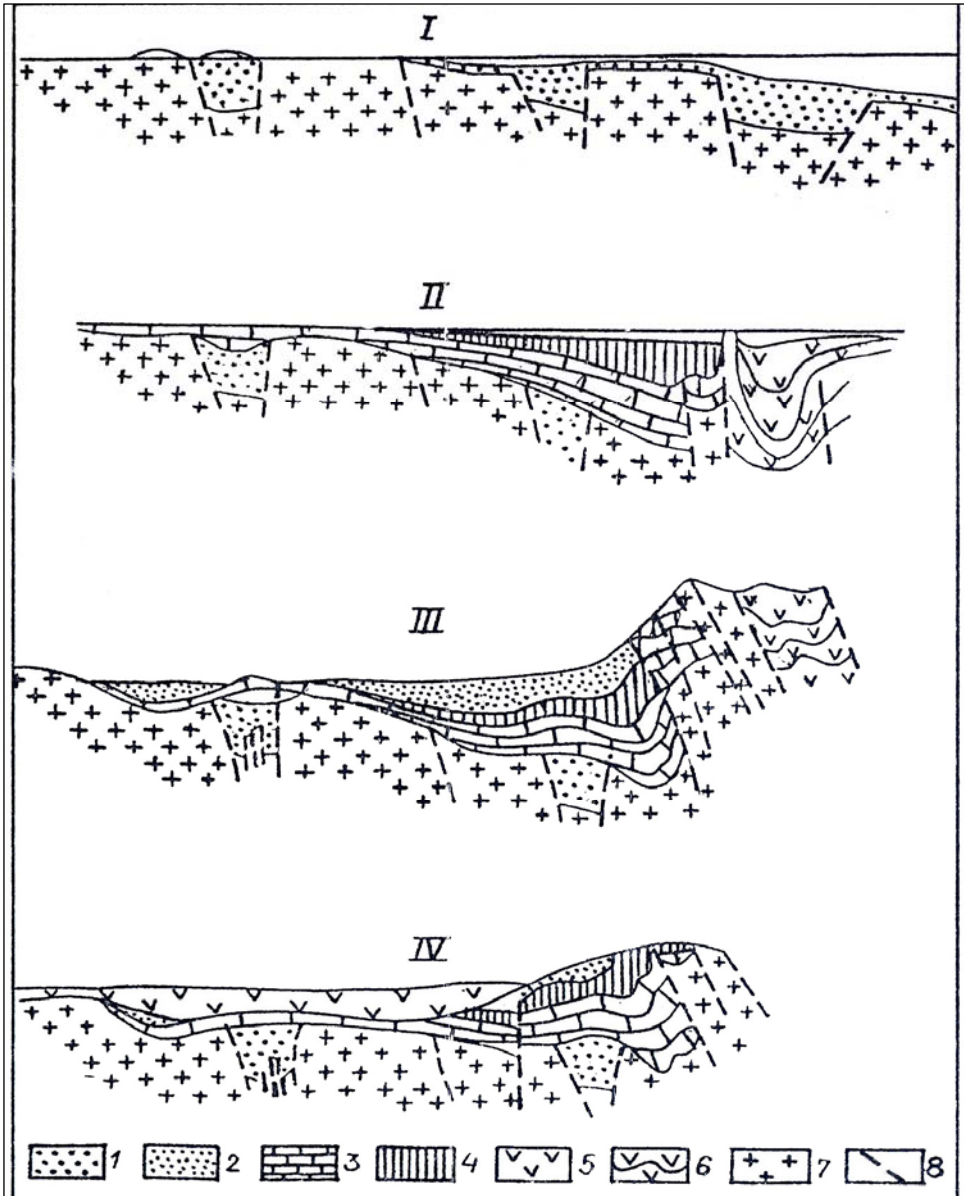
Ví dụ kiểu này là bể Michigan, Illinois, Williston... Trong đó có tới 1800 mỏ dầu nhỏ, 500 mỏ khí nhỏ. Độ sâu của bể 4,5 ÷ 5,5 km. Một số bể nằm trên trục ba của các riftơ. Ví dụ bể Tây Âu (Anh – Paris) trong bể có các tầng đá vôi chứa dầu khí.

– Bể loại nền bằng – tạo sơn (các bể ở vùng Scalisgar) của Mỹ, Trung Quốc (mỏ Saidam). Trầm tích là Mesozoi và Kainozoi. Các trầm tích sinh và chứa dầu thường là trầm tích được hình thành trước thời kỳ tạo sơn (Paleozoi, Mesozoi). Trầm tích thời kỳ tạo sơn (Neogen) không chứa dầu. Thời kỳ kiến tạo này chuyển sang thời kỳ kiến tạo khác thường kiến thiết lại điều kiện chứa dầu hoặc xảy ra quá trình phá hủy mỏ.

+ **Các bể kiểu rìa nền bằng**: là vùng trung gian giữa vùng nền bằng và các vùng chuyển dịch, nhưng lại gần với loại nền bằng tức là vùng rìa nền. Lúc đầu phát triển là dạng riftơ, sau đó là rìa thụ động gắn với các vùng chuyển tiếp.

– **Bể loại rìa tạo sơn** phát triển ở cánh của nền bằng một vùng rộng lớn, đơn nghiêng gắn với nền bằng, còn cánh kia gá kê với vùng tạo sơn (H.10.4, H.10.5). Một cánh thoải yên tĩnh, còn cánh kia phân khối uốn nếp. Ví dụ Libi–Ai Cập, Fracki, Bắc – Hắc Hải, Bofort–Mackenzi, Barensovo, biển Bắc,.....

–**Loại bể nền bằng–uốn nếp**: tuy không nhiều nhưng chứa dầu khí lớn như vịnh Persic, vịnh Mexico, đông Venezuela, bắc Alaska. Có bề dày tới 10÷15 km.



Hình 10.4. Sơ đồ phát triển các bể rìa nền bằng-tạo sơn

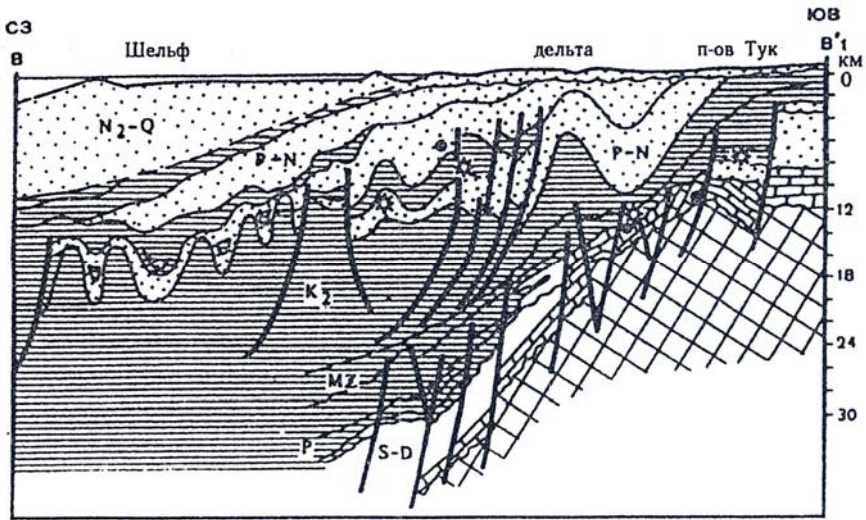
1-Trầm tích núi lửa; 2-Molass; 3-Cacbonat; 4-Cacbonat lục nguyên; 5-Lục nguyên-evaporit; 6-Trầm tích núi lửa nước sâu; 7-Đá móng; 8-Đứt gãy

I-Giai đoạn riftơ

II-Giai đoạn phát triển cấu tạo sơn

III-Giai đoạn phát triển miền vòng ven rìa

IV-Giai đoạn phát triển trung chông gối



Hình 10.5. Mô hình phát triển bể trầm tích rìa tạo sơn.
Bể Bofort – Mackenzi (Melvosr, Crye 1975), Mỹ.

Chúng thường phân bố ở các điểm nối của các nền bằng cổ và trẻ, với các hệ thống uốn nếp Paleozoi, Mesozoivà Kainozoi. Các bể thường có dạng kéo dài theo các vùng núi có các khối nhô móng. Các bể này thường bị lún chìm ở ven rìa. Ví dụ : ở các Carpat, Crum, Caucaz, Kopet – Vac. Ở cánh thuận dạng nền bằng thường có các bẫy chứa là các đới nâng vòm, cấu trúc nghịch đảo, đới nếp oằn, các vát nhọn và bất chỉnh hợp địa tầng. Có các bẫy chứa dầu là các khối ám tiêu. Còn cánh kia gắn với các vùng uốn nếp.

– **Các bể là các vũng chồng gối** bao gồm một số bể ở Đông Âu, Siberia, Nam Phi, Úc, Iakeit, Pretpatom, Pricaspien. Đây là các bể kế thừa và phát triển của loại bể nền bằng uốn nếp (H.10.4 – IV), xuất hiện các hố sụt dạng vũng. Trung tâm lún chìm chuyển dịch vào giữa nền bằng. Các trầm tích giảm bề dày về phía nền bằng do quá trình rửa trôi, bào mòn. Trầm tích là đá lục nguyên, lục nguyên cacbonat, chứa muối và cả trầm tích chứa than. Các trầm tích chứa dầu là các tập nằm ở dưới các tập muối.

b. Kiểu của các bể ở đai chuyển dịch

Là bể ở vùng uốn nếp. Thời gian tồn tại bể ngắn, không có dạng kế thừa, các kiểu khác như ở các bể kiểu nền bằng. Rất đặc trưng các hoạt động tích cực cận đại. Biểu hiện rất rõ các mỏ dạng cấu trúc, có các phá hủy đứt gãy, các góc nghiêng của vỉa thường từ vài chục độ

cho tới nghịch đảo. Tồn tại đá chứa lục nguyên, đá núi lửa. Cấu trúc các vỉa dạng vòm và màn chắn kiến tạo. Đôi khi các mỏ có liên quan tới núi lửa bùn, diapir sét v.v...

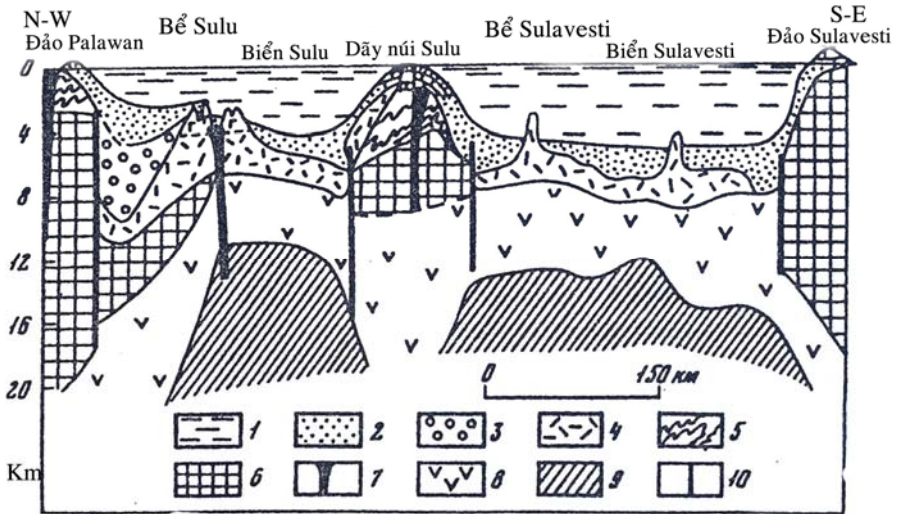
+ **Kiểu bể cung đảo**: các bể này hình thành có liên quan tới quá trình hình thành cung đảo và biển rìa.

– *Bể loại trước cung* : phân bố ở giao điểm của các cung và địa hào đại dương. Loại này rất phát triển ở rìa Tây Thái Bình Dương (khu vực Sunda – Ấn Độ Dương), ... ở đại dương Atlantic, ở vùng Caribe.

– Là các bể trẻ, trầm tích có bề dày 1÷5 km mang tính địa phương. Các thấu kính nhỏ biến dị nhanh. Kích thước bể chỉ vài chục tới vài trăm km. Trầm tích là núi lửa – lục nguyên. Mức độ chứa dầu hạn chế. Chúng phân bố dọc theo địa hào Philippin, Java v.v... Trầm tích trẻ Mioxen–Plioxen–Đệ Tứ (H5.1 và 5.2).

– *Bể loại giữa cung*: không nhiều bể loại này. Chúng phân bố giữa các mạch cung. Rất hạn chế về kích thước bể. Các đới nâng của cung cũng hạn chế giữa các biển sâu. Trầm tích là núi lửa lục nguyên xen biển, có sét silic–cacbonat và nhiều tướng delta gần bờ. Trường nhiệt cao có liên quan tới các riftơ hiện đại ở giữa bể và quá trình granit hóa xảy ra ở các cung đảo. Bề dày trầm tích đạt tới 6÷8 km (H.10.6)

– *Bể loại sau cung* : là các bể phân bố giữa các dãy cung đảo và các rìa lục địa, thường là các vùng biển sâu. Đa phần các bể loại này liên quan tới các cung đảo cổ và bị uốn nếp mạnh mẽ và chuyển vào vùng tạo sơn. Các bể này phân bố ở rìa tích cực và các bể bên trong các vùng uốn nếp. Điểm đặc biệt nữa là chúng nằm ở đới chuyển tiếp từ đại dương vào lục địa. Chúng là vùng nước sâu của biển ở vỏ á đại dương, có xu hướng lún chìm mạnh. Bề dày trầm tích lớn, có thể đạt tới 10 km. Ví dụ: bể Calimantan, Tây Palawan, Honciu, Nam Nhật Bản, Nam Okhot v.v...



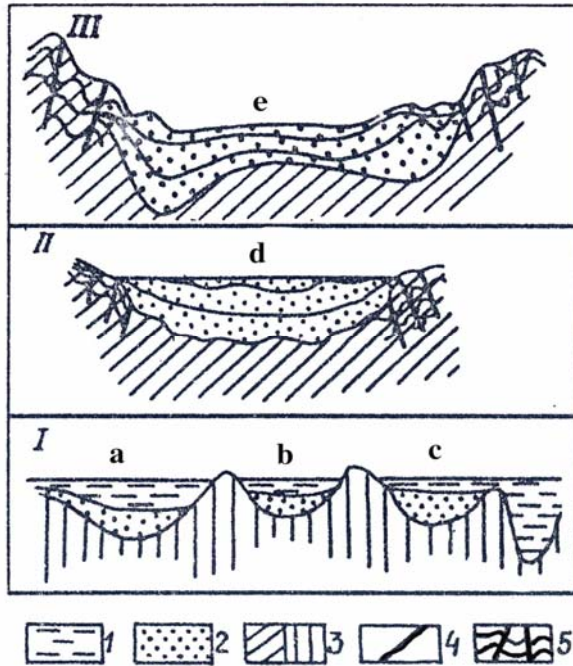
Hình 10.6. Sơ đồ mặt cắt của bể giữa cung (Rodnikov, 1979)

1–Nước; 2–Trầm tích Neogen–Đệ Tứ; 3–Các lớp Paleogen + Mesozoi thượng; 6–Phức hệ biển chất Paleozoi; 7–Các thân á núi lửa Neogen; 8–Lớp bazalt, 9–Manti, 10–Đứt gãy.

+ **Kiểu bể uốn nếp – tạo sơn** : đó là loại bể được hình thành ở vùng uốn nếp – tạo sơn.

– **Bể loại uốn nếp** : phù hợp với giai đoạn giữa tạo các đai chuyển dịch (H10.7).

Chúng được hình thành ở giữa các đới cung đảo và giữa núi. Đặc trưng của chúng là tính chuyển dịch (hoạt động) cao, phân bố ở gần lục địa và á đại dương. Có các chuyển động thẳng đứng cũng như chuyển động ngang. Hình thành các đới uốn nếp đồng trầm tích và sau trầm tích. Trầm tích là núi lửa – nước sâu, delta, biển gần bờ, cacbonat và ám tiêu. Thay đổi tương nhiều, mỗi loại tương không duy trì được lâu. Đới uốn nếp là miền chuyển tiếp giữa các đới cung đảo và miền tạo sơn. Trong bể có các vùng sụt xen kẽ với các vùng nâng. Bề dày trầm tích có thể đạt 3,5 km trở lên. Tập chứa dầu là đá lục nguyên, silic lục nguyên, đôi khi là đá carbonat. Dòng nhiệt cao nên khả năng sinh dầu cũng thuận lợi. Ví dụ: mỏ Sumatra trung tâm chứa nhiều dầu, Đông Kalimantan, Bắc Java, Sakhalin–Okhot, Okhot–Camchatca, Norton,....



Hình 10.7. Sơ đồ phát triển của các bể chứa dầu ở các đai chuyển dịch (chuyển động)

1-Nước; 2-Bể trầm tích; 3-Móng; 4-Đứt gãy; 5-Đới uốn nếp

Các giai đoạn phát triển bể :

I-Giai đoạn cung đảo: a) sau cung, b) giữa cung, c) trước cung

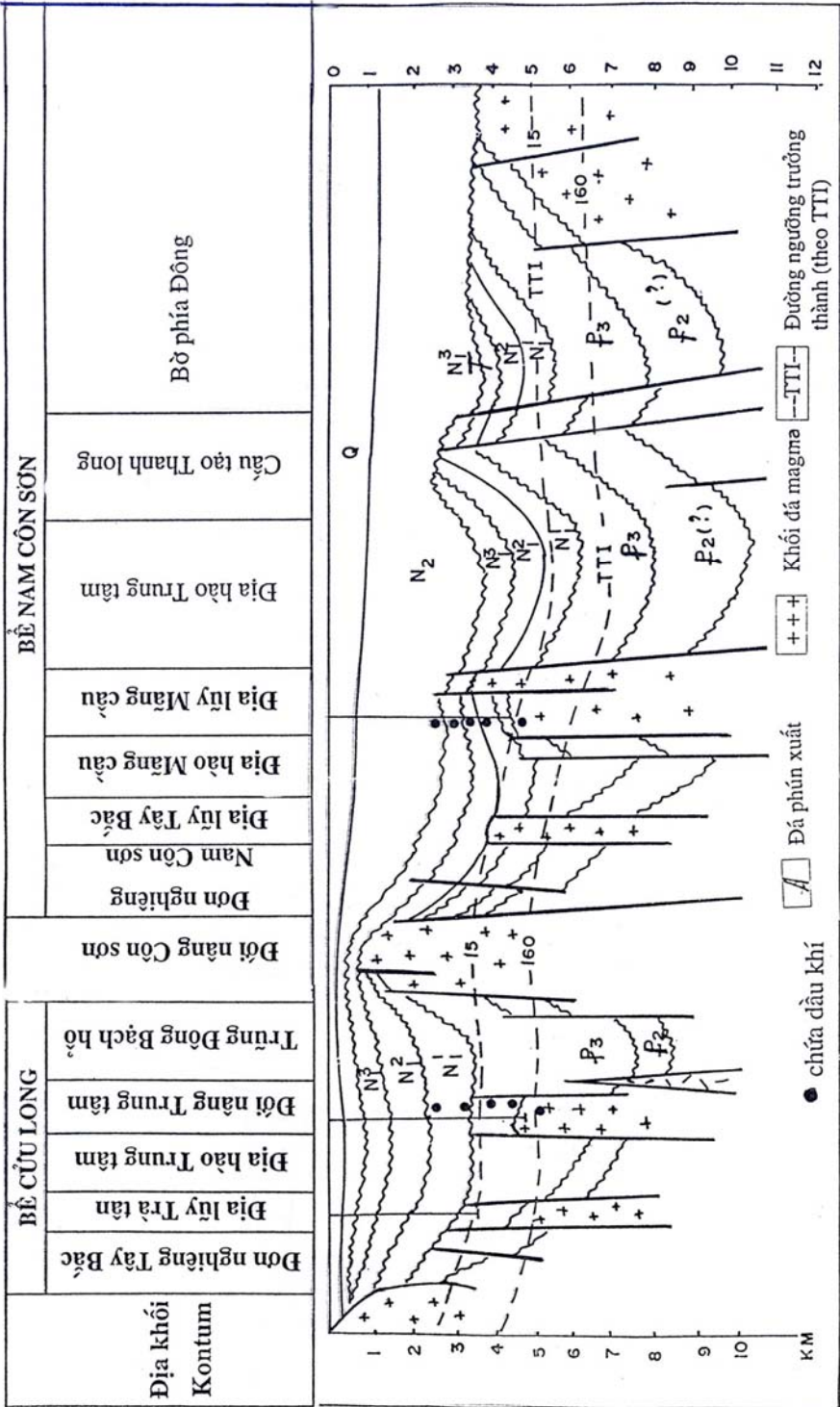
II-Giai đoạn địa máng: d) uốn nếp

III-Giai đoạn tạo sơn : e) giữa núi

- *Bể loại tạo sơn* : được hình thành ở giữa các đai tạo sơn. Rất phổ biến các uốn nếp khối tầng được hình thành sau các pha tạo sơn hay lún chìm. Đặc trưng là các tập trầm tích molass. Các bể loại này thường là loại bể giữa núi. Bề dày trầm tích dao động từ vài km tới 6÷10 km, hạn hữu đạt tới 20 km (bể giữa núi Kurin, tây Turkmen). Ngoài ra còn có các bể như Marakaibo, ở Maroko, Tây Ban Nha, Iran, Pannon, ...ở Việt Nam có bể Cửu Long (H-10.8)

HÌNH 10.8. MẶT CẮT ĐỊA CHẤT QUA CÁC BỀ THỀM LỤC ĐỊA NAM VIỆT NAM

Tỷ lệ ngang 1 : 500.000

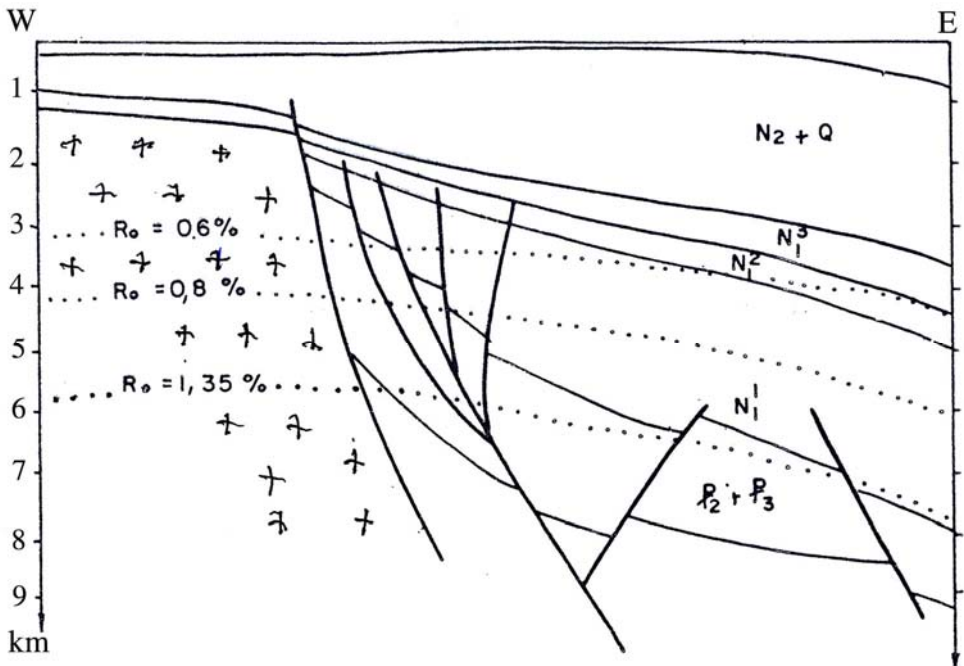


c. Kiểu bể chuyển tiếp

-**Kiểu bể thụ động:** được hình thành ở vùng chuyển tiếp nền bằng và đại dương, bao gồm bể riftơ và rìa lục địa-nền bằng.

+**Loại bể rift:** đó là các bể dạng graben bắt nguồn từ lục địa, nhưng mở ra về phía đại dương. Chúng được hình thành do phá hủy các vỏ lục địa như kiểu vịnh Aden. Phần lục địa bị vỡ nhàu phá hủy, phần biển có các khối nứt vỡ phân bậc.

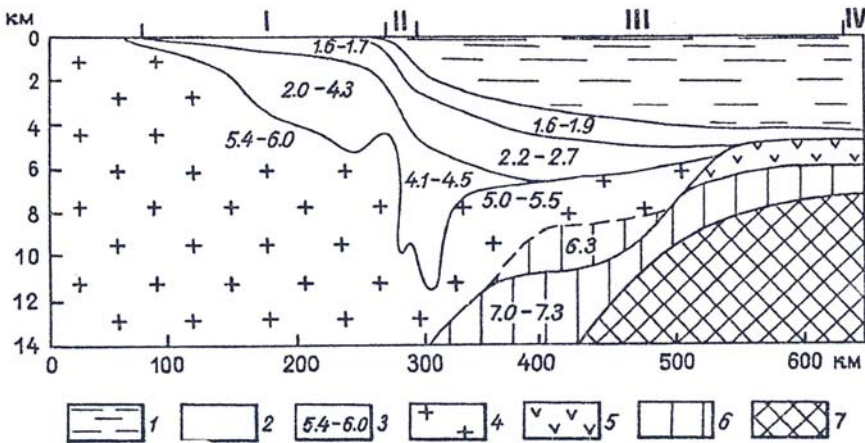
Trầm tích là các thành hệ lục địa, lục địa- gần bờ của các trung rift tạo thành các trạc ba (tuổi Cambri). Trong quá trình thành nhiều lần có xen kẽ các pha vũng vịnh hay delta của các con sông lớn. Vì vậy, có sự tham gia của trầm tích biển gần bờ, vũng vịnh và delta (Đông Canada). Ở Việt Nam có bể Phú Khánh, cánh Tây gần với địa khối Kontum (vùng tạo sơn cổ), cánh Đông mở ra về phía đại dương. Chính vì bể nằm ở rìa lục địa nên rất dốc, bể dày thay đổi nhanh, biến tướng nhanh(H.10.9)



Hình.10.9. Mặt cắt địa chất – địa hóa bể Phú Khánh
(tuyến VOR – 93- 110)

+ **Loại bể cận lục địa-nền bằng:** là bể thuộc hoàn toàn của loại rìa thụ động. Đây là các trũng sâu phân bố ở chỗ giao nhau của lục địa và địa hào đại dương, loại bể này chứa dầu phong phú. Dầu được chứa ở các khối nâng, các nếp uốn dương. Các phía từ bờ tới lục địa và đại dương đều nâng và giảm bề dày trầm tích (H.10.10).

Ví dụ, bể loại này là các bể Senegan, Kovac, Nigeria, Camerun, Gabon, Angola, Namibia, Madagasca v.v...



Hình 10.10. Sơ đồ cấu trúc bể cận lục địa

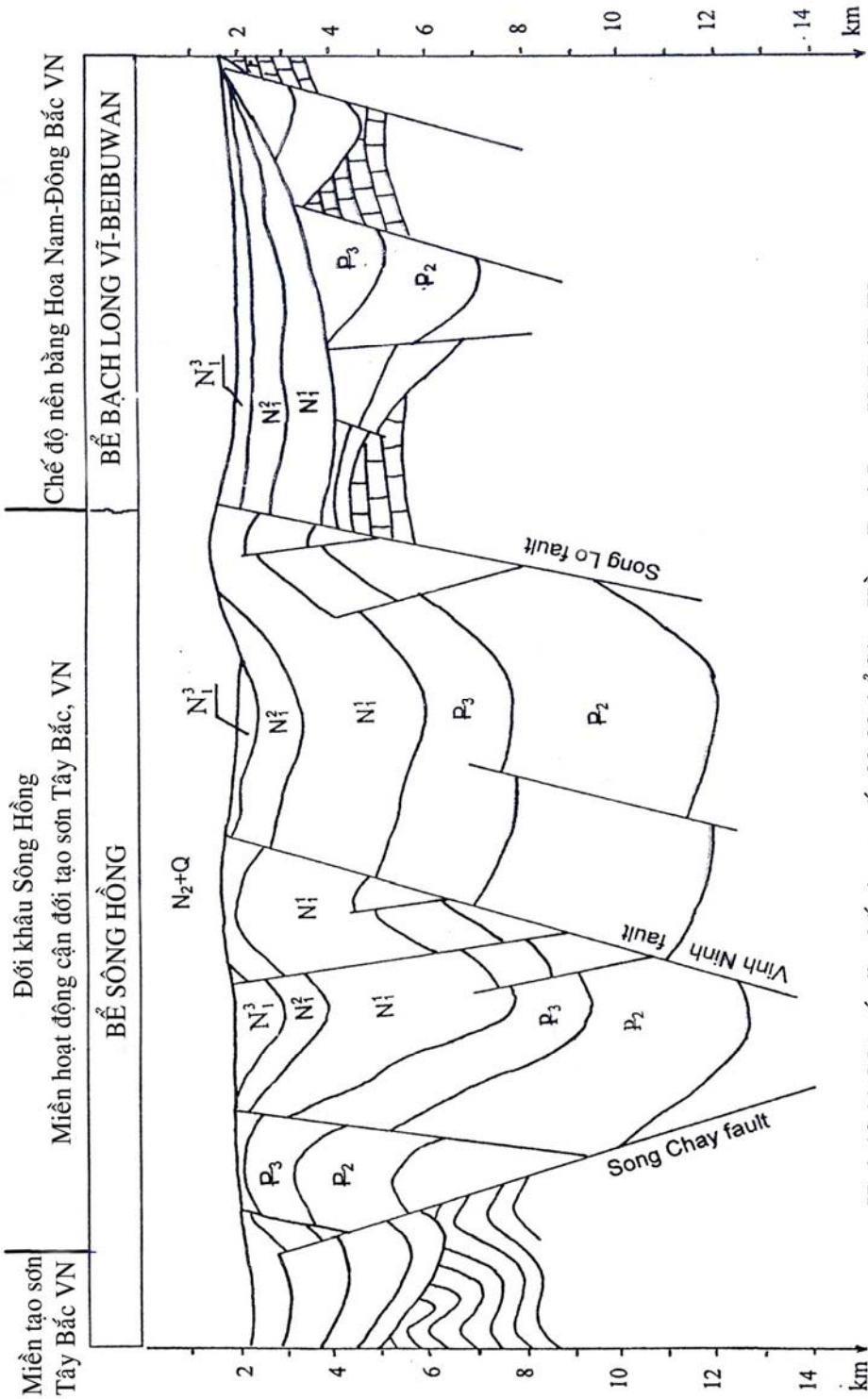
- 1-Lớp nước; 2-Lớp trầm tích, 3-Tốc độ sóng, 4-Lớp granit,
- 5-Lớp đại dương thứ hai, 6-Lớp astenosphaera, 7-Manti.

Các đới địa mạo :

- I-Thềm
- II-Lớp lục địa
- III-Chân lục địa
- IV-Đồng bằng ngập nước

Ở Việt Nam có bể Sông Hồng, bờ Tây tiếp giáp với miền tạo sơn Tây Bắc Việt Nam nên có các địa hào sâu, với bề dày lớn, tốc độ tích lũy trầm tích nhanh còn bờ Đông Bắc tiếp xúc với nền bằng Hoa Nam – Đông Bắc Việt Nam nên tốc độ tích lũy trầm tích nhỏ, lớp mỏng và ít bị phong hóa. (Hình 10.11)

Trầm tích xen kẽ lớp sét có nguồn gốc delta, đôi nơi có trầm tích muối có bề dạng kéo dài như ở đảo Spidhogen. Mặt bờ gối vào lục địa, bờ kia hướng tới đại dương, bề dày đạt 3÷5 km.



Hình 10.11. Mặt cắt địa chất theo tuyến 93-23, bể Sông Hồng, Bạch Long Vĩ-BeiBuWan (qua các lô 103-102-106)

– **Kiểu bể tích cực:** loại này có liên quan đến các đai chuyển động tích cực.

+*Loại bể cận lục địa – uốn nếp* bao gồm các bể phân bố dọc bờ Thái Bình Dương của Châu Mỹ là nơi tiếp giáp của các dãy uốn nếp Casdilier và Andơ với các địa hào đại dương, các bể này phân bố trên vỏ lục địa và được hình thành do một cánh lục địa nâng lên, uốn nếp và cánh kia hạ nơi lún chìm của các địa hào đại dương. Đây là nơi tiếp cận của dãy núi Andơ phía Bắc và trung và mở ra ở đại dương.

+*Bể có dạng graben:* đây là bể được lấp đầy trầm tích lục nguyên, cacbonat trầm tích núi lửa với bề dày 6 ÷ 9 km. Các lớp trầm tích thường bị vỡ nhàu và phân cách bởi các đứt gãy. Lớp chứa dầu là cát kết Eoxen và Mioxen, kể cả Kreta thượng. Có các mỏ dầu và khí.

Ví dụ loại bể này là: Ventura, Santa – Maria, Greit – Beli, Los Andjoles, Guiakil, Peru, Ekmodorva,.....

+*Loại bể nền bằng hoạt hóa:* Đây là các trũng sâu phân bố trên các nền bằng sâu với các đới phát triển uốn nếp tích cực. Trong các bể phát triển các lớp trầm tích dạng rift: Các tập chứa dầu thường phân bố ở các trũng trong đá lục nguyên, các khối nhô của móng phong hóa – khe nứt hang hốc. Bề dày trầm tích từ vài km đến 5 ÷ 6 km, đa phần là các trầm tích trẻ Cennozoi, Ở Việt Nam có bể Nam Côn Sơn bề dày tới 10 km (H.10). Một cánh góì vào đới nâng Côn Sơn còn một cánh hướng ra Đại Dương. Tái hoạt động nhiều lần và đều bù không đầy đủ, đặc biệt vào giai đoạn cận đại ($N_2 + Q$) (hình 10.8).

Tóm lại, bằng phân loại trên cho thấy qui luật hình thành bể trầm tích, thành phần vật chất và khả năng chứa dầu của chúng. Có loại bể liên quan đến sụt lún của vùng nền bằng do tách giãn, có loại bể hình thành do hoạt động tạo sơn – tạo các hệ thống cung đảo, các loại được hình thành do va chạm giữa các mảng, di cư chuyển dịch giữa các mảng, tức là do chuyển động phân kỳ, hội tụ, va chạm, hút chìm, chồm chồm. .v..v.....nói cách khác các loại mảng do sự nhích lại gần của đại dương tới lục địa (hút chìm); va chạm giữa các mảng lục địa với nhau, hoặc uốn nếp ven rìa lục địa hay đại dương hoặc phát triển chồng góì lên nhau.

Từ đó thấy rõ triển vọng dầu khí và khả năng bảo tồn của từng loại bể.

Cho tới hiện nay có thể thống kê trên trái đất tồn tại khoảng $370 \div 400$ bể trầm tích chứa dầu khí. Riêng ở Đông Nam Á thống kê có 82 bể trầm tích các loại có triển vọng dầu khí.

10.3. Chế độ động lực nhiệt, thủy lực và tính chu kỳ trầm tích của bể

10.3.1. Chế độ động lực nhiệt và thủy lực của bể trầm tích

Như các phân tích ở trên cho thấy sự lún chìm liên tục của bể liên quan đến hệ thống dòng nhiệt đưa lên kích hoạt chuyển hóa vật liệu hữu cơ. Tốc độ lún chìm càng mạnh càng tăng cường sự trưởng thành của vật liệu hữu cơ trong bể tức là liên quan tới sự nung vật liệu hữu cơ.

Giai đoạn đầu là do dòng nhiệt từ dưới sâu lớp manti tách chất lỏng khí đi lên và mang nhiệt, giai đoạn hai là do nhiệt nội tại của các phản ứng vật liệu hữu cơ của khoáng vật cũng như các chất mang nhiệt từ các phần sâu của trầm tích.

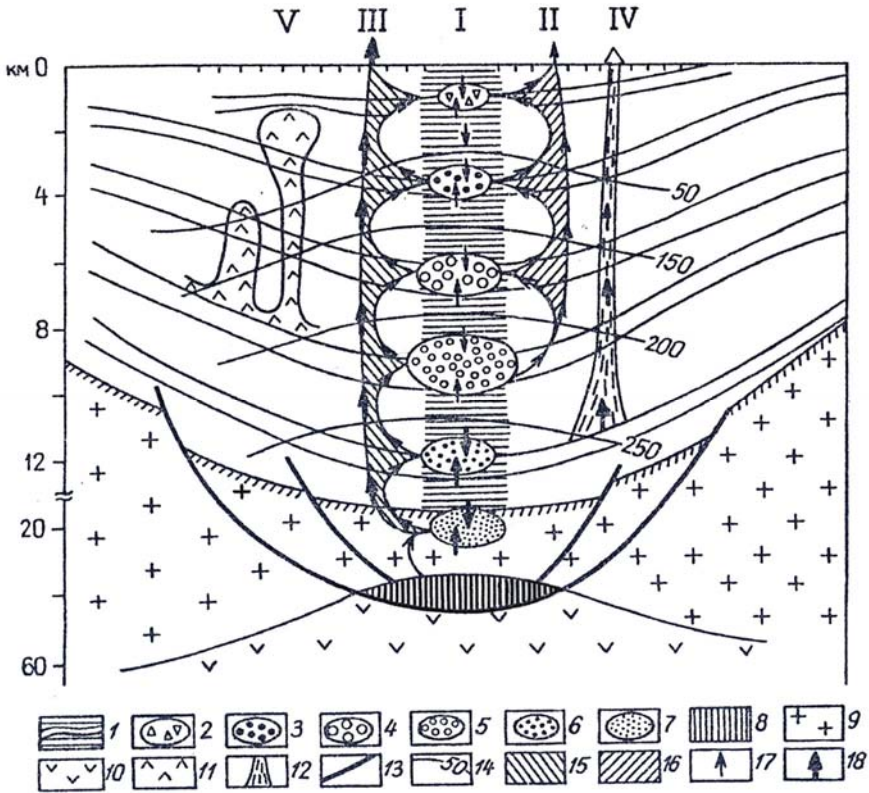
Ở các phần sâu của bể trầm tích do chế độ nhiệt áp tăng xuất hiện các đới tái bỏ rời, ở phần trên và giữa của lát cắt là các dung dịch lỏng là nước của hydrocarbon còn ở phần sâu của lát cắt là hydrocarbon – khí cacbonic hay nước cacbonic.

Do tăng thành phần bay hơi nên dễ tạo nên dị thường áp suất. Các chất lỏng mang nhiệt diễn ra theo chu kỳ. Như vậy, việc nâng lên của dòng nhiệt đối lưu và các chất mang nhiệt từ trầm tích làm sưởi ấm mạnh mẽ và chuyển hóa VLHC ở phần giữa và trên của lát cắt (Hình 10.12).

Tham gia tích cực vào sự vận chuyển nhiệt là các hydrocarbon nhiệt sinh ra từ các đới sinh dầu khí.

Nếu nhiệt độ lớn hơn hay bằng 100°C thì cường độ sinh dầu mạnh và các sản phẩm di cư lên trên theo đứt gãy, khe nứt, bề mặt bất chỉnh hợp và dẫn tiến đến bão hòa dầu của các vỉa phía trên. Như vậy dòng nhiệt chính là tác nhân tích cực thúc đẩy sự chuyển hóa VLHC.

Từ thống kê trên thế giới cho thấy phần lớn (đến 90%) trữ lượng dầu nằm ở độ sâu $1 \div 3$ km.



Hình 10.12. Sơ đồ tác động tương hỗ của quá trình hút chìm, sưởi ấm đối lưu và thành tạo dầu khí ở các bể trầm tích.
(theo Bajenova O.K 2000).

- 1 – Lát cát trầm tích trong điều kiện lún chìm (I)
- 2 – 7: Là các đới bão hòa chất lưu :
 - 2 – chứa dầu; 3 – đới sinh dầu; 4 – đới sinh khí;
 - 5 – khí do nhiệt, 6 – khí acid; 7 – khí quặng;
- 8 – Astenosphaera
- 9 – Vỏ trái đất; 10 – Manti thượng; 11 – Mỏ muối;
- 12 – Diapir bùn sét (IV), của muối(V); 13 – Đút gãy tỏa tia
- 14 – Đường đẳng nhiệt $^{\circ}\text{C}$, 150
- 15 – Đường vận chuyển nhiệt của các chất phi Hydrocacbon (III)
- 16 – Đường vận chuyển của hydrocacbon (II)
- 17 – Chiều hướng chuyển động của hydrocacbon
- 18 – Chiều chuyển động của dòng khí $\text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$.

Do đó chế độ nhiệt và quá trình sưởi ấm trầm tích hoàn toàn phụ thuộc vào các đặc điểm địa động lực của bể.

Từ đó theo dòng nhiệt có thể chia làm 3 loại bể: Poligen, Monogen và Criptogen.

+ *Bể dạng Poligen*: là các bể có dòng nhiệt được sưởi ấm rất cao đi lên có ưu thế chuyển hóa VLHC có một vài pha gia nhiệt, và nhiều là gia nhiệt vì thế có nhiều tầng chứa dầu khí. Ngoài ra dòng nhiệt được đưa vào từ các thành tạo macma, phun trào. Xảy ra tách chất lỏng ra khỏi đá rất mạnh mẽ.

Dầu khí được tích lũy ở các khối nâng nghịch đảo vòm muối, núi lửa bùn, diapir sét. Dầu có nhiều tầng trên nhiều đơn vị trầm tích.

Các bể kiểu này là: vịnh persic, vịnh Mexico, Siberia, Caspien, Timan – Pechor, biển Bắc và Đông Nam Á.

+ *Bể dạng monogen*: Dòng nhiệt từ móng của bể đó là diapir của manti. Các dòng nhiệt được mang lên từ các chất mang, kích thước của loại bể này bị hạn chế thường liên quan đến các rift. Các bể này chứa là các khối, đới nâng cận đứt gãy.

Ví dụ kiểu này là kênh đào Sue, vịnh Janna De Ark, Pripiat...

+ *Bể dạng criptogen*: một số tập trầm tích sinh dầu nằm bị chui vào gằm móng nhô cao. Các đới sinh dầu nằm ở dưới các đứt gãy nghịch. Các di cư theo khe nứt .

Ví dụ các loại này là các bể ở vùng scalistcar của Mỹ, ở Timan, chòm Dobrudj...

10.3.2. Tính chu kỳ trầm tích của bể

Trong các bể trầm tích nêu trên đặc điểm kiến tạo và các yếu tố khác tác động mạnh đến việc hình thành các đới sinh dầu khí và đới tích lũy dầu khí. Bên cạnh đó tính phân nhịp trầm tích có liên quan chặt chẽ tới quá trình trầm tích là một trong các yếu tố quyết định tới sự hình thành và tồn tại khoáng sản dầu khí.

Tính chu kỳ trầm tích được xác định bằng chế độ cũng như xu hướng chuyển động thẳng trầm trong mỗi giai đoạn lịch sử phát triển địa chất. Từ đó cần phân chia các chu kỳ rõ ràng nhằm tạo khả năng đánh giá triển vọng. Chu kỳ trầm tích được đặc trưng bằng các yếu tố sau:

1. Điều kiện cổ kiến tạo: để xác định được chế độ thăng trầm cần xem mức độ lún chìm có ổn định không, được xen kẽ bằng các pha nâng trong xu thế lún chìm là chủ yếu. Ngược lại nếu các pha nâng chiếm ưu thế dẫn đến nhiều điều kiện không thuận lợi cho sinh, di cư, tích lũy, và dẫn đến phá hủy mỏ...

Vì vậy, cần chia ra khoảng cách tính từ 0÷500m, 500÷1000m, 1000÷2000m... Trên bản đồ cần chỉ ra sự phân bố các chu kỳ này.

2. Điều kiện cổ địa lý, thạch học – tướng đá: phân chia các vùng đặc trưng phát triển các loại trầm tích: biển, vũng vịnh, biển gần bờ, lục địa và hỗn hợp (chỉ ra vùng cung cấp vật liệu, vùng bào mòn và vùng tích lũy), tướng biển, lục nguyên, biển cacbonat, biển – lục nguyên – cacbonat, vũng vịnh, hỗn hợp, hồ lục địa và đồng bằng ngập nước và lục địa hoàn toàn. Mỗi dạng tướng đều được chỉ rõ các thông số chỉ ra độ rỗng, độ thấm của đá.

3. Điều kiện cổ thủy động lực: chỉ ra thời kỳ nước chủ yếu là nước nén ép (nước trầm tích), thời kỳ nước thấm lọc (từ trên xuống), chuyển tiếp xen kẽ giữa các loại nước này, chỉ ra vùng thủy động lực kín, hở, vùng cung cấp, vùng thoát, vùng xảy ra trao đổi khó, yếu và mạnh.

4. Điều kiện địa hóa: tích lũy trầm tích và các giai đoạn phát triển tiếp theo bảo vệ VLHC trong chúng (phân loại humic, sapropel và hỗn hợp – tức kerogen loại I, II, và III).

+ Các chỉ tiêu địa hóa cần lưu ý là độ khử, khử yếu và oxi hóa, theo đặc điểm và mức độ biến chất (trưởng thành) của VLHC, về thành phần và số lượng của chúng. Xác định đới sinh, vùng sinh, đới tích lũy của vùng tích lũy.

+ Lưu ý tới các chỉ tiêu thủy địa hóa như tổng khoáng hóa của các phức hệ chứa nước, thành phần và số lượng khí HC hòa tan trong chúng, độ bão hòa khí của nước, hàm lượng các vi nguyên tố như I, Br, V, Ni, NH₄, axit naftenic, phenol,... đặc trưng cho vùng chứa dầu.

5. Điều kiện cổ nhiệt độ: cần tách các vùng đặc trưng cho trường nhiệt cổ...

+ Khi phân vùng triển vọng cần phân chia vùng có lớp chắn khu vực, địa phương, nơi có ưu thế sinh dầu, sinh khí, và chỉ ra bề dày, đặc điểm thạch học, cấu trúc, tính chất vật lý (tỷ trọng, độ thấm, độ

rỗng, độ nứt nẻ hang hốc...), giai đoạn cuối để phân vùng là phải lập bản đồ của từng chỉ tiêu về triển vọng dầu khí, đánh giá trữ lượng tiềm năng. Dự kiến khu có thể tích lũy,...

+ Trên các bản đồ dựng theo từng chu kỳ trầm tích chỉ ra vùng triển vọng, kém triển vọng, và không triển vọng. Trên bản đồ có phân vùng trữ lượng và mật độ trữ lượng và các loại bể chứa có thể có (loại cấu trúc vòm, loại địa tầng, thạch học, màn chắn kiến tạo, mũ muối, ám tiêu...)

+ Cuối cùng là bản đồ triển vọng: trên bản đồ chỉ ra bể kiểu nền bằng, chuyển tiếp hay uốn nếp và có ranh giới của mỗi bể, mỗi đơn vị cấu trúc bậc II. Lát cắt chuẩn chỉ ra các chu kỳ trầm tích lớn, trung bình và có thể nhỏ, đá chứa, đá chắn với bề dày các đường đồng mức về cấu trúc, các khối nhô, đứt gãy khu vực và địa phương, ranh giới của vùng có đá chứa, đá chắn, vùng có khả năng tích lũy hydrocacbon. Xác định đới sinh dầu khí và đới tích lũy theo lát cắt cũng như theo diện.

+ Sau khi phân tích từng chỉ tiêu, tổng hợp phân vùng triển vọng ta có bản đồ triển vọng và phương hướng tìm kiếm.

Cần lưu ý rằng mức độ chứa dầu khí luôn liên quan mật thiết tới tiến trình phát triển của vỏ trái đất. Vì vậy cần nắm vững lịch sử tiến hóa của khu vực để làm rõ quy trình tích lũy trầm tích, hoạt động kiến tạo khu vực và địa phương, nhận ra các đới sinh, tầng sinh, quá trình di cư và đặc biệt là các đới tích lũy và vùng tích lũy, khả năng chắn luôn là nhiệm vụ hàng đầu nhằm phân vùng triển vọng đúng đắn phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò có hiệu quả, phục vụ cho nhiệm vụ chiến lược quốc gia và quốc tế.

Chương 11

CÁC PHƯƠNG PHÁP TÌM KIẾM THĂM DÒ VÀ THEO DÕI MỎ

Để tiến hành công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí đối với một bể trầm tích hay một khu vực nào đó có hiệu quả, trước hết cần tìm hiểu và đánh giá khả năng có dầu theo các chỉ tiêu cần thiết.

11.1. Các chỉ tiêu dự đoán mức độ chứa dầu khí

11.1.1. Đánh giá chung

a. Các chỉ tiêu trực tiếp

Sự hiện diện điểm lộ dầu khí di cư theo các đứt gãy, thấm thấu qua các lớp thấm lên trên bề mặt, đặc biệt chú ý quan sát tại nơi bóc mòn, vát nhọn ở ven rìa, hoặc các đới nâng, nơi xuất lộ asphalten, hồ asphalten, nhựa,...

Phát hiện các dị thường HC, nơi có các khí nặng trong các lớp sét, bột sét ở gần mặt đất hoặc các túi bột khí..

Các mỏ dầu khí công nghiệp đã phát hiện, đang khai thác ở trong bể hay các bể ở lân cận.

b. Các chỉ tiêu địa chất

Cần xem xét bể trầm tích nghiên cứu thuộc dạng kiến tạo nào: nền bằng, trước núi, giữa núi, hay kiểu nền bằng trên đai hoạt động hoặc miền chuyển tiếp. Sau đó, xác lập lại lịch sử tiến hóa của bể, tìm các pha thuận lợi và không thuận lợi.

Xác định bề dày tâm tích, tuổi của chúng. Nhiều chuyên gia cho rằng, bề dày tối thiểu bể trầm tích phải đạt từ 2 km trở lên và diện tích từ vài trăm km² trở lên.

Trên cơ sở đó, xem xét các đá thuộc loại thành hệ hay tướng nào (nếu có vết lộ). Nếu không có vết lộ, phải căn cứ tài liệu địa chấn hay carota, giếng khoan,...

Xem xét sự có mặt các thành hệ hay các tướng trầm tích thuận lợi để sinh dầu.

Sự có mặt của các đới nâng hay cấu tạo dương bên cạnh các hố sụt hay cấu tạo âm.

Tính toán hệ số cát/sét, trong đó hàm lượng sét có chiếm đa số hay không.

Sự hiện diện các lớp chắn địa phương và khu vực.

Phục hồi lịch sử chôn vùi, tìm ra các chu kỳ nâng và sụt lún. Xem xét sự sụt lún có liên tục hoặc có các pha nâng ngắn hay không.

c. Các chỉ tiêu địa hóa

- Dựa vào các chỉ tiêu địa chất trên, xác định tầng đá sinh và phạm vi phân bố của chúng.

- Xác định đới sinh dầu, condensat và khí khô.

- Xác định loại VLHC, môi trường tích lũy và bảo tồn của chúng. Xác định lượng và mức độ phong phú VLHC.

- Xác định các đới trưởng thành VLHC.

- Xác định đới chứa dầu, condensat và khí.

- Dự kiến các đường di cư vào các bẫy chứa.

- Thiết lập chế độ địa nhiệt, tính toán xây dựng sơ đồ phân bố dòng nhiệt (heat flow) thuận lợi cho sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ sang dầu, khí.

- Dự đoán thành phần và tính chất lý hóa của dầu khí.

d. Các chỉ tiêu thủy động lực

- Xác định khả năng áp lực của vỉa nước ngầm

- Xác định mối quan hệ giữa thẩm thấu và nước gắn kết

- Xác định mức độ khép kín thủy địa chất của cấu tạo hay đới nâng.

-Tìm hiểu có hay vắng các cửa sổ thủy địa chất

-Xác định hướng vận động của nước ngầm, vùng cung cấp và vùng thoát nước hay chế độ nước tù (không vận động).

- Phát hiện các vùng trao đổi nước, các vùng nước khó trao đổi.

-Xem xét mối quan hệ thủy động lực giữa các tầng nước hay cách ly.

- Xác định góc nghiêng của tầng hay phức hệ chứa nước.

- Xác định hướng chuyển động và tốc độ vận động của nước ngầm.

e. Các chỉ tiêu thủy địa hóa

-Xác định thành phần và tính chất của nước, đặc biệt có loại nước clorua canxi (CaCl_2) hoặc bicacbonat natri (NaHCO_3) hay không? Hoặc các loại nước khác có liên quan đến mức độ biến chất thấp hay phá hủy mỏ...

Xác định thành phần và tính chất của khí hòa tan trong nước.

Xác định các chỉ tiêu khác như nitơ sinh hóa, Ar, He, độ phóng xạ, hàm lượng asphalten, axit naftenic, fenol, Brom, Iod, Vanadi, Nikel...Ngoài ra còn xác định các ion: NH, Sr, Ba, F,...

-Xác định mối tương quan giữa các ion trong nước như: $r_{\text{Na}/r_{\text{Cl}}}$, $r_{\text{Cl}/r_{\text{SO}_4}} \times 100$, $(r_{\text{Cl}}-r_{\text{Na}})/r_{\text{Mg}}$, $(r_{\text{Cl}}-r_{\text{Na}})/r_{\text{SO}_4}$, $r_{\text{Ca}}/r_{\text{Mg}}$..

-Xác định các chỉ tiêu vi sinh vật do phá hủy mỏ hay vắng mặt để chứng tỏ ở điều kiện nhiệt độ cao và khép kín.

f. Dự đoán tính chất hóa lý dầu khí, quy luật phân bố và sự thay đổi của chúng do ảnh hưởng của các hoạt động kiến tạo, đặc điểm tích lũy trầm tích, chế độ thủy động lực

- Nghiên cứu sự phân bố tỷ trọng của dầu khí theo chiều sâu và theo diện. Tìm hiểu quy luật phân bố các thành phần parafinic, naftenic và aromatic, nhựa, asphalten. Hàm lượng lưu huỳnh, điểm sôi, điểm đông, thành phần phân đoạn, hàm lượng parafin...

-Tìm hiểu qui luật phân bố các khí HC hòa tan trong dầu, và khí bị hấp phụ bởi đá và nước ngầm.

-Xác định mức độ trưởng thành của dầu.

-Xác định quy luật phân bố các tích tụ dầu khí theo chiều sâu và theo diện...

11.1.2. Dự đoán mức độ chứa dầu, khí dựa trên tài liệu khoan và thử vỉa

a. Bề dày trầm tích và kích thước bể

Tùy thuộc vào cấu kiến tạo của vùng, mức độ phong phú và chất lượng VLHC mà bề dày trầm tích của bể cũng khác nhau. Chế độ nhiệt thuận lợi cho sự chuyển hóa VLHC sang dầu khí, chế độ hoạt động thủy động lực của nước ngầm (có rửa trôi hay không?). Theo kinh nghiệm của các nhà nghiên cứu thì bề dày của lớp trầm tích phải đạt ít nhất là 2 km mới đủ để xảy ra quá trình sinh, di cư và tích lũy dầu khí, xác định được tầng đá mẹ (đá nguồn của dầu). Phân chia các đới sinh, đường di cư và các đới tích lũy. Thiết lập quy luật phân bố các bể chứa.

Ở các vùng chuyển tiếp như cửa sông, nước lợ, biển, ven rìa lục địa, các bể đồng trầm tích thường có bề dày lớn hơn nhiều so với vùng nội lục. Ở các vùng này hàm lượng VLHC cao gấp nhiều lần so với các bể vùng nội lục (trên cạn). Ở điều kiện lục địa, lượng VLHC humic (kerogen loại III) phải cao gấp 3÷5 lần so với loại sapropel thì mới có triển vọng.

Kích thước bể thường phải đạt từ vài trăm km² trở lên thì mới đủ lượng HC sinh ra và mất mát trên đường di cư (do oxy hóa, hoặc hấp phụ bởi đá và nước), lượng HC còn lại đủ để tích lũy vào các bể chứa. Kiểu bể nền bằng diện tích phải đạt khoảng 350÷450x10³ km², còn ở vùng uốn nếp kích thước bể có thể đạt tới 50÷150x10³ km² (khoảng 30÷40x10³ km² cho các bể ở đại dương hay lục địa). Các bể trầm tích nhỏ thường có kích thước bé hơn 30x10³ km², có bể cũng chỉ đạt 10÷20x10³ km².

Vấn đề quan trọng là phải xem xét có các đới trao đổi nước hay không, nếu không có lớp nước mặt thẩm thấu thì không tồn tại các cửa sổ thủy địa chất... Thông thường triển vọng của bể dầu khí tăng dần từ ven rìa vào đến trung tâm bể, nơi có lớp trầm tích rất dày, lượng VLHC phong phú, chế độ nhiệt cao... phù hợp cho quá trình chuyển hóa sang dầu. Nếu vắng mặt cửa sổ thủy địa chất thì nơi đây

chỉ tồn tại vùng nước đứng, vì không có sự trao đổi với tầng nước mặt, do đó VLHC thường được bảo tồn và bị biến chất cao.

b. Các chỉ tiêu phản ánh mức độ bảo tồn các tích lũy dầu khí

Tồn tại các lớp phủ (sét, cacbonat) tốt, dày và phân bố trên diện rộng.

Các đứt gãy chỉ tồn tại dưới lớp phủ khi trải qua thời kỳ hoạt động kiến tạo hình thành bể và đường di cư, lớp trầm tích lún chìm liên tục và bị lớp sét phủ lên địa hình cổ.

Trầm tích hạt mịn có khả năng bảo tồn dầu khí thông qua các lớp sét ngăn cản không cho khí và dầu khuếch tán.

Các đứt gãy đóng vai trò là kênh dẫn đối với các tương trầm tích sinh dầu bên dưới, còn lớp chắn giữ HC ở đới phía trên.

Đối với các hoạt động đứt gãy muộn (sau tích lũy dầu khí) thì có khả năng phá hủy mỏ nguyên sinh, có 2 trường hợp có thể xảy ra:

- Tạo điều kiện thuận lợi để phân bố lại các tích lũy dầu khí như sau: trên cùng là lớp khí, sau đó là condensat hay dầu nhẹ, dưới cùng là dầu. Nếu có đứt gãy thì khí và dầu nhẹ có thể bị thất thoát lên phía trên, còn lại là cặn dầu ở dưới sâu.

- Khi có lớp chắn tốt thì bể chứa dầu khí phải được bảo tồn. Kích thước, độ thấm chứa của bể quyết định khả năng chứa dầu và quy mô phân bố các tích lũy dầu khí. Nếu lớp chắn tốt thì các tầng chứa phía dưới có thể được lấp đầy hoàn toàn trong thời gian dài di cư và tích lũy HC.

Xác định hệ số phân lớp cát-sét trong 1 phân vị địa tầng trên 1 khoảng độ sâu (chẳng hạn 100m hay 1000m tùy từng trường hợp). Ví

dụ:
$$K_{p,l} = \frac{\sum M}{h \times 100}$$

$\sum M$: tổng số các lớp cát-sét

h : bề dày phân vị địa tầng.

Nếu có nhiều phân vị địa tầng, ta có hệ số phân lớp trung bình:

$$K_{pl}^{tb} = \frac{\sum K_i}{n}, \quad n: \text{số phân vị địa tầng}$$

Ngoài ra còn tính hệ số cát hoặc sét trên tổng bề dày của phân vị địa tầng:

$$K_c^s = \frac{\sum h}{H} \times 100$$

Σh : tổng bề dày của các lớp sét

H : bề dày của phân vị địa tầng

c. Mức độ địa nhiệt của bể

Mức độ địa nhiệt khống chế quá trình sinh dầu. Nếu chế độ địa nhiệt cao tạo điều kiện thuận lợi cho sự chuyển hóa nhanh VLHC sang dầu khí, nếu chế độ nhiệt thấp thì chuyển hóa xảy ra chậm. Vấn đề quan trọng là nguồn nhiệt được cung cấp từ các lò macma, các phản ứng hóa học xảy ra trong nước, trong đá, trong VLHC có diễn ra thường xuyên và liên tục hay không?

Sau khi phục hồi lịch sử hoạt động kiến tạo, có thể thiết lập chế độ nhiệt cho bể theo thời gian. Chế độ nhiệt được thể hiện bằng độ °C gradient địa nhiệt, dòng nhiệt sẽ nói rõ ở phần 11.3.5.2.

d. Đánh giá địa hóa hữu cơ

Khi có kết quả nghiên cứu mẫu lõi, mẫu vụn và mẫu dầu khí từ giếng khoan thăm dò, ta có thể đánh giá triển vọng dầu khí sau :

- Xác định lượng VLHC và loại của nó.
- Xác định môi trường tích lũy và quá trình bảo tồn VLHC.
- Thiết lập các đới trường thành VLHC, các đới sinh dầu, condensat, khí.
- Xây dựng các mối quan hệ địa hóa giữa các tập trầm tích với nhau qua mẫu đá (theo kerogen).
- Xây dựng các mối quan hệ giữa đá sinh với dầu khí.
- Xây dựng các mối quan hệ giữa các loại dầu khí với nhau, giữa các vỉa dầu với nhau. Từ đó rút ra qui luật phân bố các tích tụ dầu khí phục vụ cho giai đoạn thăm lường và thăm dò mở rộng.

11.1.3 Các giai đoạn tìm kiếm thăm dò

11.1.3.1 Giai đoạn chuẩn bị

Đối với diện tích chuẩn bị cho khoan sâu cần xác minh:

- Đường bình đồ cấu tạo có độ chính xác cao theo tài liệu địa chất, địa chấn.

- Sự hiện diện đá chứa và đá chắn dựa trên cơ sở phân tích cấu trúc tương trầm tích.

- Dự đoán khả năng chứa dầu khí công nghiệp tương tự như các vùng lân cận hoặc tài liệu có độ tin cậy cao dựa theo các đặc điểm về cấu kiến tạo, thạch học tương đá,...

11.1.3.2. Các giai đoạn tìm kiếm thăm dò

Thông thường có 3 giai đoạn tìm kiếm thăm dò dầu khí:

- 1) Tìm kiếm các vỉa chứa sản phẩm. Trong giai đoạn này phải xác định được lát cắt triển vọng, tầng đá sinh và các đới sinh dầu khí.
- 2) Giai đoạn thăm dò bao gồm xác định phạm vi phân bố vỉa sản phẩm hay mỏ, đánh giá trữ lượng và chuyển sang khai thác thử.
- 3) Giai đoạn thăm dò mở rộng (hay thăm dò kết thúc), tức là chính xác hóa từng vỉa dầu, khí và xác định các quy luật biến đổi thân dầu trong quá trình khai thác, tìm vỉa mới ở khu vực giáp ranh cấu tạo.

a. Giai đoạn tìm kiếm

Sau khi xác định bể dầu khí hay vùng nào đó có triển vọng dầu khí, cần tiến hành đo ảnh hàng không hay ảnh vũ trụ, để tìm sơ bộ hình ảnh cấu trúc bề nhằm tính toán kích thước, các đới nâng trong số các hố sụt có trong bể.

Trên cơ sở đó tiến hành thu nổ địa chấn theo tuyến: từ 1÷2 tuyến dọc theo bề trầm tích, 2÷3 tuyến ngang bể. Trên cơ sở đó, phân chia các đới nâng, cánh sụt và xác định khả năng có các bẫy chứa, tức là phân vùng kiến tạo. Các tuyến này cho phép đánh giá sơ bộ về cấu

trúc bể, bề dày trầm tích, phạm vi phân bố, khả năng có bẫy chứa trong bể, đặc biệt là bẫy dạng vòm (cấu trúc dương).

Sau khi khoan vùng triển vọng, tiếp tục tiến hành thu nổ địa chấn theo tỷ lệ 4×4 km hay 2×2 km. Vẽ các bản đồ cấu trúc móng (móng âm học), bản đồ cấu trúc các tập trầm tích, các bản đồ đẳng thời và đẳng sâu. Từ đó chọn vị trí giếng khoan thông số – tìm kiếm.

Dựa vào giếng khoan thông số-tìm kiếm, xác minh lại bề dày trầm tích, các tướng trầm tích, khả năng chứa và mức độ chấn của chúng. Xây dựng cột địa tầng tổng hợp.

Dựa vào các đường đo carota tại vị trí giếng khoan xác định thành phần thạch học, độ rỗng, độ thấm lớp chứa sản phẩm. Sau đó, tiến hành đo lưu lượng, tỷ số dầu khí, áp lực vỉa, áp lực bão hòa dầu, khí, nước, đo tốc độ truyền sóng tại giếng khoan để hiệu chỉnh các bản đồ đẳng sâu.

Tiến hành lấy 3 loại mẫu: mẫu vụn dọc giếng khoan, mẫu lõi ở những điệp trầm tích cần quan tâm (có khả năng chứa). Sau khi phát hiện có vỉa sản phẩm, lấy mẫu sườn, các mẫu dầu, khí và nước, trong đó có mẫu sâu các chất lưu, nhằm đảm bảo trạng thái ban đầu của vỉa. Các mẫu vụn, mẫu lõi tại giếng khoan nên phân tích tỷ mỉ như thành phần thạch học, khoáng vật,...

Phân tích trong phòng thí nghiệm

Các mẫu lõi, mẫu vụn và mẫu sườn được đem về phòng thí nghiệm để chính xác hóa thành phần thạch học, cổ sinh, địa tầng, địa hóa, tính cơ lý (độ rỗng, độ thấm).

Các mẫu dầu, khí, nước được đưa về phòng thí nghiệm phân tích các tính chất địa hóa, lý hóa. Đối với mẫu vụn, mẫu lõi, mẫu dầu khí thì cần phân tích sắc khí khối phổ hay khối phổ- khối phổ nhằm xác định các cấu tử hydrocacbon, và các dấu tích sinh vật.

Sau khi có kết quả phân tích, tiến hành xác định các tướng trầm tích, vẽ các sơ đồ phân bố mỗi loại tướng theo không gian, cổ địa lý cho mỗi tập, mỗi tầng. Xây dựng các chu kỳ thăng trầm của bể, phục hồi cổ kiến tạo và phân vùng kiến tạo trong phạm vi bể hay vùng nghiên cứu. Xây dựng bản đồ đẳng sâu, đẳng dày của từng tập trầm tích. Phục hồi lịch sử tiến hóa của bể hay vùng nghiên cứu. Xác định độ rỗng, độ thấm của các tầng chứa.

- Các mẫu địa hóa: các kết quả địa hóa mẫu lõi, mẫu vụn, mẫu dầu khí cho phép xác định lát cắt của đá mẹ đã và đang sinh dầu, các đặc điểm định lượng, môi trường tích lũy và bảo tồn VLHC.

Xác định diện phân bố của đá mẹ trong không gian. Xác định đới trưởng thành, cửa sổ sinh dầu, đới sinh condensat và khí ẩm, đới sinh khí khô. Xây dựng các bản đồ phân bố tầng đá mẹ và các đới trưởng thành của nó. Từ đó có đánh giá tiềm năng dầu khí của một thành hệ hay tập trầm tích cần quan tâm.

Nếu ở nơi nào chưa có giếng khoan, có thể đánh giá quá trình trưởng thành của VLHC thông qua chỉ tiêu thời nhiệt TTI.

b. Giai đoạn thăm dò

Sau khi phát hiện cấu tạo, khoan xác minh. Để khẳng định cấu tạo có triển vọng cần tiến hành khoan các giếng mới nhằm đánh giá thẩm lượng dầu khí chẳng hạn như: khoan vùng ranh giới dầu-nước, khoan diện tích vỉa, xác định bề dày vỉa.

Số giếng khoan thăm dò phụ thuộc vào độ phức tạp cấu trúc như khả năng biến tướng, hệ thống đứt gãy phân cắt cấu trúc thành từng khối, mỏ nhiều vỉa tồn tại nhiều bể chứa khác nhau. Thông thường, mạng lưới giếng khoan được đặt tại tâm cấu tạo và vuông góc với nó nhằm xác định ranh giới dầu-nước, khí-nước và vị trí phân bố không gian từng vỉa và toàn mỏ. Nếu mỏ đơn giản, có khi chỉ cần 3 GK, phức tạp hơn 5 GK, rất phức tạp cần nhiều GK (>10GK) mới khoan được mỏ. Để đánh giá tin cậy, mỗi khối cần phải có từ 1 đến 2 GK.

Sau khi có đủ thông số tin cậy, tiến hành đánh giá trữ lượng. Cần lưu ý rằng, ở CHLB Nga (Liên Xô), thường tiến hành khoan 4 bước: khoan thông số, khoan tìm kiếm, khoan thăm dò mỏ và thăm dò kết thúc.

Trước khi tiến hành các bước trên, nhà địa chất thường tiến hành điều tra cơ bản, lộ trình vết lộ, khoan các cấu tạo ở vùng ven rìa. Để thực hiện đúng quy trình trên mất nhiều thời gian, vì rằng CHLB Nga có diện tích đất rộng lớn và nhiều bể trầm tích có triển vọng dầu khí, vì vậy họ có thể lập kế hoạch dài hạn cho khoan cấu tạo, khoan thông số, khoan tìm kiếm và thăm dò mà không ảnh hưởng tới nhu cầu phát triển kinh tế quốc gia (vẫn có kế hoạch dự trữ quốc gia). Đối với các nước có ít bể trầm tích như nước ta, cần nhanh

chóng phát hiện mỏ và đưa ngay vào khai thác, phục vụ kịp thời nhu cầu của nền kinh tế quốc dân, nên đòi hỏi phải rút ngắn các giai đoạn. Ở các nước phương Tây hay Việt Nam hiện nay sử dụng phương pháp khoan thông số-tìm kiếm.

Nếu phát hiện có sản phẩm, chuyển ngay sang khoan thăm dò và thăm dò-khai thác.

Dựa vào kỹ thuật thăm dò địa chấn hiện đại và phương pháp minh giải tài liệu, ngày nay các công ty tư bản rút ngắn các giai đoạn tìm kiếm thăm dò rất nhiều, chẳng hạn sau khi phát hiện cấu tạo có triển vọng nhất, tiến hành khoan tìm kiếm thăm dò luôn, khoan thăm dò thăm lượng ít nhất có 3 GK, sau đó mới tiến hành đánh giá trữ lượng dầu khí sơ bộ và chuyển sang khai thác phục vụ kịp thời nền kinh tế quốc dân. Trong quá trình khai thác tiến hành ngay thăm dò mở rộng, chính xác hóa vỉa sản phẩm.

c. Thăm dò mở rộng và theo dõi mỏ

Sau khi đánh giá sơ bộ trữ lượng dầu khí của một số vỉa đã phát hiện, thông thường tiến hành nghiên cứu qui luật phân bố các tích tụ dầu khí. Trên cơ sở đó, sẽ đánh giá triển vọng dầu khí và dự đoán các vỉa mới. Nếu ở đơn vị địa tầng có tính phân lớp cao và mức độ bất đồng nhất của một phân vị địa tầng khá phức tạp, cần tiến hành khoan nhiều giếng để chính xác hóa thân dầu và phân biệt sự biến dị của nó.

Tiến hành liên kết các vỉa theo tài liệu địa chất (mẫu vụn, lõi, sườn) và tài liệu carota, nhằm phát hiện các vỉa phát triển mang tính khu vực và các vỉa phát triển mang tính địa phương.

Xây dựng các mặt cắt dọc ngang với các phân vị địa tầng cụ thể. Vẽ bản đồ hay sơ đồ từng vỉa sản phẩm, kích thước vỉa, xác định các ranh giới dầu-nước, khí-nước, nước rìa, nước đáy...

Tiến hành nghiên cứu tính lưu thông giữa các vỉa hay bị cách ly bằng nghiên cứu thủy lực, và áp lực bão hòa. Các thông số cần thu thập là áp lực vỉa, áp suất bão hòa, nhiệt độ, hệ số đàn hồi, hệ số nén thể tích, độ nhớt, tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa, tỷ số dầu-khí-nước, hàm lượng paraffin, hàm lượng kim loại trong dầu, các tính chất lý hóa, địa hóa của dầu... Thay đổi thành phần và tính chất của dầu, khí cũng như từng cấu tử hydrocacbon.

Sau khi có đầy đủ số liệu của vỉa chuyển sang khai thác thử. Quá trình này theo dõi diễn biến các chỉ tiêu như: áp suất vỉa, áp suất bão hòa, hàm lượng khí, thành phần dầu khí và các chỉ tiêu đại hóa khác (xem 11.3), quan sát tỷ mỉ mối lưu thông thủy lực (thay đổi áp suất theo chu kỳ), đặc biệt quan sát bán kính ảnh hưởng giữa các giếng khai thác nhằm thiết kế mạng lưới khai thác sau này.

11.2. Các phương pháp địa vật lý

11.2.1 Các phương pháp địa vật lý trên mặt

Để phát hiện các cấu trúc dương, các thân cát, các ám tiêu, nhà địa chất thường áp dụng các phương pháp địa vật lý sau đây:

a. Phương pháp thăm dò địa chấn (2D, 3D)

Hiện nay phương pháp địa chấn là công cụ chủ đạo trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Phương pháp địa chấn cho phép phát hiện các cấu trúc chứa dầu khí ở mọi địa hình (trên cạn, dưới nước), xác định độ sâu, thế nằm, góc nghiêng của từng lớp, từng cấu tạo.

Nguyên tắc thăm dò địa chấn là cho nổ mìn ở các khoảng cách nhất định theo tuyến. Sóng truyền xuống sâu trong lòng đất. Trên đường đi sóng gặp các lớp đất đá có mật độ khác nhau, sẽ phản xạ lại và được thu lại trên mặt đất bằng các dụng cụ chuyên dụng.

Nhược điểm của phương pháp là ở các sườn dốc, đặc biệt ở các lớp có góc nghiêng lớn ($>45^\circ$) hay các đứt gãy dốc đứng sẽ cho hình ảnh nhiễu của sóng khúc xạ, hoặc do phân tán của năng lượng đàn hồi của nguồn nổ ở các góc nghiêng lớn. Vì vậy, sóng phản xạ không được thu hoàn toàn, cần xử lý sai số của góc nghiêng.

Trên cơ sở tài liệu địa chấn thu được, có thể phân biệt các cấu trúc dương với các mũ muối, diapir sét, ám tiêu, các khối carbonat, các khối macma xâm nhập, đặc biệt có thể xác định tầng chuẩn cho toàn tuyến hay toàn bể, hoặc các hệ thống đứt gãy.

b. Phương pháp thăm dò điện

Nguyên tắc phương pháp thăm dò điện là dựa vào sự thay đổi điện trở mà xác định các lớp đá khác nhau, phương pháp được sử dụng để nghiên cứu sâu các lớp có trong vỏ trái đất. Tuy nhiên, độ chính xác của phương pháp này còn bị hạn chế, nên ít được áp dụng trong công tác tìm kiếm dầu khí. Phương pháp điện áp dụng rất

thành công trong công tác tìm kiếm các vỉa nước ở các tầng nông từ vài chục đến vài trăm mét.

c. Phương pháp thăm dò trọng lực

Nguyên tắc chỉ dựa vào mật độ khác nhau của đất đá. Các dị thường trọng lực các cấu trúc dương lại có giá trị âm của gia tốc trọng trường. Các cấu tạo dương không chứa nước hay dầu thường có giá trị dương, còn nếu chứa dầu hay nước lại có giá trị âm do mật độ của đá chứa dầu hay nước bị giảm đi khá nhiều.

Nhược điểm của phương pháp là không phản ánh chính xác các cấu trúc, nên phương pháp này không được dùng trong công tác tìm kiếm dầu khí.

d. Phương pháp thăm dò địa từ tính

Phương pháp sử dụng trường cảm ứng từ nên khi thăm dò không phản ánh hoàn toàn cấu trúc địa chất của các đơn vị kiến trúc. Vì vậy, nó ít được dùng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí

Tóm lại, trong công tác tìm kiếm dầu khí công cụ chủ đạo là phương pháp thăm dò địa chấn 2D, 3D. Ưu điểm phương pháp là áp dụng cho mọi địa hình và cho phép xác định các loại bẫy chứa khác nhau ở các tầng trầm tích khác nhau, kể cả bẫy chứa ở cấu trúc sâu.

11.2.2. Các phương pháp địa vật lý giếng khoan

Các phương pháp địa vật lý giếng khoan dựa trên các tính chất vật lý khác nhau của các lớp đất đá khác nhau và tính chất của các lưu thể chứa trong chúng. Sau khi khoan qua một đoạn nào đó thường tiến hành đo các phương pháp thăm dò: điện, điện trở, điện trường, xạ, đường kính, siêu âm, cảm ứng, cảm ứng hai chiều.

Các phương pháp này phản ánh tính chất của đất đá như lượng hydrogen, tốc độ truyền sóng, độ xạ, độ rỗng, độ thấm, độ dẫn điện, độ bão hòa nước, dầu, khí cũng như đặc điểm thạch học, độ chặt xít.

a. Phương pháp điện trường (spontaneous potential logs – SP logs), nhằm xác định các lớp thấm chứa và chỉ ra ranh giới trên, dưới của lớp đá, ví dụ nếu qua lớp cát chứa dầu đường điện trường có giá trị âm, khi đó đường điện trở lại có tín hiệu dương rất cao. Tầng chứa

nước điện trở cũng cao nhưng thấp hơn nhiều so với lớp chứa dầu.

b. Phương pháp điện trở (resistivity logs). Nhằm phát hiện lớp chứa dầu. Phương pháp điện trở cho kết quả trái ngược với phương pháp điện. Vì vậy, cần kết hợp với các phương pháp khác để kiểm nghiệm kết quả đo.

c. Phương pháp điện cực (electrode logs). Phương pháp điện cực cho phép chỉ ra các thành hệ có độ thấm hiệu dụng. Tuy nhiên, khi gặp các lớp muối (halogen) phương pháp này bị hạn chế.

d. Phương pháp xạ (radioactivity logs, gamma ray), cùng với phương pháp điện mật độ (density) nhằm phân biệt lớp cát và ranh giới lớp sét. Ưu điểm của phương pháp là có thể tách lớp cacbonat với các bẫy lục nguyên khác. Phương pháp cho phép xác định độ rỗng của đất đá, cùng với phương pháp gamma mật độ để xác định mật độ của đá.

e. Phương pháp gamma mật độ

Áp dụng để xác định mật độ của đá.

f. Phương pháp siêu âm (acoustic logs), cũng giống như các phương pháp đo mật độ, neutron siêu âm dùng để đo tốc độ truyền sóng của lớp đá. Tốc độ truyền sóng phụ thuộc vào độ rỗng, độ thấm, thành phần thạch học của đất đá... khi xác định độ thấm của đá cần phải phối hợp các phương pháp xạ, neutron, mật độ... để cho chính xác hơn.

g. Phương pháp neutron logs (neutron nhanh, neutron nhiệt), đo hàm lượng ion hydrogen trong đá. Nếu lớp đá chứa nước, đặc biệt chứa dầu thì dị thường càng cao do chứa nhiều hydrogen.

h. Phương pháp cảm ứng (induction logs), đo độ thấm của lớp cát, tức là đo trở kháng của đới bị thâm nhập của chất lỏng, có thể là nước hoặc các dung dịch.

i. Phương pháp cảm ứng hai chiều (dual induction focused logs hay focused micro induction - FMI), đo cảm ứng trở kháng của thành hệ và phân biệt các vỉa mỏng.

j. Phương pháp carota khí, đo hàm lượng và thành phần khí (HC và phi HC) , C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , và C_5^+ , CO_2 , H_2S , He, Ar... Phương pháp cho phép xác định vỉa chứa sản phẩm dầu khí và đới chứa sản phẩm thông qua việc xác định các cấu tử HC tách từ dung dịch khoan.

Cần chú ý rằng mỗi phương pháp trên đi kèm theo biến dạng của nó, nhằm loại bỏ nhiễu và sai số có thể xảy ra trong quá trình đo cũng như đặc điểm biến tướng của đá, nhằm chính xác hóa đo đặc điểm vật lý của đối tượng nghiên cứu (nhận dạng tính chất vật lý của các lớp đá và của các vỉa chứa sản phẩm cũng như tính chất vật lý của chất lưu).

11.3 Các phương pháp địa hóa tìm kiếm thăm dò dầu khí

Các phương pháp địa hóa nhằm dự đoán mức độ chứa dầu khí được áp dụng cùng với các phương pháp địa chất, địa vật lý khác. Nhiệm vụ của nó là đánh giá triển vọng chứa dầu khí của các bể trầm tích, xác định đới sinh dầu khí và khả năng tích lũy chúng trong lát cắt. Đánh giá tiềm năng nguồn dầu khí, dự báo thành phần, chất lượng dầu, condensat và khí theo diện tích cũng như theo độ sâu. Đánh giá mức độ chứa kim loại trong dầu, khí. Xác định các tầng sản phẩm trong lát cắt ở cấu tạo nào đó hay ở một giếng khoan. Tóm lại cần xác định tầng đá mẹ, loại vật liệu hữu cơ, độ trưởng thành và loại sản phẩm có thể có. Ngoài ra cần xác định mức độ phân hủy dầu khí do sinh học hay do nhiệt, hoạt động kiến tạo...

11.3.1 Dự đoán mức độ chứa dầu khí của bể trầm tích

11.3.1.1 Dự đoán triển vọng dầu khí

Nhiệm vụ chiến lược quan trọng là chọn bể trầm tích có triển vọng để tiến hành tìm kiếm dầu khí. Để lựa chọn bể trầm tích cần xem kích thước bể có lớn không (>vài ngàn km^2)? bể dày trầm tích có lớn không (>2 km)? Nghĩa là xem ở nơi đó có trầm tích sinh dầu hay không?. Độ sâu chôn vùi của tầng này phải đủ lớn để đá mẹ trải qua pha chủ yếu sinh dầu, sau cùng là xem xét tương đá đó là biển hay lục địa hoặc hỗn hợp. Chế độ kiến tạo của bể, lịch sử chôn vùi có liên quan tới chế độ nhiệt... xác định được đới nhiệt xúc tác

(MK₁₋₂). Nếu tập đá mẹ chưa qua pha PK₃ thì pha chủ yếu sinh dầu chưa thực hiện được. Nếu lượng đá mẹ đã qua pha MK₁₋₂ thì đới chủ yếu sinh dầu thực hiện được sau khi đá mẹ chuyển sang giai đoạn MK₃ và các bậc cao hơn cho phép dự đoán vùng nghiên cứu có chứa dầu, khí hay không?

Vì vậy đối với vùng ít nghiên cứu cần quan tâm tới các điểm sau đây: tuổi của đá mẹ, thời gian, độ sâu chôn vùi, gradient nhiệt độ. Nếu có thể xem xét loại vật liệu hữu cơ, tốc độ chôn vùi. Trên cơ sở đó tính được tiềm năng của đá mẹ, điều kiện nhiệt độ theo độ sâu và thời điểm sinh dầu... Xem xét quá trình sinh dầu khí, thể tích đá sinh cũng như mức độ trưởng thành của đá sinh. Từ đó tìm được đới sinh dầu, đới sinh khí, đới chưa sinh. Thời gian hình thành cấu trúc (bẫy chứa), có lớp chắn khu vực hay địa phương.

Độ tin tưởng của tài liệu địa chất, địa vật lý cho phép xem xét cấu trúc và lịch sử phát triển bề trầm tích, sự tiến hóa của vật liệu hữu cơ sau khi có dự đoán về triển vọng cần được kiểm nghiệm bằng khoan tìm kiếm thăm dò.

Sau khi có số liệu địa hóa ở giếng khoan trong đó bao gồm điều kiện chôn vùi, loại vật liệu hữu cơ, mức độ chuyển hóa (trưởng thành), thành phần và lượng bitum, kerogen có các dấu hiệu đá chứa dầu khí ta có thể dự đoán được lát cắt chứa dầu, khí.

11.3.1.2 Phân chia đới sinh và đới tích lũy dầu khí

Trên cơ sở số liệu địa hóa thu thập được xác định tầng đá mẹ sinh dầu và tầng đá mẹ sinh khí. Lập được bản đồ tầng sinh theo độ sâu, bề dày và loại vật liệu hữu cơ, mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ. Sau đó tính tiềm năng sinh dầu. Trên bản đồ phân từng đới sinh và đới tích lũy, xây dựng các bản đồ, mặt cắt cổ kiến tạo, cổ địa lý và lịch sử tiến hóa của vật liệu hữu cơ. Trên mỗi bản đồ hiện tại cũng như theo thời gian có chia các đới biến chất PK, MK₁₋₂ (pha chủ yếu sinh dầu và pha chủ yếu sinh khí condensat MK₃-MK₄ và đới chủ yếu sinh khí khô MK₅-AK₁₊₂). Vạch ranh giới đới triển vọng và không triển vọng. Tuy nhiên cần lưu ý đới tích lũy có thể không nằm trong đới trưởng thành mà ở cao hơn hay xa hơn (20-50km) so với đới lún chìm, nơi có đới chủ yếu sinh dầu. Tức là tìm đới khả dĩ có di cư ngang theo lớp chứa, không có đập chắn kiến tạo,... ở nền bằng khoảng cách di cư tới 50-100km. Tách các bẫy

chứa dạng cấu trúc, vát nhọn địa tầng, thấu kính, biến đổi thạch học tương đá, màn chắn kiến tạo, lòng sông cổ, nơi có bẫy chứa thuận lợi không bị phá hủy bởi hoạt động thủy địa chất.

Trong các pha MK_1 - MK_2 đới chủ yếu sinh dầu đối với vật liệu hữu cơ sapropel, còn có khả năng chứa khí condensat và khí đối với vật liệu hữu cơ hỗn hợp, chứa khí đối với vật liệu hữu cơ humic.

Triển vọng dầu khí hoàn toàn tỷ lệ thuận với bề dày lớp đá mẹ. Đối với bất kỳ loại vật liệu hữu cơ nào nằm ở đới biến chất cao hơn ($>MK_3$) đều cho GK và khí cho tới tận AK_2 .

Ở các vùng sinh khí mạnh có thể có áp suất dị thường và có khả năng chọc thủng các lớp phủ lên phía trên. Điều đó cũng chứng tỏ ở dưới sâu cường độ sinh khí rất mạnh do bề dày lớp trầm tích (đá mẹ) khá lớn đang nằm ở pha chủ yếu sinh khí.

Sau khi sinh dầu khí nếu thời gian càng dài, hoạt động kiến tạo càng mạnh thì dầu khí có thể di cư lên trên càng xa.

11.3.1.3 Tách đới chứa dầu khí theo lát cắt

Khi lún chìm nhiệt độ trong bể tăng cao tạo tiền đề cho sự chuyển hóa vật liệu hữu cơ sinh dầu khí. Có thể tóm tắt như sau:

Ở giai đoạn PK sinh ra khí CO_2 là chính và khí mêtan sinh hóa ($T^\circ \leq 80-90^\circ C$). Nếu chìm sâu hơn tới giai đoạn MK_1 - MK_2 là đới chủ yếu sinh dầu (ở $T^\circ = 150-160^\circ$) xảy ra phân hủy mạnh nhất chất lipide cho ra các hydrocacbon (HC) lỏng. Sau đó ở các giai đoạn MK_{3-4} sinh ra khí condensat ($T^\circ = 160-260^\circ C$, mạnh nhất $180^\circ C$). Tiếp theo MK_5 - AK_2 sinh khí mêtan mạnh mẽ tới $T^\circ = 260-300^\circ C$ (khí khô). Nếu $T^\circ > 300^\circ C$ cường độ sinh metan giảm hẳn, khi đó khí CO_2 và H_2S lại đóng vai trò quan trọng). Như vậy trong các bẫy chứa lúc đầu là tích lũy HC lỏng, sau đó bổ sung GK và khí khô, cũng có thể dự đoán ở đới chủ yếu sinh dầu có tích lũy dầu, sâu hơn là GK và khí khô, sâu nữa là khí mêtan - carbonic. Tuy nhiên ở bẫy chứa gần kề đứt gãy sâu có thể tích lũy cả ba loại sản phẩm ở ba thời kỳ sinh thành khác nhau. Có thể nói các đới sản phẩm có giới hạn hẹp thường gặp ở các bể nền bằng (ổn định lâu dài) còn có giới hạn rộng, biến thiên lớn ở các bể trầm tích thuộc miền uốn nếp, ven rìa, trước núi, giữa núi, v.v. Ví dụ ở bể Cửu Long: đới chủ yếu sinh dầu từ 3200-3400 đến 4000-5000 m, đới chủ yếu sinh condensat từ 4000-

5000m đến 6000-6500m, còn đới sinh khí khô > 6000-6500m. Còn đới tích lũy dầu chỉ ở độ sâu 2200m tới 4500m tức là cao hơn nhiều so với đới sinh. Đới sinh dầu, khí condensat, khí khô hoàn toàn lệ thuộc vào bề dày trầm tích, đặc tích thạch học, loại vật liệu hữu cơ, chế độ kiến tạo và đặc biệt vào chế độ nhiệt được cung cấp cho bề trầm tích. Điều này đã phân tích ở mục 3.2.

11.3.1.4 Đánh giá phạm vi sinh dầu khí và tiềm năng

Mô hình lý thuyết sinh di cư đã được đề cập ở chương 3. Phần đánh giá định lượng được thể hiện ở mục 3.2.3. Về nguyên tắc mỗi bể trầm tích đều chứa lượng vật liệu hữu cơ nhất định và đã xảy ra sự chuyển hóa của nó sang dầu khí. Giới hạn vật liệu hữu cơ có thể có dầu khí rất khác nhau Larskaia E.S. cho rằng tối thiểu $C_{org} > 0,3\%$, còn Bajenova T. K cho rằng lớn hơn $0,1\%$ đối với đá carbonat và lớn hơn $0,2\%$ đối với đá sét. Theo họ, mật độ tối thiểu là 10^6 T/km². Tuy nhiên trong thực tế, lượng carbon hữu cơ thường phải lớn hơn $0,5\%$ mới có khả năng có các tích lũy công nghiệp. Cần lập bản đồ đẳng dày tầng đá mẹ, phân bố C_{org} và loại vật liệu hữu cơ, mức độ chuyển hóa của nó. Nên chia bể ra từng vùng có cùng giá trị C_{org} và bề dày, từng loại vật liệu hữu cơ để tính toán.

Cần lưu ý là ở một bể chứa đã bão hòa dầu sau đó được bổ sung lượng khí sinh ra ở đới chủ yếu sinh khí bể chứa dầu có thể bị phá hủy dưới dạng dầu bị khí đẩy ra khỏi bể. Vì vậy sau khi dựng bản đồ mật độ cho từng tầng đá mẹ cần dựng bản đồ tổng hợp để thấy tiềm năng toàn bộ.

11.3.2 Dự đoán thành phần và chất lượng dầu khí

Dầu, khí được sinh ra dưới tác động của nhiều yếu tố do đó tính chất lý hóa cũng khác nhau. Nhiệm vụ chính là tìm ra quy luật biến đổi thành phần và tính chất của dầu, khí. Chúng lệ thuộc nhiều vào loại vật liệu hữu cơ, điều kiện sinh thành, di cư và tích lũy, bảo tồn hay phân hủy trong thời gian địa chất lâu dài. Yếu tố quan trọng nhất là nguồn gốc vật liệu hữu cơ. Tuy nhiên sau khi sinh ra còn bị thay đổi do nhiều yếu tố khác như di cư, tái phân bố lại, vận động của nước ngầm, oxy hóa, biến chất và v.v.

Vì vậy cần sử dụng các chỉ tiêu về nguồn gốc và tập hợp các chỉ tiêu khác, trong đó có chỉ tiêu về đánh dấu sinh vật (*biomarker*).

11.3.2.1 Dự đoán thành phần và chất lượng dầu

Trên cơ sở loại vật liệu hữu cơ và mức độ biến chất của nó. Ví dụ loại vật liệu hữu cơ sapropel tích lũy trong môi trường khử mạnh ở giai đoạn MK₁-MK₂ sẽ liên quan tới chứa lưu huỳnh, ít parafin có các pic cực đại của n-alkan-C₁₅-C₁₉ và các đặc trưng khác Pr/Ph < 1 (bảng 11.1).

Đối với vật liệu hữu cơ hỗn hợp (cát sét tương glauconit biển nông, delta có các thành hệ molass trong môi trường khử ở giai đoạn MK₁-MK₂ có các đặc trưng sau: ít lưu huỳnh, hơi ít parafin có pic cực đại của alkan C_{15 ÷ 27} hay là hai đỉnh (*bimodal*) C_{15 ÷ 19} và C_{22 ÷ 30}, Pr/Ph ≥ 1-2.

Đối với thành hệ cát sét chứa than và á than thường có các đặc trưng sau: nhiều parafin, ít lưu huỳnh, có các pic cực đại của n-alkan C₂₂-C₂₉ và các tính chất khác. Pr/Ph ≥ 2- 4 đối với vật liệu hữu cơ thực vật bậc cao thì Pr/Ph > 4. Các chỉ tiêu cụ thể đã nói ở chương 4.

Càng chìm sâu biến chất càng mạnh, càng sinh ra nhiều HC nhẹ, hệ số KmC₆ càng tăng... Các chỉ tiêu chủ yếu dự đoán tính chất và thành phần dầu được thể hiện ở bảng sau đây (ở đới chủ yếu sinh dầu).

Bảng 11.1: Thành phần và tính chất của dầu

Loại dầu	Thông số địa hóa	Chỉ tiêu địa chất
1-Loại dầu ở đối nhiệt xúc tác	Có xu hướng tăng: HC nhẹ, KmC6, Σ Ch/ Σ Cp, alkan- izoalkan, alkan-cyclane, giảm: tỉ trọng, Kizo, ethylbenzol/ Σ cxylen, α cytostan/izocytoetan C ₂₉ .	Chìm dần vỉa dầu đã được tích lũy ở đối chủ yếu sinh dầu xuống sâu hơn; ở vùng có nghịch đảo kiến tạo hình thành cấu trúc mới.
2- Loại phân dị ngược pha (fazoretrograd)	Có xu hướng giảm tỷ trọng khi xảy ra phân dị ngược mạnh mẽ, càng tăng: MCP/Ch, izoalkan/cyclan alkan/aren, benzol/toluel, Pr/Ph đến 5 ÷ 10 và hơn, có thành phần dầu trong vỉa condensat.	Tác động của dòng khí từ dưới sâu đối với vỉa dầu cổ, xuyên qua lên các tập trên theo đứt gãy vào các vỉa dầu, condensat nguyên sinh từ dưới lên theo lát cắt.
3- Loại thấm lọc	Hàm lượng nhựa - asfalten càng thấp, HC aromatic càng thấp, ngược lại phần xăng chất lượng cao và dầu càng tăng trên đường di cư.	Di cư khó khăn (thấm lọc) của HC trong đới phát triển các thành hệ sulfat - halogen hay là sét - silic mịn.
4- Loại thủy sinh (hypergen)	Tăng quá trình thủy lực, giảm hàm lượng HC nhẹ, n-alkan, n-alkan/izoalkan, tăng liên tục Kizo từ 0.6 đến 10 và hơn, thường dầu nặng.	Phân hủy sinh học các vỉa dầu ở đối T° thấp và bị oxy hóa do có nước vỉa chảy qua.
5- Loại cổ thủy sinh	Tập hợp tính chất của mục 1 và 4. HC nhẹ cao, tăng Kizo, giảm phân đoạn <130°C, giảm: alkan/izoalkan, alkan/cyclan, đôi khi asfalten đạt tới 16 ÷ 18% (dầu oxy hóa nhiệt độ cao, phong hóa)	Vỉa hình thành nhiều giai đoạn trong điều kiện gián đoạn lớn và bất chính hợp trong các thành hệ trầm tích (thường ở độ sâu lớn).
6- Loại từ đá carbonat	Tăng hàm lượng S và HC aromatic nhẹ tăng gấp 1.5 ÷ 2 lần so với phòng của phức hệ carbonat, mercaptan tăng tới 50 (90% ở phân đoạn <200°C, H ₂ S từ 6 ÷ 8 đến 23%. Quan hệ rõ giữa tỷ trọng dầu với S.	Phát triển đá carbonat đặc biệt ám tiêu san hô tức là có liên quan tới nguồn. Cung cấp carbonat
7- Loại do nguồn nhiệt magma	Giảm giá trị của các phân đoạn thấp đến cao (từ 35 xuống 25), parafin - 20%, aromat - 35 ÷ 40% (phân đoạn <300°C). Giá trị thấp của ethylbenzol/(kcylen) ở các tầng sâu ưu thế là các HC parafinic, aromatic, có mặt olefin, S nguyên tố.	Xuất hiện hoạt động nhiệt magma trong bể trầm tích.
8- Loại do biến chất	Phong phú dầu parafin nhẹ, vắng hoàn toàn các HC phân chuỗi (cyclic HC) và cả các dị nguyên tố.	Biến chất khu vực.

- Đối với dạng nhiệt xúc tác do tăng nhiệt độ cổ mà tăng thành phần HC metanic-aromatic, giảm HC naftenic. Nếu tăng cao pic của n-alkan C_5-C_{10} chứng tỏ ở gần vỉa dầu bão hòa khí nhẹ.

- Đối với dạng phân dị pha ngược trong dầu giảm tỷ số Pr/Ph, còn trong condensat lại tăng Pr/Ph có khi lớn 10-11.

- Đối với dạng thủy sinh và cổ thủy sinh đặc trưng bằng dầu nặng, độ nhớt cao do oxy hóa, phong hóa, đôi khi vắng n-alkan. Đặc trưng M/N, (mono+bicyclic)/ polycyclic. Trong thành phần aren đặc trưng tỷ số naftalen/phenantren.

- Tỷ số aren/asfalten có giá trị cao 50-53 ở đới chủ yếu sinh dầu, giảm xuống 33-35 đối với dầu ở đới thủy sinh yếu, xuống đến 20-28% ở đới thủy sinh mạnh mẽ. Có thể tóm tắt hiện tượng tác động thủy sinh như sau: đó là tác động của nước đặc biệt nước ngọt vào dầu. Vì nước có O_2 và vi khuẩn mang hoạt tính cao.

Có ba loại nguồn gốc thủy sinh: cơ học, hóa học và sinh học.

1- Thủy sinh cơ học: gây nên hiện tượng mất dần thành phần nhẹ, tăng tỷ trọng, tăng lượng nhựa, asfalten, giảm lượng benzen (sôi dầu- 200 °C), tăng phần n-alkan so với izo-alkan nếu không bị phân hủy sinh học.

2- Thủy sinh hóa học: gây nên quá trình oxy hóa hay lưu huỳnh hóa các hydrocacbon.

- Oxy hóa dầu đến mất các hợp chất tham gia vào độ khoáng của nước. Trong dầu tăng cường lượng oxygen do đó tăng phần cặn benzen, nhựa, acid asfaltenic.

- Nếu xảy ra lưu huỳnh hóa tức là khử sinh hóa các sulfat tạo nên các hỗn hợp chứa lưu huỳnh mà cấu tử chính là H_2S sẽ tương tác với các hỗn hợp chứa các dị nguyên tố đã có trong quá trình oxy hóa.

3- Thủy sinh sinh học: lưu huỳnh hóa đầu tiên liên kết với phần cao phân tử của dầu do đó dẫn đến tăng lượng nhựa - asfalten. Tỷ trọng dầu sẽ tăng, sau đó lưu huỳnh hóa bao gồm phần HC tạo thành sulfide và mercaptan có mùi hôi. Lưu huỳnh (S) có thể lấy hydrogen của hexanaften, để tách ra aromat mà nó không tác động với n-alkan. Do đó giảm các cyclohexan, tăng các alkan, còn phần

aren trong benzen giảm dần. Lưu huỳnh nguyên tố gắn với các nhân aromat tạo các hỗn hợp cao phân tử chuyển sang các cấu tử sôi ở nhiệt độ cao. Trong dầu thấy tăng lượng asfalten, aren ở phân đoạn trung bình (200-420°C). Thấy tăng lượng n-alkan, ít aren ở phân đoạn <200°C. Tăng lượng hợp chất cyclopentan so với hợp chất cyclohexan.

Tóm lại, trong quá trình phân hủy của dầu phát hiện tăng tỷ trọng, không có thành phần nhẹ, thành phần nhóm vắng n-alkan. Nếu tăng quá trình phân hủy sinh học thấy mất dần n-alkan, izo-alkan, phần còn lại chủ yếu là naften đa chuỗi, thay đổi diện phân bố. Điều này giải thích vì sao có mặt 25-norhopane và có cả n-alkan phản ánh vùng bị phân hủy sinh học mạnh. Còn n-alkan có được lúc này là do phân hủy các hỗn hợp chứa O, N, S. (phân hủy asfalten ở nhiệt độ cao hay bởi sinh học) do đứt mạch của các cấu tử chứa O+N+S+ (Volkman 1983, Toluholar 1986 và nnk). Ngược lại khi phân hủy sinh học một số chỉ tiêu không thay đổi giá trị $\frac{hopan}{more\ tan}$, C_{30}/C_{29} , $\frac{normore\ tan}{hopan + adian\ tan}$, $\frac{hopan + adian\ tan}{trisinorhopan}$, ít thay đổi pasnopt naftenic; nhiệt phân asfalten không thay đổi. Theo Petrov Al, A dầu parafin chuyển sang naften, sẽ tăng tỷ trọng, tăng lượng nhựa, tăng aromat và naften, dầu mất tới 13-31% trọng lượng n-alkan, vắng benzen và toluen, tăng lượng HC cao phân tử và tăng lượng HC chứa oxygen (mất HC từ C₁₂-C₁₈), mất isoprenoid, passport naften còn nguyên, tỷ số Pr/Ph ít thay đổi, mất mạch thẳng. Khi đó ta có dầu ít hoặc vắng parafin, chứa nhiều nhựa bôi trơn.

a) Để phân biệt các tích lũy dầu, khí, condensat (bảng 11.2).

Cần xem xét các chỉ tiêu Bt_A^c , $Bt_A^{c,b}$, $\beta = Bt_A^c/Bt_A^{c,b}$, S₀, S₁, S₂, S₃, PI, HI, T_{max}, R₀, tương quan C₁- C_n và $\frac{C_1}{\sum(C_2 \div C_5)}$,

$$Z = \frac{C_2}{C_3} + \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_5^+}$$

Bảng 11.2: Mối quan hệ giữa các chỉ tiêu địa hóa với các sản phẩm dầu khí

Loại sản phẩm Chỉ tiêu	Dầu	Dầu lẫn condensat	Condensat có lẫn dầu	Condensat	Khí
Z	< 7	7 ÷ 15	15 ÷ 60	60 ÷ 450	> 450
Hàm lượng khí (yếu tố khí)	≈ 500	2500	10000	60000	> 60000
C ₂ / C ₃	< 1	1 ÷ 2	2 ÷ 6	6 ÷ 10	> 10
Σ (KN ((khí nặng)	> 30	15 ÷ 30	15 ÷ 10	10 ÷ 5	< 5
Phân đoạn 100 ÷ 150/ 250 ÷ 300	< 1,3	<1,3	> 1,3	> 1,3	> 1,3
iC ₄ / nC ₄			0,5 ÷ 0,8	0,9 ÷ 1,0	
iC ₅ / nC ₅			0,4 ÷ 1,0	1,0 ÷ 2,8	
iC ₆ / nC ₆			0,5 ÷ 0,9	1,1 ÷ 3,0	

b) Các biểu hiện di cư

Trong quá trình di cư các phân tử lớn, nặng, aromat và asfalten hoặc bị giữ lại (hấp phụ) hoặc tụt lại phía sau. Vì vậy, các sản phẩm di cư thường nghèo asfalten, nhựa, aromat, giảm đáng kể các hydrocarbon nặng (do lọc tự nhiên theo nguyên tắc cromatograf).

- Nếu di cư theo hệ đứt gãy thì tích lũy ở gần nguồn ít thay đổi, còn ở xa thay đổi nhiều về thành phần.

- Thông thường di cư thẳng đứng các tích lũy dầu ở trên thường nhẹ hơn, ít asfalten, nhựa, còn ngược lại phong phú n-alkan, hệ số biến chất lớn.

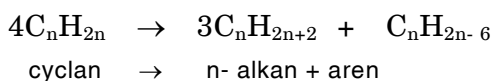
- Khí di cư tự do và ở gần nguồn (vĩa) hầu như không thay đổi tỷ số Pr/Ph, tuy nhiên di cư xa, tỷ số này có thể đạt tới 10 thậm chí hơn.

- Các tỷ số Σ cyclohexan/ Σ cyclopentan, Σ izo alkan/ Σ n-alkan giảm theo chiều di cư.

c) Để xác định độ trưởng thành thường áp dụng các chỉ tiêu sau đây:

- Xác định lượng hydrocarbon nhẹ càng nhiều chứng tỏ trưởng thành cao.

- Tăng độ trưởng thành tăng n- alkan, aren, giảm lượng naften (cyclan):



- Có izo alkan trong thành phần benzen ở điều kiện nhiệt độ

cao.

- Nếu tính hệ số biến chất của Shimanski

$$K_m C_6 = nC_6 / (iC_6 + MCP + CH)$$

$$K_m C_7 = nC_7 / (iC_7 + cycloC_7)$$

(Xem bảng 3.4 chương 3)

- Tăng độ trưởng thành dẫn đến giảm tỷ số α -steran/ izosteran so sánh các di, tri, tetra, và penta cyclic cyclo alkan.

- Tăng độ trưởng thành tăng R_o , Tmax, giảm Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈, giảm nhựa, asfalten, tăng các nhân aromatic, giảm tỷ trọng dầu, tăng hàm lượng parafin đặc biệt các mạch dài.

- Ngoài ra còn xác định theo hàng loạt các chỉ tiêu dấu tích sinh vật...

d) Môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ

Có thể sử dụng các chỉ tiêu dưới đây (bảng 11.3)

Cần lưu ý: Theo Kennen và Keccoy thì thông thường fitol được giải phóng khi thủy phân clorofil (diệp lục tố). Tuy nhiên, trong môi trường biển loài chopepodes chứa nhiều pristane cũng giải phóng nó khi bị chết.

Bảng 11.3: Chỉ tiêu xác định môi trường tích lũy VLHC

STT	Chỉ tiêu	Lục địa	Biển
1	Trong đoạn C ₁₅ - C ₂₃ có ưu thế số lẻ		Sapropel
2	Trong đoạn C ₂₃ - C ₃₁ có ưu thế số lẻ	Humic	
3	Ki = (Pr + Ph/ nC ₁₇ + nC ₁₈)	0,1 ÷ 0,2	0,2 ÷ 1,0 (chưa bị phá hủy)
4	Ethyl benzen/Σcxylen Benzen: 60-90 °C Toluen: 95-122 °C Kxylen: 122-150 °C Aren C ₁₀ : 150-200 °C	≤ 0,1	> 0,3
5	Σ n-alkan/ Σ naften của C ₆ , C ₇ , C ₈	> 1,5	< 1,0
6	Σ cyclo pentan/ Σ cyclo hexan của C ₇ và C ₈	< 0,5 ÷ 0,2	1 ÷ 0,7
7	Σ nC ₁₃ ÷ nC ₁₅ / Σ nC ₂₃ ÷ nC ₂₅	< 1	> 2
8	nC ₁₅ + nC ₁₇ / 2 nC ₁₆		> 1,2
9	Pristan/ Phytan	> 2	< 1
10	Có mặt oleanan trong triterpan	+	
11	Các chỉ tiêu dấu tích sinh vật được ghi ở bảng 6.11 chương 6		

e) Trong điều kiện dầu bị phân hủy sinh học

Do oxy hóa, lưu huỳnh hóa hay vi khuẩn ăn các hydrocacbon bão hòa, dầu nặng lên, nhiều asfalten, nhựa, các đồng phân Pr, Ph không bị phân hủy, n- parafin bị phân hủy bởi vi khuẩn, tăng sulfide, mercaptan, aromat tăng.

- Trong các hydrocacbon naftenic chứa nhiều cyclopentan hơn là cyclohexan.

- Khi dầu bị phân hủy sinh học xảy ra quá trình lấy oxygen tự do hay oxygen hỗn hợp.

- Còn khi dầu bị lưu huỳnh hóa sẽ tăng lượng nhựa, asfalten... (đã trình bày ở phần dầu thủy sinh).

- Ngoài ra quá trình phân hủy sinh học còn được xác định bởi các dấu tích sinh vật (Xem bảng 11.11 chương 11).

- Ở vùng phát triển đá carbonat có giá trị dị thường của HC aromat nhẹ và hợp chất lưu huỳnh tức là có liên quan tới đá có nguồn gốc sinh học.

- Loại dầu thấm lọc ở các mũ muối

- Hai loại cuối (nhiệt magma và biến chất) ít gặp song thường ở độ sâu lớn.

Sự phân dị dầu theo 8 loại nêu trên có liên quan tới phân dị cromatograf - hấp phụ qua đá lục nguyên và mũ muối, phần nào phản ánh đường di cư dẫn đến phân bố lại các hydrocacbon và các hợp chất dị nguyên tố.

Đa số các mỏ liên quan tới vùng nâng cổ, hình thành cấu trúc nghịch đảo.

11.3.2.2 Dự đoán thành phần và chất lượng khí

♦ Giai đoạn 1

Thành phần khí rất phức tạp vì có tính linh động cao và nhẹ.

+ Nếu theo hàm lượng của các thành phần cháy có thể đưa ra ba loại:

- Loại khí cháy có nhiệt lượng cao $> 10000 \text{ kcal/m}^3$

- Loại khí cháy có nhiệt lượng thấp $< 10000 \text{ kcal/m}^3$
- Loại không cháy (hydrocacbon chỉ chiếm $< 20\%$).
- + Nếu theo thành phần metan có thể chia ra như sau
 - Metanic là loại $C_2^+ < 3\%$
 - Loại etanic là loại $C_2^+ = 3- 6\%$
 - Loại etano - propanic là loại có $C_2^+ > 6\%$
- + Theo hàm lượng H_2S có thể chia ra các loại:
 - Không có lưu huỳnh, $H_2S < 0,0013\%$ ($< 0,02\text{g/m}^3$) mercaptan = $0,036\text{g/m}^3$.
 - Ít có lưu huỳnh, $H_2S = 0,0013- 0,1\%$
 - Chứa lưu huỳnh trung bình, $H_2S = 0,1- 1,0\%$
 - Loại chứa nhiều lưu huỳnh, $H_2S \geq 1\%$
- + Theo khí He có thể chia:
 - Không có He ($He \leq 0,05\%$)
 - Chứa khí He
 - Nhiều khí He

Việc thu hồi khí He chỉ có lợi trong điều kiện:

- Có khí hydrocacbon làm nhiên liệu chính
- Có hàm lượng cao CO_2 và H_2S để có thể tách khí He đến $0,05\%$ và lớn hơn
- Có trữ lượng lớn của HC ($> 40 \text{ tỷ m}^3$)
- + Mỏ chứa khí He từ $0,05- 0,1\%$ có thể thu hồi được nếu:
 - Khí hydrocacbon làm nhiên liệu chính
 - Trữ lượng hydrocacbon đạt $> 0,5 \text{ tỷ m}^3$
- + Nếu mỏ chứa He $> 0,1\%$ thì khai thác đều có lợi trong bất cứ hoàn cảnh nào.

Theo thành phần khí có thể phân biệt hai dạng lát cắt:

- Lát cắt địa hóa khí thuận (bình thường)

- Lát cắt địa hóa khí nghịch đảo

a) Trong lát cắt địa hóa khí theo chiều thuận thường được xác định quy luật sau:

- 1- Tính ổn định tương đối và với hàm lượng cao của hydrocacbon (hydrocacbon > 80%)
- 2- Càng sâu càng tăng mạnh hàm lượng của C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} và condensat
- 3- Càng sâu càng tăng đồng vị nặng của metan
- 4- Hầu như vắng khí H_2S (< 0,1%)
- 5- Tầng không đáng kể hàm lượng N_2 (từ 0,01- 1%) từ trung tâm đến ven rìa và ở các khối nhỏ.
- 6- Hàm lượng thấp của He (< 0,05%)
- 7- Xuống sâu tầng không đáng kể khí CO_2 (0,1- 1%)
- 8- Chứa nhiều sản phẩm condensat và khí
- 9- Tồn tại tầng chứa khí có nồng độ cao.

Quy luật này tồn tại ở các bể Mezo - Kainozoi (miền uốn nếp, trũng giữa núi, các trũng trẻ) ít gặp ở vùng nền bằng.

- Đá chứa là đá cát và hang hốc, nứt nẻ
- Trầm tích chủ yếu lục nguyên (carbonat thứ yếu)
- Vắng các đá muối - bay hơi
- Có dị thường áp suất ở độ sâu lớn, nơi có gradient địa nhiệt thấp.

b) Trong lát cắt địa hóa khí nghịch đảo đặc trưng như sau:

- 1- Hàm lượng hydrocacbon không ổn định
- 2- Hàm lượng thấp của C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} (< 3%), tăng dần khi lên gần bề mặt.
- 3- Vắng hoàn toàn đồng vị nhẹ của metan trong thành phần khí.
- 4- Hàm lượng cao của H_2S giao động trong khoảng rộng (đến vài chục phần trăm).

- 5- Hàm lượng cao của khí N_2 (vài phần chục tới hàng chục đơn vị)
- 6- Hàm lượng khí He giao động trong khoảng rộng (tới vài phần trăm)
- 7- Xuống sâu tăng khí CO_2
- 8- Có ưu thế các sản phẩm dầu ở phần trên của lát cắt
- 9- Lát cắt chứa khí hạn chế.

Dạng này phổ biến ở các bể trầm tích cổ (Pz, Mz) và đá carbonat đóng vai trò quan trọng. Có các đá carbonat, đá muối ở phần trên của lát cắt.

♦ **Giai đoạn 2**

Để dự đoán khí là loại đạt yêu cầu nhiên liệu cần giải quyết các vấn đề sau:

- 1- Nghiên cứu hoạt cảnh địa hóa, địa kiến tạo
- 2- Xác định loại khí và chất lượng của nó
- 3- Xác định hàm lượng của các nguyên tố có giá trị
- 4- Xây dựng bản đồ chất lượng loại khí đó.

Lúc đầu cần xem xét: điều kiện tân kiến tạo, địa tầng, thạch học, cấu trúc bề mặt móng... Đặc tính dầu, khí, nước. Sau đó xác định loại khí N_2 , loại CO_2 , loại khí hydrocarbon theo nhiệt lượng thấp và nhiệt lượng cao của metan, etan, propan... ở vùng nghịch đảo các vỉa khí thường phân bố dưới lớp muối- bay hơi. Các vỉa khí CO_2 thường phân bố gần các lò magma, hay núi lửa.

- Vùng có khí hydrocarbon nhiệt lượng kém thường ở dạng địa hóa khí nghịch đảo.

- Vùng có khí hydrocarbon nhiệt lượng cao thường gắn liền với các thành hệ chứa dầu khí với loại địa hóa khí thuận.

♦ **Ở giai đoạn 3**

Xác định các thông số của từng loại khí hydrocarbon, H_2S , He.

Tính trữ lượng từng loại khí tùy thuộc vào mức độ thăm dò và mức độ nghiên cứu:

Cần xác định hàm lượng tổng khí hydrocacbon

Xác định từng cấu tử và đánh giá trữ lượng của nó. Mỗi loại khí được xây dựng trên bản đồ với các đường đẳng giá trị của chúng.

11.3.3 Dự đoán mức độ chứa kim loại trong dầu và bitum

11.3.3.1 Tình hình chung

Sự có mặt kim loại hiếm trong dầu, bitum tùy thuộc vào loại vật liệu hữu cơ, sự chuyển hóa sang dầu, điều kiện tích lũy và tái làm giàu các kim loại và đặc điểm phân bố của chúng trong các phân đoạn nặng. Các kim loại có liên quan tới dầu, bitum là V, Ni, Mo, Cr, Co, Sb, Ga, Ge, La, Ce và các nguyên tố khác trong thành phần nhựa, asfalten. Chúng có mặt dưới dạng hỗn hợp porfirin (V, Ni), muối kim loại (V, Ni, Mo, Ge...) gắn với các cấu trúc asfalten (Co, Ni, Cr...). Nhóm kim loại Pb, Zn, Cu, Hg, Se, As gặp ở các phân đoạn nặng của dầu dưới dạng hỗn hợp cơ kim.

Các kim loại thường có triển vọng trong dầu, bitum là Ni, V, Mo có trong cấu tử nhựa- asfalten, còn các kim loại Zn-Pb, Zn-Pb-Cu thường liên quan tới các cấu tử mỡ của dầu nhưng thường có giá trị thấp.

Nếu hàm lượng cao của một số nguyên tố (V, Ni, Mo, Re .v.v) trong dầu thường là tiền đề dự đoán có dầu nặng của bitum với giá trị công nghiệp của các nguyên tố này. Ngoài ra, còn có một số nguyên tố khác cũng góp phần vào dự đoán này là:

1- Điều kiện địa hóa về sự chuyển hóa dầu ban đầu

2- Điều kiện thủy địa chất thuận lợi (ảnh hưởng của nước mặt, nước ngầm thấm thấu tạo thuận lợi cho việc làm giàu các kim loại này đặc biệt V, U, Ge...)

3- Điều kiện kiến tạo, cổ kiến tạo (đặc điểm phát triển vùng, cải tạo lại cấu trúc, đứt vỡ ảnh hưởng tới nhiều thời kỳ hình thành và phá hủy vỉa dầu)

4- Điều kiện nội sinh (nhiệt dịch, hoạt động magma tạo thuận lợi vận chuyển các nguyên tố hiếm tới nơi tích lũy)

5- Loại vật liệu hữu cơ khác nhau cũng chứa kim loại khác nhau:

- Loại sapropel chứa nhiều nhựa và asfalten vì vậy chứa nhiều kim loại hơn và thường chứa V, Ni, Fe. Ngoài ra còn chứa Ga, Re, Mo v.v. Vì vậy, tỷ số $V/Ni > 1$.

- Loại humic chứa ít nhựa và asfalten nên chứa ít kim loại hơn, thường chứa I, Cl, Br, Zn, Cu, Pb và tỷ số $V/Ni < 1$.

6- Trong thành phần nặng chứa nhiều nhựa, asfalten và thường chứa V, Ni, Co, Cr, Mo, Cd, Ga, Sb (nhóm I) còn thành phần nhẹ và trung bình thường chứa: Cu, Fe, As, Au, Pb, Zn, I, Cl v.v. (nhóm II)

7- Dầu biến chất càng cao (có thể càng sâu) càng ít vi lượng, giảm hàm lượng nhóm I, giảm tỷ lệ V/Fe , V/Cu , V/Pb , Ni/Cu , đặc biệt rõ đối với vật liệu hữu cơ sapropel khi $R_o = 0,6-1,1$, có thể đến 1,3%.

8- Dầu bị phân hủy sinh học (vi lượng cũng có xu hướng giảm)

9- Trong condensat vi lượng thường giảm so với dầu và thường chứa các nguyên tố Na, Ni, V, Se, Em, Ge.

10- Càng sâu porfirin càng giảm, do đó các vi lượng chứa trong porfirin càng giảm. Tới độ sâu đạt nhiệt độ lớn hơn 170°C porfirin bị phá hủy hoàn toàn.

11.3.3.2 Các loại mỏ chứa kim loại

Để có thể dự đoán khoáng sản dầu và các kim loại có thể có giá trị công nghiệp cần phân biệt các loại mỏ chứa các kim loại khác nhau. Có thể nói cho tới nay tồn tại 5 nguồn gốc mỏ chứa kim loại như sau.

1- Loại mỏ chứa V, Ni, Mo, Re

Dạng thủy sinh tàn dư rất đặc trưng cho V và V- Ni (Ni- V- Mo). Thuộc vùng hoạt động thủy sinh, kiến tạo hay cổ thủy sinh. Việc tích lũy kim loại trong dầu, bitum diễn ra do tăng tương đối lượng nhựa - asfalten chứa kim loại ban đầu, có liên quan tới quá trình oxy hóa, nhựa hóa dầu, mất thành phần nhẹ... Nếu dầu bị oxy hóa xảy ra việc hình thành lượng asfalten - nhựa mới do tăng cường các aren cao phân tử. Từ bicyclic aromat sang polycyclic aromat sang nhựa (asfalten mà không có sự làm giàu kim loại thì cũng không thành mỏ chứa kim loại. Có thể có mỏ làm giàu kim loại vanadi tới 130g/T trong dầu nặng, đến 380g/T trong bitum, Ni đạt 85 g/T trong

dầu và 230g/T trong bitum đều có giá trị công nghiệp.

2- Loại mỏ chứa nhiều kim loại trong dầu, bitum (V, Ni, Mo, U, Ge, Re)

Có liên quan tới làm giàu thứ sinh các kim loại (tăng nồng độ kim loại do có đập chấn hấp phụ, có H₂S tái lắng đọng kim loại) rất đặc trưng cho vùng chứa V, V- Ni hay chỉ có Ni.

Điều kiện thuận lợi để có là:

1- Đối tích lũy dầu - bitum xảy ra tại nơi phá hủy vỉa dầu cũ nơi chứa dầu có hàm lượng kim loại nguyên sinh (V, Ni, Mo, Re).

2- Đối phát triển nước ngọt và nước có độ khoáng thấp ở ven rìa bể, liên quan tới điểm lộ của đá có độ thấm tốt. Vùng cung cấp nước là các khối nhô chứa kim loại có khả năng di cư (V, Ni, Mo, Ge, U, Re...)

3- Vùng phổ biến thẩm thấu nước ngọt hay có độ khoáng thấp ở bên trong bể nơi không có lớp phủ tốt (vắng lớp phủ...) và có phong phú kim loại này ở phần trên của lát cắt (V, U, Ge...)

4- Có trong lát cắt trầm tích chứa bitum và dầu của than hay thành tạo chứa than chứa các kim loại Ge, U, Se, Mo, Be v.v. Mỏ chứa kim loại kiểu này ở Đông Venezuela (dải Orinoco) chứa V = 200-1400g/T, Ni = 100-195g/T, Mo = 2-15g/T và Re (*Renia*) = 0,2g/T trong dầu nặng là các malta lỏng.

3- Loại mỏ chứa kim loại V, Ni, Mo, Re, Sb

Trong bitum (asfalten, kerit) rất đặc trưng cho vùng chứa V, V-Ni ở miền uốn nếp.

Điều kiện địa chất là:

1- Đứt gãy thuộc đới khô, đới chồm nghịch và tách giãn, dựa vào các đứt gãy tách giãn khu vực.

2- Đứt gãy dạng hở của khe nứt xuất hiện trong quá trình nâng cấu tạo.

3- Điều kiện địa hóa thuận lợi: dầu nặng, phong phú kim loại trong nhựa - asfalten và S.

4- Tập hợp của dầu có nhựa nặng và dầu nhẹ bão hòa khí.

5- Có trong lát cắt dầu oxy hóa tàn dư và malta.

Một số mỏ có $V = 1250- 5900g/T$; $Ni = 520- 1200g/T$; $Mo = 20- 45g/T$, Re, Sb, Au, Co, Ti, S và.. Theo tính toán của các chuyên gia thì để có mỏ phong phú V như trên dầu nguyên sinh phải có ít nhất $350-500g$ vanadi/T dầu oxy hóa.

4- Mạch asfalten chứa kim loại

Thường bao gồm hydrocacbon- $V- Ni- S$. Các mỏ như vậy thường nằm trên các đứt gãy sâu.

5- Dạng nội sinh của bitum chứa kim loại

Chủ yếu là kerit và antracolit, đặc trưng cho các kim loại: $V, Ni, Mo, U, Hg, Sb...$ thường gặp ở vùng dầu nặng và bitum ở gần các xâm nhập và dung dịch nhiệt dịch. Ví dụ, ở Ural mỏ liên quan tới dải đá gabbro- pyroxen - peridotit. Do đó, quặng thường ở dải uốn nếp. Đôi khi có kèm theo mỏ Hg và Sb . Ngoài ra còn một số mỏ có tổ hợp kim loại trong dầu nặng và bitum như: $Re, V- Ni- Mo, Se- Ni- V, Au- Ag- As, Cd- Sb- Hg...$ cần được làm sáng tỏ.

11.3.4 Dự báo các tầng chứa sản phẩm và xác định loại tích lũy hydrocacbon

1- Đặc điểm chung

Trên cơ sở biểu hiện dầu khí và được xác định sau khi khoan. Bằng phương pháp địa chấn xác định có các cấu tạo dương (bẫy chứa). Sau đó tiến hành khoan trên cấu tạo triển vọng và xác minh lát cắt chứa sản phẩm bằng địa vật lý giếng khoan (đo carotaj bao gồm carotaj khí). Tiến hành nghiên cứu địa hóa mẫu lõi, mẫu vụn nhằm đánh giá mức độ phong phú vật liệu hữu cơ, loại vật liệu hữu cơ, mức độ trưởng thành và khả năng tích lũy dầu khí. Trên cơ sở đó khoanh lát cắt có khả năng chứa sản phẩm và mức độ chứa dầu ở cấu tạo và toàn khu vực. Từ đó chỉ ra đới sinh, đới có khả năng tích lũy và đánh giá tiềm năng hydrocacbon.

2- Phân biệt các đới chứa sản phẩm

- Đối với các đới chứa khí cần xác định đới chứa bitum thứ sinh, đường di cư các hydrocacbon, đặc biệt hydrocacbon nhẹ. ở các lát cắt không chứa sản phẩm thường là vắng bitum thứ sinh.

- Ngoài ra còn phát hiện bitum trong lát cắt mỏng của cát kết hay nói chung đá chứa. Phân biệt bitum nguyên sinh và thứ sinh, các tích lũy hydrocacbon nguyên sinh hay thứ sinh.

- Trong bitum cloroform ở các vỉa dầu và GK nguyên sinh thường chứa 75- 80% hydrocacbon đối với vỉa dầu nhẹ, 70- 75% đối với vỉa dầu trung bình, và 60- 70% hydrocacbon trong vỉa dầu nặng. Trong vỉa dầu có độ nhớt cao chỉ có 30- 60% hydrocacbon.

- Đối với vỉa khí condensat (GK) thường có 70-80% hydrocacbon

- Lượng asfalten trong vỉa dầu và GK nguyên sinh có giá trị tới < 5%, còn trong vỉa dầu, GK thứ sinh có thể lên tới 10- 80%.

- Để tách vỉa dầu cần dùng tỷ số nhựa benzen và nhựa còn benzen. Trong vỉa nguyên sinh tỷ số này < 1, còn ở các mỏ thứ sinh > 1.

- Ở vùng chứa sản phẩm hydrocacbon metanic/ hydrocacbon naftenic > 1, còn ở vỉa không có sản phẩm < 1. Trong mỏ GK tỷ số này đạt 1,5-4.

+ Theo Larskaia E. S đối với lát cắt chứa sản phẩm dày 10m cần có các chỉ tiêu sau đây

1- Trong lát mỏng có bitum với mật độ > 1000T/km², với lượng > 0.02% (0,5kg/ m³). Hàm lượng hydrocacbon trong bitum > 30%.

2- Nếu cùng tiêu chuẩn trên nhưng hydrocacbon trong bitum > 60% là vỉa chứa khí nhưng vắng condensat.

3- Nếu cùng tiêu chuẩn trên nhưng hydrocacbon trong bitum chiếm tới 70- 80% thì có thể là vỉa GK nguyên sinh.

4- Nếu bitum cloroform giao động từ 20-200kg/m³, mật độ > 500-1000T/km³, trong thành phần bitum có tới 70% hydrocacbon vỉa đó chứa dầu.

5- Nếu hàm lượng bitum đạt 30-200kg/m³, trong lát mỏng có bitum nhớt cao, hydrocacbon chiếm < 40% trong bitum thì đó là bitum nhớt cao hay là bitum rắn.

6- Vỉa chứa 20-100kg/m³ bitum cloroform, trong lát mỏng có bitum dính kết, hàm lượng bitum <40%. Bitum di cư <10kg/m³. Trong thành phần lại có >70% hydrocacbon. Đặc điểm này phù hợp

với vỉa GK thứ sinh.

+ Tuy nhiên, cũng cần sử dụng các chỉ tiêu như sau: ΣC_{2-5} , C_2/C_2+C_4 , $\Sigma C_{2-5}/C_1$, cho phép phân biệt vỉa khí GK, dầu chứa GK, vỉa dầu.

- Để phân biệt các vỉa nêu trên cần đánh giá các tỷ số sau đây trong điều kiện vỉa ở giếng đầu tiên: C_1/C_2 ; C_1/C_2+C_3 ; C_2/C_3 ; $C_2/C_3 + (C_1 + C_2 + C_3 + C_4)/C_5$. Đối với mỏ dầu thì yếu tố khí $< 400 \text{ m}^3/\text{m}^3$, còn đối với mỏ khí thì yếu tố khí $> 1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

- Ngoài ra cần xem sét phân đoạn nhẹ $100 \div 150^\circ\text{C}/150 \div 200^\circ\text{C}$. Trong thành phần xăng ($< 150^\circ\text{C}$) dầu rất đặc trưng hydrocarbon cyclohexan, có ưu thế cyclohexan Ch, MCh, tăng tỷ số para và meta xylen/ortocxylen.

- Trong mỏ khí hay GK thì bitum cloroform $< 5 \text{ kg}/\text{m}^3$ còn mỏ dầu $> 40 \text{ kg}/\text{m}^3$. Nếu mỏ dầu gần với phần chứa nước thì bitum cloroform đạt $0,1-1 \text{ kg}/\text{m}^3$ trong đá chứa tốt, còn trong đá chứa kém có thể đạt đến $1-20 \text{ kg}/\text{m}^3$, nhưng hydrocarbon lại giảm từ 75-80% trong đá chứa tốt, xuống 25-40% trong đá chứa kém.

+ Có thể dùng chỉ tiêu bitum để nhận ra lớp chắn:

1- Không có đối thấm hydrocarbon từ vỉa

2- Ở gần vỉa sản phẩm hàm lượng bitum $< 1 \text{ kg}/\text{m}^3$, còn cách xa vỉa sản phẩm (10m lên trên vắng bitum di cư thì lớp phủ thuộc chắn tốt.

3- Nếu ở gần vỉa sản phẩm có tới $0,1-5 \text{ kg}/\text{m}^3$ bitum và cách xa 10m lên trên giảm, lại có vết bitum di cư ở khoảng cách 30-50m lên trên chứng tỏ đá chắn trung bình.

4- Đá chắn kém nếu trong đá có $0,1-20 \text{ kg}/\text{m}^3$ bitum di cư, mật độ bitum cao như trong vỉa sản phẩm.

Ngoài ra còn căn cứ vào tài liệu địa vật lý giếng khoan, đặc biệt carotaj khí có thể tách ra vỉa sản phẩm với vỉa không sản phẩm, lớp chứa với lớp chắn, xác định được ranh giới dầu - nước, khí - nước v.v.

11.3.5 Các phương pháp địa hóa tìm kiếm dầu khí

11.3.5.1 Cơ sở lý thuyết

Địa hóa tìm kiếm dầu khí là một trong phức hệ các phương pháp như địa chất, địa vật lý, hàng không và địa hóa. Địa hóa dầu khí dựa vào sự biến dị các nguyên tố hay các hợp chất của chúng trong thạch quyển, thủy quyển, khí quyển và sinh quyển.

Cơ sở khoa học của phương pháp địa hóa là lý thuyết di cư trầm tích từ nguồn vật liệu hữu cơ. Sự biến đổi của vật liệu hữu cơ được thể hiện ở ba pha:

- Pha đầu tiên là pha khí sinh hóa ở đới tạo đá (*diagenез*) và tiền nhiệt xúc tác (*protocatagenез*) đặc trưng bằng sinh ra khí metan có đồng vị nhẹ của carbon ($\delta^{13}\text{C} = -50 \div -90\%$ (chưa trưởng thành).

- Pha giữa (*mezocaragenез*) (MK_1 - MK_2 - MK_3) trong đới chủ yếu sinh dầu. Ở pha này hàm lượng dầu tăng cao và di cư do tăng lượng hydrocarbon nhẹ và khí. Đồng vị carbon đạt $\delta^{13}\text{C} = -25 \div -45\%$.

- Pha thứ ba trong điều kiện nhiệt áp khắc nghiệt hơn (MK_4 - AK_2) sinh khí condensat và khí. Cuối pha này chỉ sinh khí metan với đồng vị nặng hơn nhiều $\delta^{13}\text{C} = -20 \div -30\%$

Vì vậy, nếu thấy đồng vị nặng trong thành phần khí phản ánh khả năng di cư từ dưới sâu. Di cư thẳng đứng là quá trình phức tạp bao gồm sự di cư theo đứt gãy, khe nứt do hoạt động kiến tạo để lại, tạo nên dị thường khí ở phần trên mỏ. Đó còn là quá trình khuếch tán khí từ mỏ (vùng có áp suất cao) lên phần trên có áp suất thấp, dưới dạng dòng, tia qua các lớp chắn ở phần trên.

Tóm lại là cần xác định tầng đá mẹ, phạm vi phân bố của nó.

- Xác định loại VLHC, môi trường tích lũy trầm tích và VLHC.

- Xác định khả năng sinh dầu hay khí.

- Xác định mức độ trưởng thành của VLHC tức là xác định đới chủ yếu sinh dầu, sinh condensat và khí.

- Xác định khả năng di cư và hướng di cư.

- Tính tiềm năng Hydrocarbon trong phạm vi bể nói chung và phạm vi thu nạp của cấu tạo (hoặc bể) nói riêng.

Đặc biệt cần kết hợp với điều kiện cổ kiến tạo, xây dựng mô hình thời điểm sinh dầu, di cư và tích lũy vào bẫy chứa. Chỉ có thể như vậy mới có hướng tìm kiếm thăm dò rõ ràng và có hiệu quả.

a) Hình thành trường phân bố khí hydrocacbon phía trên các vỉa chứa sản phẩm

Di cư hydrocacbon khí lên phía trên dưới dạng vận chuyển thấm lọc và khuếch tán.

- Dạng thấm lọc là do hoạt động kiến tạo, hình thành khe nứt tạo dị thường khí ở phần trên.

- Dạng khuếch tán do các lớp chắn chứa nhiều bột lẫn cát - biến đổi thạch học tương đá. Từ đó, tạo nên sự tăng dần hàm lượng khí khi tiến gần tới vỉa chứa sản phẩm. Di cư loại này hay bị đá hấp phụ, thành phần đá không được duy trì.

Nếu di cư thấm lọc lệ thuộc vào lịch sử phát triển địa chất của vùng thì di cư khuếch tán lệ thuộc vào thành phần thạch học của đá. Vì vậy, di cư thẳng đứng thường metan có tốc độ di cư nhanh hơn etan do thay đổi thạch học của đá, do oxy hóa bởi vi khuẩn, chuyển động của nước ngầm và các nguyên nhân khác.

Nếu khí metan còn có nguồn sinh hóa thì các khí nặng hoàn toàn do vỉa sản phẩm cung cấp. Các hydrocacbon C_5-C_8 và các thành phần nặng hơn chúng tỏ là của dầu do di cư thẳng đứng theo đới phá hủy kiến tạo. Hơi nước hay lên từ mỏ cũng mang theo hydrocacbon.

Trên vỉa sản phẩm thường có các rào chắn: đó là cấu trúc - thạch học, nhiệt áp, lý hóa, cơ học và sinh học:

- Rào chắn thạch học cấu trúc: Đó là vai trò tạo lớp không thấm, màn chắn kiến tạo để tạo dị thường. Tất cả sự thay đổi tương đá, cấu trúc và hạn chế kiến tạo... đều tạo khả năng chắn.

- Rào chắn cơ học do thay đổi đột ngột dòng, tốc độ chuyển động của nước mặt, nước ngầm, không khí, dòng nhiệt, quá trình di cư hydrocacbon và các nguyên tố hóa học dẫn đến hình thành dị thường ở phía trên vỉa dầu.

- Rào chắn lý hóa do thay đổi đột ngột điều kiện lý hóa của môi trường. Perelman chia ra năm loại: rào chắn oxy hóa, rào chắn khử,

kiềm, bay hơi hay hấp phụ. Từ đó xuất hiện rào chắn mao dẫn và áp lực. Loại này xảy ra do điều kiện địa chất tạo nên dị thường phía trên.

- Rào chắn sinh học đặc trưng bằng hoạt động mạnh của vi khuẩn. Tức là xảy ra oxy hóa lựa chọn các hydrocarbon và sinh ra CO_2 , nước và năng lượng nhiệt. Nồng độ khí CO_2 và... tùy thuộc vào cường độ khử hydrocarbon của vi khuẩn.

Tùy thuộc vào điều kiện cụ thể của môi trường và cấu trúc các lớp đá mà tạo thành các dị thường khu vực hay địa phương, cấu trúc dạng dải hay vòm tròn tùy thuộc vào mức độ phá hủy kiến tạo, bất chỉnh hợp địa tầng, những thay đổi thạch học tương đá...

b) Đặc điểm hình thành trường địa hóa

Dị thường địa hóa có thể ở dạng đối xứng hay bất đối xứng tùy thuộc vào vị trí phân bố đường di cư. Khí C_1 , C_2 có trường phân bố rộng hơn do cấu trúc gọn, nhẹ, vận động được xa hơn. Còn C_3 , C_4 nặng hơn, vận động mang tính địa phương. Phân bố các hydrocarbon khí theo nguyên tắc phân dị sắc ký (cromatograf).

c) Tính bất đồng nhất về lý hóa của môi trường dầu, khí

Via dầu và khí là các tích lũy hydrocarbon lỏng và khí. Các sản phẩm này có thể tác động với thành phần khoáng ở môi trường vây quanh tạo ra các sản phẩm như CO , CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} , OH^- , H^+ , H_2S .

Từ thành phần khoáng chất ban đầu (M_1) sau khi tác động với hydrocarbon cho ta thành phần khoáng thứ hai (M_2) và di cư khỏi vỉa dầu.

d) Quá trình hình thành các hợp chất dị nguyên tố phía trên vỉa dầu

Phân bố lại các nguyên tố phía trên vỉa sản phẩm do thay đổi nhiệt độ và áp suất và tăng cường hoạt động vi sinh dẫn đến thay đổi môi trường acid - kiềm và oxy hóa - khử. Do đó xảy ra tương tác giữa hydrocarbon với nước, với các tác nhân khác.

Do đó hydrocarbon di cư từ vỉa dầu khí tác động với các hỗn hợp hoạt hóa mạnh như CO , CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} , OH^- , H^+ , tạo thành các khoáng vật thứ sinh như carbonat, silic, sulfid, $\text{Fe}(\text{OH})_2$ và

$\text{Fe}(\text{OH})_3$, sét hóa thủy mica, kaolin hóa các feldspat.

Các sản phẩm oxy hóa hydrocacbon như CO_2 , H_2S vận động lên phía trên tạo dị thường của các nguyên tố hóa học hay các khoáng vật mới. Do đó ở phía trên vỉa sản phẩm có thể có hai đới: đới trên trao đổi nước mạnh, xảy ra quá trình oxy hóa hydrocacbon, hoạt động vi khuẩn sử dụng hydrocacbon; đới dưới khó trao đổi nước và khí tạo nên đới khử bảo tồn hydrocacbon tốt hơn.

e) Các khoáng vật và kim loại phía trên vỉa dầu

Do sự biến đổi phía trên vỉa sản phẩm với các đặc điểm lý hóa khác nhau tạo nên sự phân dị các nguyên tố khác nhau:

- Biến đổi đồng sinh là sự phân bố lại các nguyên tố hóa học theo đặc điểm cấu trúc kiến tạo, địa mạo thành phần vật chất và tính chất lý hóa.

- Biến đổi hậu sinh xảy ra khi có sự vận động đưa đến và tái phân bố lại các nguyên tố hóa học do hiệu ứng oxy hóa - khử khi có di cư hydrocacbon từ vỉa dầu và khí.

Vành phân tán nguyên sinh được xác định bởi điều kiện thạch học, biến tướng, điều kiện địa mạo, tính chất địa hóa của trầm tích và mức độ chuyển hóa của vật liệu hữu cơ ở đới nhiệt xúc tác.

Vành phân tán hậu sinh được xác định bởi vị trí phân bố không gian và bề dày của lớp nguồn. Chúng dẫn đến phân bố lại các nguyên tố hóa học giữa các pha rắn lỏng và khí trong hệ thống nước - đá - khí hay dầu. Cường độ của quá trình xảy ra do tính chất thủy hóa, địa hóa thạch học của đá...

Vì vậy, cần chia ra các loại vành phân tán:

- Loại dị thường do hiệu ứng oxy hóa khử (Eh) và nồng độ hydrogen (pH).

- Loại dị thường của một số nguyên tố hiếm (I, Br, B, Cl, Hg, Th, U, Ra, K, Ni, V, Mn, Fe, Ti...)

- Loại dị thường của các khoáng vật thứ sinh: canxit, xiderit, rodocrozit, magnezit, pyrit, thạch anh, caolin, montmo...

- Dị thường về thay đổi tính chất vật lý của đá (độ rỗng, tỷ trọng, độ thấm, độ dẻo, thể tích, hấp phụ, độ từ tính, dẫn điện, độ

chiết quang,...)

Phân đới thẳng đứng được xác định bằng quy luật phân bố các cấu tử ở các khoảng cách khác nhau từ vỉa sản phẩm.

Phân đới ngang thay đổi do thay đổi tính chất khoáng, vật lý, hóa của đá ở phía trên vỉa sản phẩm.

Tuy nhiên, vành phân tán trên vỉa sản phẩm lệ thuộc vào nhiều yếu tố như vật lý, hóa, địa hóa, điều kiện địa chất, hoạt động kiến tạo, đồng thời lệ thuộc vào chính năng lượng và tính chất của các vỉa sản phẩm.

11.3.5.2 Các phương pháp địa hóa tìm kiếm dầu khí

Tùy từng nhiệm vụ tìm kiếm thăm dò, tùy từng đối tượng mà đề ra các phương pháp địa hóa tìm kiếm (có 8 phương pháp)

- 1- Địa hóa khí
- 2- Địa hóa bitum
- 3- Địa hóa nhiệt phân Rock - Eval
- 4- Địa hóa thạch học
- 5- Thủy địa hóa
- 6- Địa hóa sinh học
- 7- Địa hóa đồng vị
- 8- Địa hóa dấu tích sinh vật.

Trong đó địa hóa khí, bitum, nhiệt phân, đồng vị và dấu tích sinh vật trực tiếp với vỉa dầu, khí, còn các phương pháp gián tiếp khác không liên quan trực tiếp tới dầu và khí.

1- Phương pháp địa hóa khí

Đối tượng chủ yếu là khí tách ra từ đá (mẫu lõi, mẫu vụn) vết lộ, trong dung dịch khoan, nước vỉa hay nước mặt nhờ phân tích sắc ký khí.

Chỉ tiêu địa hóa khí được phân ra các nhóm sau đây:

1- Chỉ tiêu định lượng HC khí. Các dị thường khí ở phía trên mỏ, vùng vòm, gần vòm, ở đới phá hủy kiến tạo, khe nứt. Các khí

được tách ra hai phần: phần ở lỗ hồng tự do lưu thông, phần ở các lỗ hồng khép kín. Các giá trị dị thường của khí đôi khi liên quan tới vùng phong phú vật liệu hữu cơ hay nơi giải toả của nước ngầm.

2- Các chỉ tiêu có liên quan tới vật liệu hữu cơ của đá. Có mối liên quan giữa hàm lượng khí và hàm lượng vật liệu hữu cơ là một trong các chỉ tiêu về đồng sinh của khí. Các chỉ tiêu quan tâm là CH_4/C_{org} , C_2^+/C_{org} , $CH_4/bitum\ cloroform$, $C_2^+/bitum\ A$. Chỉ tiêu trực tiếp là các túi khí trong đất, thổ nhưỡng... Chúng phản ánh sự thâm nhập của khí hydrocarbon thứ sinh.

3- Các chỉ tiêu khí đồng sinh có bổ sung khí thứ sinh.

- Trong đối sinh khí metan sinh hóa có các khí nguyên sinh, do đó, tỷ lệ C_1/C_2^+ tăng đáng kể.

- Tăng tỷ lệ C_1/C_2^+ hay $C_2H_6^+/C_2H_4$ do bổ sung thêm khí hậu sinh (thứ sinh)

- Tỷ số N_2+CO_2 /hydrocarbon khí đôi khi được xem xét, nhưng hydrocarbon di cư càng xa càng tăng thêm lượng khí fi hydrocarbon, làm loãng lượng hydrocarbon khí. Càng gần tới vỉa sản phẩm càng giảm tỷ số này.

4- Di cư thẳng đứng của khí hydrocarbon. Theo lát cắt thay đổi có quy luật các tỷ số C_1/C_2^+ , C_3/C_4^+ , iC_4/nC_4 ở lỗ hồng hở và kín, N_2/CH_4 , N_2/C_2^+ ở lỗ hồng kín. Phân bố khí theo dãy: C_1/C_2^+ , C_1/C_3 , C_2/C_3 , C_2/nC_4 , C_3/C_5 , C_3/nC_4 , nC_4/nC_5 , $(C_3+nC_5)/(C_2+nC_4)$.

5- Các chỉ tiêu gián tiếp phục vụ tìm kiếm dầu khí có đường di cư - tức là có hàm lượng dị thường của He và Ra phản ánh có phá hủy kiến tạo. Tăng lượng khí CO_2 , canxit thứ sinh, N_2 dư và Ar, H_2S là do phân hủy khí hydrocarbon trong điều kiện yếm khí. Ngoài ra còn có H_2 nguồn gốc phóng xạ là sản phẩm đứt vỡ hydrocarbon khí. Nếu xảy ra tác động của hydrocarbon khí với đá sẽ tạo ra FeO, canxit thứ sinh v.v.

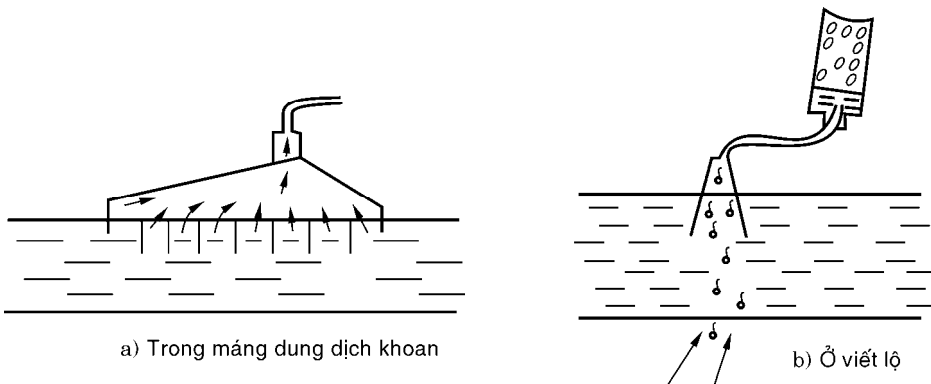
Khi tìm kiếm khí trên diện tích chưa có công trình khoan cần tiến hành khảo sát lấy mẫu lớp đất gần bề mặt, đựng trong bình thủy tinh, có nắp đậy kín. ở phòng thí nghiệm gia nhiệt cho mẫu. Khí sẽ tách ra khỏi mẫu được thu lại và phân tích trên máy sắc ký

khí. Cũng có thể dùng soxhlet hay tách chân không trong bình kín. Dị thường khí phản ánh có các sản phẩm di cư từ dưới sâu. các dạng dị thường có thể là hình oval theo hình thái cấu tạo dưới sâu, có thể dạng dải do di cư theo đứt gãy hay đới phá hủy, hoặc dòng nước vận động...

Tuy nhiên, ở vùng có lớp chắn tốt dị thường rất thấp, thậm chí không có dị thường.

Trong giếng khoan có thể xác định hàm lượng khí và các cấu tử của mỏ từ dung dịch khoan bằng carotaj khí. Nếu giếng khoan đi qua lát cắt chứa dầu hay khí trong dung dịch thường có hàm lượng cao của khí hydrocacbon. Vì vậy, carotaj khí chạy liên tục khi mũi khoan đi qua lát cắt trầm tích có triển vọng. Sắc đồ ghi liên tục hydrocacbon khí cho phép xác định khoảng có dị thường và tùy từng thành phần cũng như tỷ lệ các khí nêu trên có thể phân biệt vỉa dầu, khí condensat hay khí. Khi quan sát trên máng dung dịch có thể phát hiện các bọt khí bay ra. Bọt khí bay ra càng nhiều và sơ đồ ghi có giá trị càng cao của hydracarbon khí, đặc biệt khí nặng (C_2 , C_3 , C_4 và C_5^+) càng có nhiều hy vọng có vỉa sản phẩm. Sau khi có số liệu địa hóa khí vẽ bản đồ phân bố khí trên mặt hoặc lập đồ thị phân bố khí dọc trục giếng khoan. Tính các chỉ tiêu có liên quan, xác định giá trị phong và giá trị dị thường v.v. Để có được các thông số khí cần tiến hành lấy mẫu và đưa vào máy sắc ký khí (GC).

Cách lấy mẫu: có hai loại



Hình 11.1: Dụng cụ lấy mẫu khí

1- Tại giếng khoan hay dùng trạm carotaj khí. Dòng khí từ máng dung dịch đưa qua phễu chân không, sau đó đưa qua màng lọc.

Khí được tách ra và đưa trực tiếp vào buồng phân tích (H.11.1a).

2- Lấy khí vào bình sau đó chuyển vào máy phân tích.

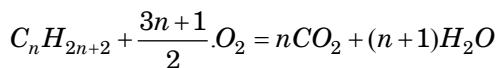
- Lấy khí từ các vết lộ trên cạn hay dưới nước, trong dòng nước có khí: Đặt phễu hướng về phía có khí bay lên. Nối phễu với chai đầy nước muối 10%. Khí bay lên chiếm chỗ trong chai đẩy nước ra. Để lại ít nước ngăn cách và đóng nút chai kín, dốc ngược chai xuống để khí khỏi lọt ra ngoài (H.11.1b).

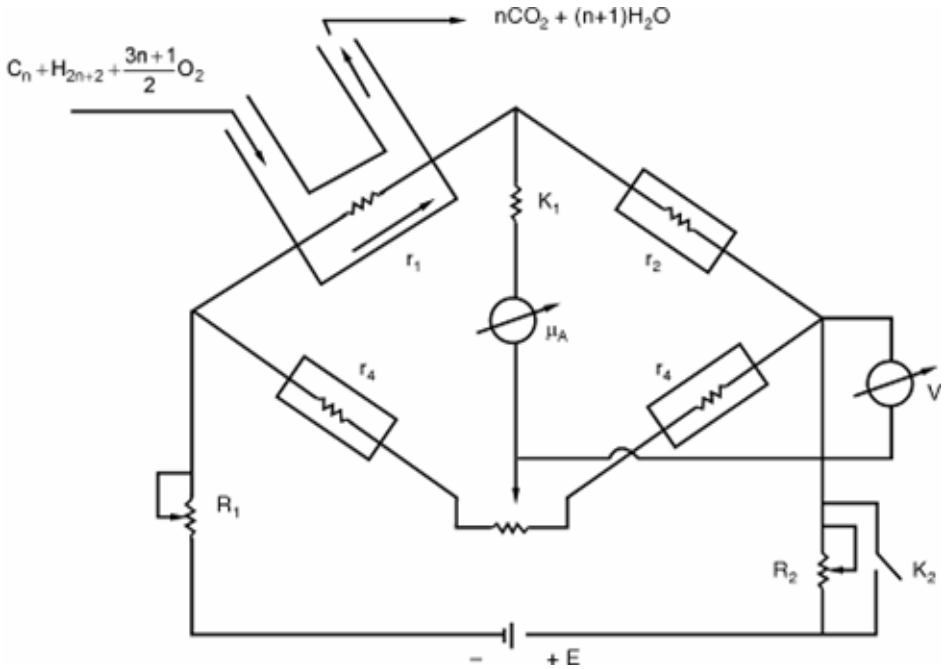
- Đối với nước có khí hòa tan, đặc biệt khí nặng cần lấy vào chai lớn (5-8 lít) đưa về phòng thí nghiệm. Sau đó gia nhiệt ở 60-70°C khí sẽ tách ra và hướng vào hệ thống chân không vào chai. Lưu giữ trong chai để phân tích như trên.

Các mẫu khí, dầu, nước ở dưới sâu trong điều kiện vỉa cần lấy bằng máy chuyên dụng có van đóng tự động để lưu giữ được thành phần, áp suất, nhiệt độ của vỉa nơi chứa sản phẩm cần nghiên cứu.

- Mẫu khí bị giam giữ trong các ổ kín của đá được tách ra trong hệ thống chân không. Phá mẫu cũng trong hệ thống chân không để đảm bảo nguyên trạng thành phần của khí có trong các ổ.

- Xác định định lượng các khí hydrocacbon bằng máy sắc ký khí (GC). Nguyên lý của nó là cho dòng khí đi qua cột cromatograf (có thể bằng silicagen, oxyt nhôm, lưới phân tử polimer xốp), có dòng khí mang (có thể là He, N₂, Ar, H₂ hay không khí tùy từng đối tượng khí) các khí đi qua cột được gia nhiệt ở trên mức 60-70°C. Khí mang đưa khí hydrocacbon tới cầu Wheatstone và bị đốt. Khi khí bị đốt làm thay đổi dòng điện trong cầu. Từ đó lại có hệ thống cân bằng trở lại. Sự thay đổi dòng điện được ghi lại tùy thuộc vào nồng độ khí có trong mẫu và tính được lượng khí này.





Hình 11.2: Cấu trúc cầu Wheatstone

2- Địa hóa bitum

Địa hóa bitum trên cơ sở phân bố vành phân tán các hydrocarbon lỏng dầy dầu trên đường di cư theo các đới có độ thấm cao từ vỉa sản phẩm tới gần bề mặt. Xác định bitum bằng hóa học, bằng cực tím và phổ hồng ngoại. Có thể xác định quy luật phân bố bitum theo diện (trên mặt) và theo lát cắt (đọc trực giếng khoan). Theo kết quả đó xác định giá trị phong và các giá trị dị thường. Thông thường xác định BtA cloroform và BtA cồn benzen. Trong bitum A cloroform là loại di cư có chứa nhiều thành phần mỡ và hydrocarbon dạng dầu. Đi đôi với bitum xác định carbon hữu cơ (hoặc carbon hữu cơ toàn phần) tỷ số của bitum/Corg và... Lượng bitum A cloroform được xác định tiếp thành phần nhóm và phân tích sắc ký khối phổ C_{15}^+ , hydrocarbon metanic, naftenic và aromatic. Ngoài ra còn xác định lượng mỡ, nhựa và asfalten trong bitum và thành phần nguyên tố, xác định đồng vị carbon $\delta^{13}C$ của bitum và của các thành phần nhóm. Trên cơ sở xác định phong hàm lượng bitum có thể phân biệt các giá trị đá mẹ phong phú vật liệu hữu cơ, liên quan tới tầng chứa sản phẩm.

Trong giếng khoan thông thường nghiên cứu mẫu lõi hay mẫu vụn bằng huỳnh quang bitum và chiết bitum bằng dung môi cloroform và cồn benzen. Bitum A cloroform có liên quan tới hydrocacbon di cư, còn bitum cồn benzen liên quan tới hydrocacbon đồng sinh trong đá mẹ. Từ đó xác định hệ số chuyển đổi vật liệu hữu cơ sang bitum di cư $\beta = \text{bitum}/\text{Corg} \cdot 100$. Ở các tầng đá mẹ tỷ số này có giá trị cao.

Các phương pháp xác định bitum:

1- Bitum phát quang: dựa vào cường độ phát quang của vật liệu hữu cơ (bitum) dưới đèn huỳnh quang. Cường độ phát quang khác nhau cho biết hàm lượng khác nhau của bitum. Nhược điểm của phương pháp này là không phản ánh đúng hàm lượng của bitum có nhiều thành phần acid. Vì thành phần acid của bitum kém phát quang. Vì vậy, phương pháp này chỉ có tính chất định tính, nhanh chóng cho kết quả về đới chứa vật liệu hữu cơ hay dầu phong phú. Có thể sử dụng để xác định hàng loạt mẫu tại các giếng khoan hay mẫu đất. Sau đó chọn các mẫu có cường độ phát quang cao chuyển sang phân tích bitum hóa.

2- Bitum hóa dựa vào cơ sở chiết các loại bitum bằng dung môi cloroform (β_1) và cồn benzen (β_2) bằng bộ chiết shoklet. Dung môi cloroform chiết được bitum trung tính (di cư) phản ánh khả năng di cư và tích lũy của dầu, cồn dung môi cồn benzen chiết được bitum acid (đồng sinh) phản ánh mức độ phong phú của vật liệu hữu cơ.

Từ lượng bitum cloroform, cồn benzen xác định thành phần nhóm: M, N, A, ngoài ra còn xác định lượng nhựa benzen, nhựa cồn benzen và asfalten. Xác định thành phần nguyên tố của chúng: C, H, N, O, S.

- Xác định hệ số chuyển hóa của vật liệu hữu cơ sang bitum $K_1=100 \cdot \beta_1/\text{Corg}$ và $K_2=100 \cdot \beta_2/\text{Corg}$.

Trên cơ sở hàm lượng các loại bitum tính hệ số di cư của bitum $\lambda_1 = \beta_1/\beta_2$ và hệ số của nhựa benzen (N_b) và nhựa cồn-benzen (N_{cb}) $\lambda_2 = N_b/N_{cb}$.

Trên cơ sở hàm lượng nguyên tố của bitum Van Krevelen đã đưa ra đồ thị xác định loại vật liệu hữu cơ: Trục tung là rH/ rC, trục

hòn anh là rO/rC. Trên cơ sở điểm phân bố ở đồ thị xác định loại I có liên quan tới vật liệu hữu cơ sapropel, loại II có liên quan tới vật liệu hữu cơ hỗn hợp sapropel- humic và humic - sapropel, còn loại III phản ánh loại vật liệu hữu cơ humic. Hệ số rH/rC có giá trị khác nhau theo nhiều tác giả khác nhau.

Bảng 11.4. Bảng hệ số rH/rC theo loại VLHC

Tên tác giả	Chỉ tiêu	Sapropel	Sapropel-himic	Humic-sapropel	Humic
Rodionova	rH/rC	> 1,5	1,5 ÷ 1,25	1,25 ÷ 0,75	< 0,75
Vassoevich	rH/rC	1,5 ÷ 1,8	1,2 ÷ 1,5	1,0 ÷ 1,2	< 1,0
Korshaghina	rH/rC	1,2	-	-	0,9

Tuy nhiên, hệ số carbon rH/rC cũng như hàm lượng carbon C rất khác nhau đối với các loại vật liệu hữu cơ khác nhau. Ví dụ như bảng dưới đây

Bảng 11.5: Hàm lượng carbon và hệ số rH/rC trong các loại trầm tích

Loại vật liệu hữu cơ	%C	rH/rC
Dong tảo, động vật	39 ÷ 62	2,65 ÷ 1,62
Trong trầm tích hiện đại	55,5 ÷ 80	1,8 ÷ 1,25 (phổ biến 1,72 ÷ 1,46)
Trong trầm tích cổ	62,0 ÷ 86,5	1,63 ÷ 1,15 (1.54 ÷ 1.20)
Bitum trong trầm tích cổ	65,0 ÷ 88,7	1,54 ÷ 1,13 (1.34 ÷ 1.14)
Trong dầu	81,4 ÷ 97,0	1,24 ÷ 1,125
Condensat, khí khô	> 90	< 1,105

Hệ số carbon còn lệ thuộc vào độ sâu chôn vùi của vật liệu hữu cơ, Ví dụ:

< 2000m	có rH/rC = 1,34
2000m ÷ 3000m	có rH/rC = 1,25
3000m ÷ 4000m	có rH/rC = 1,21
4000m ÷ 5000m	có rH/rC = 1,17
5000m	có rH/rC = 1,13

Tóm lại có thể phân biệt như sau :

- Kerogen loại I đặc trưng bằng: rH/rC > 1,5, rO/rC < 0,1 phong phú cấu trúc alifatic và hydrogen. Hàm lượng nhỏ của nhân poliaromatic và dị nguyên tố. Nguồn chủ yếu là dong, tảo, VLHC phân tán bởi vi khuẩn, đặc biệt lipide của vi khuẩn.

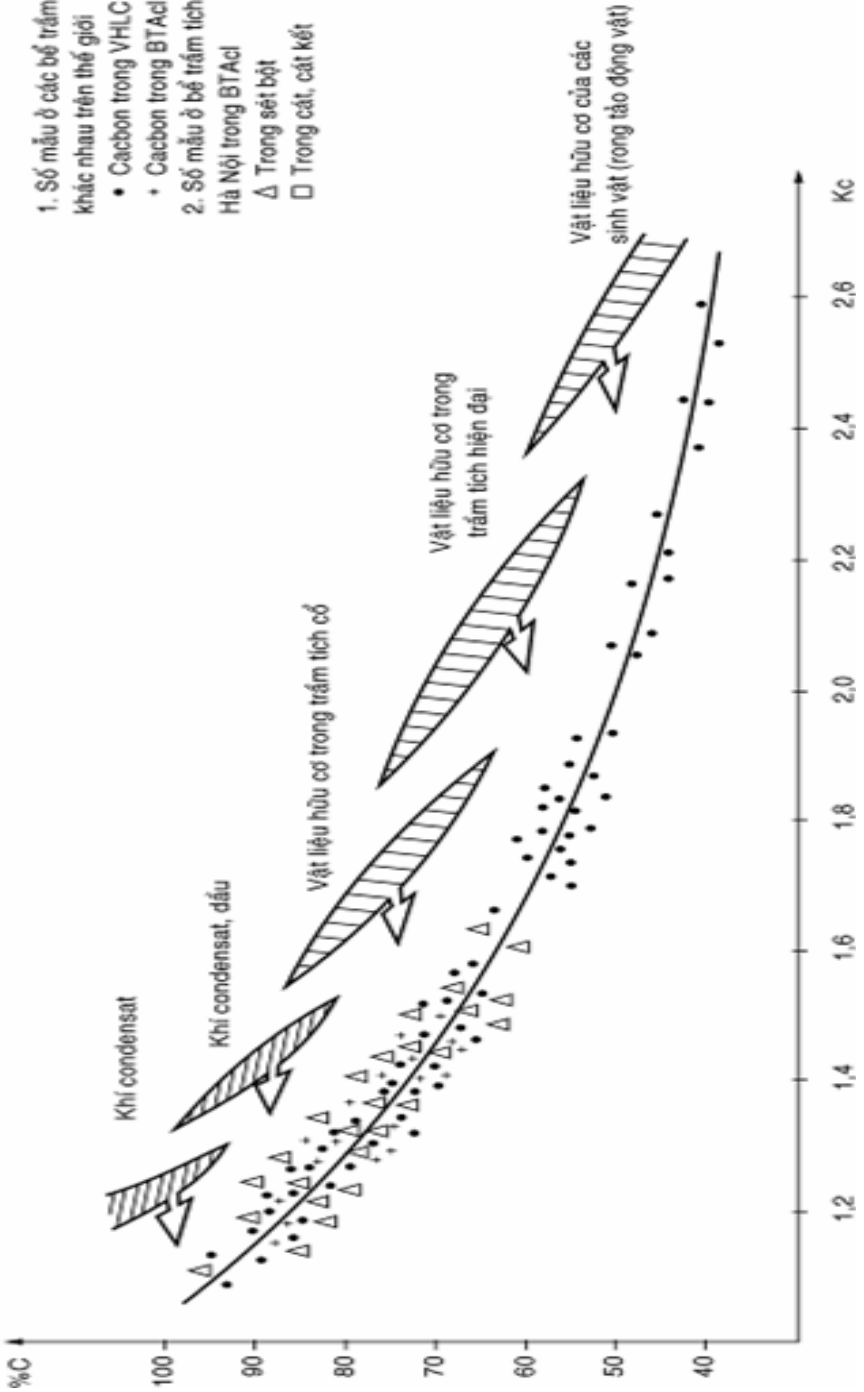
- Kerogen loại II đặc trưng bằng: tỷ số rH/rC tương đối cao = $1 \div 1.5$, rO/rC = $0.1 \div 0.2$ (thấp). Nhân polyaromatic tăng cao, nhóm hợp chất oxy và acid carbon tăng cao. Có cấu trúc n-alkan và naften (cyclan). VLHC có nguồn gốc là: fitoplancton, zooplancton, vi khuẩn trong môi trường khử.

- Kerogen loại III đặc trưng bằng: rH/rC thấp (<1.0) và rO/rC cao ($0.2 \div 0.3$). Nhiều cấu trúc nhân polyaromatic với các nhóm cấu trúc chứa oxygen và carboxyl, xác thực vật bậc cao.

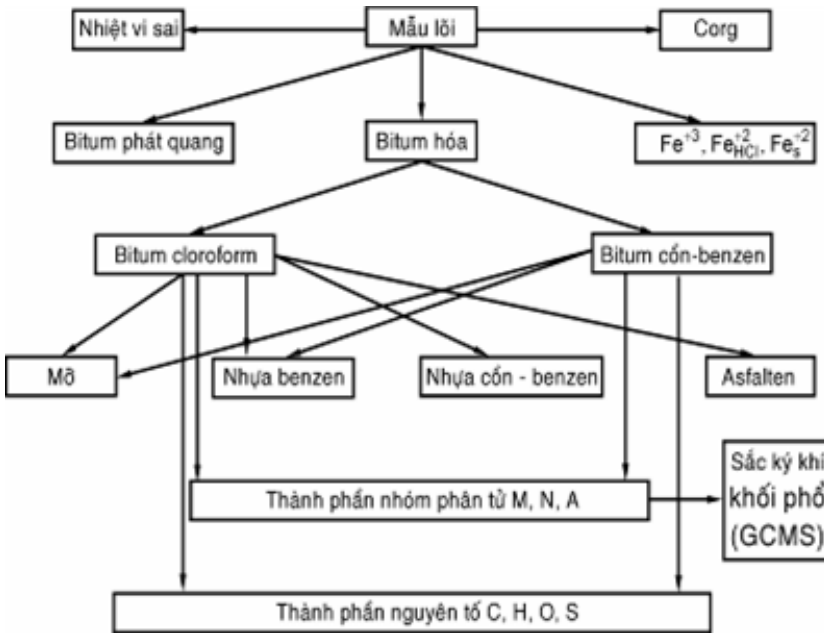
Tuy nhiên, các con số nêu trên không phản ánh chính xác vì mỗi bể trầm tích có chế độ địa nhiệt riêng biệt của nó. Ví dụ, ở miền vũng Hà Nội với nhiệt độ $60-135^{\circ}\text{C}$, tương ứng độ sâu 800-2700m, Bể Paris với nhiệt độ $60-135^{\circ}\text{C}$, tương ứng với độ sâu 1400-3800m. Bể Rivers với nhiệt độ $60-135^{\circ}\text{C}$, tương ứng với độ sâu 3300-10000m. Vì vậy, cách tính hệ số carbon tốt nhất là dựa vào hàm lượng carbon theo sơ đồ sau đây :

Chỉ dẫn

1. Số mẫu ở các bề trầm tích khác nhau trên thế giới
 - Carbon trong VHLC
 - Carbon trong BTAcI
2. Số mẫu ở bề trầm tích Hà Nội trong BTAcI
 - Δ Trong sét bột
 - Trong cát, cát kết



Hình 11.3: Đồ thị xác định hệ số carbon (Kc)



Hình 11.4: Sơ đồ tóm tắt xác định bitum và các sản phẩm khác nhau

Như vậy đối với mỗi bể cần dựng đồ thị phân bố hàm lượng carbon với độ sâu và hệ số carbon tương ứng.

Ngoài ra còn sử dụng hệ số Fe_2^{+2}/C_{org} phản ánh môi trường trầm tích.

Bảng 11.6: Xác định môi trường trầm tích theo tỷ số Fe_2^{+2}/C_{org}

Fe_s^{+2}/C_{org}	0,03	0,06	0,09	0,2	0,8	2,0
Môi trường trầm tích	Lục địa trên cạn	Lục địa đầm hồ	Vũng vịnh, cửa sông, biển nông	Biển nông, vũng vịnh, cửa sông	Biển nông	Biển sâu

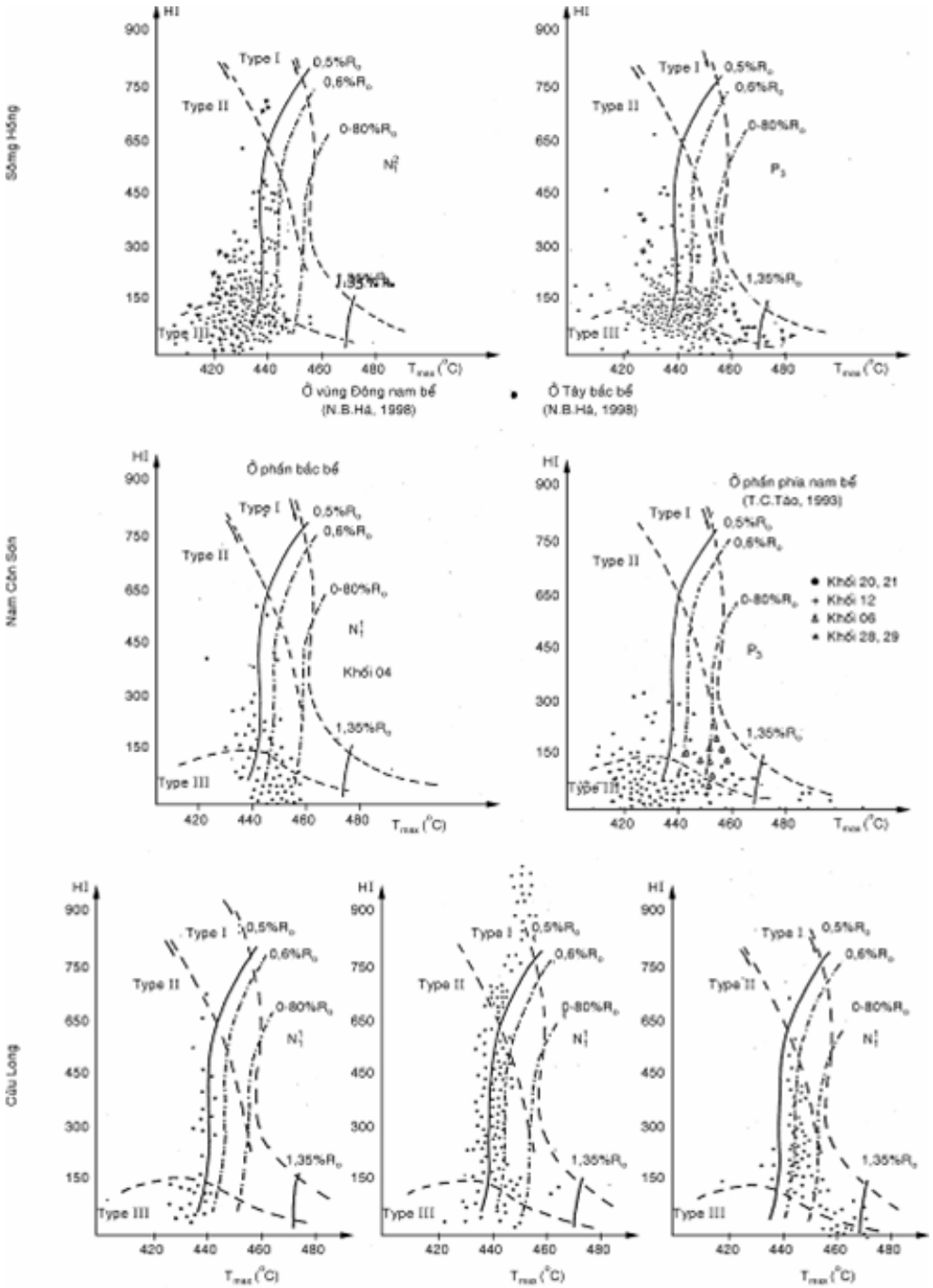
3- Địa hóa nhiệt phân (Rock - Eval)

Địa hóa nhiệt phân khắc phục được một số nhược điểm của chiết bitum

Chiết bitum thường lâu, được ít mẫu, tốn hóa chất, khối lượng mẫu phải lớn vài trăm gram. Trong khi đó địa hóa nhiệt phân đòi hỏi lượng mẫu nhỏ (có thể chỉ cần 100 g mẫu là đủ), nhanh, giải quyết được nhiều mẫu.

Các chỉ tiêu được xác định là S_0, S_1, S_2, S_3 và T_{max} .

Trong đó S_0 là lượng hydrocarbon tự do (khí và hydrocarbon lỏng C_5-C_7) đốt ở nhiệt độ khoảng 90°C (pic nhỏ thứ nhất), S_1 là loại hydrocarbon tách ra ở nhiệt độ khoảng $100-300^\circ\text{C}$ (pic lớn thứ hai, mg hydrocarbon/TOC) phản ánh lượng hydrocarbon di cư của dạng dầu, cực đại ở nhiệt độ khoảng $115-120^\circ\text{C}$. Tiếp tục cracking ở nhiệt độ cao từ 300°C đến 550°C nhận được S_2 (pic lớn thứ ba) phản ánh lượng hydrocarbon tiềm năng trong đá mẹ (pic cao nhất thường khoảng $460-500^\circ\text{C}$) cũng là chỉ số T_{\max} phản ánh độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ (mg hydrocarbon/TOC) (cửa sổ tạo dầu $T_{\max} = 435-470^\circ\text{C}$). Sau đó tự động hạ nhiệt tới $300-390^\circ\text{C}$ trong dòng oxygen vật liệu hữu cơ sẽ cháy sinh ra khí CO_2 của kerogen ($S_3 = \text{mg CO}_2 / \text{TOC}$).



Hình 11.5: Loại vật liệu hữu cơ và độ trưởng thành ở các bể Đệ Tam

Trên cơ sở các thông số này tính chỉ số Hydrogen $HI = S_2/TOC^* 100$, chỉ số sản phẩm $PI = S_1/(S_1+S_2)$ hay còn gọi là hệ số chuyển đổi hydrocarbon cơ bản sang loại hydrocarbon di cư. Ngoài ra còn phân tích hàm lượng nguyên tố H, C, O, N, S. Trên cơ sở phân bố của các nguyên tố H, C, O Van Krevelen đã đưa ra sơ đồ phân bố các tỷ số H/C và O/C để xác định loại vật liệu hữu cơ. Song để xác định các nguyên tố H, O, C cho nhiều mẫu cũng không thể phục vụ kịp thời công tác tìm kiếm thăm dò, mặt khác giá thành quá cao, nếu xác định các nguyên tố cho tất cả các mẫu. Vì vậy Espitalie. J. và nnk đã sử dụng chỉ số HI và Tmax cũng xác định được loại vật liệu hữu cơ. Cách làm tiện lợi là sử dụng ngay các thông số của phương pháp nhiệt phân, vừa phân tích được nhiều mẫu, lại nhanh và hiệu quả không khác sơ đồ của Van Krevelen. Ví dụ, để xác định loại kerogen (I, II, III) và mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ ở các bể trầm tích sông Hồng, Nam Côn Sơn, Cửu Long ta đưa kết quả của Tmax và HI lên đồ thị của Espitalie. Trên đồ thị thể hiện vật liệu hữu cơ của bể Sông Hồng, Nam Côn Sơn đa phần loại III, rất ít loại II và lác đác rơi vào loại I. Còn ở bể Cửu Long chủ yếu lại là loại II và I, thứ yếu là loại III (H.11.5). Ngoài ra, trên cơ sở thành phần nguyên tố của bitum hay kerogen còn xác định tỷ số rH/rC nguyên tử. Giá trị càng nhỏ chứng tỏ loại vật liệu hữu cơ nghèo hydrogen, thuộc loại humic (loại III), giá trị càng lớn chứng tỏ vật liệu hữu cơ giàu hydrogen, thuộc loại sapropel (loại I và II).

Đối với mẫu lõi và mẫu vụn ở giếng khoan còn xác định hàm lượng sắt trong các hỗn hợp pyrit, xiderit và oxyt sắt nhằm xác định môi trường oxy hóa, khử yếu, khử và khử mạnh của vật liệu hữu cơ.

Xác định hàm lượng các đồng phân pristan iC_{19} và phytan iC_{20} . Hai đồng phân này thường đi cặp với nC_{17} và nC_{18} . Tính các tỷ số Pr/Ph, Pr/nC_{17} , Ph/nC_{18} và $Ki = (Pr+ Ph)/(nC_{17}+ nC_{18})$ Tỷ số Pr/Ph và đồ thị $Pr/nC_{17} \rightarrow Ph/nC_{18}$ cho phép xác định môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ: trên cạn, đầm hồ, nước lợ, hỗn hợp, biển nông, biển sâu... (xem bảng 11.7)

Bảng 11.7. Thông số địa hóa cơ bản được áp dụng ở các bể trầm lục địa Việt Nam

1. LOẠI VLHC VÀ MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH											
Loại vật liệu hữu cơ	BTACL BTach	rH/rC		Môi trường trầm tích	Quan hệ giữa Tmax với IH			Ph/n- C ₁₈	Quan hệ giữa C ₂₇ -C ₂₈ -C ₂₉ và Pr/n-C ₁₇ - Ph/n-C ₁₈		
		Rodionova K.F.	Vasoevich N.B.		BTACL ppm	C ₁₅ ⁺ ppm	S ₁			S ₂	S ₁ + S ₂
Humic	< 0,7	< 0,75	< 0,8	Oxyhóa		> 4,5	> 1,5				
Humic-sapropel	0,7÷1,0	0,75÷1,25	0,8÷1,01	Khử yếu		0-0,5	1,25÷1,5		2,0÷4,5		
Sapropel	1,0÷5,0	1,25÷1,50	1,0÷1,05	Khử		40±130	1,0÷1,25		1,0÷2,0		
Bám đáy	> 5,0	> 1,5	> 1,05	Khử mạnh		> 130	< 1,0		< 1,0		
2. ĐÁ MẸ											
Phân loại	TOC	BTACL		C ₁₅ ⁺ ppm	S ₁	S ₂	S ₁ + S ₂				
		ppm	%					BTACL ppm	(ppm)		
Nghèo	0÷0,5	< 600	< 0,5	< 40	0-0,5	0÷2,5	< 3,0				
Trung bình	0,5÷1,0	600±1000	0,5÷5,0	40±130	0,5±1,0	2,5÷5,0	3,0÷6,0				
Tốt	1,0÷2,0	1000±2000	5,0÷10	> 130	1,0±2,0	5,0÷1,0	6,0±12,0				
Rất tốt	> 2,0	> 2000	> 10	> 1000	> 2,0	> 10	> 12,0				
3.1 ĐỘ TRƯỞNG THÀNH CỦA VLHC											
Mức độ trưởng thành	% Ro	T max	CP ₁₂₁	PI	Pr/nC ₁₇	Ph/n-C ₁₈	C ₁₅ ÷ C ₁₈ C ₂₃ ÷ C ₂₆	Nhựa % tt	Astalten % tt	HC bão hòa % tt	HL = S ₂ [*] 100 x TOC
Không trưởng thành	< 0,6	< 440	> 1,15	< 0,1	> 1,6	> 0,65	> 1	> 25	> 6	< 60	< 200
Trưởng thành	0,60÷0,80	440÷446	1,15±1,05	0,1÷0,4	0,6÷1,6	0,35÷0,65	< 1	25÷20	6÷2	60÷65	> 200
Trưởng thành muộn	0,80÷1,35	446÷470	1,05÷0,95	> 0,4	< 0,6	< 0,35	> 1	< 20	< 2	> 65	< 100
Quá trưởng thành	> 1,35	> 470	< 0,95					-	-	-	< 100

3.2. ĐỘ TRƯỞNG THÀNH CỦA VẬT LIỆU HỮU CƠ

Phản xạ vitrinit %Ro	Loại than	Bảo tử phần hoa		TTI theo Waple D.V
		Cường độ màu bảo tử	Màu	
< 0,6	Than mùn (nâu)	< 3,5	Vàng rơm	< 25
0,60 - 0,80	Than lửa dài	3,5 - 5,5	Vàng chanh	25 - 75
0,80 - 1,10	Than khí	5,5 - 7,0	Vàng	75 - 120
1,10 - 1,35	Khí đến mỡ	7,0 - 8,0	Vàng da cam và phốt đỏ	120 - 170
1,35 - 1,75	Than mỡ	8,0 - 9,0	Vàng đỏ đến đỏ hoàn toàn	170 - 500
1,75 - 2,2	Than cốc	9,0 - 10	Đỏ nâu tới nâu hoàn toàn	500 - 1500
2,2 - 4,8	Than tổ ong	10 - 11	Nâu tới đen	1500 - 6500
> 4,8	Antracit	> 11	Đen hoàn toàn	6500 - 97200

4- Các dạng sản phẩm hydrocacbon được sinh ra

Sản phẩm	Loại Kerogen	HI = (S ₂ /Corg).100	S ₂ /S ₃	Tỷ lệ cát/sét (theo Bakirov A.A)	Pr/Ph
Khí	III	0- 150	0 - 3	< 0,4	> 4
Khí, dầu	Hỗn hợp III- II	150 - 300	3 - 5	0,4 - 0,6	1 - 4
Dầu	II- I	> 300	> 5	> 0,6	< 1

5- Mức độ biến chất của dầu

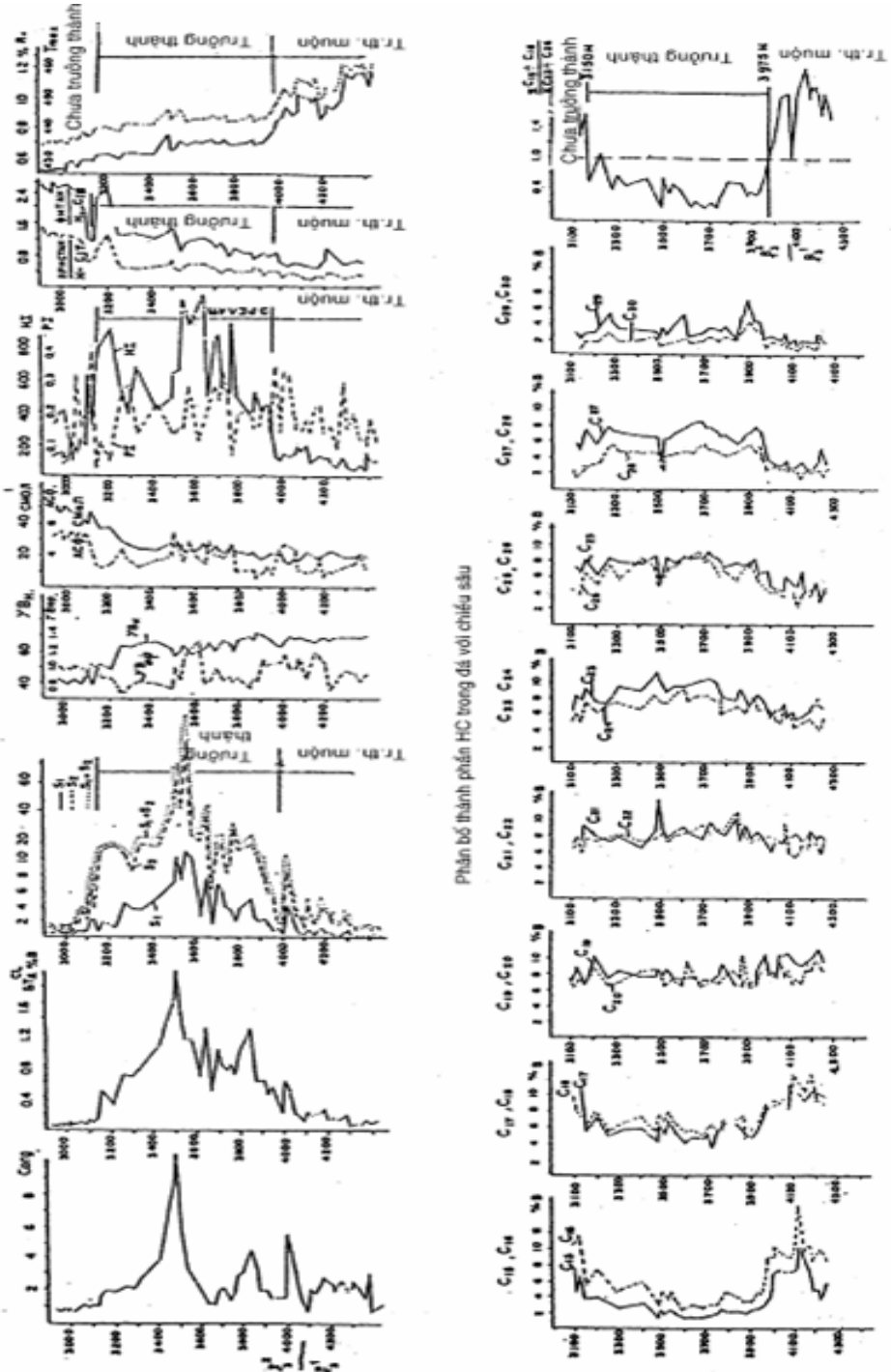
Mức độ	K _{mC6} = nC ₆ :(iC ₆ + MCP+CH) *		Km = A.M ³ / N ⁴ Theo Dobrianski	Ki=(Pr+Ph)/(nC ₁₇ + nC ₁₈), theo Petrov A.I.A.
	Theo Shimanski	Theo Barker		
Nhẹ	< 0,44	< 0,29	0,85 - 2,28	< 0,6 Không biến chất
Trung bình	0,44 - 0,6	0,29 - 6,22	2,6 - 6,22	0,6 - 1,2 Linh động
Mạnh	> 0,6	> 6,22	12,71 - 16,49	> 1,2 Linh động mạnh

* MCP - Methycyclopentan, CH- cyclohexan.

Cụ thể như sau:

- Chỉ số HI ở giai đoạn catagenez sớm, protocatagenez thường chỉ đạt <200, ở giai đoạn sinh dầu chủ yếu chỉ tiêu thường đạt >200, đôi khi tới 500- 600, thậm chí đến 1000 đơn vị.

- Chỉ tiêu PI ở đới protocatagenez chỉ đạt <0,1, còn ở đới trưởng thành sớm đạt 0,25, ở đới trưởng thành muộn đạt 0,4-0,5 và bắt đầu quá trình di cư mạnh hydrocacbon (H.11.6).

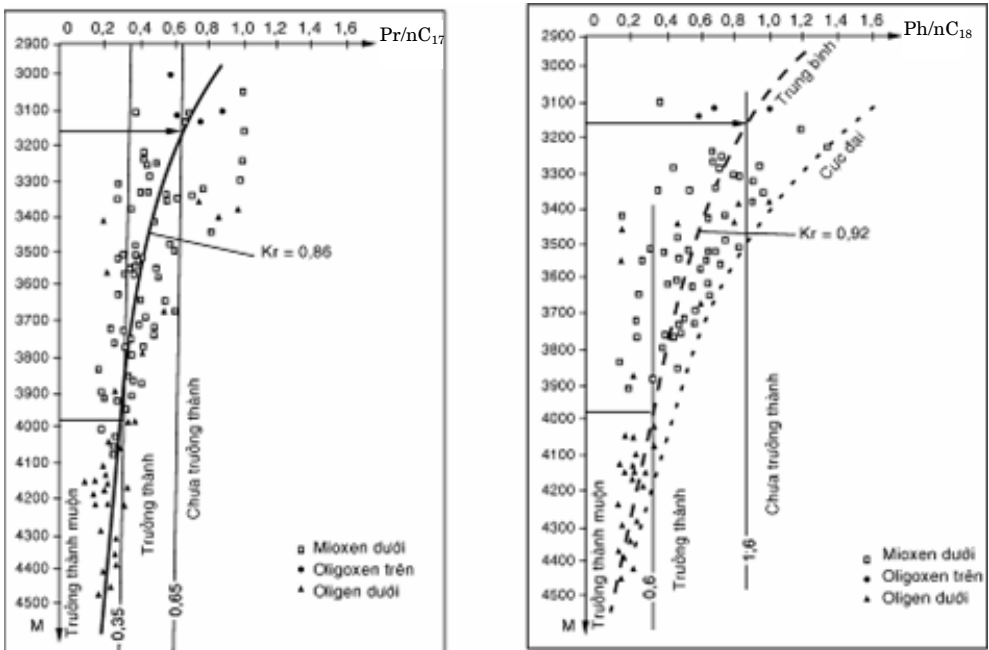


Hình 11.6: Giảm độ xác định độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ

- Chỉ tiêu Tmax cũng phản ánh độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ. Theo B.Tissot, Espitalie J, Deroo T. thì pha chủ yếu sinh dầu bắt đầu từ nhiệt độ Tmax= 430-435 °C. Tuy nhiên, qua thực tế ở các bể trầm tích trẻ Cenozoi thấy rằng chỉ có đạt các giá trị Tmax= 440 đến 446 °C tương ứng với phản xạ vitrinit Ro%= 0,6- 0,8 mới bắt đầu điểm ngoặt về sự trưởng thành của vật liệu hữu cơ. Và chỉ khi T°max đạt các giá trị > 446 °C thì cường độ sinh dầu diễn ra mạnh mẽ và bắt đầu quá trình di cư hydrocacbon. Quá trình này diễn ra tới khi T°max đạt 470 °C.

- Khi nghiên cứu quy luật phân bố các cấu tử hydrocacbon theo chiều thẳng đứng của lát cắt mỏ Bạch Hổ và một số mỏ khác của bể Cenozoi ở Nam Việt Nam thấy rằng chúng cũng biến thiên có quy luật như sau:

Ở đới chưa trưởng thành (Ro%<0,6) tỷ số của các cấu tử $\Sigma C_{15} \div C_{18} / \Sigma C_{23} \div C_{26}$ có giá trị cao (H.6.6) vì các hydrocacbon có số nguyên tử từ C₁ đến C₂₀ được sinh ra rất phong phú. Còn ở đới trưởng thành sớm (Ro%= 0,6 ÷ 0,8 lượng hydrocacbon có số phân tử >C₂₀ được sinh ra mạnh tạo nên tỷ số $\Sigma C_{15} \div C_{18} / \Sigma C_{23} \div C_{26} < 1$. Khi bước vào đới trưởng thành muộn (Ro% >0,8) lượng hydrocacbon từ



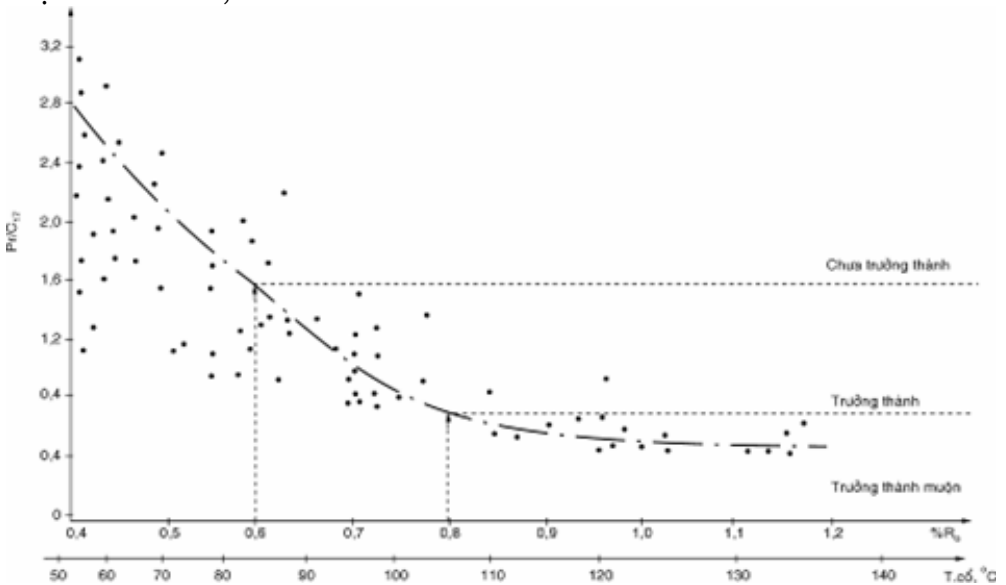
Hình 11.7: Phân bố các chỉ tiêu Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈ trong đá với chiều sâu

C_1-C_{20} lại được tăng đột biến hàm lượng các cấu tử C_1-C_{20} tạo nên tỷ số $\Sigma C_{15} \div C_{18} / \Sigma C_{23} \div C_{26} > 1$. Đó là giai đoạn sinh ra hàng loạt các cấu tử hydrocacbon, song ưu thế là các hydrocacbon $< C_{20}$. Nhựa và asfalten cũng biến đổi có quy luật (H.11.7)..

Ở đới chưa trưởng thành các thành phần nhựa, asfalten còn chiếm tỷ lệ khá lớn (30- 40% nhựa, 6-10% asfalten). Khi chuyển vào đới trưởng thành lượng nhựa giảm đáng kể tới 25%, còn asfalten giảm tới 2%. Khi chuyển sang đới trưởng thành muộn lượng nhựa giảm mạnh tới 20% thậm chí thấp hơn, còn asfalten giảm hẳn tới $< 2\%$.

- Các đồng phân iso C_{19} (pristan) và iso C_{20} (phytan)

Chúng cũng giảm theo quy luật tương tự. ở đới chưa trưởng thành Pr/nC_{17} đạt $>1,6-2,8$ thậm chí lớn hơn, Ph/nC_{18} đạt $0,6-1,2$ thậm chí đến 2,2.



Hình 11.8: Quan hệ giữa $Ro, Pr/nC_{17}$ và nhiệt độ cổ trong đá

Ở đới trưởng thành sớm $pristan/nC_{17}$ giảm từ 1,6 xuống 0,60, còn $phytan/nC_{18}$ giảm từ 0,65 đến 0,35. Ở đới trưởng thành muộn $pristan/nC_{17}$ giảm hẳn $< 0,6$ còn $phytan/nC_{18}$ có giá trị thấp $< 0,35$ (H.11.7) giữa chỉ tiêu Pr/nC_{17} và Ph/nC_{18} với phản xạ vitrinit cũng có quy luật nhất định. Khi đạt tới $Ro\% = 0,8$ thì đồ thị có sự thay đổi, điểm uốn chuyển sang dạng biến đổi chậm (đường cong thoải hơn) khi đó ở các giá trị của phản xạ vitrinit $< 0,8\%$ thì đồ thị biến

thiên của chỉ số Pr/nC_{17} và Ph/nC_{18} xảy ra rất nhanh (đường cong rất dốc (H.11.8). Trên cơ sở này có thể kiểm tra mức độ biến chất của dầu nếu dầu có tỷ số Pr/nC_{17} , Ph/nC_{18} cao (ở mức biến chất thấp) cho gia nhiệt, sẽ xảy ra cracking tiếp và nhận được các đồng phân mới Pr/nC_{17} , Ph/nC_{18} có giá trị thấp hơn các giá trị ban đầu. Còn nếu dầu sinh ra ở chế độ nhiệt độ cao (trở thành muội hay quá trở thành), sau khi gia nhiệt chúng không thay đổi, nghĩa là nhiệt độ ở phòng thí nghiệm còn thấp hơn nhiệt độ mà chúng đã trải qua (bảng 11.8 và 11.9).

Bảng 11.8: Phân hủy nhiệt của dầu và sản phẩm của nó ở mỏ Bạch Hổ (Lượng mất mát, %)

Giai đoạn phân hủy nhiệt	Móng (M)		Oligoxen	Oligoxen	Miocen dưới N_1^1	
	Vòm trung tâm	Vòm Bắc	dưới P_3^1	trên P_3^2	Vòm trung tâm	Vòm Bắc
Số lượng mẫu	5	6	8	2	2	1
I						
20 - 250°C	42,90	46,60	44,40	37,00	39,60	37,40
II						
250 - 400°C)	43,90	40,40	41,80	33,30	34,10	30,90
III						
400 - 510°C)	6,90	7,00	7,10	18,40	14,30	21,50
IV						
510 - 600°C)	6,30	6,00	6,70	11,30	12,00	10,20
I+II/III+IV						
20 - 250°C)	6,56	6,69	6,25	2,03	2,81	3,15
II/IV	1,095	1,17	1,06	1,63	1,19	1,13

Bảng 11.9: Kết quả nghiên cứu theo phương pháp chiết quang và quang phổ hồng ngoại

Tuổi địa chất	Móng (M)		Oligoxen	Oligoxen	Miocen dưới N_1^1
	Vòm trung tâm	Vòm Bắc	dưới P_3^1	trên P_3^2	
A. Chỉ tiêu chiết quang					
Trung bình	1,4694	1,466	1,47	1,4933	1,4908
Số lượng mẫu	11	11	10	1	11
B. Hàm lượng cấu trúc nhóm					
Nhóm metylen	7,74	7,11	7,62	2,21	1,57
Nhóm metyl	11,75	11,07	11,41	7,72	6,03

- Cho tới nay có nhiều tác giả đề nghị sử dụng chỉ tiêu chẩn lẻ

khác nhau; chỉ tiêu này phản ánh độ trưởng thành của dầu. Nếu dầu trưởng thành có hệ số chẵn lẻ tiệm cận tới 1 (tức là cân bằng). Tuy nhiên, nếu ưu thế là số lẻ sẽ phản ánh vật liệu hữu cơ sapropel, còn ưu thế là số chẵn sẽ phản ánh vật liệu hữu cơ humic.

Brag E.E và Evane C.P (1961) đề nghị sử dụng

$$CPI_{25} = \frac{1}{2} \left[\sum \frac{C_{25} - C_{33}}{C_{24} - C_{32}} + \sum \frac{C_{25} - C_{33}}{C_{26} - C_{34}} \right]$$

Scalan R.S và Smith J.E. đề nghị sử dụng hệ số chẵn lẻ như sau :

$$CPI = \left[\frac{C_i + 6C_{i+2} + C_{i+4}}{4C_{i+1} + 4C_{i+3}} \right], \text{ đặc biệt cho các cấu tử } < C_{20}.$$

Louis M.S, 1967 đề nghị sử dụng chỉ tiêu:

$$CPI_{27} = \frac{2C_{27}}{C_{26} + C_{28}} \text{ hay } CPI_{29} = \frac{2C_{29}}{C_{18} + C_{30}}$$

J.M. Hant, 1973 đề nghị sử dụng chỉ tiêu chẵn lẻ như sau

$$CPI = \frac{1}{2} \left[\sum \frac{C_{25} - C_{31}}{C_{24} - C_{30}} + \sum \frac{C_{25} - C_{31}}{C_{26} - C_{32}} \right]$$

hay là

$$CPI = \frac{1}{2} \left[\sum \frac{C_{25} - C_{27}}{C_{24} - C_{26}} + \sum \frac{C_{25} - C_{27}}{C_{26} - C_{28}} \right]$$

Tuy nhiên, cần lưu ý ở đới chưa trưởng thành có chỉ tiêu CPI thường lớn (> 1,0), còn ở đới trưởng thành giao động xung quang 1, ở đới trưởng thành muộn chỉ tiêu CPI thường nhỏ < 1. Ngoài ra sử dụng chỉ tiêu CPI₂₁ cũng phản ánh mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ

$$CPI_{21} = \frac{C_{19} + 2C_{21} + C_{23}}{2(C_{20} + C_{22})}$$

Ở đới chưa trưởng thành CPI₂₁ > 1,15

Ở đới trưởng thành CPI₂₁ = 1,15 ÷ 1,05

Ở đới trưởng thành muộn CPI₂₁ = 1,05 ÷ 0,95

Ở đới quá trưởng thành CPI₂₁ < 0,95 tương ứng với T_{max} > 470 °C và Ro% > 1,35%.

Ngoài ra, còn sử dụng nhiều chỉ tiêu khác được ghi trong bảng 11.7.

- Chỉ tiêu ethyl benzen/ (cxylen < 0,1 biểu hiện lục địa; > 0,3 biểu hiện biển; 0,1- 0,3 biểu hiện hỗn hợp.

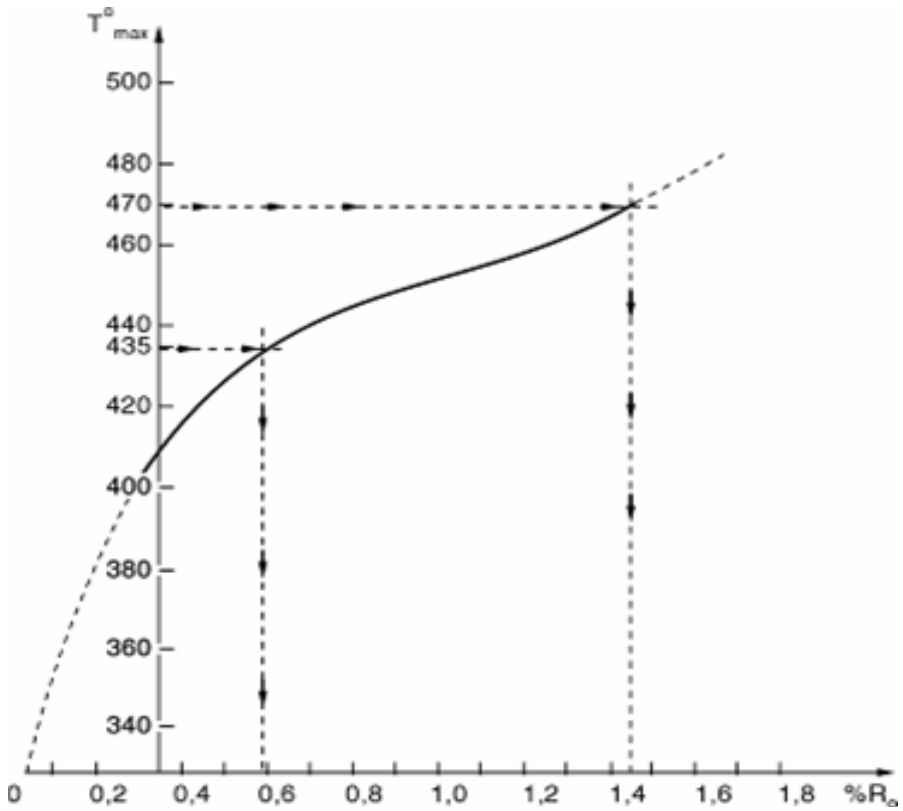
- Chỉ tiêu phản xạ vitrinit: Thông thường các chuyên gia Tây Âu và Nga cho rằng $Ro\% > 0,5\%$ là bắt đầu của sự tạo dầu. Song ở các bể trầm tích trẻ Cenozoi, đặc biệt ở Việt Nam, thì chỉ khi Ro đạt > 0,6% mới bắt đầu sinh dầu và chỉ khi đạt tới 0,8% mới sinh ra hàng loạt và giải phóng hàng loạt hydrocarbon ra khỏi đá mẹ. Sau khi đạt giá trị 1,35% Ro thì các hydrocarbon lỏng giảm, còn lại các hydrocarbon khí và hydrocarbon nhẹ được tăng cường ($Ro = 1,35-2,2\%$). Cuối cùng khi Ro đạt giá trị vượt 2,2% thì chỉ sinh ra lượng khí khô tới khi Ro đạt 4,8%. Vượt quá giá trị này không còn sinh ra lượng khí khô. Lúc đó hydrogen hoàn toàn cạn kiệt và chỉ còn lại carbon. Vì vậy, có điều kiện sinh thành grafit và một số khí acid khác như CO_2 , H_2S .

Douglas W. Waple, Philp R.D áp dụng ở Mỹ là 0,7% Ro ở bể Michigán. Hãng Deminex khi nghiên cứu trữing Cửu Long ở các giếng khoan 15A, 15B, 15C và 15G đã áp dụng của sổ tạo dầu từ 0,5% Ro trở lên nhưng bắt đầu sinh mạnh từ 0,7%. Khi nghiên cứu các dầu tích sinh vật W. Waple Douglas chú ý tới tỷ số 20S/ (20S+ 20R) cũng phát hiện cửa sổ sinh dầu mạnh khi đạt 0,75% Ro còn khi nghiên cứu Oleanane lại thấy cửa sổ tạo dầu là 0,6% Ro .

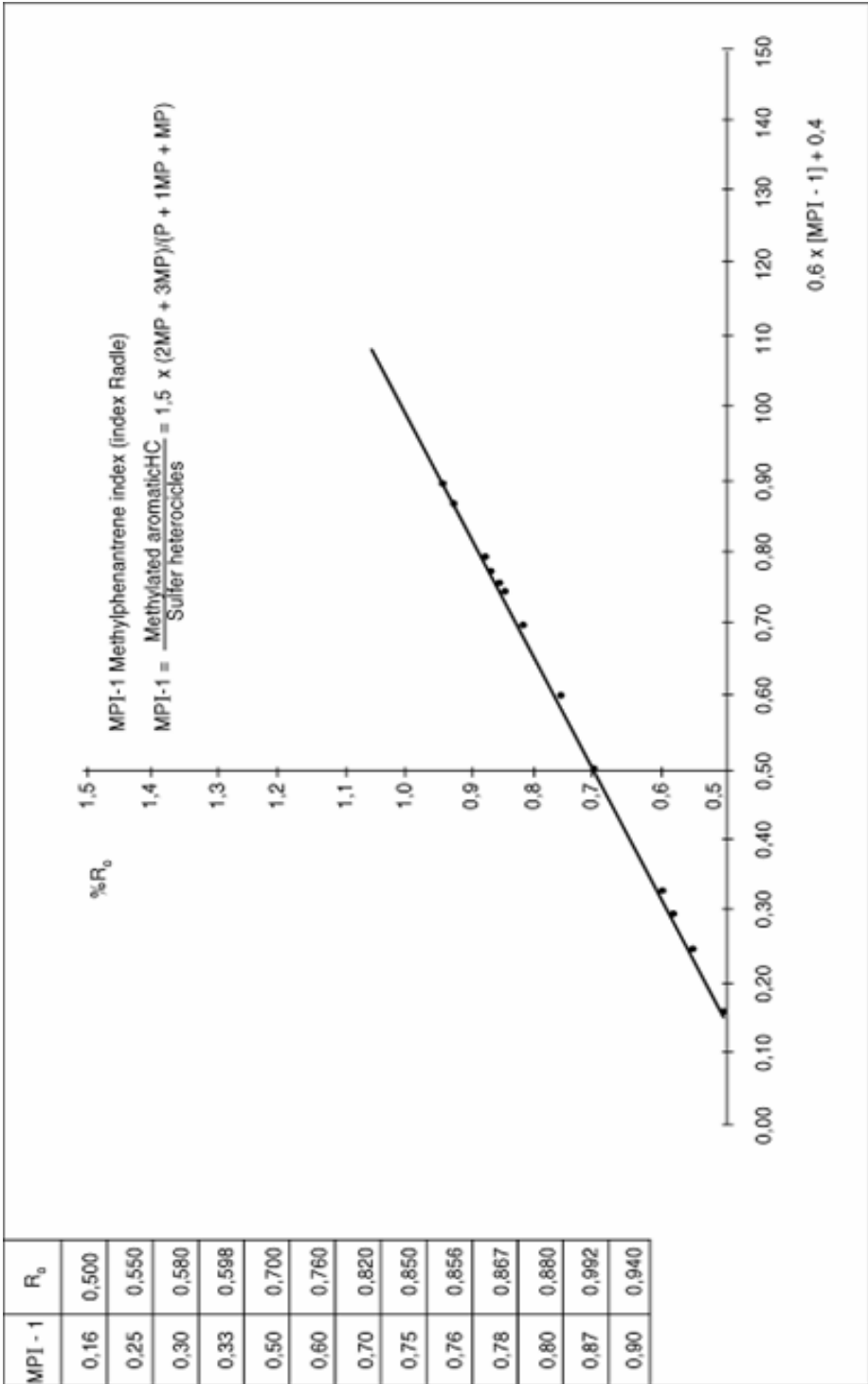
Khi nghiên cứu các trầm tích sinh dầu ở bể trầm tích Vịnh Mexico Ulisses T Mello và Garry D. Kerner cũng phát hiện cửa sổ tạo dầu bắt đầu từ 0,6% Ro ($T_{max} = 440^\circ C$) cường độ sinh dầu mạnh nhất khi đạt $Ro = 1\%$, tương đương với $T^\circ = 110 \pm 10^\circ C$ và tiếp tục tới $Ro = 1,35\%$, $T^\circ = 150 \pm 10^\circ C$ phù hợp $T_{max} = 465^\circ C$). Khí condensat đạt giới hạn $Ro = 1,35 \div 2,2\%$ ($T^\circ = 170 \pm 10^\circ C$) phù hợp $T_{max} = 465-497^\circ C$ và khí khô bắt đầu từ $Ro > 2,2\%$, $T_{max} > 497^\circ C$ và $T^\circ = 210 \pm 10^\circ C$.

Như vậy là cửa sổ tạo dầu sẽ khác nhau ở các bể trầm tích khác nhau, tùy thuộc vào chế độ hoạt động kiến tạo, magma, quy mô về bề rộng cũng như bề dày bể trầm tích, chịu ảnh hưởng của hoạt động nước ngầm v.v. tạo nên chế độ nhiệt tương ứng cho mỗi bể. Để xác định chỉ tiêu $Ro\%$ tiến hành xác định trực tiếp trên các mảnh vitrinit. Nếu không có các mảnh vitrinit có thể xác định gián tiếp

qua đồ thị quan hệ giữa R_o và T_{max} (H.6.9). Để có thể xác định dầu sinh ra trong điều kiện biến chất nào ($R_o\%$), có thể xác định $R_o\%$, qua đồ thị mối quan hệ giữa chỉ tiêu MPI-1 và $R_o\%$ đối với mẫu dầu (H.11.10).



Hình 11.9: Đồ thị xác định R_o



Hình 11.10: Đồ thị mối quan hệ giữa MPI-1 và Ro

- Phương pháp màu bào tử

Cũng được áp dụng nhằm xác định độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ SCI. Nguyên lý của phương pháp là màu bào tử thay đổi theo mức độ biến chất. Nếu màu bào tử vàng sáng phản ánh biến chất yếu của vật liệu hữu cơ, chuyển sang màu nâu rồi đen phản ánh vật liệu hữu cơ biến chất từ thấp đến cao.

Để định lượng tiến hành đo cường độ màu bào tử được thể hiện ở bảng 11.7. Từ các số liệu bitum cũng như nhiệt phân, phần xạ vitrinit, màu bào tử... có thể cho phép xác định môi trường tích lũy, bảo tồn vật liệu hữu cơ và môi trường trầm tích, loại đá mẹ, độ trưởng thành của chúng. Từ đó có thể phán đoán các sản phẩm có thể sinh ra như: khí sinh hóa, dầu, condensat hay khí khô. Đồng thời có thể dự đoán mức độ biến chất nhiệt cũng như phân hủy sinh học của dầu...

4- Địa hóa thạch học

a) Dựa trên cơ sở vành phân tán các nguyên tố hóa học các hỗn hợp ôxy hóa của dầu là các sản phẩm muối khoáng, cũng như các khí fiydrocacbon ở phía trên vỉa dầu (CO, CO₂, H₂S và...).

Một số muối khoáng, nguyên tố hóa học hay khí fiydrocacbon thường có mối quan hệ với các thành phần của dầu từ vỉa di cư ra khỏi vỉa. Do đó có thể lấy mẫu từ lớp thổ nhưỡng, mẫu đá và các khí fiydrocacbon để nghiên cứu.

Vi dụ, tìm hiểu quy luật phân bố các khoáng vật thứ sinh như: pyrit, canxit, thạch anh thứ sinh, đo thế năng oxy hóa khử Eh, độ thường pH là các chỉ tiêu có mặt hydrocacbon dạng dầu trong đá. Các thành tạo khoáng mới được hình thành phía trên mỏ dầu là silic, carbonat, sulfide và titanit. Trong quá trình hình thành mỏ dầu (môi trường trung tính) cũng là lúc có điều kiện để hình thành khoáng vật thứ sinh titanit. Vì vậy cần xác định lượng titanit trong đá hạt mịn (Td) và titanit mới (Tn). Từ đó tính tỷ số Td/Tn xác định thời điểm tích lũy mỏ dầu. Thông thường hay sử dụng: canxit, dolomit, xiderit, magnezit là các sản phẩm tương tác giữa hydrocacbon với đá vây quanh.

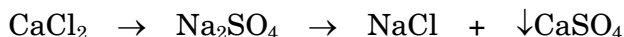
Trong quá trình tương tác giữa hydrocacbon với các sản phẩm oxy hóa trong môi trường tạo thành các oxyt hay hydroxyt sắt.

Trong môi trường khử xảy ra cân bằng $\text{FeO} \leftrightarrow \text{Fe}_2\text{O}_3$ về phía tạo thành các khoáng vật chứa sắt như pyrit, xiderit, magnetit, samoizit, glayconit... Các khoáng vật sắt có từ tính là magnetit, titanomagnetit, hematit...

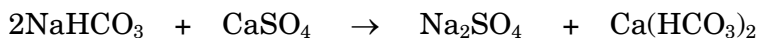
Hàm lượng các khoáng vật này có khi tăng lên tới 25 ÷ 30% so với vùng không có dầu khí. Vì vậy càng gần vỉa sản phẩm hàm lượng các khoáng vật thứ sinh nêu trên càng tăng cao.

Ví dụ :

Các muối clorit dâng lên sẽ làm giảm hàm lượng sunfat (CaCl_2) sẽ giải phóng CaSO_4



Nếu soda đến sẽ hòa tan các ghips và chuyển sang dạng dung dịch.

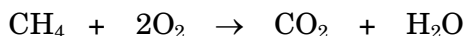


Nếu có mặt hydrocacbon sẽ khử các sunfat tức là phân hủy các ghips và giải phóng S tự do hay dưới dạng H_2S .

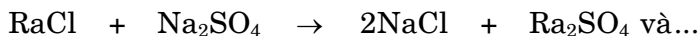
- Các canxit có thể kết tủa khi có soda.



- Nếu có hydrocacbon từ dưới sâu lên sẽ tạo thành các khoáng vật thứ sinh như sau:



- Nếu có các nguyên tố xạ đưa tới sẽ xảy ra phản ứng:



Ngoài ra còn dùng một số khoáng vật thứ sinh hay tổ hợp của chúng có tính chỉ thị môi trường trầm tích hay mức độ biến chất của thành phần khoáng. *Vi dụ:*

- Glauconit thường gặp ở trầm tích biển nông. Tuy nhiên đôi khi gặp ở trầm tích cửa sông (Louis M.C.) hoặc đôi khi gặp trong trầm tích của lớp vỏ phong hóa.

- Xiderit thường gặp trong trầm tích xen kẽ giữa lục địa với

biển ven và biển cửa sông. Gặp các kết hạch lớn xiderit trong trầm tích đầm hồ, vũng vịnh (môi trường khử yếu).

- Caolinit thường gặp ở nơi xảy ra bào mòn, phong hóa trên mặt, hoặc ở dưới sâu khi có khí CO₂ và acide humic tạo điều kiện phong hóa ngầm các feldspat hoặc các nhiệt định đưa tới phá hủy các khoáng vật kém bền vững của feldspat tạo thành khoáng vật caolin, canxit, thạch anh...

- Tổ hợp khoáng vật glauconit-montmo hay gặp ở cửa sông.

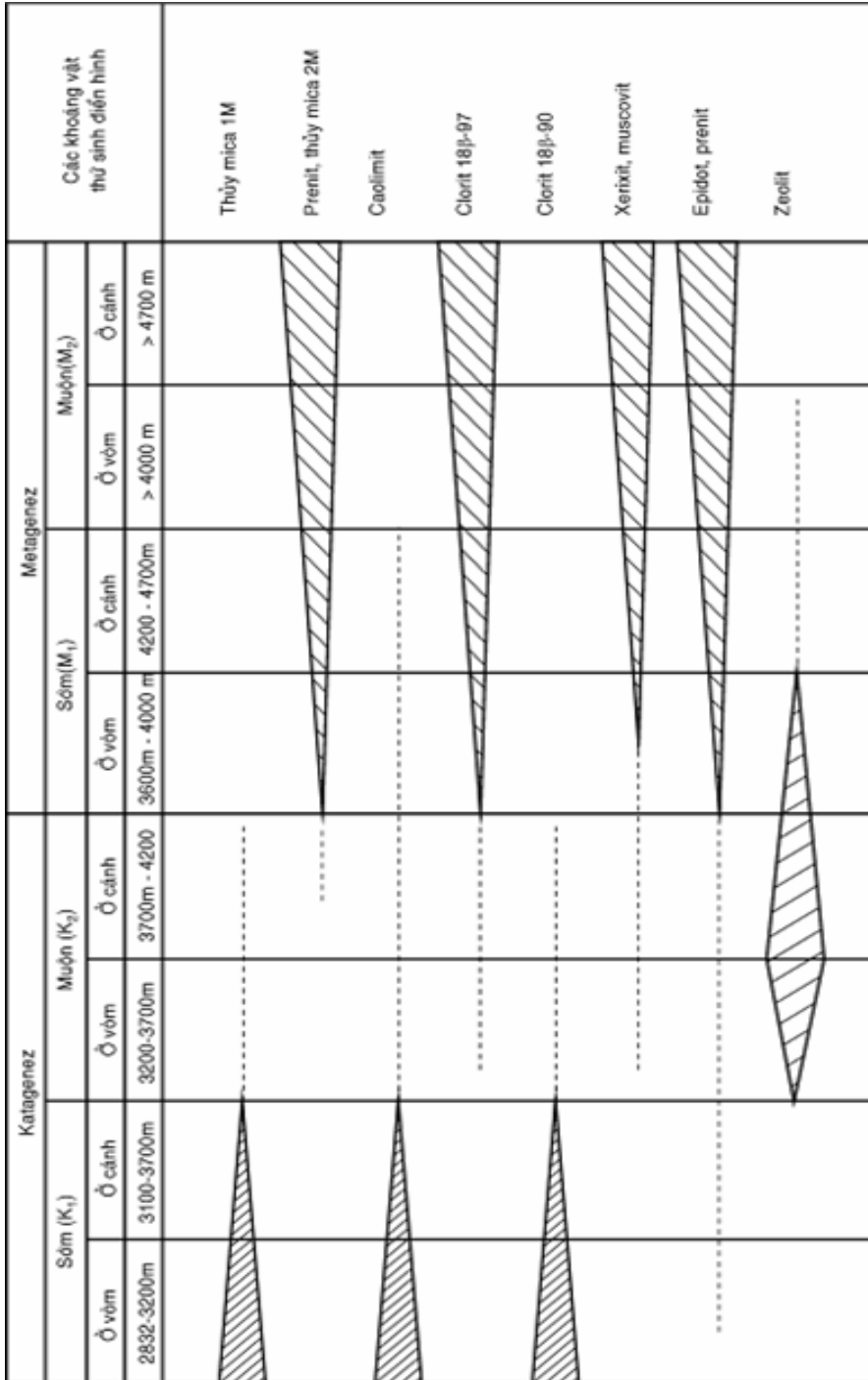
- Tổ hợp thủy mica-caolinit - clorit hay gặp ở ven bờ, cửa sông.

- Tổ hợp caolinit và illite hay gặp ở tương biển.

- Sự tập hợp của illite - montmo - clorit phản ánh môi trường lagoonal (nước lợ).

- Nếu chỉ có caolinit phổ biến ở môi trường đầm hồ.

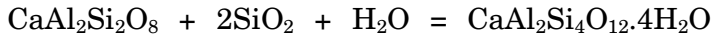
+ Chúng chỉ ra mức độ biến chất của thành phần khoáng. Ví dụ, ở đới catagenez có tổ hợp khoáng vật thạch anh - thủy mica 1-M, hoặc thạch anh - caolinit - canxit - albit - leicokxen. Nếu chuyển sang metamorphism thì đặc trưng tổ hợp khoáng vật khác như: thạch anh - thủy mica 2M - clorit II - caolinit B-97 - canxit hoặc epidot - xerixit - prenit (bảng 11.10 và H.11.11).



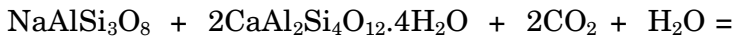
Hình 11.11: Giai đoạn biến chất của khoáng vật thứ sinh trong cát kết tuổi oligocen dưới mỏ Bạch Hổ (theo số liệu Nguyễn Xuân Vinh, 1995).

Ngoài ra nếu có hoạt động nhiệt dịch sẽ xảy ra sự biến đổi hàng loạt các khoáng vật feldspat kém bền vững cho ra đời các khoáng vật thứ sinh ở các tầng chứa dầu hay trên tầng chứa dầu.

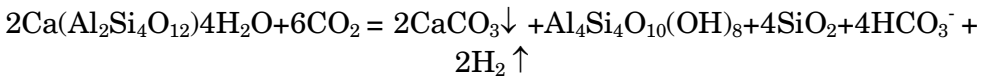
Ví dụ: Khi có hơi nước nóng và acid silic anortit biến đổi thành lomontit (nhóm zeolit)



Nếu có dòng khí CO_2 đưa đến lomontit biến đổi thành tomsonit:



Khi có dư khí CO_2 thì tomsonit biến đổi tiếp cho ra canxit, caolinit, thạch anh...



Từ một số phản ứng nêu trên ở vùng có mỏ dầu dẫn đến hình thành hàng loạt các khoáng vật thứ sinh như canxit, caolinit, thạch anh và nước loại bicarbonat. Điều quan trọng là khí H_2 được giải phóng có hoạt tính cao dễ tác động với các HC aromatic (aren) để tạo thành naften (cyclan). Do đó ở các khu vực này giảm đáng kể khí H_2 trong thành phần khí, giảm đáng kể các aren và tăng cao hàm lượng các HC naftenic.

Bảng 11.10: Giai đoạn biến chất của các khoáng vật thứ sinh trong cát kết thuộc trầm tích oligocen dưới mỏ Bạch Hồ (theo số liệu của Nguyễn Xuân Vinh, 1995)

Giai đoạn biến chất	Katagenez		Metagenez	
	Sớm (K ₁)	Muộn (K ₂)	Sớm (M ₁)	Muộn (M ₂)
ở vòm	2832 - 3200 m	3200 - 3700 m	3600 - 4000 m	> 4000 m
ở cánh	3100 - 3700 m	3700 - 4200 m	4200 - 4700 m	> 4700 m
Tổ hợp khoáng vật thứ sinh	Caolinit - thủy mica 1M	Thạch anh - thủy mica 1M	Thạch anh - thủy mica 2M - clorit II - caolinit B-97 - canxit	Thủy mica 2M - prenit
	Thạch anh - thủy mica 1M	Thạch anh - clorit 18β-90 - caolinit - canxit - albit - leicokxen	Thạch anh - zeolit - xerixit (muscovit, albit) - epidot	Epidot - xerixit - prenit
	Clorit 18β-90 - canxit - leicokxen - pyrit	Thạch anh - albit - zeolit - clorit - epidot	Thạch anh - clorit - zeolit - xerixit - epidot - prenit	Clorit 18β -90
	Thạch anh - clorit - canxit - xerixit - pyrit - leicokxen	Thạch anh - albit - zeolit - epidot - xerixit	Zeolit - thạch anh - clorit 18β -90 - albit - muscovit - epidot	
	Clorit - canxit - clorit			

5- Phương pháp thủy hóa

Dựa trên nguyên tắc tương tác giữa vật liệu hữu cơ các sản phẩm của dầu, khí di cư từ vỉa với nước ngầm hay nước mặt. Từ đó tìm trường phân bố dị thường của các thành phần muối, của các hỗn hợp hữu cơ hòa tan trong nước có liên quan tới các tích lũy hydrocacbon. Có hai loại chỉ tiêu gián tiếp và trực tiếp

- Gián tiếp là các chỉ tiêu: loại nước (clorua canxi, bicarbonat natri liên quan tới sự khép kín mỏ, đôi khi sulfat-natri có liên quan tới phá hủy mỏ bởi vi khuẩn, độ khoáng hóa, độ từ tính, hàm lượng các ion: Cl, Ca, Mg, Na, Br, B và...) và tương quan giữa chúng với nhau.

- Trực tiếp là các chỉ tiêu: Khí CH₄, C₂, C₃, C₄ hydrocacbon aromatic acid naften, fenol, toluen, benzen, photphor, NH₄ và I hòa

tan trong nước. Khi có tương tác của vi khuẩn với hydrocacbon sẽ có thêm chỉ tiêu H_2S , CO_2 , giảm độ sulfat của nước có vi khuẩn oxy hóa hydrocacbon khí, lỏng, có N_2 hữu cơ. Tuy nhiên ở mỗi mỏ đặc trưng cho một số chỉ tiêu mà môi trường tạo điều kiện. Ví dụ, mỏ có nước ngầm chảy qua hay khép kín theo điều kiện thủy địa chất...

Trong các chỉ tiêu thủy hóa triển vọng của mỏ thường có liên quan tới các chỉ tiêu phản ánh mức độ khép kín của cấu tạo (nước đứng, khó trao đổi), các hàm lượng hydrocacbon hòa tan trong nước, acid naften, fenol, toluen, benzen... Sau khi xác định giá trị phong, các giá trị dị thường được quan tâm và xây dựng các bản đồ phân bố, khoanh vùng có triển vọng...

Cần lưu ý acid naften thường liên quan tới dầu naftemic và nước bicarbonat natri, còn dầu aromatic liên quan tới nước $CaCl_2$ là nước cứng thì acid naftenic rất ít hoặc vắng mặt. Ngoài ra còn sử dụng hệ số SO_4^{2-}/HCO_3^- (Belkov, 1960). Khi có hydrocacbon ion sulfat tác động với chúng giải phóng H_2S như sau



Ở vùng ranh giới dầu nước hệ số này < 3 , còn ở trong vỉa nước hay vỉa dầu $SO_4^{2-}/HCO_3^- > 3$ và có thể thay đổi từ 3 đến 10^3 . Ngoài ra hệ số này còn nói lên sự hoạt động của vi sinh vật.

Trong nước gần với mỏ dầu thường quan sát thấy:

- Hàm lượng naften càng cao dầu càng nặng. Acid naftenic đạt $1 \div 3$ mg/l, có nơi tới 5mg/l, phong phú trong dầu naftenic và nghèo trong dầu metanic.

- Acid béo 0,1mg \div 0,3mg/l, có khi tới 0,7mg/l.

- Fenol trong nước tiếp xúc với dầu đạt giá trị 1,4mg/l \div 3,8mg/l, fenol rất dễ bay hơi nên ở vùng không có dầu thường chỉ đạt $< 0,35$ mg/l, có khi 0,10mg/l.

- Benzen đạt 0,01 \div 1,5mg/l.

- Bitum clorofoorm đạt 0,054 \div 0,085%.

- Tổng vật liệu hữu cơ trong nước có khi đạt 35 \div 95mg/l và càng tăng dần từ vùng cung cấp tới vùng thoát, đặc biệt ở vùng có dầu khí.

- Ngoài ra còn xác định Nitơ hữu cơ (N_2 có trong porfirin) và đạt $0,2 \div 0,7\text{mg/l}$ đôi khi đạt $1,2 \div 1,3\text{mg/l}$. Như vậy nitơ hữu cơ lệ thuộc vào sự phong phú porfirin trong dầu. Người ta còn dùng tỷ số C/Nh.s tăng dần khi tiến gần tới vỉa dầu, còn mỏ khí lại giảm (Nh.s - nitơ sinh hóa). Tóm lại càng gần vỉa dầu thấy tăng hàm lượng: khí - condensat, khí nặng trong nước của tầng dầu, tăng hàm lượng acid naftenic. Tuy nhiên chỉ đối với dầu naftenic.

- Khi gần mỏ khí thấy tăng N_2 hữu cơ.

- Tăng lượng benzen trong nước...

- Fenol tăng trong các vỉa nước gần dầu nhẹ, còn trong vỉa dầu nặng, vỉa khí thì fenol giảm nhẹ. Khi nước tăng độ khoáng lượng fenol cũng giảm (fenol lấy bằng eter - dầu mỏ, sau đó cho bay hơi chất dung môi còn lại fenol).

Ngoài ra còn một số chỉ tiêu khác nhưng chúng biến đổi phức tạp và không đặc trưng.

Ngoài ra còn sử dụng chỉ tiêu ΣM , hệ số biến chất của nước rNa^+/rCl^- , Cl/Br, hệ số sulfat ($100.rSO_4^{2-}/Cl^-$). Ví dụ: $rNa^+/rCl^- < 1$, Cl/Br < 300 và $100.rSO_4^{2-}/Cl^- < 1$ với hàm lượng iod được làm giàu, lượng Br $> 65\text{mg/l}$ với loại nước clorua canxi chứng tỏ vật liệu hữu cơ được tích lũy trong môi trường biển. Trường hợp ngược lại thể hiện môi trường lục địa.

Ba là nguyên tố nặng khó di cư và khó bị rửa trôi còn iod lại dễ bị rửa trôi.

- Theo Kudelskii A. V. thì iod có trong vật liệu hữu cơ. Sau khi chúng bị phân hủy iod bị hòa tan trong nước. Ở các mỏ dầu khí iod có thể có hàm lượng tới $14 \div 30\text{mg/l}$, đôi khi đạt $40 \div 470\text{mg/l}$. Nếu iod đạt giá trị $> 6\text{mg/l}$ đã có giá trị công nghiệp. Tuy nhiên iod dễ bị phân hủy ở nhiệt độ thấp (100°C) nên ở một số vỉa dầu không gặp hoặc gặp rất ít iod. Vì iod đã bị giải phóng khỏi vật liệu hữu cơ vào nước ngầm ở điều kiện To thấp..

- Ở vùng khép kín iod được bảo tồn, còn vùng hở có nước chảy cũng làm giảm hàm lượng iod.

Vì vậy đặc điểm phân bố iod gần giống với điều kiện phân bố của dầu. Nghĩa là iod có hàm lượng cao thường gặp ở cấu tạo lớn và

khép kín.

- Brom: thường có mặt dưới dạng muối trong nước loại nước CaCl_2 . Trong thực tế hay dùng tỷ số Cl/Br. Nếu $< 150 \div 180$ đặc trưng cho mỏ dầu. Nếu hệ số Cl/Br giá trị = 300 là nước biển, còn Cl/Br > 300 phản ánh vùng bị rửa trôi. Ngoài ra còn dùng hệ số Br/I. Đối với nước có liên quan tới dầu thì $\text{Br/I} \leq 30$, còn nếu $\text{Br/I} > 30$ không có liên quan tới nước của vỉa dầu.

- Bor: hàm lượng lớn của Bor liên quan tới nước dạng NaHCO_3 và liên quan tới sự hòa tan các borat kiềm trong nước. Nếu hàm lượng Bor cao thường liên quan tới dầu.

- NH_4 (ammonia) tích lũy trong nước của mỏ dầu cũng như trong nước loại CaCl_2 dưới dạng NH_4Cl cũng như trong nước kiềm dưới dạng NH_4HCO_3 . Trong mỏ dầu thường NH_4 vượt $> 100\text{mg/l}$ còn trong than chì vắng mặt.

Loại nước CaCl_2 và NaHCO_3 thường liên quan tới mỏ dầu. Loại Na_2SO_4 không có liên quan với mỏ dầu hoặc dầu bị phân hủy bởi vi sinh hoặc có liên quan tới vùng có muối sulfat (ghips, anhydrit hoặc muối K, Na. Vì vậy đôi khi cũng không có sulfat coi như rất thuận lợi cho tích lũy và bảo tồn dầu.

Ngoài các chỉ tiêu nêu trên còn tách khí từ nước ngầm và xác định các cấu tử như: $\text{C}_1, \text{C}_2, \text{C}_3, \text{C}_4, \text{C}_5^+, \text{acid naftenic, fenol} \dots$

Nếu $\text{C}_2/\text{C}_3^+ < 1,3$ phản ánh điều kiện gần mỏ dầu, nếu $\text{C}_2/\text{C}_3^+ > 1,3$ phản ánh điều kiện gần mỏ khí. Nếu Σ khí nặng tăng dần chỉ ra vị trí gần vỉa sản phẩm...

Nếu trong nước ngầm có khí trơ He và Ar có thể tính tuổi của nước ngầm (thời gian tồn tại của nước đó trong vỉa). Nếu $t_1 = 25.\text{He/Ar}$ (triệu năm) đối với loại nước đã tách ra khỏi vị trí ban đầu. Còn $t_2 = 115.\text{He/Ar}$ (triệu năm) chứng tỏ nước vẫn được giữ nguyên trạng thái nguyên thủy.

6- Sinh địa hóa

Dựa trên nguyên tắc tương tác giữa hydrocacbon với vi khuẩn và thực vật thích nghi.

- Một số hydrocacbon bị khử bởi vi khuẩn như: metan, butan,

propan, pentan, hydrocacbon bay hơi, hydrocacbon aromatic (benzen, toluen...). Vi khuẩn khử sulfat do sử dụng hydrocacbon cho sinh ra H_2S và CO_2 .

Các vi khuẩn khử hydrocacbon là *Pseudomonas Mycobacterium*, *Micrococcus*, *Bacterium*, *Proactinoyces*. Ví dụ 1 tế bào vi khuẩn khử metan ở $T^0 = 27(30^{\circ}C)$ có thể sử dụng $5,8.10^{-13} \div 7,6.10^{-12} \text{ cm}^3$ metan trong 1 giờ. Đối với khí propan lượng tiêu thụ gấp 10 lần. Các mẫu để xác định vi sinh cần phân tích ngay trong 2 tuần đầu. Để lâu sẽ xảy ra phân hủy và thay đổi.

- Đối với thảm thực vật: Do di cư các sản phẩm hydrocacbon từ mỏ lên gần mặt đất một số thực vật không thể tồn tại sẽ chết hoặc thoái hóa dần. Ngược lại một số thực vật lại phát triển do hydrocacbon vận động mang theo một số kim loại (muối khoáng) lên lớp thổ nhưỡng và là nguồn nuôi các loại thực vật như: P, B, V, Cr, Ba, Sr, Fe, Mn, Co, Cu, Ni, Zn, Rb, Ti, Al, Zn... Chúng làm cho tổng khoáng hóa tăng. Các nguyên tố nêu trên cũng tăng cao trong các loài thực vật và có giá trị dị thường.

7- Địa hóa đồng vị

Khi di cư càng xa càng có nhiều khí metan với đồng vị nhẹ. Vì vậy khi bị vi khuẩn khử thì đồng vị của khí metan giảm đi nhiều. Đặc biệt khí sinh hóa có $\delta^{13}C = -60 \div -95\%$.

Tuy nhiên ở trên mặt vùng nào có dị thường hydrocacbon mới có điều kiện tăng hàm lượng khí metan và tăng đồng vị nặng. Nếu có các khoáng vật carbonat và khí CO_2 do hoạt động vi khuẩn khử metan từ nguồn dưới sâu sẽ phát hiện tăng cao đồng vị nặng (từ các vỉa dầu $\delta^{13}C = -30 \div -20\%$). Do đó việc phát hiện các dị thường đồng vị carbon ở phía trên khu mỏ là rất thuận lợi.

8- Phương pháp địa hóa dấu tích sinh vật

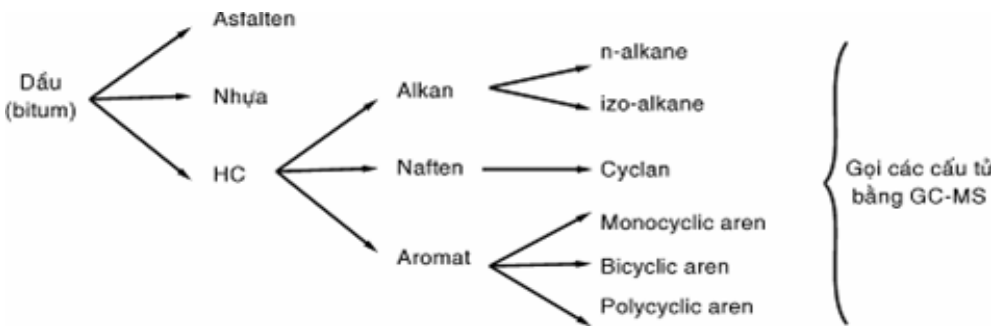
Cơ sở của phương pháp là dựa vào các tàn tích phân tử được tách ra từ các sinh vật còn sống. Chúng tồn tại trong suốt quá trình tiến hóa của vật liệu hữu cơ hoặc có một số phân tử biến đổi có quy luật từ cơ thể sống tới các sản phẩm ở các dạng khác nhau. Từ đó các dấu tích sinh vật có thể chỉ ra đá nguồn, điều kiện môi trường trong thời gian lắng đọng cũng như chôn vùi, quá trình trưởng thành nhiệt và mức độ phân hủy nhiệt hay phân hủy sinh học,

thậm chí phản ánh tuổi của dầu khí được sinh ra.

Các sinh vật khác nhau sống ở các điều kiện khác nhau như: vi khuẩn, dong tảo nước ngọt, dong biển, thực vật bậc cao... Ví dụ, dong botryococcus braunii rất phát triển ở vùng đầm hồ. Sự phong phú gammacerane trong dầu chỉ ra điều kiện khô cạn - bay hơi của các hồ muối; có mặt của oleanane là dấu tích sinh vật của bí tử (hạt kín) của thực vật trên cạn, dinosterane là dấu tích sinh vật của dong biển dinoflagellates. Một số biểu hiện của phân hủy sinh học của dầu. Ví dụ: mất các thành phần n. parafin, acyclic isoprenoide, sterane, terpane và aromatic... (xem mục 11.2).

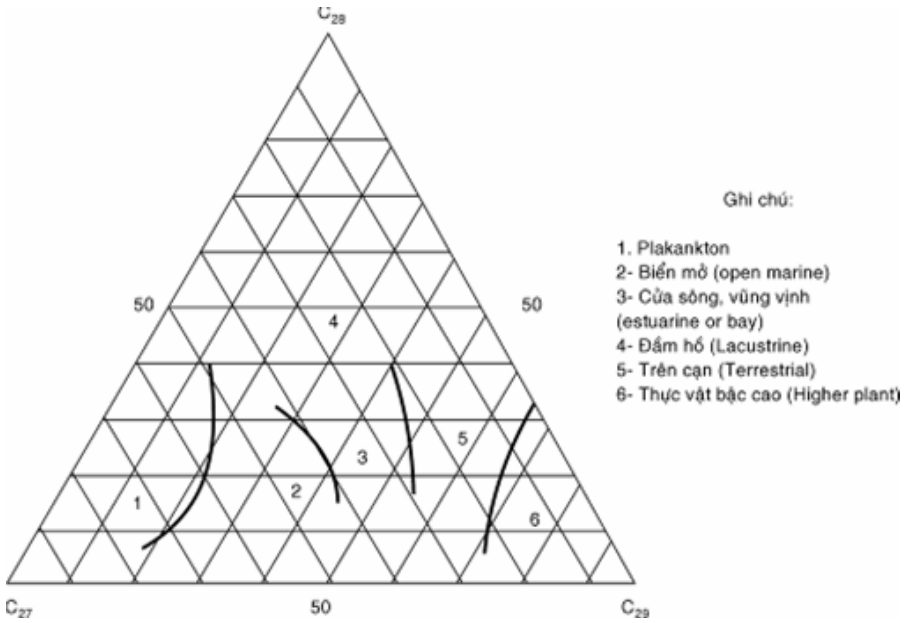
Quy luật phân bố định lượng, định tính của vật liệu hữu cơ chỉ ra loại vật liệu hữu cơ và tiềm năng sinh dầu khí của chúng, môi trường tích lũy có oxygen hay vắng oxygen. Một số chỉ tiêu - đánh dấu sinh vật lại chỉ ra mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ. Từ đó thấy được quá trình tiến hóa của vật liệu hữu cơ.

Ngoài ra còn xác định hàm lượng của các cấu tử C₂₇, C₂₈ và C₂₉. Tương quan giữa chúng phản ánh độ chính xác cao của môi trường tích lũy và loại vật liệu hữu cơ.

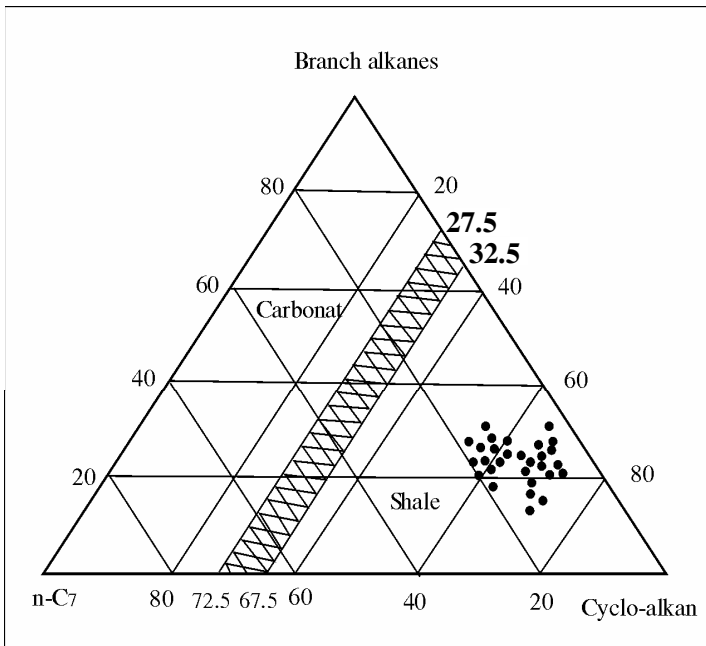


Hình 11.12: Sơ đồ phân tích phương pháp địa hóa dầu tích sinh vật

Ví dụ, nếu hàm lượng ưu thế của C₂₉ so với C₂₈ và C₂₇ thể hiện môi trường lục địa, ưu thế của C₂₈ với số còn lại là môi trường đầm hồ và chuyển tiếp và ưu thế của C₂₇ so với C₂₈ và C₂₉ phản ánh môi trường biển. Trên cơ sở tương quan giữa các cấu tử nêu trên Huang và Meinschein 1979 đã biểu diễn trên đồ thị tam giác. Từ đó có thể xác định môi trường tích lũy VLHC là: plancton, biển mở, cửa sông-vũng vịnh, đầm hồ, trên cạn và thực vật bậc cao (H.11.13a).

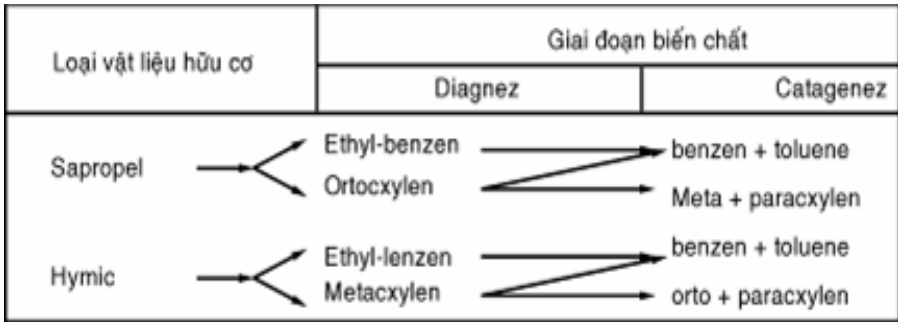


Hình 11.3. Đồ thị xác định môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ (Huang W.Y và Meinschein)



Hình 11.14. Giản đồ xác định loại đá tích lũy VLHC bằng n-C7 và các đồng phân của C4-C7 (Ví dụ ở bể Cửu long)

Ngoài ra, một số nhà nghiên cứu còn sử dụng tương quan giữa nC_7 với các đồng phân của $C_4 - C_7$ để xác định loại trầm tích chứa vật liệu hữu cơ (H.11.14). Khi nghiên cứu các aren của C_8 Petrov A1, A và Gordadze G. N. nhận ra rằng nếu giá trị ethylbenzen đạt giá trị cao (phong phú) từ 15,1 đến 24,1% và cao hơn phản ánh vật liệu hữu cơ có nguồn gốc biển. Ngoài ra họ còn nghiên cứu sự biến đổi của các aren của C_8 ở các mức độ biến chất khác nhau theo sơ đồ sau :



Hình 11.15: Hình thành các đồng phân của C_8 theo VLHC

Như vậy ở giai đoạn diagenез loại vật liệu hữu cơ sapropel biến đổi cho ra sản phẩm ethylbenzen và ortocxylen, còn vật liệu hữu cơ hymic cũng cho ra ethylbenzen và metacxylen. Chuyển sang pha catagenez thì ethylbenzen đều cho ra benzen và toluen. Trong khi đó loại ortocxylen của vật liệu hữu cơ sapropel cũng cho ra sản phẩm benzen + toluen và meta + paracxylen, còn loại metacxylen của vật liệu hữu cơ humic lại cho sản phẩm benzen + toluen và orto + paracxylen.

Vì vậy họ đưa ra hệ số sau đây áp dụng cho từng loại vật liệu hữu cơ. Đối với vật liệu hữu cơ sapropel thì tính tỷ số: (meta + paracxylen /ortocxylen).

Đối với vật liệu hữu cơ humic áp dụng tỷ số: (orto + paracxylen /metacxylen)

Ngoài ra còn phân biệt một loạt các chỉ tiêu khác được thể hiện trên bảng 11.11.

Các chỉ tiêu dấu tích sinh vật thể hiện ở ba nội dung chính: môi trường - nguồn và tương vật liệu hữu cơ, độ trưởng thành và phân hủy sinh học.

Tuy nhiên cần lưu ý là một số chỉ tiêu có thể cho độ tin cậy cao, số khác chưa phản ánh đầy đủ bản chất của sự kiện. Đặc biệt các chỉ tiêu về độ trưởng thành chỉ đảm bảo mức độ tin tưởng ở khoảng $\%Ro = 0,6 \div 0,9\%$. Vượt quá giá trị $\%Ro \geq 0,9\%$ chúng không còn chính xác vì chúng bị chi phối bởi nhiều yếu tố. Trong đó phải kể đến yếu tố nhiệt độ tạo nên điều kiện cracking theo nhiều chiều, do hoạt động kiến tạo làm thay đổi thành phần trong quá trình di cư, hay tái phân bố lại các hydrocacbon, điều kiện bẫy chứa không được bảo đảm hay do áp suất quá tải đối với đá chứa, cũng có thể do tác động của nước ngầm, do thay đổi cấu trúc tạo nên sự vận động hydrocacbon...

Vì vậy trong trường hợp này phải kết hợp với lịch sử tiến hóa của bể trầm tích để lý giải.

Cần lưu ý rằng, các chỉ tiêu dấu tích sinh vật cũng như các chỉ tiêu địa hóa khác phản ánh bức tranh khá phức tạp và đa dạng. Vì vậy khi sử dụng chúng cần phối hợp với các nguồn tài liệu khác như carotaj giếng khoan, địa chấn, đặc biệt cần phải phối hợp với kết quả của các phương pháp địa chất khác. Mỗi phương pháp đều có thế mạnh của nó và khuyết tật nào đó. Nếu biết sử dụng thế mạnh của từng phương pháp để hạn chế khuyết tật của phương pháp kia thì việc nghiên cứu mới tiến sát với thực tế và phản ánh đúng quy luật. Nếu chỉ sử dụng đơn điệu kết quả của một phương pháp đôi khi dẫn đến sai lầm khôn lường.

Bảng 11.11. Biomarker. Môi trường - Source - Organic facies

1	Sơ đồ tam giác $C_{27} - C_{28} - C_{29}$. Dong đỏ chiếm ưu thế C_{27} cholesterane, dong xanh chiếm ưu thế C_{28} Ergosterane và dong nâu chiếm ưu thế C_{29} stigmasterane (phucosterane)
2	Nồng độ cao của nC_{29} chỉ ra thực vật bậc cao, ưu thế số lẻ ở đoạn $C_{23} \div C_{35}$ và ưu thế số chẵn ở đoạn $C_{12} \div C_{26}$ cao của C_{27} là biển, cao của C_{28} là đầm hồ.
3	Có oleananes lấy được từ than, trầm tích delta, từ hạt kín (bí tử) angiosperms, lục địa, thực vật bậc cao, nước lợ (sú vệt) ở Nam Dương (vắng ở biển, thấp ở đầm hồ, cao ở lục địa). $18\alpha(H)$ - oleanane (H_{15}) tìm thấy ở hồ nước cạn. Có hai loại oleanane $18\alpha(H)$ và $18\beta(H)$ thường đứng trước C_{30} hopane.
4	$4\beta(H)$ endesmane và C_{30} resine (R_1, R_2, R_3) (H_{18}) thể hiện có hạt trần khôa tử gymnosperm phản ánh thực vật bậc cao (lục địa) $(R_1+R_2+R_3)/G$ (drimane và endesmane).
5	Tính trội của cấu tử lẻ từ $nC_{21} - nC_{31}$ chỉ ra dong tảo không biển (đầm hồ).
6	23.28 bisnorlupanes chỉ ra thực vật bậc cao, lục địa.
7	Nhiều lupanes từ angiosperm thực vật trên cạn, ít ở đầm hồ và biển.
8	Có những tetracyclic terpanes và lupane, oleanane là lục địa bậc cao, có ít ở đầm hồ và nước lợ (muối nhạt) biển (có cả ở trầm tích bay hơi và carbonat).
9	Phyllocladanes có từ conifers chỉ ra lục địa khô cạn.

10	Có bicardinanes (H19) trên phân mảnh M/Z 191, 217 và 369 từ thực vật trên cạn (thực vật bậc cao) cùng với hàm lượng cao của n-parafin (Wax) và oleananes (H15) trên phân mảnh M/Z 191 (angiosperm-bí tử từ thực vật bậc cao, vắng – chỉ nguồn gốc biển).
11	Có botryococcane (botryococcus braunii) của dong xanh ở đầm hồ nước ngọt và muối nhạt
12	16 demethyl - botryococcane (botryococcus braunii) của dong xanh - nước ngọt - đầm hồ, nước lợ (muối nhạt) vắng mặt ở trên cạn và biển.
13	Parafin cao, lưu huỳnh ít, Pr/Ph > 4 chỉ ra thực vật trên cạn.
14	Có moretanes phong phú chỉ ra nguồn gốc trên cạn và từ vi khuẩn.
15	Có gammacerane cao chỉ ra đầm hồ nhưng không nhất thiết là hồ nước ngọt, chủ yếu ở hồ muối khí hậu hanh khô, Pr/Ph thấp, ưu thế số chẵn của n-parafin trong khoảng C ₁₅ ÷ C ₂₃ . Ví dụ, nếu GI cao và giá trị Pr/Ph cao chỉ ra môi trường lục địa. Nếu GI cao mà giá trị Pr/Ph thấp chỉ ra vùng muối (evaporit hay nước muối nhạt).
16	Tỷ số cao của tricyclic triterpanes/pentacyclic triterpanes chỉ ra đầm hồ (không biển - đầm hồ - delta). Trong đó tricyclic bên, ổn định hơn chỉ dong tảo và vi khuẩn.
17	Tảo Dinoflagellates botryococcus braunii chỉ ra nước ngọt và vi khuẩn (C ₃₀ - 4me - steranes cũng vậy (S8) (C ₃₀ - 4me, 24-e steranes) có nguồn gốc từ tảo dinof). Nếu vắng chúng chỉ ra nguồn gốc thực vật bậc cao hoặc nước lợ (ở vùng ẩm có T ^o > 25 ^o C)
18	Diatomei và Radiolari phát triển ở vùng nước lạnh (vùng cực) ở nhiệt độ 5-15 ^o C, tạo thành sét Silic (sét Diatomei)
19	Nếu phong phú C ₃₁ hopanes (H5-2) trên mảnh M/Z 191 và tương đối cao của diasteranes (S5) trên phân mảnh M/Z 217, 259 phản ánh môi trường chôn vùi giàu oxygen.
20	Vắng C ₃₀ steranes chỉ ra môi trường sét sạch, lục địa, chỉ ra đầm hồ và trên cạn, có mặt là biển.
21	Steranes có từ dong tảo và thực vật bậc cao, còn triterpane từ vi khuẩn. Vì vậy nếu tỷ số triterpanes/steranes > 20 chỉ ra nguồn vi khuẩn, nếu < 10 chỉ ra nguồn than, sét phiến, có thể hồ muối.
22	Hexacyclic hopanoide có trong chất phong phú lưu huỳnh chỉ ra tương bay hơi yếm khí (vùng khô hanh).
23	2 methyl-docosane chỉ ra nguồn vi khuẩn, hồ muối (khô hanh).
24	2, 6, 10 trimethyl, 7, 3 methyl-butyl)-dodecane dong xanh ở hồ muối (khô hanh).
25	β carotene có vi khuẩn ở vùng khô cạn - hồ, muối, đầm hồ (dong nước ngọt).
26	Squallane của vi khuẩn archaeobacteria - hồ muối.
27	1-alkyl, 2, 3, 6, trimethylbenzenes vi khuẩn - hồ nước.
28	Trimethylated 2-methyl-2trimethyldecylchlomans chỉ ra hồ muối.
29	Tricyclic diterpanes thấp là biển, vắng steranes và aromat là nước ngọt (đầm hồ), cao ở trên cạn (H.11). Tricyclic terpanes cao chỉ ra có vi khuẩn và lipide của dong tảo.
30	β-carotene và carotenoide có giá trị cao chỉ ra môi trường đầm hồ, gần đây còn phát hiện ở vùng muối nhiều "S"
31	Ts/Tm thấp chỉ ra môi trường oxy hóa, trên cạn, cao ở đầm hồ, trung bình ở trầm tích biển.
32	nC ₂₁ -C ₃₅ thấp ở biển, cao ở lục địa và đầm hồ vì thường bắt nguồn từ phần cứng của sinh vật lục địa.
33	C ₃₅ -homonopane index chỉ ra mức độ oxy hóa trong môi trường biển, giá trị cao chỉ ra có vi khuẩn hoạt động.
34	Có 4 methylsteranes chỉ ra vừa biển vừa nước ngọt (hàm lượng ở biển trung bình, đầm hồ cao, lục địa thấp).
35	nC ₁₅ -C ₂₃ có ưu thế số lẻ là biển, ngược lại ưu thế số chẵn là lục địa.
36	Tảo biển dinosteranes chỉ ra có dinoflagellates của biển.
37	C ₃₀ - 24n propylcholestanes (4-desmethyl) chỉ ra có dong chrysophyte môi trường biển.
38	Diasterane chỉ ra độ trưởng thành và môi trường (khô khô hanh).
39	Vắng steranes trong hopane/(hopane+steranes) chỉ ra nguồn vi khuẩn trôi nổi và nước ngọt.
40	Vượt trội của hopanes so với sterane (M4) chứng tỏ đầm hồ nước ngọt và vi khuẩn trôi nổi.

	Vượt trội của steranes là biển.
41	28, 30 bisnorhopane. C28.17((H) - hopane thường gọi là 28-30 bisnorhopane có khi có mặt, có khi vắng. Có mặt chỉ ra môi trường khử, đôi khi của dong tảo (khử), đôi khi có mặt ít hay vắng mặt chỉ ra thực vật trên cạn.
42	25-28-30 trisnorhopane có vi khuẩn - biển (không oxy hóa).
43	C ₃₅ -17 α -21 β (H) hopane - có vi khuẩn trong môi trường khử.
Các chỉ tiêu trong carbonat	
44	Triterpanes: C29, C30-hopanes từ vi khuẩn.
	- C ₂₉ /C ₃₀ hopanes cao chỉ ra độ carbonat. Tricyclic terpane hay Tricyclic/17 α (H) hopane thấp.
	- Nor hopane/hopane chỉ ra đá carbonat.
	- Hopanes (homohopanes) 17 α (H) hopanes của C ₃₁ -C ₃₅ chỉ ra đá carbonat.
45	Lưu huỳnh có hàm lượng cao chỉ ra carbonat, ở biển, thấp ở lục địa và đầm hồ.
46	Thiopheric sulfur cao.
47	C ₂₇ > C ₂₉ .
48	C ₂₉ /C ₃₀ hopanes > 1.
49	C ₃₅ homohopane index cao.
50	Hexahyclobenzohopanes and benzohopanes cao trong carbonat.
51	C ₂₉ MA-steroids cao.

Maturity

1	Trưởng thành là cân bằng giữa 20S và 20R (55% và 45%). Vì vậy $20S/(20S + 20R) = 0.55$ là trưởng thành. Càng lớn trưởng thành càng cao vì sự chuyển hóa 20R sang 20S càng cao. $S/(S+R) < 0.35$ chưa trưởng thành > 0.435 bắt đầu trưởng thành khi đó $R_o = 0.75\%$.					
2	Ts/Tm = 18 α (H) trisnorneohopane/17 α (H) trisnorhopane. Càng biến chất cao thì tỷ số càng cao, tăng mạnh khi đạt $R_o > 0.9\%$ tới mức không xác định được. Vì vậy tỷ số chỉ chính xác khi độ trưởng thành đạt xung quanh $\approx 0.75\%$ (tức là $R_o \leq 0.9\%$).					
3	Moratane/hopane (M/h): = 0.03 ÷ 0.06 đầu trưởng thành, có nơi tỷ số đạt giá trị cao = 0.1 ÷ 0.3. Vì moretane dễ mất ở nhiệt độ thấp $R_o \leq 0.6\%$ vì vậy rất khó xác định nếu M/h đạt 0.15 thì R_o đạt giá trị nhỏ $\leq 0.6\% R_o$.					
4	Oleananes. Đồng phân oleananes là isomer 18 α (H) 18 β (H), chỉ ra trưởng thành khi đạt $0.6\%R_o$, nhưng đạt giá trị cực đại ở khoảng 0.46 ÷ 0.58% R_o . Nếu dưới 0.46% R_o và trên $> 0.58\%R_o$ thì chỉ tiêu trên giảm. Chỉ ra của số tạo dầu (ít dùng).					
5	Chỉ nên sử dụng chỉ số sinh học trong khoảng $R_o = 0.45 \div 0.75\%$ vì sự chuyển hóa 22R sang 22S diễn ra nhanh nên độ trưởng thành không chính xác. Do đó Ts/Tm chỉ chính xác với các giá trị nhỏ $< 0.9\%R_o$, còn lớn hơn $R_o > 0.9\%$ chỉ tiêu này không chính xác.					
6	Triterpanes mảnh m/z 191 22S/(22R + 22S) epimer ratios (hopanes) 22R biến đổi từ $C_{31} \div C_{35}$. Cân bằng là 0.6.					
7	(hopanes/steranes càng cao chỉ ra dầu biến chất càng cao.					
8	PMP - porphyrin maturity parameter = $C_{28}E/(C_{28}E + C_{32}D)$. Tuy nhiên chỉ tiêu này chỉ có hiệu quả khi $\%R_o \leq 0.7\%$, nếu lớn hơn hỗn hợp porphyrin bị phân hủy - không còn đặc trưng.					
9	Nếu Tmax = 440 thì Tm = 0.4, Ts/Tm = 0.5 và Ts/(Ts + Tm) = 0.33					
10	Ro = Tmax = H6 = Ts/(Ts + Tm) =	0.5 435 -	0.6 440 0.33	0.8 446 0.60	0.9 450 0.67	
11	14 β (H), 17 α (H) và 14 α (H), 17 α (H) hay tóm tắt $\beta\beta / \alpha\alpha$. Cân bằng $\beta\beta / \alpha\alpha = 0.6$, nếu > 0.6 là trưởng thành. Càng lớn trưởng thành càng cao. Nếu > 1 lại chỉ ra hướng di cư.					
12	Nếu giảm có tính lựa chọn nồng độ của $\alpha\alpha\alpha$ 20R steranes chỉ ra di cư.					
13	Tricyclic/pentacyclic terpanes. Tricyclic ổn định hơn, còn đôi khi vắng hoàn toàn pentacyclic. Tỷ số chỉ ra độ trưởng thành. Càng lớn độ trưởng thành cao.					
14	Triaromatic còn tồn tại chứng tỏ dầu sinh ra ở mức độ thấp. Triaromatic C_{27} /Triaromatic $C_{27} +$ Monoaromatic)					
15	MPI-1 và MPI-2 phản ánh mức độ trưởng thành nhiệt (methylphenantrene index - chỉ số Radke). $MPI = \frac{\text{Methylated aromatic hydrocarbon}}{\text{Sulfure heterocycles}}$					
16	Nếu cân bằng thì $H_2 = 0.6$, $S_1 = 0.55$. Vì vậy nếu $H_2 = 0.54$, $S_1 = 0.45$ chứng tỏ trưởng thành thấp. MPI-1 = 0.88 cũng thể hiện ở pha chính.					
17	Có mặt nhiều của tricyclic diterpanes chỉ ra dầu trưởng thành nhẹ (fairly).					
18	α Methylnaftaline/ β methylnaftaline càng cao biến chất dầu càng cao,					
19	Có mặt methyl phenantrene chỉ ra dầu được đẩy ra ở $T = 165^\circ C$ ($M_3 = 1.05$) và M_2 , M_3 chỉ có ý nghĩa khi dầu trưởng thành ở $T > 165^\circ C$.					
20	Nếu $H_1 = 0.62$, $S_1 = 0.39$ chỉ ra nhiệt độ trưởng thành $T \leq 130^\circ C$.					

Phân hủy - Biodegradation (Steranes and triterpanes)

1	Mất n-alkans và isoprenoide chỉ ra dấu bị vi khuẩn tấn công, aren lai tăng cao.
2	Có oxy dầu có thể bị oxy hóa, đặc biệt thuận lợi ở $T < 80^{\circ}\text{C}$ (tối ưu ở $T = 60^{\circ}\text{C}$) khi ở trên mặt càng thuận lợi cho vi khuẩn tấn công.
3	Phong phú 20S của 14α (H). 17α (H) - C_{29} steranes. Tỷ số $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$ không đạt tới 1.2 đối với dầu bình thường, còn dấu phân hủy đạt cao hơn nhiều.
4	Dầu bị vi khuẩn tấn công thì $\alpha\alpha -20\text{S} > \beta\beta -20\text{R} = \beta\beta -20\text{S} > \text{disteranes}$
5	Có mặt với giá trị thấp của tricyclics và tetracyclics trong đó methyl của C_{10} chỉ ra dấu bị phân hủy mạnh. Tricyclic triterpanes là bền, song khi bị vi khuẩn khử cũng giảm như diasteranes.
6	Các đồng phân pristane và phytane bền, nên có hàm lượng cao do không bị phân hủy bởi vi sinh.
7	$\text{C}_{27} > \text{C}_{28} > \text{C}_{30}$; $\text{C}_{27} \div \text{C}_{32} > \text{C}_{33} > \text{C}_{34} > \text{C}_{35}$ khi vắng mặt 25-norhopanes.
8	Khi 25-norhopanes vắng mặt vi khuẩn tấn công tạo nên tương quan $\text{C}_{35} > \text{C}_{33} > \text{C}_{32} > \text{C}_{31} > \text{C}_{30} > \text{C}_{29} > \text{C}_{27}$ và $22\text{R} > 22\text{S}$.
9	Steranes bị phân hủy tạo mối tương quan $\alpha\alpha\alpha 20\text{R}(\text{C}_{27}(\text{C}_{2a})) > \alpha\alpha\alpha 20\text{S}(\text{C}_{27}) > \alpha\alpha\alpha 20\text{S}(\text{C}_{28}) > \alpha\alpha\alpha 20\text{S}(\text{C}_{29}) > \alpha\beta\beta (20\text{S}+20\text{R}) (\text{C}_{27} \div \text{C}_{29})$
10	Vắng gammacerane và oleanane vì không bền.
11	Alkylcyclohexanes, isoprenoids giảm.
12	Isoprenoids biến dạng và giảm từng phần.
13	Acyclic isoprenoide vắng mặt.
14	Bicyclic alkanes bị giảm.
15	Steranes phân hủy từng phần...

Bảng 11.12: Sự phân hủy sinh học của dầu được Volkman phân chia (đưa ra 1983)

Cấp phân hủy	Thành phần thay đổi (removed)	Mức độ phân hủy
1	Không	Không phân hủy
2	n-alkan ngắn	Phân hủy ít
3	Mất >90% n-alkan	Vừa phải, trung bình
4	Alkylcyclohexanes giảm	Vừa phải
5	Isoprenoids bị giảm	Vừa phải
6	Bicyclic alkanes bị giảm	Mạnh
7	> 50% regular steranes bị mất	
8	Steranes, hopanes giảm, demethylated hopane phong phú (cho tới tận C_{25} -norhopanes)	Cực mạnh
9	Demethylated hopanes phong phú (cho tới tận C_{25} -norhopanes) diasterane hình thành, steranes mất.	Siêu mạnh

Phương pháp tìm các dấu tích sinh vật mới được phát triển và đang trong quá trình hoàn thiện. Thiết nghĩ trong thời gian tới với tiến bộ khoa học kỹ thuật có các thiết bị GCMSMS tinh vi và chính xác hơn sẽ có điều kiện để nhận ra các cấu trúc của các đồng phân

nặng, tuy hàm lượng nhỏ nhưng lại có lượng thông tin đáng tin cậy. Trên cơ sở đó nhận ra chính xác các mức độ biến chất cao của dầu cũng như của vật liệu hữu cơ ($> 0,9\% \text{ Ro}$)...

11.3.6 Những yêu cầu đối với nội dung nghiên cứu địa hóa ở các giai đoạn tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí

1- Điều kiện ứng dụng các phương pháp địa hóa

Cùng với các phương pháp địa chất, địa vật lý khác phương pháp địa hóa được áp dụng đối với các vùng có trầm tích đệ tứ không phân dị, ở vùng uốn nếp, nền bằng trẻ hay cổ có lớp trầm tích đệ tứ, ở vùng có thành tạo núi lửa hay phun trào trầm tích, có các thể xâm nhập của dung dịch magma xuyên qua lớp trầm tích.

Tuy nhiên ở bất cứ điều kiện nào cũng lưu ý tới 2 đối theo chiều thẳng đứng

- Đối trên đặc trưng bằng sự trao đổi nước, khí, sự phát triển mạnh của quá trình oxy hóa, cũng như vi khuẩn ưa khí, sử dụng hydrocarbon khí ngăn cách với đối dưới bằng lớp cách nước và khí.

- Đối dưới đặc trưng bằng phần còn lại của các lớp đá ở trên vỉa sản phẩm. Nơi đây xảy ra kém trao đổi nước hay không trao đổi nước, cách ly với các tác nhân của tầng khí quyển, phát triển vi khuẩn yếm khí (kỵ khí), có các điều kiện khử nơi có nhiều thông tin hơn so với đối trên.

Như vậy có thể thực hiện các phương pháp địa hóa đối với lớp thổ nhưỡng: địa hóa khí, địa hóa bitum, địa hóa thạch học và sinh địa hóa. Đối với các giếng khoan chuẩn, tìm kiếm thăm dò cần tiến hành các phương pháp địa hóa khí, bitum, nhiệt phân, thủy hóa, dấu tích sinh vật... cho các loại mẫu lõi, mẫu vụn, đo carotaj khí, dầu, khí condensat ở các vỉa sản phẩm.

- Trên mặt cần tiết hành lấy mẫu khí, đất từ lớp thổ nhưỡng theo tuyến vuông góc với trục của cấu tạo. Sau khi có số liệu vẽ bản đồ phân bố các chỉ tiêu khí, bitum và khoanh vùng có giá trị dị thường - tức là phân vùng triển vọng và không triển vọng.

- Trong giếng khoan nghiên cứu và tách các tầng đá sinh, xác định đới trưởng thành và chưa trưởng thành... Tách các tầng có khả năng chứa sản phẩm...

2- Nhiệm vụ và nội dung nghiên cứu địa hóa

Với mục đích khoan được vùng có triển vọng theo diện và phức hệ trầm tích có triển vọng theo lát cắt: Để đạt được mục đích trên cần đánh giá:

- Các giá trị dị thường trên mặt, lập các mặt cắt chuẩn với các đới địa hóa có các đặc tính khác nhau.

- Xác định được tầng có sản phẩm, tầng sinh và mức độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ.

- Đánh giá định lượng đối với tầng sinh, khả năng di cư và tích lũy hydrocacbon và xem xét tương quan của nó với tầng chứa về thời gian cũng như không gian.

- Phân chia các đới sinh và đới có khả năng tích lũy sản phẩm. Để có vị trí giếng khoan đầu tiên cần nghiên cứu đánh giá vùng triển vọng trên cơ sở tài liệu của các bể lân cận hay ở các giếng khoan thông số. Sau khi có giếng khoan đầu tiên tiến hành nghiên cứu tỷ mỷ lát cắt: carotaj khí, mẫu lõi, mẫu vụn, dầu và khí nếu có. Tìm ra quy luật tích lũy vật liệu hữu cơ, loại vật liệu hữu cơ và độ trưởng thành của chúng. Đánh giá định lượng và phân tầng triển vọng và khả năng triển vọng...

Tóm lại, để đánh giá triển vọng của một bể trầm tích hay một vùng cần lưu ý các vấn đề sau đây:

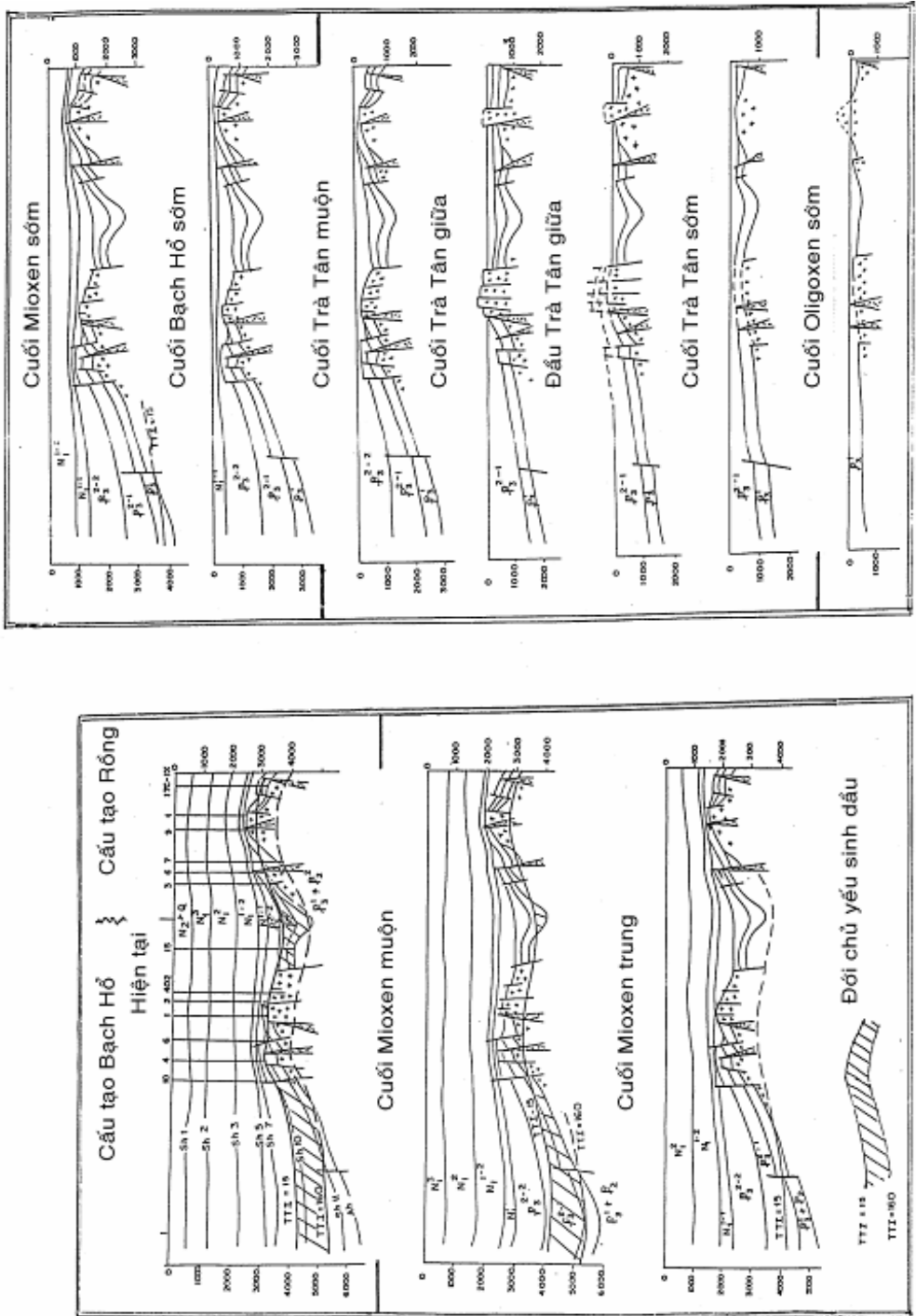
- 1- Đánh giá: - Định lượng loại và môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ.

- Giai đoạn biến chất nhiệt (catagenez).

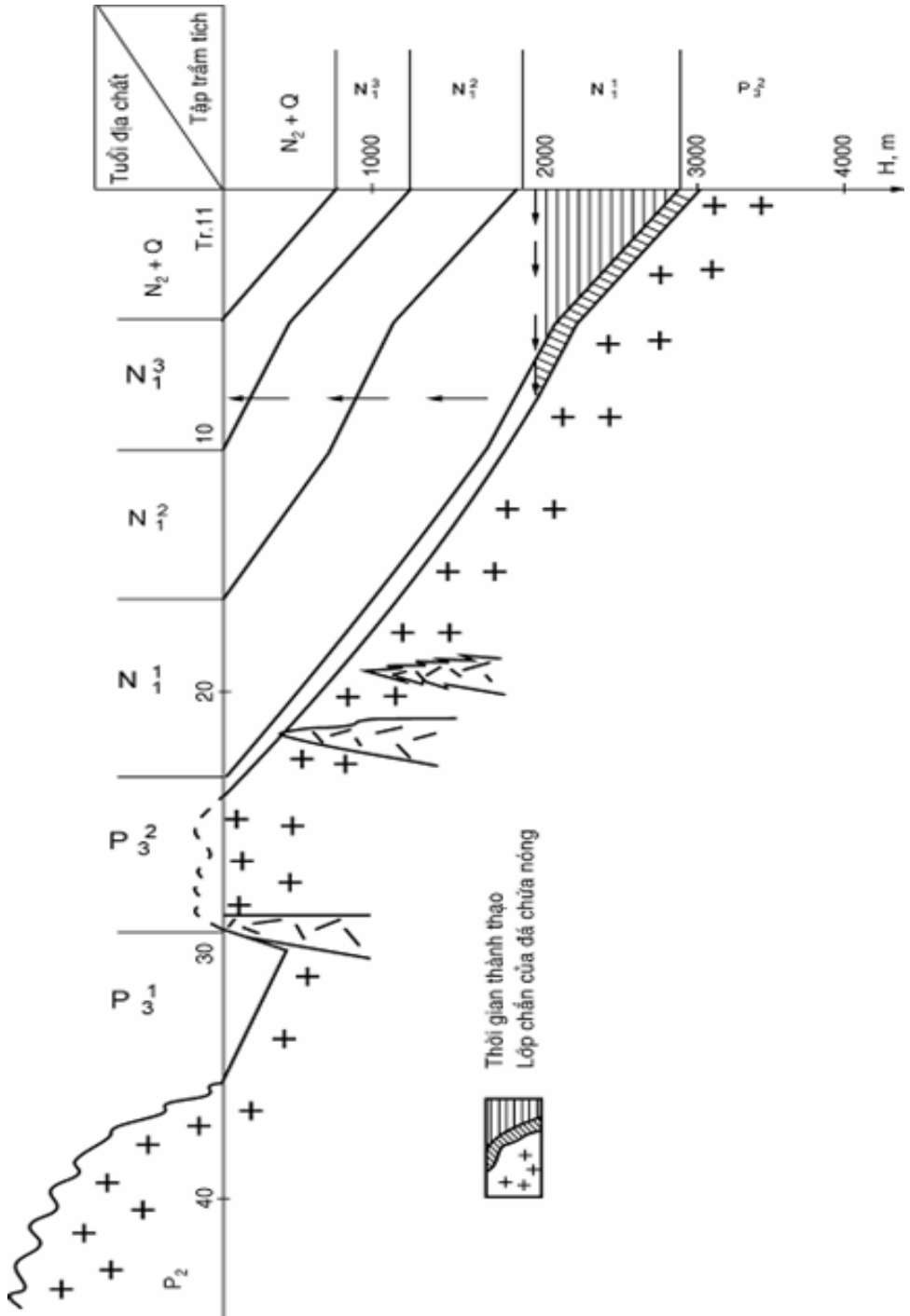
- Điều kiện địa động lực bể (lịch sử tiến hóa bể: xây dựng mặt cắt cổ kiến tạo có các giá trị của chỉ tiêu %R_o- hay TTI theo thời gian (H.11.16). Phục hồi lịch sử chôn vùi tầng, nghiên cứu (ví dụ tầng móng của mỏ Bạch Hổ và thời gian hình thành lớp chắn (H.11.17). Từ đó thấy được thời gian sinh, di cư và lấp đầy vào bể chứa (H.11.18). Cần lưu ý rằng lớp sét chỉ có thể trở thành lớp chắn khi nó chìm sâu và bị nén ép mạnh. Chúng gắn kết với nhau mới thành lớp chắn. Còn khi chưa bị nén ép, còn ở trạng thái bở rời thì không thể là lớp chắn. Ví dụ, lớp sét than phủ phía trên bể chứa móng mỏ Bạch Hổ chỉ có thể trở thành lớp chắn khi sự chôn vùi

đạt độ sâu trên 2000m vào cuối thời mioxen muộn tới nay. Ngoài ra có thể xác định biên độ nâng, sụt cấu tạo bằng chỉ tiêu phản xạ vitrinit (%R₀).

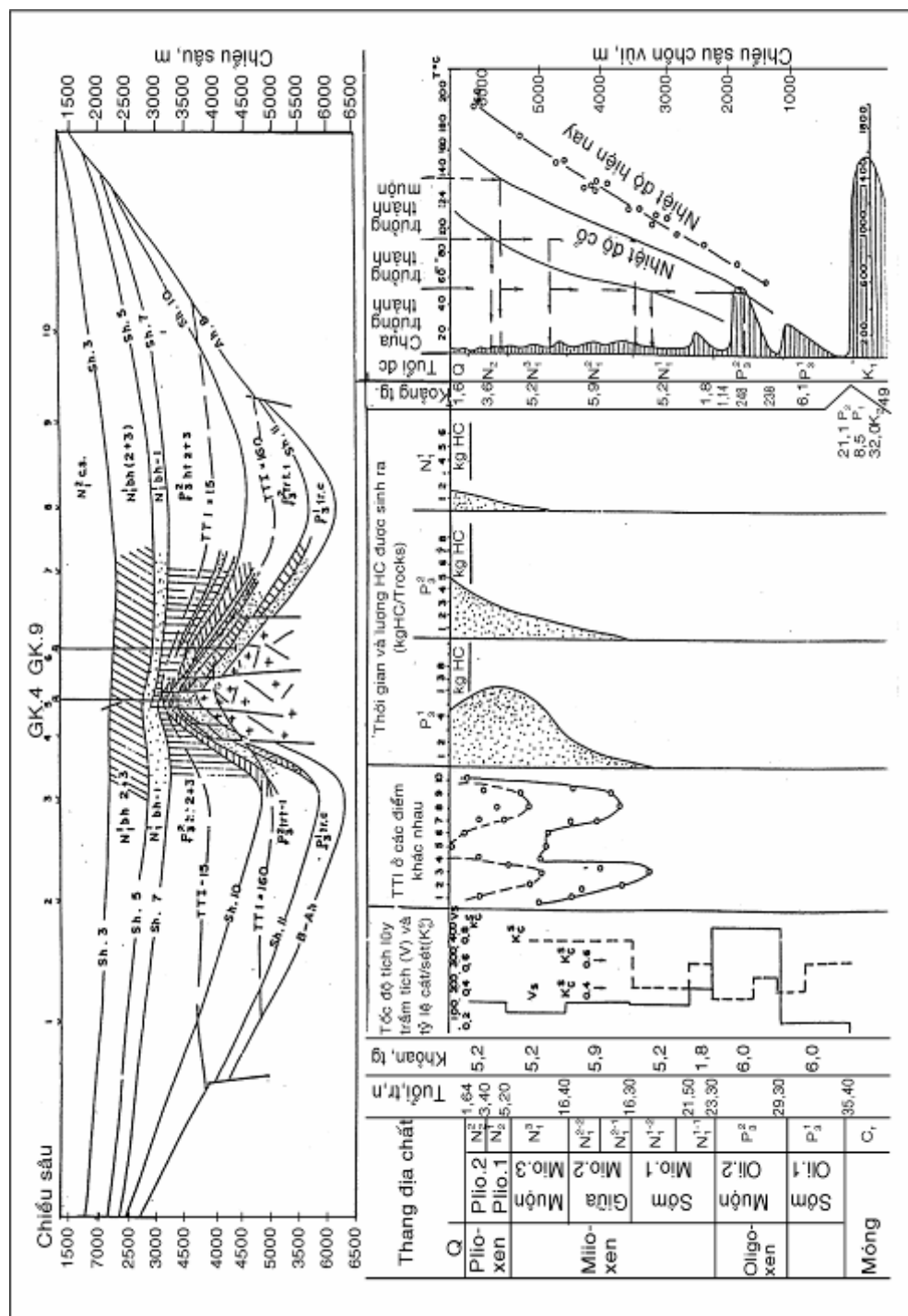
Ví dụ, theo phản xạ vitrinit trầm tích oligocen dưới (P_3^1) bị nâng lên và bào mòn mất 360m, còn trầm tích oligocen trên R_3^2 bị nâng lên và bào mòn 1300m (H.11.19). Trong khi đó ở cấu tạo Đại Hùng trầm tích oligocen (P_3) ở cánh tây (GK-3ĐH) lún chìm tới 800m, còn ở cánh đông khối có GK-2ĐH lại bị nâng lên và bào mòn 600m (H.11.20). Còn ở cấu tạo Bà Đen trầm tích oligocen dưới bị nâng lên và bào mòn 1300m. Không những thế R₀ còn phản ánh có 6 lớp phún suất tạo nên dị thường ở 6 khoảng, vượt giá trị phong chung của khu mỏ (H.6.21).



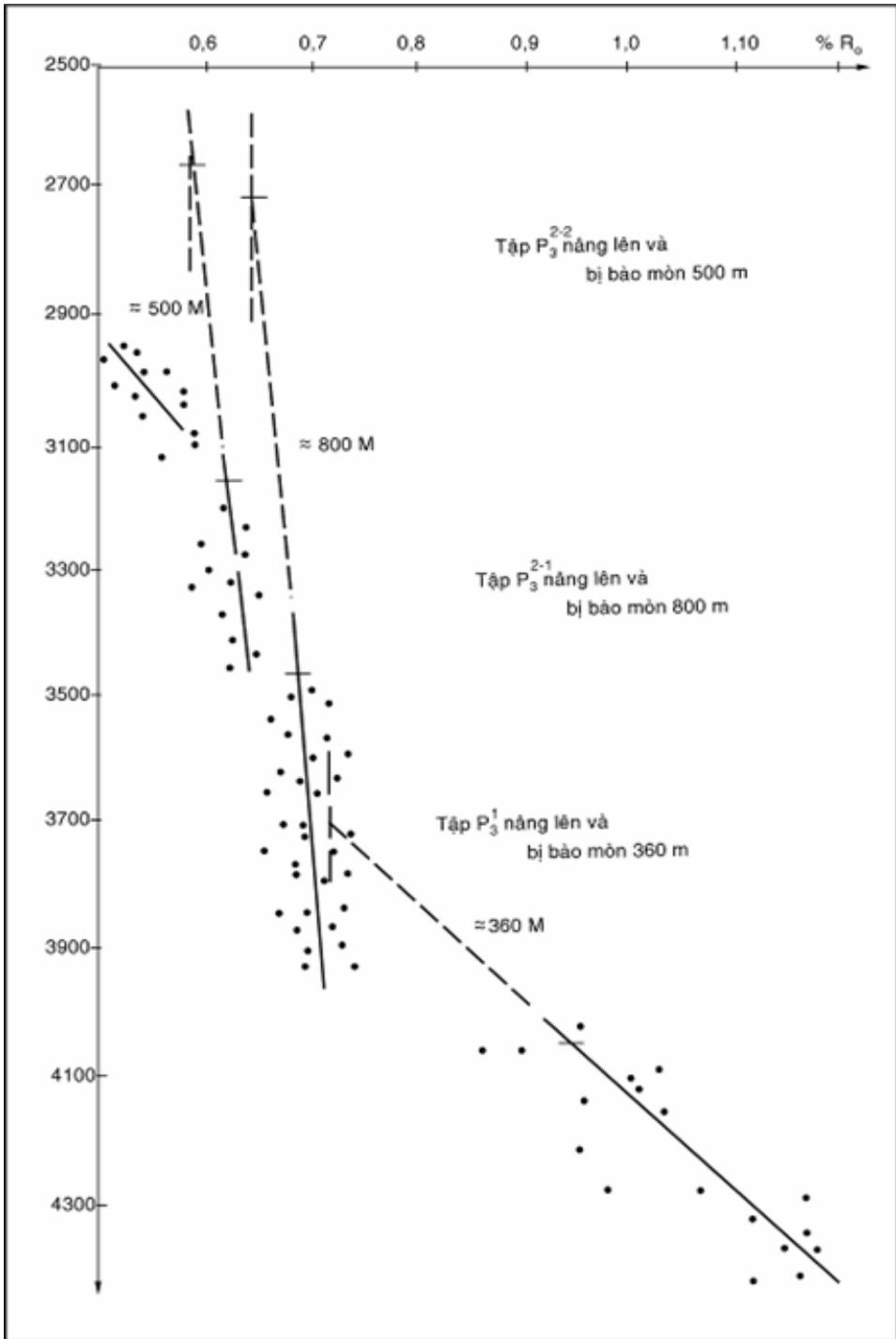
Hình 11.16: Mặt cắt cổ kiến tạo



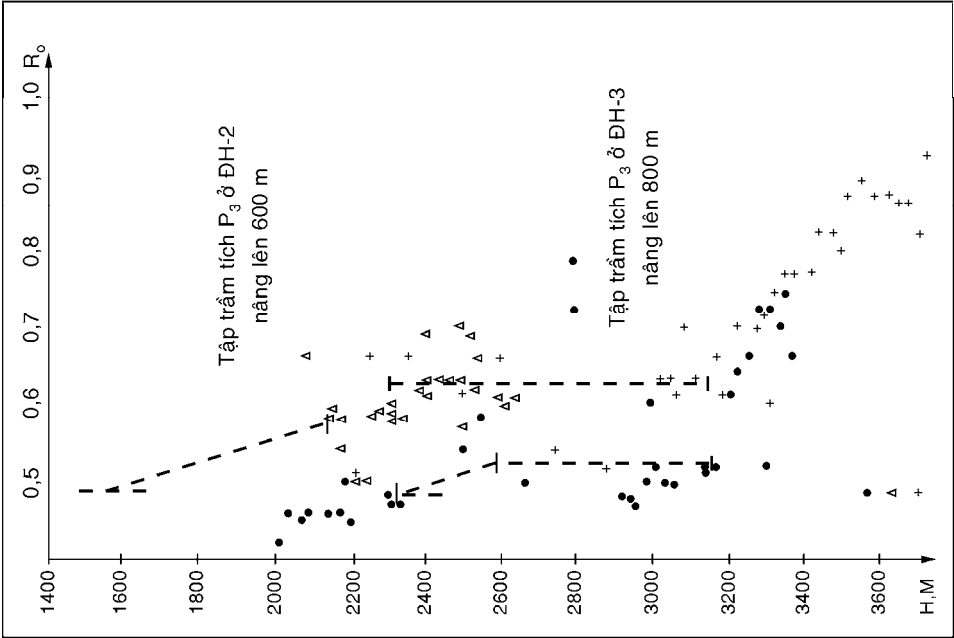
Hình 11.17: Lịch sử chôn vùi đá móng và hình thành lớp chắn ở vòm trung tâm, mỏ Bạch Hổ



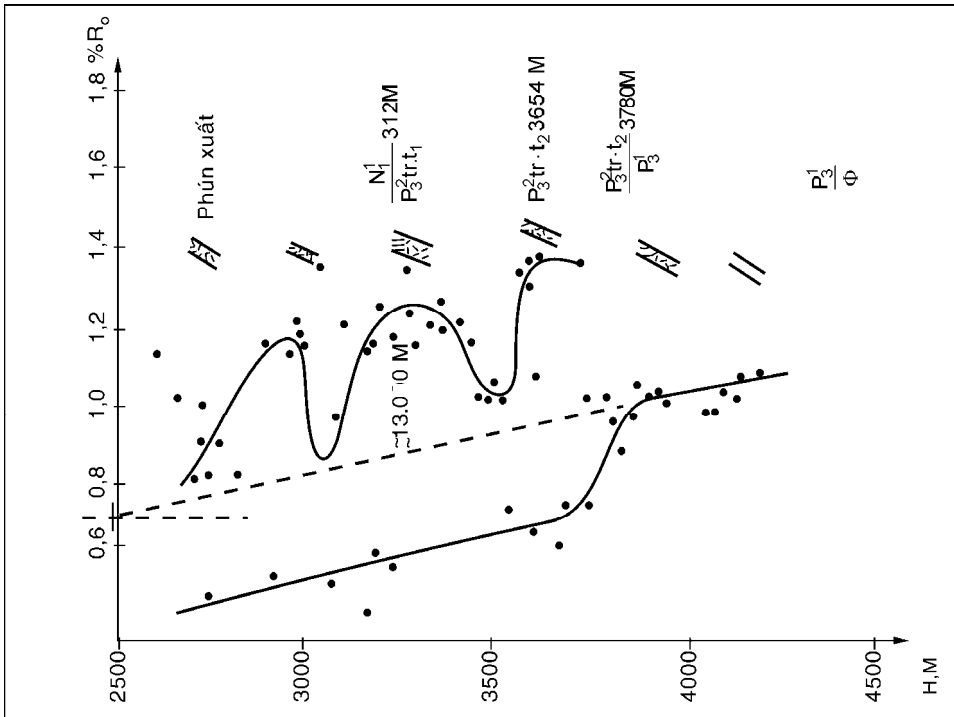
Hình 11.18: Mặt cắt địa hóa- địa chất qua bể Cừu Long



Hình 11.19: Mối quan hệ phản xạ vitrinit với chiều sâu mỏ Bạch Hồ



Hình 11.20 *Mối quan hệ phản xạ vitrinit với chiều sâu mỏ Đại Hùng*



Hình 11.21: *Mối quan hệ phản xạ vitrinit với chiều sâu mỏ Bà Đen*

2- Xem xét các chỉ tiêu địa hóa khí: C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5^+ , CO_2 , N_2 , H_2S , hydrocarbon lỏng.

3- Các chỉ tiêu địa hóa dầu.

- $C_5 - C_8$ trong dầu, condensat.

- Loại hydrocarbon theo thành phần $C_{12} - C_{18}$ (*alkan*, *benzen*) và thành phần phân đoạn...

4- Các chỉ tiêu bitum và nhiệt phân

- Mức độ bitum hóa (chuyển hóa vật liệu hữu cơ sang bitum),

- Thành phần và tính chất của bitum.

- Các chỉ tiêu nhiệt phân nhằm xác định loại vật liệu hữu cơ, môi trường tích lũy chúng và các yếu tố kiến tạo thuận lợi (bảng 11.13).

5- Điều kiện thủy địa chất.

- Tổng khoáng hóa (ΣM), loại nước.

- Vi nguyên tố trong nước.

- Độ bão hòa khí trong nước và thành phần của chúng.

- Thành phần và tính chất của vật liệu hữu cơ trong nước.

6- Điều kiện thủy địa hóa: axide naftenic, fenol, Br, I, NH_4 , loại nước, các khí và vật liệu hữu cơ hòa tan trong nước...

7- Các chỉ tiêu địa nhiệt như

- Dị thường nhiệt độ.

- Gradient địa nhiệt.

- Dòng nhiệt

Dòng nhiệt được tính như sau

$$H = \lambda_m^T \cdot \Delta T$$

ΔT - Gradient địa nhiệt

λ_m^T - độ dẫn nhiệt của đá ở độ sâu có nhiệt độ T

$$\lambda_m^T = \lambda_m^{20} [293 / (273 + T)]$$

λ_m^{20} - độ dẫn nhiệt của mẫu ở điều kiện phòng thí nghiệm.

T - nhiệt độ vỉa.

Đối với nước độ dẫn nhiệt được tính như sau

$$\lambda_w^T = 0,56 + 0,003 T^{0,827} \text{ nếu } 0^\circ\text{C} < T < 50^\circ\text{C}$$

$$\lambda_w^T = 0,442 + 0,0519 \ln T \text{ nếu } T > 50^\circ\text{C}$$

- Chỉ tiêu nhiệt độ cổ...

8- Phương pháp động lực nhiệt nhằm xác định loại vỉa.

- Như áp suất vỉa, nhiệt độ vỉa.

- Áp suất bão hòa, hệ số thể tích, yếu tố khí...

9 - Cuối cùng đánh giá tiềm năng dầu khí của vỉa... (bảng 11.14).

Bảng 11.13: Đặc điểm môi trường trầm tích của VLHC và điều kiện kiến tạo của chúng										
STT	Bể trầm tích	Pr/Ph	Loại	Điều kiện	Môi trường lắng đọng trầm tích				Vị trí và điều kiện hình thành bề mặt trầm tích	
					Mioxen trên	Mioxen giữa	Mioxen dưới	Oligoxen trên	Oligoxen dưới +Eoxen	Giữa núi, đồng rifting, sau rifting
1	Sông Hồng	2,3-8,9	III / II	Khử, Khử yếu	Đầm hồ delta	Delta ven bờ biển nông	Delta, ven bờ nước lợ biển nông	Đầm hồ nước lợ	Đầm hồ, trên cạn	Giữa núi, đồng rifting, sau rifting
2	Quảng Đà	2,3-5,0	III / II	Khử, Khử yếu	Đầm hồ delta	Delta ven bờ biển nông	Delta, ven bờ nước lợ biển nông	Đầm hồ nước lợ	Đầm hồ trên cạn	Ven rìa đồng rifting, sau rifting
3	Phú Khánh	2,3-5,0	III / II	Khử, Khử yếu	Delta ven bờ, biển nông	Delta ven bờ biển nông	Delta, nước lợ ven bờ, biển nông	Đầm hồ nước lợ, biển nông	Đầm hồ nước lợ	Ven rìa đồng rifting, sau rifting
4	Cửu Long	2,1-2,3	II / III và I	Khử, Khử yếu	Ven bờ delta, biển nông	Ven bờ delta, đầm hồ	Delta, nước lợ ven bờ, biển nông	Đầm hồ nước lợ, biển nông	Đầm hồ nước lợ trên cạn	Giữa núi đồng rifting, sau rifting
5	Nam Côn Sơn	4,5-11,0	III / II	Khử yếu Khử, Oxy hóa	Ven bờ delta, biển nông	Ven bờ nước lợ, biển nông	Đầm hồ nước lợ, biển nông	Trên cạn đầm hồ	Trên cạn ở phía nam hỗn hợp đầm hồ	Ven rìa đồng rifting, sau rifting
6	Malai - Thổ Chu	4,5-7,0	III / II	Khử, Khử yếu	Ven bờ delta	Ven bờ delta	Biển nông đầm hồ nước lợ	Đầm hồ nước lợ	Đầm hồ trên cạn	Giữa núi đồng rifting, sau rifting

Bảng 11.14: Các thông số chủ yếu và trữ lượng của HC ở bể Kainozoi thêm lục địa Việt Nam												
Bể trầm tích	Thể tích đá sinh dầu ở mức TTI > 75 x 10 ⁸ T	Corg, %T.L			S ₁ KgHC/T	S ₁ + S ₂ KgHC/T	Tiềm năng HC Q ₁ , tr.T	Lượng HC di cư Q ₂ , tr.T	Lượng HC tích lũy Q ₃ , tr.T	Đặc điểm sản phẩm		
		N ₁ ¹	P ₃ + P ₂	0.25 ÷ 1.20						0.64 ÷ 3.64	Hàm lượng parafin	Hàm lượng lưu huỳnh
Sông Hồng	88439.15	N ₁ ¹	P ₃ + P ₂	0.25 ÷ 1.20	0.52	4.70	415664	45988.36	8885.96	Parafin	Thấp	Khí Dầu Condensat Khí
				0.64 ÷ 3.64								
Quảng Đà	3735.07	N ₁ ¹	P ₃ + P ₂	0.25 ÷ 1.20	0.52	4.70	17554.83	1942.24	362.62	Parafin	Thấp	Dầu Khí
				0.64 ÷ 3.64								
Phú Khánh	2867.33		P ₃ + P ₂	0.20 ÷ 0.84	0.306	1.34	3833.62	877.40	163.81	Naften -parafin	Thấp	Khí Dầu
		N ₁ ¹	P ₃ ²	0.37 ÷ 0.87								
Cửu Long	11215.6		P ₃ ¹ + P ₂	0.90 ÷ 6.10	1.38	12.61	141428.72	15485.90	3352.7 **	Naften-parafin	Thấp	Dầu, một phần khí và Condensat
				0.97 ÷ 2.50								
Nam Côn Sơn	52623.5	N ₁ ¹	P ₃ + P ₂	0.16 ÷ 0.53	0.722	3.77	198180.1	37994.17	7093.50	Naften-parafin Naffen	Thấp	Khí Condensat Dầu
				0.42 ÷ 8.10								
Malai - Thổ Chu	47401.7	N ₁ ¹	P ₃ + P ₂	0.37 ÷ 0.86	0.722	3.77	178514.8	34224.03	7409.50	Parafin, naften-parafin	Thấp	Khí dầu Condensat
				0.92 ÷ 2.70								
Tổng							955176.1		26966.89			

** Từ các mô cụ thể hệ số tích lũy đạt 21.65% của lượng di cư đối với bể Cửu Long và Malai, đối với bể Nam Côn Sơn đạt 18.67% lượng di cư. Số liệu này tạm thời có thể áp dụng cho các bể Sông Hồng, Phú Khánh, Quảng Đà

11.4 Theo dõi mỏ

11.4.1 Tình hình chung

Trong phạm vi một vỉa cũng như một mỏ, thấy sự phân bố các tính chất khác nhau (tuy không nhiều), tùy thuộc vào điều kiện địa chất của vỉa hay của các tập trầm tích, của các yếu tố kiến tạo khác. Trong quá trình khai thác các tính chất này lại càng thể hiện rõ khi dòng dầu từ vỉa vận động tới đáy giếng khoan. Khi vận động sẽ xảy ra các sắp xếp lại các cấu tử, đặc biệt là các cấu tử nhẹ và khí theo nguyên tắc phân dị trong lực, nhịp độ giảm sút càng nhanh sẽ phân dị càng mạnh.

Trên cơ sở đó sẽ thay đổi các thông số của vỉa cũng như các tính chất hóa lý của dầu, khí, condensat.

Những vỉa có năng lượng lớn và có quy mô phân bố rộng, sự thay đổi xảy ra chậm vì nguồn cung cấp được kịp thời, còn các vỉa nhỏ, có năng lượng thấp, sự thay đổi càng nhanh hơn.

Tuy nhiên khi đã tiến hành khai thác, thì dù mỏ ở điều kiện nào, cũng vẫn xảy ra quá trình phân bố lại hàm lượng của các cấu tử và dẫn đến sự thay đổi tính chất vật lý, cũng như tính chất hóa lý và địa hóa của vỉa hay mỏ. Mức độ thay đổi còn tùy thuộc vào năng lượng vỉa và các biện pháp can thiệp của công nghệ.

11.4.2 Sự thay đổi tính chất vật lý và lý hóa của các vỉa dầu, khí, condensat.

Để theo dõi được sự thay đổi tính chất vật lý cũng như lý hóa, địa hóa của vỉa hay mỏ, ngay từ đầu phải xác định các thông số đó. Ví dụ: áp lực vỉa (Pv), áp lực bão hòa (Ps), độ nhớt, tỷ trọng, thành phần phân đoạn, lưu huỳnh, hàm lượng parafin, nhựa, asphalten, tương quan giữa các thành phần và các cấu tử, tỷ lệ dầu khí, các vi lượng (V, Ni, Co, các nguyên tố khác), hệ số hấp phụ ánh sáng (Ks), thành phần và tính chất của nước vỉa..

Đặc điểm dễ nhận thấy nhất khi khai thác là giảm áp lực vỉa (Pv). Khi nguồn nuôi tốt (khả năng phụ hồi nhanh), giảm áp Pv càng chậm; ngược lại nguồn nuôi kém hoặc ít có đường di cư thì nguồn dầu khí không được vận động tới, kịp thời lấp vào chỗ trống.

Nếu áp lực vỉa P_v lớn hơn áp lực bão hòa P_s thì xảy ra biến đổi chậm, còn $P_v < P_s$ dẫn đến sự thay đổi nhanh.

Từ đó tỷ lệ dầu khí (GOR hay còn gọi là yếu tố khí) tức là lượng khí hòa tan trong dầu càng giảm dần so với thông số ban đầu.

Khi giảm áp quá trình tách khí ra khỏi hỗn hợp ngày càng có điều kiện thuận lợi. Do đó, càng giảm áp lực của vỉa khí đối với hỗn hợp, đồng thời giảm dần dần hàm lượng khí trong hỗn hợp và dẫn tới giảm cả áp lực khí bão hòa (P_s). Tuy nhiên áp lực bão hòa sẽ giảm chậm khi áp lực vỉa vượt quá giá trị áp lực bão hòa. Từ đó dẫn đến thay đổi hệ số nén khí, hệ số thể tích và thành phần khí HC... trong quá trình khai thác.

Dòng hỗn hợp từ đáy giếng khoan với áp lực tới vài trăm at, giảm dần khi dâng lên theo cần khoan và tới trên mặt chỉ còn vài at hay vài chục at. Quá trình giảm áp này dẫn tới tách dần khí và thành phần xăng. Các thành phần khí và xăng di cư vận động nhanh hơn và kết quả là tỷ lệ khí và thành phần nhẹ ở trên miệng giếng khoan chiếm tỷ lệ lớn hơn so với chúng ở đáy giếng khoan.

- Tỷ trọng dầu cũng thay đổi theo. Nếu trước khi khai thác tỷ trọng dầu tăng cao ở vùng ven rìa và nhẹ ở phần vòm, thì trong quá trình khai thác tỷ trọng lại tăng lên do mất nhiều thành phần khí và lỏng. Tuy nhiên nếu ở mỏ nhỏ, khai thác trong thời gian ngắn sự thay đổi này không rõ ràng.

- Đôi khi trong quá trình khai thác, vào một giai đoạn nào đó, lại thấy tỷ trọng đột ngột giảm đi, đặc điểm này phản ánh có sự đột nhập của vỉa khác.

- Độ nhớt và các thành phần nặng của dầu tăng dần theo thời gian khai thác.

- Thành phần nhựa, asphalten cũng tăng theo thời gian.

- Khi bơm nước để duy trì áp suất vỉa lại thấy tăng mạnh hệ số K_s , lượng khí CO_2 và ion sulphat (SO_4^{2-}) tham gia vào quá trình khử HC, giải phóng CO_2 và H_2S . Do vận động của nước rìa, nước đáy làm tăng tỷ trọng, tăng độ nhớt, giảm thành phần xăng ($<200^\circ C$), tăng thành phần nặng, tăng lượng nhựa, asphalten...

- Đối với các vỉa hay mỏ condensat, lại giảm tỷ trọng do phân dị ngược (retrograd). Khi giảm áp các cao phân tử tách ra khỏi condensat và chuyển vào pha lỏng. Vì độ hòa tan của khí tùy thuộc vào áp lực và nhiệt độ, giảm độ nhớt vỉa condensat.

11.4.3 Theo dõi sự tiến triển của ranh giới dầu-nước, khí-nước

Khi khai thác vành đai nước bao quanh thân dầu thay thế dần các vị trí của dầu.

Ở các vùng tiếp xúc với nước phát hiện tăng mạnh tỷ trọng dầu, độ nhớt, nhựa, asphalten, các kim loại V, Ni và các kim loại khác, tăng khả năng hấp phụ ánh sáng (Ks). Đồng thời các phân đoạn xăng (<200°C) giảm, tăng các phân đoạn nặng.

Ranh giới dầu nước tiến vận động dần tới phần vòm khi có thâm nhập của nước vỉa hay nước bơm, phát hiện tăng các ion trong dầu như Na, K, Cl, Ca. tăng độ muối và nồng độ phenol..

Trên cơ sở này, tính được tốc độ vận động của nước bằng hệ số Ks, chỉ thị màu, (thường fluorescene, các hóa chất có gốc bền nhiệt như selitra ammonia, các đồng vị phóng xạ...)

Nguyên lý là các chất này hòa tan trong nước và nước vận động tới đâu, các chất này đi tới đó. Từ đó tính được tốc độ dịch chuyển của nước cũng như lượng dịch chuyển của nó.

$$V = \frac{1200 \times \Delta K_s}{U_{xy} \times t}$$

Trong đó: V-tốc độ vận động của dầu hay nước

ΔK_s - thay đổi hệ số Ks trong thời gian t

U_{xy} - gradient thay đổi hệ số Ks của vỉa hay giếng khoan khi chuyển dịch được 100m chiều ngang.

Ngoài ra, còn theo dõi sự thay đổi tỷ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa, asphalten theo chiều tăng. Tăng thành phần HC naftenic, giảm HC parafinic, do có nước tới gây oxy hóa, tăng phenol. Theo chiều hướng này tiến gần tới ranh giới dầu – nước. Đồng thời thấy tăng HC phần chuỗi, nhánh và giảm lượng HC parafinic (mạch thẳng)kh tiến gần tới ranh giới dầu-nước.

11.4.4 Ứng dụng sự thay đổi tính chất của dầu khí trong quá trình khai thác thu gom vận chuyển dầu

– Trước hết xác định đặc tính của từng vỉa nhằm theo dõi sự xâm nhập, chảy tràn từ vỉa này sang vỉa khác. Ví dụ, hàm lượng của cấu tử “ α ” nào đó được theo dõi như sau:

$$C_x = \frac{C_1 \times q_1 + C_2 \times q_2}{q_1 + q_2}$$

Trong đó:

- C_x : hàm lượng của cấu tử khi có thâm nhập của vỉa “2” vào vỉa “1”
- C_1 và C_2 : là hàm lượng của cấu tử đó ở vỉa “1” (C_1 -hàm lượng trước khi có thâm nhập của vỉa “2”, C_2 - hàm lượng của cấu tử từ vỉa “2”)
- q_1 và q_2 : là hàm lượng tương ứng của vỉa “1” và vỉa “2”

– Sự thâm nhập của vỉa này vào vỉa kia cũng được theo dõi qua hệ số K_s (hệ số hấp phụ ánh sáng), tính toán theo nguyên tắc nêu trên.

Như vậy sự hòa trộn của hai hay nhiều vỉa dẫn tới sự thay đổi một loạt các chỉ tiêu, nguyên tắc tính toán đã được nêu ở trên.

Ngoài ra trong quá trình khai thác rất quan tâm tới các nhũ tương. Vì vậy, cần có các hóa chất phá nhũ để tách các nước ra trước khi đưa dầu vào tàu chứa

Lượng parafin, nhựa, asphalten cũng gây tắc nghẽn đường vận động dầu trong vỉa, đặc biệt trong hệ thống thu gom vận chuyển dầu nơi nhiệt độ giảm ($T^0 < 30 \div 32^0C$). Khi giảm nhiệt độ vỉa hay ở vùng đáy giếng do bơm nước dẫn tới giảm lượng khí hòa tan, giảm thành phần condensat, tức là giảm các cấu tử có khả năng hòa tan thì mầm tinh thể parafin có cơ hội phát triển. Sau đó nhựa, asphalten bám theo làm hẹp dần đường ống thu gom và vận chuyển dầu (đó là hiện tượng sa lắng parafin). Trong vỉa nếu $P_v < P_s$ dẫn đến vỉa mất nhiệt nhanh và tạo cơ hội cho sa lắng parafin...

– Đối với vỉa condensat thường diễn ra sự thay đổi mạnh các cấu tử khí và C_5^+ , vì vậy cần quan tâm tới sự tương quan giữa các cấu tử khí $C_1 \div C_4$, và C_5^+ . Vì vậy, khi gặp vỉa condensat thứ sinh, có thể dự đoán ở phía dưới còn có vỉa dầu.

11.4.5. Theo dõi hiệu quả của hệ số thu hồi dầu

Nhằm duy trì áp suất vỉa lớn hơn áp suất bão hòa trong thời gian lâu dài, đáp ứng hệ số thu hồi dầu cao. Để đáp ứng các quá trình nêu trên đã tiến hành các giải pháp như sau:

– Bơm nước, tốt nhất là nước vỉa để không thay đổi thành phần và tính chất của dầu, không gây ăn mòn thiết bị hay hòa tan các khoáng vật, phá vỡ trạng thái cân bằng của đá trong vỉa chứa...

– Nếu không có đá chứa phải dùng nước mặt (nước ngọt) hay nước biển. Tuy nhiên khi sử dụng chúng phải xử lý: loại tạp chất (< 3 g/l) bằng các chất keo tụ (coagulant và flocculant), khử bọt có chứa các bọt khí của oxygen (antifoam), và khử oxygen bằng oxygen scavenger...khử khuẩn hoàn toàn (biocide), chống ăn mòn (corrosion inhibitor) và chống sa lắng muối (scale inhibitor).

Bên cạnh các giải pháp bơm ép nước còn áp dụng các giải pháp làm tăng nhiệt độ vỉa (tức là làm giảm sức căng bề mặt, giảm tỷ trọng độ nhớt) nhằm tăng tính linh động của dầu.

Nếu giảm độ nhớt tới vài xăng ti pois thì có thể tăng hệ số thu hồi dầu tới 3 ÷ 4%.

Để thực hiện giải pháp này, thường áp dụng khí CO_2 nóng, hơi nước nóng hay các chất PAV (chất giảm sức căng bề mặt). Ví dụ:

- Bơm chất tạo bọt nóng (acid + NaOH)
- Bơm PAV cho vỉa có tổng khoáng hóa thấp ($\Sigma M < 0.2$ g/l)
- Bơm polimer cho vỉa có hàm lượng Ca, Mg
- Nếu Ca, Mg > 5 mol/l và $CO_3 < 3\%$ thì bơm kiềm
- Vỉa ít nhựa và dầu có $\rho < 0.9$ g/cm³ và hàm lượng Ca, Mg thấp thì bơm CO_2
- Bơm hơi nóng cho vỉa có nhiều phân đoạn nhẹ
- Vỉa có HC aromat có thể bơm acid H_2SO_4

- Vĩa ít lưu huỳnh có thể áp dụng giải pháp đốt ngầm- hay đứt vỡ các nguyên tố phóng xạ
- Đối với vĩa có độ lưu thông kém cần áp dụng các giải pháp sau: bắn thủy lực, bắn rung, bắn cát dùng axit, chất polimer và các hóa chất khác..

Dù áp dụng giải pháp nào cũng phải đảm bảo tăng hệ số thu hồi dầu, xác định được vùng thu hồi dầu, xác định vùng chịu tác động của các giải pháp, xác định tốc độ và diện phân bố của vùng gây tác động.

11.5. Tính trữ lượng mỏ dầu khí

11.5.1. Tính chất chung của dầu khí (tóm tắt)

Dầu là một hỗn hợp bao gồm các thành phần nhóm parafinic, naftenic (nhóm bão hòa), và nhóm aromatic. Ngoài ra, còn chứa S, O, N, một số kim loại, nhựa và asphalten.

- **Theo tỷ trọng**, dầu phân ra các loại:

<i>Loại dầu</i>	<i>tỷ trọng (g/cm^3)</i>
Dầu rất nhẹ	$\rho < 0.80$
Dầu nhẹ	$0.81 < \rho < 0.84$
Dầu trung bình	$0.841 < \rho < 0.88$
Dầu nặng	$0.881 < \rho < 0.92$
Dầu rất nặng	$\rho > 0.92$

- **Theo hàm lượng paraffin** có trong dầu, phân ra:

<i>Loại dầu</i>	<i>hàm lượng paraffin, %</i>
Dầu ít paraffin	< 5
Dầu có hàm lượng paraffin trung bình.	$5 \div 10$
Dầu nhiều paraffin	> 10

Theo Ủy Ban trữ lượng Liên Xô lại chia như sau:

Dầu ít paraffin	< 1.5
-----------------	---------

Chứa paraffin trung bình	1.51÷6.00
--------------------------	-----------

Chứa nhiều paraffin	> 6.0
---------------------	-------

- **Theo hàm lượng lưu huỳnh** phân ra:

<i>Loại dầu</i>	<i>hàm lượng S, %</i>
-----------------	-----------------------

Dầu ít S (dầu ngọt)	< 0.5
---------------------	-------

Dầu chứa S trung bình	0.51÷1.00
-----------------------	-----------

Dầu nhiều S	1.1÷3.0
-------------	---------

Dầu rất nhiều S (dầu chua)	> 3.0
-----------------------------	-------

- **Theo hàm lượng nhựa:**

<i>Loại dầu</i>	<i>hàm lượng nhựa, %</i>
-----------------	--------------------------

Dầu ít nhựa	< 10
-------------	------

Dầu có nhựa trung bình	10-20
------------------------	-------

Dầu nhiều nhựa	> 20
----------------	------

- Theo Ủy ban trữ lượng Liên Xô lại chia như sau:

Dầu ít nhựa	< 5
-------------	-----

Dầu có nhựa trung bình	5-15
------------------------	------

Dầu nhiều nhựa	> 15
----------------	------

- **Theo thành phần asphalten:**

<i>Loại dầu</i>	<i>hàm lượng asphalten, %</i>
-----------------	-------------------------------

Dầu ít asphalten	< 2.0
------------------	-------

Dầu có asphalten trung bình	2.1-5.0
-----------------------------	---------

Dầu nhiều asphalten	> 5.0
---------------------	-------

Các chỉ tiêu trên rất quan trọng trong thiết kế khai thác. Các hợp chất này sẽ gây khó khăn trong quá trình khai thác, vận chuyển và ăn mòn thiết bị. Ngoài ra, cần lưu ý tới độ nhớt, nhiệt độ đông, nhiệt độ nóng chảy, nhiệt độ sôi và các thành phần phân đoạn của dầu.

– Đối với khí cần lưu ý tới các chỉ tiêu: thành phần khí, tỷ trọng ở điều kiện chuẩn và so với không khí, nhiệt độ tới hạn, áp lực, hàm lượng khí trong dầu hay dầu trong khí, hệ số nén, hệ số thể tích, độ nhớt, khả năng tạo hydrat, nhiệt trị,..

– Đối với condensat, lưu ý tới hàm lượng khí hòa tan trong điều kiện nhiệt áp và di chuyển vào pha lỏng, khi áp suất thấp hơn áp suất ngưng tụ, tỷ trọng cũng như áp lực khi ngưng tụ.

Các sản phẩm hydrocacbon được phân chia trong điều kiện của mỏ như sau:

– Vỉa dầu chỉ chứa dầu và lượng khí nào đó hòa tan.

– Vỉa dầu có mỡ khí hay vỉa có lớp đáy là dầu (2 pha) bao gồm mỡ khí bên trên và dầu ở dưới, hoặc vỉa dầu có chứa khí (1 pha).

– Vỉa khí chủ yếu chỉ chứa khí

– Vỉa khí condensat trong đó phần lớn là condensat.

Mỏ dầu, khí, condensat công nghiệp là mỏ có thể tiến hành khai thác bằng kỹ thuật hiện tại.

11.5.2 Phân cấp vỉa (theo phân chia của CHLB Nga)

a. Theo trữ lượng

Bảng 11.4.1

Kích thước mỏ	Trữ lượng dầu khí	
	Dầu khai thác (tr.tấn)	Khí cân đối được (tỷ m ³)
Cực lớn	> 300	> 500
Lớn	30 ÷ 300	30 ÷ 500
Trung bình	10 ÷ 30	10 ÷ 30
Nhỏ	<10	<10

b. Theo mức độ phức tạp của cấu trúc mỏ

– Mỏ có cấu trúc đơn giản là mỏ ít hoặc không liên quan tới các đứt gãy, các vỉa phân bố rõ ràng. Từ đó, có thể dự đoán phạm vi phân bố, bề dày ổn định, tính thấm chứa đồng nhất theo diện và theo lát cắt.

– Mỏ có cấu trúc phức tạp là mỏ có bề dày biến dạng, không duy trì ổn định trong không gian, thay đổi tương thạch học theo vỉa và theo lát cắt, hoặc có các phá hủy kiến tạo.

– Mỏ có cấu trúc rất phức tạp là mỏ có sự biến đổi liên tục tương đá của đá chứa, tức là có xen kẽ các đá kém thấm, có nhiều phá hủy, đứt gãy, bề dày vỉa biến tương và tính chất thấm chứa thay đổi nhanh chóng.

11.5.3 Các yêu cầu khi nghiên cứu mỏ

Để nghiên cứu mỏ có hiệu quả nên tiến hành từng bước, từng giai đoạn, tập hợp, thống kê nhiều số liệu đáng tin cậy.

Khi tiến hành khoan tìm kiếm phải biết rõ cấu trúc của bể, các loại bể để định hướng khoan cho hợp lý. Thiết kế chiều sâu giếng khoan phải đảm bảo sao cho nghiên cứu toàn bộ lát cắt trầm tích. Để có thể đánh giá triển vọng của lát cắt và diện tích nghiên cứu cần chú ý lát cắt chứa sản phẩm.

Khi thăm dò mỏ cần lập các bản đồ đẳng dày, đẳng sâu cho tầng chứa, từng vỉa chứa sản phẩm, xây dựng lát cắt dọc, lát cắt ngang.

Trên bản đồ cần đánh dấu các vị trí giếng khoan đã hoàn thành, các giếng có sản phẩm, có ghi lưu lượng, áp lực vỉa, lưu lượng khí và lấy mẫu sâu. Dự kiến bố trí lần lượt các giếng khoan sắp tới, nhằm làm rõ độ chứa và qui mô phân bố vỉa.

Làm rõ sự thay đổi có qui luật về bề dày, đặc điểm biến đổi thạch học, tính chất thấm chứa cũng như đặc điểm lý hóa của sản phẩm.

Làm rõ ảnh hưởng của hệ thống đứt gãy cũng như biến tương của chúng và nước ngầm với sự phân bố các sản phẩm (có thể là dầu, khí, condensat).

Ghi rõ khoảng cách giữa các giếng tìm kiếm và thăm dò nhằm phản ánh vị trí phân bố không gian của mỏ, của vỉa.

Lập cơ sở các dữ liệu trên để tính trữ lượng.

Ví dụ: khi tìm kiếm thăm dò và chuẩn bị mỏ cho khai thác cần bố trí mạng lưới giếng khoan (như ở bảng 11.15). Mạng lưới giếng khoan phải đảm bảo đủ các thông số, đủ tin cậy để đánh giá trữ

lượng và chuyển giao sang thiết kế khai thác (đánh giá được giá trị công nghiệp). Đặc biệt lưu ý tới vùng biến tướng hay sự thay đổi bề dày vỉa, các phá hủy kiến tạo.

Phải tiến hành lấy mẫu lõi, mẫu sườn, mẫu sâu các chất lưu (dầu, khí) để phân tích và tính các thông số cần thiết ở mỗi giếng khoan. Tiến hành đo carota chi tiết so sánh với mẫu lõi và xác định tính thấm chứa và các tính chất khác của vỉa.

Đối với mẫu lõi cần nghiên cứu các đặc điểm thành phần thạch học, khoáng vật, tính thấm chứa của đá chứa, của lớp chắn, có các đường cong chuẩn để xử lý tài liệu địa vật lý.

Tài liệu địa vật lý cho phép xác định lát cắt chứa sản phẩm, bề dày hiệu dụng, độ bão hòa dầu khí, bề dày tổng, bề dày bão hòa dầu, khí, ranh giới dầu-nước, khí-nước, xác định độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa dầu, khí.

Bảng 11.15. Bảng bố trí mạng lưới giếng

Kích thước mỏ	Trữ lượng khai thác (dầu Tr.T/ khí cân đối tỷ m ³)	Diện tích mỏ, (km ² /bề dày vỉa sản phẩm m)	Khoảng cách TB giữa các GK, Km		
			Mỏ đơn giản	Mỏ phức tạp	Mỏ rất phức tạp
Cực lớn	$\frac{>300}{>500}$	$\frac{>100}{10\div 15}$	10÷12	8÷10	5÷8
Rất Lớn	$\frac{100\div 300}{100\div 500}$	$\frac{>100}{10\div 15}$	4.0 (3.5÷4.5)	2.9 (2.7÷3.2)	1.8 (1.5÷3.0)
Lớn	30÷100	$\frac{25\div 100}{8\div 12}$	3.0 (2.7÷3.3)	2.1 (1.8÷2.5)	1.2 (0.8÷1.5)
Trung bình	10÷30	$\frac{10\div 50}{5\div 10}$	2.2 (1.5÷2.5)	1.5 (1.2÷1.7)	1.0 (0.8÷1.3)
Nhỏ	< 10	$\frac{3\div 25}{3\div 8}$	1.5 (1.2÷1.7)	1.5 (1.2÷1.7)	1.0 (0.5÷1.5)

Các số liệu nghiên cứu thủy lực, so sánh với tài liệu carota, xác định mối quan hệ thủy lực giữa các vỉa, giữa các vùng với nhau.

Tại giếng khoan cần xác định áp suất vỉa, áp suất bão hòa, tỷ số dầu khí, độ bão hòa dầu khí của vỉa, nhiệt độ vỉa, áp suất đáy, trên miệng giếng.

Tại giếng khoan cần xác định áp suất vỉa, áp suất miệng, áp suất bão hòa, tỷ lệ dầu khí, nhiệt độ vỉa, lưu lượng ở các cơn khác nhau,...

Để nhận được các đặc trưng khai thác cần nghiên cứu kỹ từng khoảng địa tầng, từng vỉa có sản phẩm.

Khi gặp vỉa có lưu lượng thấp cần tiến hành các biện pháp nâng khả năng gọi dòng bằng cách xử lý axit, xử lý chênh áp bằng thủy lực, bắn cát, tạo khả năng khơi dòng (tạo lưu lượng nhiều hơn), ép khí N_2 , CO_2 ...

Khi tiến hành thử vỉa cần có các biện pháp an toàn cho người, thiết bị và bảo vệ môi trường (có thiết bị phòng chống cháy, các van an toàn tự động- van ngắt tự động khi xuất hiện áp suất cao).

Lấy mẫu dầu, phân tích tiêu chuẩn, tách khí phân đoạn, thành phần nhóm, các thông số trong điều kiện vỉa, hàm lượng nhựa, asphalten, lưu huỳnh, paraffin, kim loại, độ bão hòa khí, nhiệt độ đông, T^0 sôi, T^0 chảy, hệ số đàn hồi của dầu, độ nhớt, tỷ trọng trong điều kiện vỉa và tiêu chuẩn.

Nếu không lấy được mẫu sâu thì căn cứ vào tỷ lệ dầu/khí đo được ở miệng giếng, tái tạo lại quá trình tách giãn khi giảm áp.

Tuy nhiên, tốt nhất là lấy mẫu sâu để phản ánh chính xác bản chất vỉa, còn tái tạo lại sẽ dẫn đến nhiều sai số, vì quá trình di cư từ đáy giếng lên miệng giếng trải qua từ 2 ÷ 3 km, thậm chí 4 ÷ 5 km sẽ xảy ra phân dị, tức là khi giảm áp dần từ dưới lên trên miệng giếng, thành phần khí và dầu nhẹ tách ra khỏi hỗn hợp và di cư nhanh hơn về phía trên. Do đó, khí và thành phần phân đoạn nhẹ của dầu sẽ được tăng cơ học có thể gấp 1.5 đến 2 lần so với mẫu từ vỉa (mẫu sâu).

Mẫu khí lấy lên cần xác định tỷ trọng theo không khí, nhiệt độ, hàm lượng của C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , He, H_2S nếu có, CO_2 , N_2 , hàm lượng khí hòa tan trong dầu, khối lượng phân tử,...

Tỷ lệ khí khi tách phân dị các mẫu sâu theo chế độ giảm áp tới điều kiện chuẩn.

Đối với mẫu condensat cần xác định thành phần phân đoạn, thành phần nhóm, hàm lượng paraffin, lưu huỳnh, tỷ trọng, độ nhớt ở điều kiện chuẩn, áp lực vỉa và áp lực bắt đầu ngưng.

Khi nghiên cứu các mẫu dầu, khí, condensat cần lưu ý tới các tác nhân ảnh hưởng tới thiết bị khai thác, thu gom vận chuyển dầu như độ sa lắng paraffin, lưu huỳnh, sa lắng muối, tạp chất cơ học, nhựa, asphalten..

Ngoài ra, còn lưu ý các lượng vi lượng trong nước vỉa, nước đáy như I, Br, B, Mg, K, Li, Ru, Se, Sr, Ge...cũng như thành phần khí hòa tan trong nước, nhiệt độ, áp lực, hệ số đàn hồi của vỉa, hàm lượng khí hòa tan.

Chú ý ranh giới dầu-nước, khí-nước, độ sâu và hướng vận động của nó trong quá trình khai thác thử.

Trong các vỉa nước, lưu ý tới loại nước, thành phần hóa học cũng như tính chất của vỉa nước (kém trao đổi hay trao đổi mạnh, nước đứng, vùng cung cấp nước, vùng thoát nước, tốc độ chuyển động và lưu lượng), nhiệt độ vỉa, áp suất vỉa..

Khi thiết kế khai thác cần xem xét nguồn nước để bơm ép, cần xử lý nước bơm sao cho khi vào vỉa không làm thay đổi tính chất của dầu, không gây tắc nghẽn đường vận động của dầu, không gây ăn mòn thiết bị, không hòa tan các khoáng vật, rửa trôi hay phá vỡ cấu trúc hạt của đá chứa.

Tóm lại, đối với mỗi mỏ hay vỉa sau khi khoan, thử vỉa, nghiên cứu giếng (nghiên cứu địa chất, địa vật lý, thủy địa chất đặc trưng cho vỉa ở phòng thí nghiệm) cho phép thiết lập các thông số sau đây:

1. Đánh giá được đặc điểm thạch học, địa tầng của lát cắt, phân định được dạng vỉa, kiểu vỉa.
2. Xác định ranh giới dầu-khí-nước ở các chỗ hay các khối khác nhau, ranh giới chứa dầu, hình dạng, kích thước vỉa ở các khối hay vỉa khác nhau.
3. Xác định bề dày tổng, bề dày hiệu dụng chứa dầu của vỉa, của đới chứa, đặc điểm thạch học, biến tướng, thành phần

hạt, độ khe nứt, cacbonat hay độ sét, độ bão hòa dầu, khí, nước tàn dư, mức độ bất đồng nhất, tỷ lệ cát-sét, mức độ phân lớp với các giá trị lớn nhất, nhỏ nhất và trung bình trọng số.

4. Xác định kiểu đá chứa,
5. Đặc điểm thạch học của lớp chắn, độ rỗng, độ thấm.
6. Tính chất hóa lý của dầu sau khi tách khí, tỷ trọng theo không khí, độ nhớt động, khối lượng phân tử, tính chất của dầu trong điều kiện vỉa : tỷ trọng, độ nhớt, hệ số nén, hệ số thể tích, hệ số co ngót, tỷ lệ khí-dầu...
7. Tính chất lý hóa, thành phần khí, tỷ trọng theo không khí và hệ số nén.
8. Lượng khí condensat, tỷ trọng, khối lượng phân tử điểm sôi đầu, cuối, thành phần các cấu tử, hàm lượng paraffin, lưu huỳnh, nhựa, asphalten,...
9. Đối với vỉa dầu có tỷ trọng cao, cần nghiên cứu các giải pháp như gia nhiệt, hóa nhiệt tác động vào vỉa, nhằm giảm độ nhớt, giảm độ bám dính, tăng độ linh động...
10. Xác định hệ số dẫn nhiệt, điện trở suất, nhiệt dung, độ thấm pha,..... hệ số đẩy dầu bởi nước hay khí, độ bám dính, độ ưa hay kỵ nước.

11.5.4. Các yêu cầu khi tính trữ lượng

1. Trữ lượng cấp **A** chỉ được tính dựa trên diện tích thiết kế khai thác. Mức độ nghiên cứu mỏ, vỉa phù hợp yêu cầu của phân cấp trữ lượng. Ranh giới tính cho vỉa hay đới chỉ tính tới vị trí có các giếng khai thác thử ngoài cùng.

2. Trữ lượng cấp **B** chỉ được tính trên diện tích đưa vào thiết kế khai thác tới ranh giới của vỉa hay đới có giếng khai thác thử, mức độ nghiên cứu mỏ phù hợp với yêu cầu của phân cấp trữ lượng.

3. Trữ lượng cấp **C1** được thực hiện trên diện tích có giếng khai thác thử và thăm dò. Các số liệu dựa trên tài liệu thử vỉa, địa vật lý giếng khoan đáng tin cậy về ranh giới dầu-khí-nước. Ranh

giới có thể tăng 2 lần so với khoảng cách giữa các giếng khai thác đã được xác định trên sơ đồ công nghệ hay phương án khai thác thử.

4. Trữ lượng cấp **C2** có thể tính dựa trên diện tích mới theo số liệu khoan, thử vỉa ở 1 giếng trong điều kiện có dòng dầu khí công nghiệp. Trong trường hợp này có thể dựa vào tài liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi hoặc tương tự như ở lô bên cạnh. Ranh giới của vùng tính trữ lượng có thể bằng bán kính gấp đôi khoảng cách giữa các giếng khai thác, được chấp nhận ở vùng tương tự (bên cạnh).

Trữ lượng cấp C2 được tính ở diện tích chưa thăm dò, gần kề vùng đã được tính trữ lượng cấp cao hơn đối với vỉa chưa được thử ở mỏ đã thăm dò, bao gồm các vỉa ở cấu tạo chưa được thử vỉa, cả ở cấu tạo khác nhưng được chứng minh là hoàn toàn tương tự như mỏ đã nghiên cứu về cấu trúc địa chất, tính chất chứa của vỉa sản phẩm. Ranh giới tính trữ lượng được tính theo bình đồ khép kín của vỉa đã phát hiện.

5. Tiềm năng triển vọng cấp **C3** được tính theo diện tích chuẩn bị cho khoan thăm dò, vùng được phân bố ở đới có cùng cấu trúc tương đá trong phạm vi vùng chứa dầu, và ở cấu tạo tương tự nhưng chưa phát hiện dầu. Hệ số lấp đầy dầu được áp dụng từ cấu tạo lân cận đã thăm dò, có cùng điều kiện cấu trúc - tương đá.

Đối với diện tích chuẩn bị tính trữ lượng, cần có bản đồ cấu trúc sâu và các thông số cần thiết.

Trữ lượng khí hòa tan trong dầu căn cứ vào trữ lượng dầu có thể khai thác được trên cơ sở lượng khí tách tiêu chuẩn.

Khi tính trữ lượng ngoài cân đối, có thể áp dụng các thông số như đối với trữ lượng cân đối nhưng phải biện luận về mặt kinh tế, công nghệ phù hợp.

Khi tính trữ lượng cần biện luận các thông số chỉ mức tin cậy như: bề dày vỉa, vị trí phân bố vỉa bề dày hiệu dụng chứa dầu khí, tính chất chứa, thể tích đá chứa dầu khí, hệ số khai thác...

11.5.5. Phân loại trữ lượng

a. Yêu cầu chung

Trữ lượng phải được Hội đồng Trữ lượng Quốc gia phê duyệt, ở các cấp phù hợp với nhu cầu phát triển kinh tế quốc dân.

Trữ lượng dự báo dựa trên cơ sở hàng loạt các tiêu chí về lý thuyết cũng như thực tế về địa chất, địa vật lý, địa hóa trong phạm vi toàn mỏ, toàn vùng, toàn bể và tất cả các bể trầm tích. Các số liệu về trữ lượng tiềm năng được đưa vào các kế hoạch quốc gia.

Khi tính trữ lượng, nhất thiết phải tính trữ lượng dầu, khí, condensat và các cấu tử hòa tan trong chúng như: C_2 , C_3 , C_4 , S, He, kim loại mà trình độ kỹ thuật công nghệ và kinh tế cho phép. Trữ lượng phải đảm bảo giá trị công nghiệp và được tính bằng phương pháp thể tích, phương pháp cân bằng vật chất (**A**, **B**, **C1** và **C2**).

Trữ lượng triển vọng (dự báo) cần được tính riêng cho dầu, khí và condensat, và tính bằng phương pháp thể tích nguồn gốc (**C3**, **D1**, **D2**).

Khi tính trữ lượng ở các cấp độ, luôn lưu ý tới các thành phần khác như thành phần khí, các vi lượng như I, Br, B, nhiệt độ, áp suất, lưu lượng nước, biện luận khả năng sử dụng nước cũng như các vi lượng cho nền kinh tế quốc dân.

b. Phân cấp trữ lượng

Dựa trên mức độ nghiên cứu để phân cấp trữ lượng như sau:

1. Cấp **A** là trữ lượng của một vỉa hay một phần vỉa, được nghiên cứu tỷ mỉ đảm bảo chắc chắn về kiểu, hình dạng, kích thước, bề dày hiệu dụng chứa dầu, khí. Các kiểu bể có các đặc tính thấm chứa, độ bão hòa dầu, khí, condensat, chế độ làm việc của vỉa. Sản lượng giếng, áp lực vỉa, lưu lượng dầu, khí và condensat, độ dẫn thủy, độ dẫn áp... Trữ lượng cấp A được tính theo vỉa hay một phần vỉa phù hợp với phương án thiết kế khai thác.

2. Cấp **B** là trữ lượng được thiết lập dựa trên cơ sở nhận được dòng dầu, khí công nghiệp ở các giếng khai thác thử. Các vỉa được xác lập rõ ràng về kiểu dáng, hình thái, kích thước vỉa, bề dày hiệu dụng chứa dầu, khí và tính chất thấm chứa. Phân tích thành phần, tính chất của dầu, khí trong điều kiện chuẩn và điều kiện vỉa. Xác định các thông số của vỉa cũng như của dầu, khí đủ tin cậy

để thiết kế khai thác. Trữ lượng cấp B được tính trên diện tích đã tiến hành khai thác thử.

3. Cấp **C1** là trữ lượng của vỉa hay một phần vỉa đã được xác định có dầu khí, trên cơ sở các thông số lấy từ các giếng khai thác thử và một phần các giếng thăm dò đã thử vỉa, dòng dầu khí công nghiệp đã được xác định. Ngoài ra, còn phải có các kết quả tốt về nghiên cứu địa chất, địa vật lý ở một số giếng chưa thử vỉa. Dựa vào các giếng khoan thăm dò, khai thác xác định các kiểu, hình thái, kích thước và vị trí phân bố không gian của vỉa. Sau đó, phân tích xác định thành phần thạch học, kiểu đá chứa, tính chất thấm chứa, mức độ bão hòa dầu khí, hệ số thu hồi dầu, bề dày hiệu dụng, bề dày vỉa bão hòa dầu, khí (dựa vào tài liệu mẫu lõi, nghiên cứu thủy lực và tài liệu địa vật lý giếng khoan), thành phần và tính chất của dầu, khí trong điều kiện chuẩn và điều kiện vỉa.

Xác định thành phần và tương quan dầu khí, sản lượng giếng, độ dẫn thủy và dẫn áp của vỉa, áp lực vỉa, nhiệt độ vỉa, lưu lượng theo kết quả thử vỉa và nghiên cứu giếng, điều kiện thủy địa chất, địa động lực cần được xác định ở các giếng khoan và có thể áp dụng tương tự như các giếng thăm dò bên cạnh.

Các số liệu trữ lượng cấp C1 dựa trên cơ sở kết quả của các giếng thăm dò và khai thác có đủ độ tin cậy để thiết lập sơ đồ công nghệ khai thác mỏ dầu hay để lập phương án khai thác thử mỏ khí.

4. Cấp **C2** là trữ lượng được tính ở diện tích có các thông số đáng tin cậy về nghiên cứu địa chất, địa vật lý. Cấp C2 được tính trên diện tích kề với các diện tích đã được tính ở cấp cao hơn, ở vùng có vỉa chưa được thử vỉa, ở mỏ đã thăm dò.

Được xác lập hình dáng, kích thước vỉa, bề dày, tính chất chứa, thành phần và tính chất dầu, khí trên cơ sở tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan, có quan hệ với các diện tích đã được nghiên cứu kỹ hơn tương tự như ở vùng thăm dò của mỏ.

Cấp **C2** được sử dụng để đánh giá triển vọng của mỏ, lập kế hoạch thăm dò hay nghiên cứu địa chất mang tính công nghiệp nhằm thiết lập phương án khai thác thử và một phần để thiết kế khai thác mỏ.

5. Cấp **C3** là tiềm năng triển vọng dầu khí để chuẩn bị cho khoan sâu ở vùng có triển vọng dầu khí dựa trên cơ sở số liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan, địa hóa cũng như ở vùng chưa được khoan trong phạm vi mỏ hay cấu tạo đã được thăm dò mà khả năng chứa sản phẩm tương tự như ở mỏ đã được thăm dò. Tiềm năng triển vọng dầu khí cấp C3 được sử dụng để lập kế hoạch tìm kiếm, thăm dò và gia tăng trữ lượng cho cấp C1 và C2.

6. Cấp **D1**, là tiềm năng dự báo dầu khí trên cơ sở xác định của các phức hệ trầm tích thạch học của các cấu tạo lớn, vùng hay bể đã chứng minh có dòng dầu khí công nghiệp. Đánh giá tiềm năng **D1** được tiến hành trên cơ sở kết quả nghiên cứu khu vực về địa chất, địa vật lý và địa hóa theo đặc điểm tương tự với các mỏ đã thăm dò trong phạm vi vùng nghiên cứu.

7. Cấp **D2**, là tiềm năng dự báo dầu khí dựa trên cơ sở nghiên cứu các phức hệ thạch học-địa tầng ở các đơn vị cấu trúc khu vực, nhưng chưa được chứng minh giá trị công nghiệp. Triển vọng dầu khí được xác định dựa trên các số liệu nghiên cứu địa chất, địa vật lý, địa hóa. Đánh giá định lượng tiềm năng dự báo được tiến hành trên cơ sở các tiền đề địa chất tương tự như các mỏ, các vùng đã thăm dò.

c. Khái niệm và phân loại trữ lượng

1. Trữ lượng dầu, khí, condensat được hiểu là có giá trị công nghiệp phục vụ nền kinh tế quốc dân, trong đó bao gồm:

Trữ lượng thu hồi được trên cơ sở trình độ kỹ thuật và công nghệ hiện tại.

Trữ lượng cân đối là trữ lượng đưa vào khai thác hợp lý và kinh tế nhất.

Hai loại này thuộc loại trữ lượng cân đối được.

Trữ lượng ngoài cân đối, là phần trữ lượng hiện nay với trình độ khoa học kỹ thuật và công nghệ chưa hiệu quả hay chưa thực hiện được. Còn sau đó có thể bằng các biện pháp công nghệ mới, mới có thể chuyển được vào hạng trữ lượng cân đối.

2. Trong quá trình tính trữ lượng cần lưu ý tới yếu tố môi trường và an toàn cho các công trình xung quanh, khu dân cư, các

công trình văn hóa, cần tính toán hiệu quả kinh tế trên tổng thể các mặt hoạt động kinh tế quốc dân và sinh thái bền vững.

d. Phân cấp trữ lượng của “SPE” (Hiệp hội kỹ sư dầu Hoa Kỳ), chia ra làm 3 cấp:

1. Cấp $N\tau -1$, là loại tính được thỏa đáng với độ tin cậy cao đạt tới 90%, được xác minh bằng thử vỉa có dòng công nghiệp.

2. Cấp $N\tau -2$, là trữ lượng có thể xác định ở vùng hay đới, vùng có rất ít giếng khoan, hoặc chưa có giếng khoan nhưng có các đặc điểm tương tự như các vùng lân cận, độ tin cậy đạt khoảng 50%.

3. Cấp $N\tau -3$, là cấp trữ lượng dự kiến do nội suy hay ngoại suy từ vùng lân cận với độ tin cậy chỉ khoảng 10%.

11.5.6. Cách tính trữ lượng

Thông thường ở Việt Nam cũng như các nước Tây Âu, Đông Âu, tính trữ lượng như sau.

a. Phương pháp thể tích

Công thức chung đối với dầu khi tính trữ lượng cân đối:

$$Q_{T.L} = S \cdot h \cdot \varphi \cdot \eta_o \cdot \gamma \cdot \rho$$

hay là:

$$Q_{T.L} = \frac{S \cdot h \cdot \varphi \cdot \eta_o \cdot \gamma \cdot \rho}{b}$$

Trong đó :

- S : Diện tích chứa dầu, m^2
- h : Bề dày hiệu dụng, m
- φ : Độ rỗng hiệu dụng, %
- η_o : Độ bão hòa dầu
- ρ : Tỷ trọng của dầu, T/m^3
- γ : Hệ số chuyển đổi, $=1/b$
- b : Hệ số thể tích

- Tính trữ lượng cho nhiều vỉa :

$$Q_{TL}^T = \sum Q_{TL}^i, \text{ là tổng trữ lượng của các vỉa}$$

- Tính trữ lượng vùng khó khai thác:

$$Q_{KKT}^i = S_i \cdot h_i \cdot \varphi_i \cdot \eta_o^i \cdot \gamma_i \cdot \rho_i$$

- Tính trữ lượng ở vùng nứt nẻ mạnh

$$Q_{NN} = Q_{T.L} - Q_{KKT}^i \text{ hay } Q_{NN} = \Sigma Q_{TL}^i - Q_{KKT}^i$$

- Trữ lượng đối với các lỗ hổng lớn (macro pores) :

$$Q_{macr}^i = S_i \cdot h_i \cdot \varphi_i^{tb} \cdot \eta_o \cdot \gamma_i \cdot \rho_i$$

φ_i^{tb} : giá trị độ rỗng trung bình theo chiều dày trung bình của lát cắt trong đối chủ yếu có độ lỗ hổng lớn.

- Trữ lượng trong đối chủ yếu là vi lỗ hổng (vi khe nứt, micropores) :

$$Q_{micr}^i = Q_{NN} - Q_{macr}^i$$

- Công thức chung đối với khí khi tính trữ lượng cân đối :

$$Q_k = S \cdot h \cdot \varphi \cdot \eta_k \cdot \Delta p$$

S : diện tích, m^2

h : bề dày vỉa, m

φ : độ rỗng

η_k : độ bão hòa khí

Δp : chênh áp lực ở giếng khoan có thể lấy được sản phẩm.

$$\Delta p = p_o - p_c$$

p_o : áp lực ban đầu của vỉa.

p_c : áp lực cuối cùng có thể khai thác được.

Hiệp hội kỹ sư dầu mỏ Hoa Kỳ (SPE) áp dụng theo kinh nghiệm để tính trữ lượng thu hồi được như sau :

Đối với dầu ($N \tau$, trữ lượng)

$$N \tau = \frac{7758 \cdot S \cdot h \cdot \varphi \cdot \eta_o \cdot K_{in}}{b}$$

S : diện tích, m^2

h : bề dày hiệu dụng vỉa, m

φ : độ rỗng hiệu dụng, %

η_o : độ bão hòa dầu

Kin hệ số thu hồi dầu, m^3

b : hệ số thể tích

7758: hệ số kinh nghiệm.

$$b = \frac{V_2}{V_1} = \frac{P_2.T_1}{P_1.T_2} = 1.05 + 0.5 * \frac{GOR}{100}$$

GOR : tỷ lệ dầu khí.

Như vậy hệ số b tỷ lệ thuận với áp suất vỉa và nhiệt độ vỉa.

Đối với khí (trữ lượng khí $G\tau$):

$$G\tau = 43560.S.h.\varphi.\eta_o.\frac{P_{j2}}{P_{j1}}.Kin,$$

Trong đó : S : diện tích, m^2

h : bề dày hiệu dụng vỉa, m

φ : độ rỗng hiệu dụng, %

η_o : độ bão hòa khí

P_{j2} : áp suất vỉa, atm

P_{j1} áp suất miệng.

Số 43560 là hệ số kinh nghiệm.

$$P_{j2} / P_{j1} = 0.43.H/15, \text{ với } H \text{ là độ sâu vỉa.}$$

b. Phương pháp cân bằng vật chất

Dựa trên cơ sở khai thác thử và xác định được tiến trình giảm áp theo thời gian và lưu lượng thu được (cộng dồn).

Quá trình khai thác áp suất vỉa giảm dần tới khi bắt đầu bơm ép thì giảm nhẹ hoặc không giảm, tạo một góc A , là hệ số góc giữa lưu lượng thu được trên một đơn vị giảm áp (trên 1 MPa giảm của vỉa).

$$Q_{dc} = \frac{A(1-W)(1+Bo+\Delta P)}{B\phi+Bo+Sw(Bo-Bw)}$$

Trong đó : Q_{dc} : trữ lượng địa chất, triệu tấn (Tr.T)

$A = \Delta Q / \Delta P$: hệ số góc (lưu lượng thu được trên một đơn vị giảm áp).

ΔQ : sản lượng dầu tích dồn ở đoạn tuyến tính tới điểm ngoặt .

ΔP : độ giảm áp ở đoạn tuyến tính tới điểm ngoặt .

S_w : hàm lượng nước dư.

B_o : hệ số nén của dầu $10^{E-4} / MPa$

B_ϕ : hệ số nén của lỗ hổng $10^{E-4} / MPa$

B_w : hệ số nén của nước $10^{E-4} / MPa$

W : hàm lượng nước (bão hòa nước)

c. Sau khi tính toán trữ lượng thu hồi được, cần chuẩn bị chuyển sang khai thác công nghiệp

Phân loại mỏ thuộc loại đơn giản, phức tạp hay rất phức tạp. Tính toán kích thước và mức độ phức tạp về cấu trúc địa chất. Tính trữ lượng cân đối, trữ lượng thu hồi.

Trữ lượng thu hồi được tính bằng trữ lượng cân đối (Q_{TL}) nhân với hệ số thu hồi (K_{in}). Đồng thời tính trữ lượng tiềm năng hay dự báo.

Trữ lượng cấp **C1** phải chiếm tới 80%, còn cấp **C2** chỉ được 20%.

Các cấp trữ lượng tính toán phải được Ủy ban quốc gia phê duyệt.

Các số liệu về thành phần và tính chất dầu, khí, condensat lưu lượng và các điều kiện thủy địa chất... phải được nghiên cứu kỹ lưỡng và có độ tin cậy cao, để đưa vào phương án thiết kế khai thác hay phương án khai thác thử.

Ở mỏ đã thăm dò phải tính tới đa các nguồn khoáng sản có thể có (nước ngầm, vi lượng, kim loại đặc biệt trong dầu)

Dự thảo các phương án bảo vệ môi trường, an toàn công trình và khu dân cư.

Sau 5 năm phải tính lại trữ lượng, và trình lên Ủy ban trữ lượng quốc gia phê duyệt.

Nếu mỏ chỉ có trữ lượng khai thác (thu hồi) < 1Tr.T dầu và < 3 tỷ m³ khí thì sau 5 năm không cần phê duyệt lại trữ lượng.

Sau khi có giếng khoan thăm dò ở vùng có trữ lượng cấp C1 và C2 cần phải tính lại và chuyển phần diện tích này sang cấp B và A.

Trong trường hợp, phần gia tăng trữ lượng vượt quá 20% thì phải tiến hành tính lại trữ lượng toàn bộ và phải trình Ủy ban trữ lượng quốc gia phê duyệt.

11.5.7. Tính ranh giới dầu-nước

11.5.7.1. Phương pháp nhiệt độ và áp suất (O.K Bajenova)

a. Nếu có các giá trị như nhiệt độ nước, tỷ trọng của nước và phụ thuộc vào nhiệt độ và áp suất của nước và

Nếu biết được 3 yếu tố trên, áp suất bão hòa và P_s , và T_v , tính được tỷ trọng của nước ρ_n trong điều kiện và, từ đó tính được sơ bộ ranh giới dầu nước như sau:

$$P_s = h \cdot \rho_n^v$$

h : độ sâu của vỉa dầu (ranh giới dầu-nước).

P_s : áp suất bão hòa.

ρ_n^v : tỷ trọng của nước ở điều kiện và.

$$h = \frac{P_s}{\rho_n^v}$$

b. Tính theo áp lực thủy địa chất khu vực (V.P Safchenko)

$$h = \frac{\rho_n^v \cdot \Delta h_n^d - 100(P_n - P_d)}{\rho_n^v - \rho_d^v}$$

Trong đó: h : là độ lệch chiều cao từ điểm đo áp lực vỉa dầu tới ranh giới dầu-nước.

ρ_n^v : tỷ trọng của nước trong điều kiện và.

ρ_d^v : tỷ trọng của dầu trong điều kiện và.

Δh_n^d : hiệu giữa vị trí đo áp lực vỉa dầu và áp lực vỉa nước.

P_n : áp lực vỉa nước tại giếng gặp nước.

P_d : áp lực vỉa dầu tại giếng gặp dầu.

Nếu lấy $\overline{\rho_d^v}$ là giá trị trung bình của vỉa dầu thì Safchenko đề nghị:

$$h = H - \frac{\rho_n^v \cdot \Delta h_n^d + 100(P_n - P_d)}{\rho_n^v - \rho_d^v}$$

Trong đó : H : chiều sâu ranh giới dầu nước.

Tỷ trọng của nước trong điều kiện vỉa tính như sau :

$$\rho_n^v = \frac{\rho_4^{20} + 1.205 \cdot d_k \cdot G}{b}$$

Trong đó: d_k : tỷ trọng khí HC theo không khí.

G : hàm lượng khí trong nước

b : hệ số thể tích

ρ_4^{20} : tỷ trọng nước ở điều kiện chuẩn.

11.5.8. Lập báo cáo trình Ủy ban trữ lượng quốc gia

Báo cáo được lập lần đầu và cứ 5 năm sau lập lại, bao gồm:

a. Nội dung tài liệu

-Tài liệu để tính toán trữ lượng: là tất cả các số liệu tính toán trình Ủy ban để kiểm tra (không có sự tham gia của tác giả). Tài liệu bao gồm phần lời thuyết minh, luận chứng kinh tế về hệ số thu hồi dầu, condensat, khí và các cấu tử HC, đồ thị, biểu bảng, hình và minh họa, các phụ lục về tài liệu địa chất, địa vật lý, địa hóa, thủy địa chất, số liệu nghiên cứu theo dõi giếng khoan (từ các tài liệu nguyên thủy tới các tài liệu xử lý, kể cả xử lý bằng chương trình máy tính), phương án khai thác..

-Phần lời bao gồm cấu trúc địa chất mỏ, kết quả công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác thử và các tài liệu khác có liên quan tới tính trữ lượng.

-Khối lượng báo cáo không vượt qua 250 trang, kể cả biểu bảng, hình vẽ (sơ đồ, các bản đồ, đồ thị) cần thiết để minh họa cho phần lời.

- Luận chứng kinh tế về hệ số thu hồi dầu, khí, condensat bao gồm hàm lượng của từng cấu tử.

- Các phụ lục cho phần lời phải ghi rõ tác giả hay cơ quan (đối tác) hoàn thành chúng.

- Các biểu bảng bao gồm các tài liệu để tính các thông số phục vụ tính toán và các biện luận, kết luận phù hợp với phần lời.

-Đồ thị dẫn chứng phải phản ánh cấu trúc, kích thước vỉa hay mỏ, ranh giới tính toán, các điều kiện thủy địa chất và bảo vệ môi trường. Sơ đồ palet tính toán cần thiết, các biên bản kiểm tra cũng như nghiệm thu sau khi khoan, sau khi thử vỉa, hoặc sau khi khai thác thử..

-Nếu mỏ có trữ lượng lớn hơn 30 Tr.Tấn dầu và 30 tỷ m³ khí thì chỉ cần nạp các tài liệu cơ sở sau khi đã thoả thuận với Ủy ban trữ lượng quốc gia (UBTLQG).

-Phần lời bao gồm:

Mở đầu

Đặc điểm chung về mỏ.

Cấu trúc địa chất vùng và mỏ.

Công tác thăm dò địa chất.

Những nghiên cứu địa vật lý giếng khoan, phương pháp và kết quả xử lý.

Mức độ chứa dầu khí của mỏ.

Điều kiện thủy địa chất và nhiệt áp.

Đặc điểm vật lý, thạch học của đá chứa, vỉa sản phẩm, lớp phủ theo mẫu lõi.

Thành phần, tính chất của dầu, khí, condensat. Đánh giá giá trị công nghiệp của mỗi cấu tử HC.

Các thông số về mỏ (kích thước, bề dày, diện tích, góc dốc,..)

Biện luận các thông số tính toán và tính trữ lượng.

So sánh trữ lượng được tính với tiêu chuẩn trữ lượng quốc gia.

Các giải pháp về bảo vệ môi trường.

Biện luận mức độ tin cậy của việc chuẩn bị mỏ để khai thác công nghiệp.

Đánh giá chất lượng và hiệu quả công tác thăm dò địa chất.

Đánh giá kinh tế địa chất mỏ.

Kết luận.

Danh sách các tài liệu sử dụng.

Cần lưu ý: ở mỗi phần đều có đánh giá và kết luận về mức độ nghiên cứu và mức độ tin cậy.

Khi lập báo cáo lần hai, cần đưa thêm các tài liệu bổ sung, làm rõ sự thay đổi hay lý do gia tăng trữ lượng và các quyết định pháp lý.

Tất cả các phần viết, biểu bảng, hình vẽ đồ thị phải phù hợp với qui chế của UBTLQG đã được ban hành.

11.6. Phương pháp khoan thông số

Cần soạn thảo theo các chương mục sau:

Phương án khoan thông số:

1. Mở đầu.
2. Điều kiện kinh tế nhân văn.
3. Mức độ nghiên cứu địa chất, địa vật lý, địa hóa.
4. Cấu trúc địa chất diện tích nghiên cứu.
 - 4.1. Lát cắt địa tầng, thạch học dự kiến .
 - 4.2. Kiến tạo.
 - 4.3. Mức độ chứa dầu khí.
 - 4.4. Đặc điểm thủy địa chất của lát cắt.
5. Phương pháp và khối lượng công tác.
 - 5.1 Mục đích và nhiệm vụ.
 - 5.2 Biện luận đã chọn vị trí khoan, độ sâu thiết kế.
 - 5.3 Điều kiện địa chất của lát cắt dự kiến.
 - 5.4 Đặc điểm dung dịch khoan.
 - 5.5 Biện luận cấu trúc thân giếng.
 - 5.6 Thiết kế miệng giếng.
 - 5.7 Tổ hợp nghiên cứu địa chất, địa vật lý.
 - Lấy mẫu lõi, vụn hay sườn.
 - Nghiên cứu địa vật lý giếng khoan và địa hóa.
 - Thử vỉa các tầng triển vọng.
 - Nghiên cứu trong phòng.

6. Tìm kiếm khác song hành.
7. Xử lý các tài liệu giếng khoan thông số và lập báo cáo.
8. Bảo vệ lòng đất và môi trường.
9. Thời hạn làm việc tại diện tích có giếng khoan.
10. Giới hạn đầu tư đối với phương án.
11. Chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật chủ yếu.
 - Danh sách tài liệu sử dụng.
 - Danh sách phụ lục cho phần lời.
 - Danh sách phụ lục đồ thị.

Dưới đây phân tích chi tiết và từng phần:

1. Mở đầu

Nêu ý nghĩa của tổ hợp các công việc cần thiết phù hợp với nghiên cứu địa chất, địa vật lý khu vực. Nêu khả năng kỹ thuật công nghệ để giải quyết những nhiệm vụ trên, độ sâu thiết kế và đối tượng địa tầng cần khoan qua.

2. Điều kiện địa lý, kinh tế, nhân văn

Nêu vị trí địa lý hành chính vùng nghiên cứu và nơi đóng quân tập kết tài liệu, thiết bị. Địa hình, đặc điểm dân cư, bệnh tật, độ cao, hoạt động động đất. Đặc điểm sông ngòi, nguồn nước uống, nước kỹ thuật, có nêu khoảng cách từ đó tới nơi tập kết. Số lượng giếng khoan cung cấp nước và chiều sâu của nó.

Nhiệt độ trung bình năm, lượng mưa, thời gian mưa, mùa, thời gian tàu thuyền có thể đi lại, gió và hướng gió.

Tóm tắt đặc điểm động thực vật.

Nêu đặc điểm dân cư, nền kinh tế chính, các cơ sở vật chất kỹ thuật đã và đang hoạt động, nguồn năng lượng điện, liên lạc, giao thông và ngành nghề chính.

Trạm y tế, sân bay, các tuyến đường sắt, bến tàu, bến thủy cảng biển, khoảng cách tới cơ sở tập kết.

Các số liệu về khoáng sản, vật liệu xây dựng, sơ đồ hướng dẫn vị trí hoặc bản đồ.

3. Mức độ nghiên cứu địa chất, địa vật lý

Tổng quan và các kết quả đã làm (theo thứ tự thời gian), đánh giá kết quả đã làm.

Bảng 3.1 thống kê các kết quả đã làm và triển vọng chứa dầu, các đề xuất tiến hành tìm kiếm thăm dò.

Bảng 3.2 liệt kê các phương pháp nghiên cứu đối với các cấu tạo có triển vọng dầu khí, các dạng cấu tạo và các dị thường đặc biệt dự kiến cho khoan sâu, các kết quả xử lý số liệu và...

Bảng 3.3 liệt kê mức độ nghiên cứu vùng bằng khoan sâu. Các số liệu về khoan ở các giếng bên cạnh. Mô tả toàn bộ lát cắt, chỉ ra các phức hệ hay tầng có triển vọng chứa dầu. Ví dụ:

Bảng 3.1 Những đề tài đã nghiên cứu

STT	Tác giả báo cáo, năm Tên báo cáo	Kết quả chính
1	2	3

Bảng 3.2 Mức độ nghiên cứu địa chất – địa vật lý

STT	Tác giả báo cáo, năm Tên báo cáo	Loại công việc Tỷ lệ	Kết quả chính
1	2	3	4

Bảng 3.3 Mức độ nghiên cứu bằng khoan sâu

STT	Tên GK, tên diện tích nghiên cứu	Cấp bậc GK	Chiều sâu thực tế	Bề dày (m)	Ngày bắt đầu khoan	Kết quả khoan, thử vỉa. Tình trạng giếng
			Tầng đã khoan qua (m)			
1	2	3	4	5	6	7

4. Cấu trúc địa chất

4.1 Cột địa tầng thạch học dự kiến

Các số liệu thực tế làm cơ sở cho việc thiết lập cột địa tầng của phương án (kết quả địa chất, khoan ở vùng lân cận, địa chấn).

Mô tả tóm tắt cột địa tầng từ dưới lên trên (đặc điểm địa chất, địa vật lý). Đặc điểm thạch học, vị trí phân bố trong không gian, bề dày, tính phổ biến, bất chỉnh hợp, các mặt phản xạ địa chấn, độ cứng, mức độ khó khăn khi lấy mẫu.

Phần này kèm theo cột địa tầng dự kiến cho phương án.

4.2 Kiến tạo, vị trí kiến tạo của diện tích nghiên cứu trên phong kiến tạo khu vực

Các tầng cấu trúc chỉ ra các phân vị địa tầng và thành hệ trầm tích. Mô tả tóm tắt các tầng cấu trúc bậc I, II, III.

Các dị thường địa vật lý, các cấu trúc thấu kính, vát nhọn. Các tiền đề kiến tạo chỉ ra triển vọng dầu khí.

Chương này được minh họa bằng bản đồ kiến tạo (sơ đồ), các bản đồ cấu trúc theo các tầng phần xạ chính, các lát cắt địa chấn theo tuyến.

4.3 Mức độ chứa dầu khí

Diện tích nghiên cứu nằm trong vùng triển vọng, mô tả mức độ triển vọng khu vực để tìm dầu khí. Các tiền đề chính, các thông số địa chất ở các vùng lân cận : biểu hiện dầu khí, các giếng đã phát hiện, kết quả thử vỉa, nghiên cứu giếng, các đặc điểm và thành phần hóa lý của chất lưu.

Đánh giá trữ lượng cấp D_2 , D_1 , tiềm năng cấp C3 nêu có.

Kết luận về triển vọng dầu khí của lát cắt.

4.4 Đặc điểm thủy địa chất

Diện tích nghiên cứu có thuộc vùng nước áp lực hay không, thuộc diện nào của phân vùng thủy địa chất.

Các phức hệ chứa nước, các tầng chắn nước.

Đặc điểm thủy địa chất của mỗi phức hệ, độ sâu, chế độ thủy động lực, tính chất hóa lý của nước.

Kết quả thử vỉa ở tầng chứa nước ở các vùng lân cận.

Đặc điểm địa nhiệt, nhiệt độ, áp suất.

5. Phương pháp và khối lượng công việc

5.1 Mục đích và nhiệm vụ khoan thông số. Biện luận khoan thông số

Ấn định các thông số cần thu thập.

Xác định các đặc điểm về cấu trúc địa chất, các chỉ tiêu kinh tế, các điều kiện kỹ thuật địa chất để thực hiện phương án.

Những nhiệm vụ địa chất chủ yếu và bổ sung các qui cách lấy mẫu, vị trí lấy mẫu, nghiên cứu, đo carota và xử lý số liệu.

5.2 Biện luận vị trí và chiều sâu khoan

Biện luận vị trí khoan dựa trên cơ sở cấu trúc tối ưu, tương thạc học trên tuyến địa chấn hay dị thường địa chấn đặc trưng.

Biện luận độ sâu khoan trên cơ sở đã phát hiện có sản phẩm hay dự đoán các tầng triển vọng, các tầng chuẩn cũng như mức độ phức tạp của cấu trúc mà kỹ thuật cho phép (vùng sập lở, kẹt nút, mũ khí, dị thường áp suất, đá vôi mất dung dịch).

5.3 Điều kiện địa chất

Xác lập khoảng độ sâu có phức tạp địa chất, kỹ thuật và tham khảo kết quả khoan ở vùng lân cận như đặc điểm thạch học, độ cứng, độ mài mòn, phân chia các tập trầm tích và dự kiến các giải pháp để khoan qua các tầng cấu trúc. Lựa chọn chông khoan và chống ống cho phù hợp với đặc điểm địa chất. Dự kiến áp suất vỉa, nhiệt độ, góc nghiêng, hướng cắm của vỉa. Dự kiến mức độ phức tạp của địa chất trong quá trình khoan do các ảnh hưởng của thành phần thạch học, địa hóa, thủy địa chất, địa nhiệt và cấu trúc địa chất có thể dẫn đến các sự cố như: sập lở thành giếng, bó cần, kẹt nút, có hang hốc lớn, mất dung dịch, xuất hiện nước, khí, tác động ăn mòn, dị thường áp suất cao hoặc thấp, đới dị thường nhiệt, trầm tích có muối halogen...

5.4 Đặc điểm dung dịch

Đặc điểm dung dịch khoan xuất phát từ điều kiện địa chất khi mở vỉa.

Bảng 5.4.1. Các thông số dung dịch khoan

Khoảng cách khoan, m	Loại dung dịch	Thông số dung dịch khoan					Tên các hóa chất cần dùng
		Tỷ trọng kg/m^3	Độ nhớt, s	Áp lực, Pa	Độ thải nước, $\text{m}^3/30'$	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8

5.5 Biện luận cấu trúc giếng

Biện luận cấu trúc giếng xuất phát từ độ sâu thiết kế, phương pháp khoan, đặc điểm và dự kiến sản phẩm sẽ gặp, áp lực vỡ vỉa, áp lực vỉa, có các sự cố ở các giếng lân cận, dự kiến ống chống cũng như điều kiện kỹ thuật áp dụng, kỹ thuật khoan và kinh nghiệm đã trải qua, biểu đồ áp lực.

Bảng 5.4.2. Các thông số thiết kế giếng khoan

STT	Tên	Đường	Nhãn	Chiều sâu	Chiều cao nâng	Ghi
-----	-----	-------	------	-----------	----------------	-----

	ống chống	kính ống chống	hiệu thép	khoan qua, m	dung dịch xi măng ngoài ống chống	chú
1	2	3	4	5	6	7

5.6 Thiết bị miệng giếng

Thiết bị miệng giếng chống phun được đặt ngay tại miệng giếng. công suất của thiết bị tùy thuộc vào các tiên liệu về chất lưu, áp suất ở các khoảng độ sâu tương ứng.

Bảng 5.6.1. Thiết bị miệng giếng

Nhãn hiệu của thiết bị chống phun	Áp lực hoạt động, MPa	Áp lực miệng giếng có thể có, Mpa	Van đối áp	Đường kính ống nơi đặt thiết bị, mm
1	2	3	4	5

5.7 Nghiên cứu địa chất, địa vật lý

5.7.1 Phương pháp lấy mẫu lõi, mẫu vụn và mẫu sườn

Tùy thuộc vào mức độ phức tạp của lát cắt, chiều sâu khoan mà dự kiến khoảng độ sâu cần lấy mẫu lõi, mẫu sườn đảm bảo cho việc nghiên cứu.

Phân loại đá theo mức độ phức tạp của lát cắt để lấy mẫu lõi, tổng số khoảng lấy mẫu so với tổng lát cắt, dự kiến tỷ lệ lấy mẫu, các điều kiện lấy mẫu, ấn định độ sâu và khoảng cách lấy mẫu vụn.

Bảng 5.7.1. Bảng thống kê các khoảng cần lấy mẫu

Khoảng độ sâu cần lấy mẫu lõi, sườn, m	Tỷ lệ lấy được mẫu lõi, m	Tuổi của đá, tầng địa chất
1	2	3

5.7.2 Nghiên cứu địa vật lý – địa hóa

Tổ hợp tất cả các phương pháp nghiên cứu địa vật lý giếng khoan và các nghiên cứu địa hóa. Các phương pháp chính, nhiệm vụ đo, đặc điểm địa chất, địa vật lý của lát cắt, điều kiện đo. Biện luận sai lệch có thể có so với các phương pháp dự kiến.

Bảng 5.7.2. Các phương pháp nghiên cứu

STT	Phương pháp nghiên	Tỷ lệ ghi	Khoảng độ sâu
-----	--------------------	-----------	---------------

	cứu và mục đích		nghiên cứu
1	2	3	4

5.7.3 Thử vỉa trên đối tượng triển vọng

Thử vỉa trong quá trình khoan, tức là thử vỉa khi thân giếng mới mở ra, thân trần chưa được chống ống cần thực hiện nghiêm ngặt theo các yêu cầu kỹ thuật.

Bảng 5.7.3.1. Các khoảng cần thử trong quá trình khoan

Số đối tượng thử	Khoảng độ sâu	Tuổi địa chất (phân vị địa tầng)	Đường kính Packer, mm	Chênh áp, MPa
1	2	3	4	5

Sau khi chống ống cần tiến hành thử lại (bắn mìn thử vỉa), dự kiến mật độ lỗ cần bắn, phương pháp gọi dòng thích hợp (nén nước, sau đó hút lên tạo chân không để hút dầu khí ra). Đối với mỏ dầu, khí, condensat cần lưu ý biện pháp an toàn và phòng chống cháy nổ.

Các biện pháp xử lý khi có dòng nhỏ (xử lý acid, bắn cát, bắn thủy lực-tia nước, bơm hơi nước nóng, khí CO², N² tùy từng trường hợp).

Cần nhận đầy đủ các thông tin cho mỗi đối tượng thử như áp suất vỉa, nhiệt độ vỉa, các đặc tính sản phẩm vỉa. Tính chất hóa lý của chất lưu được ghi dưới dạng bảng (trong điều kiện vỉa và chuẩn)

Bảng 5.7.3.2. Kết quả thử vỉa

STT đối tượng thử	Khoảng thử, m	Tuổi địa chất, đặc điểm thạch học	Phương pháp mở vỉa, số lỗ bắn/ 1m	Tỷ trọng dung dịch, kg/m ³	Phương pháp gọi dòng, số chế độ theo dõi	Phương pháp kích thích gia tăng dòng	Khoảng có ximăng
1	2	3	4	5	6	7	8

5.7.4. Nghiên cứu trong phòng thí nghiệm

Thiết bị và khối lượng công tác nghiên cứu mẫu lõi, vụn, sườn, mẫu chất lưu (dầu, khí, nước) được lấy bằng công cụ sâu chuyên dụng và ngay trên miệng giếng. Mẫu vụn lấy trên toàn lát cắt, mẫu lõi lấy ở đoạn đã thiết kế. Mẫu phân tích thạch học, cổ sinh, cơ lý, nhiệt, địa hóa...

Các mẫu dầu, khí, condensat và nước vỉa được phân tích tính chất hóa lý trong điều kiện vỉa và điều kiện chuẩn.

Sau khi có kết quả, tiến hành xử lý, tổng kết viết báo cáo.

6. Các tìm kiếm khác song hành

Nghiên cứu độ phát xạ để tìm hiểu dị thường các nguyên tố phóng xạ. Thành phần tính chất của nước uống, nước khoáng, các vi lượng và kim loại có ích khác (B, Br, I, He, Li, Se, V...).

Đối với các giếng dầu khí đã hoàn thành nhiệm vụ nghiên cứu mà không có kết quả thì chuyển sang nghiên cứu các điều kiện thủy địa chất, thủy động lực và các khoáng sản khác như: than, sét phiến cháy, Fe, Mn, kim loại màu khác, vật liệu xây dựng và các nguyên liệu khác.

7. Tổng hợp tài liệu viết báo cáo

Xử lý tổng hợp tài liệu, lập báo cáo địa chất theo mục tiêu đề tài, nhiệm vụ đã đặt ra.

8. Bảo vệ lòng đất và môi trường.

Các giải pháp bảo vệ lòng đất, chống sập lở vỉa và môi trường vây quanh. Khi thi công giếng khoan, phù hợp với qui định của nhà nước về bảo vệ môi trường. Nếu khai thác nước hay các khoáng sản khác thì phải được lập kế hoạch phê duyệt.

9. Thời hạn làm việc tại vị trí có giếng khoan

Thời hạn thực hiện theo đúng thiết kế. Sau khi kết thúc phải tổ chức hủy giếng, bàn giao mặt bằng cho địa phương, có văn bản kèm theo.

10. Giới hạn đầu tư đối với phương án

Giới hạn đầu tư chi phí được tính như sau:

$$A = n \cdot \left(\frac{C_1 - Z_b}{H_1} \cdot H + \frac{Z_b}{K} \right) + Z_{ob}$$

Trong đó:

n : số giếng khoan thiết kế dự kiến.

C_1 : giá thành xây lắp giếng, có thể áp dụng như giếng lân cận.

Z_b : chi phí trong quá trình khoan.

H : chiều sâu thiết kế.

H_1 : chiều sâu của giếng cơ sở.

K : hệ số thay đổi tốc độ. $K=V/V_1$.

V : tốc độ khoan thương mại thiết kế.

V_1 : tốc độ khoan thương mại theo giếng cơ sở.

Z_{ob} giá thành xây dựng hạ tầng cơ sở.

11. Các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật chủ yếu

Bảng 11.1. Các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật

STT	Tên công việc	Chỉ tiêu
1	2	3
1	Số giếng khoan	
2	Chiều sâu thiết kế	
3	Địa tầng cần khoan qua	
4	Tổng đoạn khoan qua	
5	Tốc độ khoan trung bình	
6	Chi phí tối đa cho xây dựng	
7	Chi phí tối đa cho khoan	
8	Giá thành trên 1 m khoan	

Danh sách tài liệu sử dụng liệt kê theo thứ tự các văn bản hướng dẫn, pháp quy... và các nguồn tài liệu khác để lập phương án.

11.7 Phương án tìm kiếm mỏ dầu khí

Nội dung lập phương án tìm kiếm bao gồm:

1. Mở đầu.
2. Điều kiện địa lý kinh tế nhân văn.
3. Mức độ nghiên cứu địa chất, địa vật lý.
4. Cấu trúc địa chất của diện tích nghiên cứu
 - 4.1 Lát cắt địa tầng thạch học dự kiến.
 - 4.2 Kiến tạo.
 - 4.3 Mức độ chứa dầu khí.
 - 4.4 Đặc điểm thủy địa chất của lát cắt.
5. Phương pháp và khối lượng công việc.
 - 5.1 Mục đích và nhiệm vụ.
 - 5.2 Mạng lưới giếng tìm kiếm.
 - 5.3 Điều kiện địa chất sẽ khoan qua.
 - 5.4 Đặc điểm dung dịch khoan.
 - 5.5 Biện luận cấu trúc giếng.
 - 5.6 Thiết bị miệng giếng.
 - 5.7 Tổ hợp công tác, nghiên cứu địa chất, đại vật lý.
 - 5.7.1 Lấy mẫu lõi, vụn và sườn.
 - 5.7.2 Nghiên cứu địa chất, địa vật lý.
 - 5.7.3 Thử vỉa các tầng có sản phẩm
 - 5.7.4 Nghiên cứu mẫu trong phòng thí nghiệm.
6. Tìm kiếm khác song hành.
7. Xử lý tài liệu.
8. Bảo vệ lòng đất và môi trường.
9. Thời hạn tiến hành công việc ở diện tích nghiên cứu.
10. Đầu tư tối đa cho phương pháp.

11. Dự kiến kết quả.

11.1 Tính trữ lượng dự kiến đối với dầu khí condensat.

11.2. Hiệu quả kinh tế kỹ thuật và các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật chủ yếu.

- Danh sách tài liệu tham khảo.
- Danh sách các phụ lục cho phần lời.
- Danh sách các phụ lục đồ thị.

Dưới đây mô tả tỷ mỉ từng phần :

1. **Mở đầu:** nêu nhiệm vụ của phương án, mục tiêu của công việc là làm gia tăng trữ lượng và lập các tiền đề cho phát triển tiếp tục ở vùng này. Nêu khả năng kỹ thuật công nghệ để giải quyết, nêu số GK cần tiến hành, độ sâu và địa tầng..

2. Điều kiện kinh tế địa lý nhân văn.

Vị trí hành chính, địa lý, kinh tế nhân văn, vị trí tập kết của đoàn, bệnh tật, mức độ phân cắt địa hình. Đặc điểm đường thủy, nguồn nước ăn, nước công nghiệp nước kỹ thuật, có chỉ khoảng cách tới cơ sở của đoàn, số lượng giếng để cung cấp nước và chiều sâu của chúng.

Những thông tin về nhiệt độ, lượng mưa hàng năm, chiều gió chính, lớp tuyết phủ, điều kiện kinh tế nhân văn, thời gian có gió mùa... Tóm tắt đặc điểm động thực vật.

Các đặc điểm dân cư ở gần, các lĩnh vực kinh tế của địa phương, thành phần dân cư. Các cơ sở vật chất kỹ thuật của địa phương, các đường ống dẫn dầu khí đi qua. Nguồn nước, điện, liên lạc ...

Mạng lưới giao thông, vận tải, sân bay, cầu cảng, bến đò, bến sông.

Các khoáng sản có ở trong vùng như vật liệu xây dựng..

Có kèm theo bản đồ (sơ đồ) chỉ vị trí vùng nghiên cứu

3. Mức độ nghiên cứu địa chất, địa vật lý

Tổng quan và kết quả nghiên cứu theo thời gian và đánh giá mức độ đúng, sai trên quan điểm hiện tại.

Trong bảng 3.1 là phương pháp tìm kiếm, nghiên cứu các cấu trúc có triển vọng, các luận chứng kinh tế- kỹ thuật, các bản đồ địa chất đã có và các công tác địa vật lý khác, các phương pháp địa hóa đã làm, khoan cấu tạo..

Kết quả xử lý số liệu địa chất, địa vật lý, địa hóa và các lý lịch cấu tạo..

Bảng 3.1. *Mức độ nghiên cứu địa chất, địa vật lý*

STT	Tác giả, năm, tên tổ chức tiến hành	Dạng công tác và tỷ lệ	Kết quả nghiên cứu chính
1	2	3	4

Trong **bảng 3.2** là kết quả khoan thông số hay của các giếng lân cận, có thể chỉ ra toàn lát cắt, các phức hệ có triển vọng.

Bảng 3.2. Mức độ nghiên cứu khoan sâu

STT	Số GK trên diện tích nghiên cứu	Loại giếng khoan	Chiều sâu thực tế tầng khoan qua	Toạ độ	Ngày kết thúc xây dựng	Giá thành thực tế	Kết quả khoan, thử vỉa và hiện trạng giếng khoan
1	2	3	4	5	6	7	8

Trong **bảng 3.3** có các kết quả của các phương án đã thực hiện trên diện tích nghiên cứu. Các kết luận về mức độ nghiên cứu, đánh giá hiệu quả và ưu nhược điểm.

Bảng 3.3 Kết quả trước đây về tìm kiếm thăm dò

STT	Tên diện tích	Các phương án thực hiện trước đây	Ngày phê duyệt	Số giếng thiết kế Số giếng đã hoàn thành	Chiều sâu thiết kế của tầng Chiều sâu thực tế của tầng	Giá thành phương án Giá thành thực tế.	Bắt đầu công việc trên kết thúc theo phương án đó	Kết quả công việc ở diện tích nghiên cứu.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

4. Cấu trúc địa chất

4.1 Địa tầng thạch học dự kiến

Cơ sở của thiết kế là các số liệu thực tế như: kết quả địa chất, địa vật lý, địa hóa, khoan, kết quả thử vỉa, nghiên cứu hoặc có ở các GK lân cận.

Mô tả tóm tắt cột địa tầng theo từ dưới lên trên, đặc điểm thạch học, loại đá, độ cứng, độ mài mòn, những khó khăn khi lấy mẫu, các phức tạp địa chất.

Sự phân bố trong không gian của từng đơn vị địa tầng, bề dày, diện phân bố, bất chỉnh hợp góc, vát nhọn...các tầng phản xạ. Thiết lập cột địa tầng dự kiến.

4.2 Kiến tạo

Vị trí kiến tạo của diện tích nghiên cứu trên phong kiến tạo khu vực.

Các tầng cấu trúc với đặc điểm thạch học-tướng đá.

Đặc điểm của các đơn vị kiến tạo, gián đoạn trầm tích, các dị thường địa vật lý, các đới vát nhọn, cấu trúc cổ và hệ thống đứt gãy sâu.

Mô tả cấu trúc địa phương theo từng tầng phản xạ. Dạng cấu trúc, kích thước, đường phương, biên độ, đặc điểm duy trì via theo diện, độ sâu và địa tầng của nó, và các chứng minh cho các đặc điểm nêu trên bằng tài liệu địa chấn, khoan và các nghiên cứu khác. Các tiền đề kiến tạo về triển vọng dầu khí.

Chương này được minh họa bằng bản đồ kiến tạo (hoặc sơ đồ kiến tạo), các bản đồ cấu trúc theo các tầng phản xạ và các mặt cắt địa chấn, địa chất ...

4.3 Mức độ chứa dầu khí

Dựa vào vị trí diện tích nghiên cứu trong bản đồ triển vọng, chỉ ra các phức hệ, tầng triển vọng, các tiền đề địa chất đối với mỗi phức hệ. Các biểu hiện dầu khí ở các giếng đã khoan hay ở diện tích bên cạnh. Kết quả thử vỉa, nghiên cứu giếng, đặc điểm nhiệt áp, thành phần lý hóa của chất lưu. Đánh giá chung về triển vọng theo cấp trữ lượng như [bảng 4.3.1](#)

Bảng 4.3.1. Kết quả thử vỉa và nghiên cứu vỉa

Số GK	Khoảng bán	Tầng địa chất	Đường kính côn, mm	Lưu lượng, m ³ /ng.đ				Hàm lượng khí, m ³ /T	Áp lực vỉa, MPa	Nhiệt độ vỉa, °C
				Dầu	Khí	Condensat	Nước			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

.....tiếp.....

Tỷ trọng trong đ/k vỉa (g/cm ³)				Hàm lượng trong dầu, %TL			Thành phần khí, %TT. (Thể tích)				
Tỷ trọng ở đ/k chuẩn											
Dầu	Condensat	Khí	Nước	Nhựa	Asphalten	Paraffin	CH ₄	ΣKN (Tổng khí nặng)	CO ₂	H ₂ S	Khí hiếm khác
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Hiện trạng và triển vọng của lát cắt ở cấp C3, kết luận về triển vọng chứa dầu khí, dự đoán loại bẫy chứa, đá chứa, lớp phủ, trạng thái pha của HC.

4.4 Đặc điểm thủy địa chất

Đặc trưng thuộc loại nào của vùng thủy địa chất, các tầng, phức hệ thủy địa chất chứa nước, các phức hệ chắn, đặc điểm các phức hệ chứa nước, vị trí, thế nằm, chế độ thủy động lực. Kết quả thử vỉa hoặc ở vùng lân cận. Đặc điểm nước vỉa theo độ khoáng hóa, thành phần ion, thành phần muối, độ bão hòa khí, áp lực vỉa, nhiệt độ vỉa và lưu lượng..(bảng 4.4.1 và 4.4.2).

Bảng 4.4.1. Thành phần hóa lý của nước vỉa

STT	Số hiệu giếng	Khoảng thử	Đơn vị địa tầng	Lưu lượng, m ³ /ng.đ	Áp lực miệng giếng, MPa ở mức tĩnh, m	Áp lực vỉa, MPa	Tỷ trọng, g/cm ³		Nhiệt độ vỉa	Độ khoáng hóa (g/l)
							Điều kiện vỉa	Điều kiện chuẩn		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

..Tiếp...

Thành phần ion													Acid naften, mg/l	Loại nước
Na & K	Ca	Mg	Cl	SO ₄	HCO ₃	CO ₃	NO ₂	NH ₄	B	I	Br	Chỉ tiêu khác		
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Bảng 4.4.2. Thành phần khí của nước vỉa

STT	Tên GK	Khoảng thử	Tầng địa chất	Hàm lượng khí, m ³ /T	Hàm lượng, % mol (g/m ³)									
					C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅₊	H ₂ S	He	Ar	CO ₂	N ₂
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

5. Phương pháp và khối lượng công việc

5.1 Mục đích và nhiệm vụ tìm kiếm

Dựa vào các số liệu thu được ở khu vực và địa phương về mức độ chứa dầu khí, triển vọng...từ đó biện luận các công việc, đề xuất các phương pháp cần thiết.

Phương án được đề xuất dựa trên cơ sở đánh giá hiệu quả của các công việc trước đó. Ghi rõ nhiệm vụ của giếng khoan tìm kiếm tùy vào mức độ nghiên cứu và mức độ triển vọng, hiệu quả kinh tế kỹ thuật và điều kiện địa chất.

5.2 Mạng lưới giếng tìm kiếm

Biện luận cách bố trí giếng khoan, đảm bảo hoàn thành nhiệm vụ địa chất đề ra. Tùy vào mức độ phức tạp và tính lưu thông giữa các cấu tạo hay các khối mà chọn lựa vị trí giếng tìm kiếm cho thích hợp, đặc biệt ở các cánh sụt có các yếu tố mới về cấu tạo như địa tầng. Cần bố trí giếng độc lập hay lệ thuộc.

Dựa vào khả năng làm rõ triển vọng của lát cắt hay của khối mà biện luận bố trí thứ tự các giếng khoan. Biện luận chiều sâu và đối tượng địa chất cần khoan (theo đánh giá triển vọng và khả năng kỹ thuật).

Trong nhiệm vụ địa chất ở cấu trúc vòm cần lưu ý các tầng chứa dạng phi vòm (vát nhọn, thấu kính...).

5.3 Điều kiện địa chất của giếng

Trong cột địa tầng sẽ khoan qua cần lưu ý tới các khoảng độ sâu có các đặc điểm thạch học trầm tích đặc trưng sau: yếu hay sạt lở, áp suất cao, cacbonat, sét trương nở, mất dung dịch, xuất hiện nước và độ gắn kết bề rời để làm cơ sở thiết kế cấu trúc giếng. Dựa vào các yếu tố này để lựa chọn các loại mũi khoan thích hợp.

Một số thông tin như góc nghiêng vỉa, phá hủy kiến tạo, áp lực vỉa, nhiệt độ vỉa... Những phức tạp dự kiến có thể có trong quá trình khoan và các biện pháp dự phòng.

Dự kiến những khoảng xuất hiện dầu khí, dị thường áp suất, dị thường nhiệt, muối halogen...

5.4 Đặc điểm dung dịch khoan

Từ điều kiện phức tạp có thể có cần phải điều chỉnh dung dịch khoan thích hợp. ([xem bảng 5.4.1](#))

Bảng 5.4.1. Thông số dung dịch khoan

Khoảng độ sâu,m	Loại dung dịch	Thông số dung dịch					Tên hóa chất sử dụng
		Tỷ trọng, kg/m ³	Độ nhớt, s	Áp lực lên cần	Độ thải nước, m ³ /30'	pH	
1	2	3	4	5	6	7	8

5.5 Biện luận cấu trúc giếng

Trên cơ sở độ sâu thiết kế, phương pháp và chông khoan, các phức tạp có thể có, lát cắt chứa sản phẩm nào, áp lực vỡ vỉa, áp lực vỉa nhằm đặc ống chống và các công việc phòng chống khác.

Cấu trúc giếng đảm bảo nghiên cứu tổng hợp địa vật lý, thử vỉa (ép, gọi dòng...) ở thân trần hay trong cần, nghiên cứu thủy động lực, lấy mẫu sâu và mẫu sườn.

Bảng 5.5.1. Các thông số về cấu trúc giếng

STT	Tên ống chống	Đường kính ống chống	Mã hiệu thép	Chiều sâu thả chân đế	Chiều cao cần đỡ ximăng ngoài cần,m	Ghi chú
1	2	3	4	5	6	7

5.6 Thiết bị miệng giếng

Thiết bị miệng giếng nhằm chống phun trên cơ sở sản phẩm dự kiến và áp lực vỉa tương ứng (xem bảng 5.6.1)

Bảng 5.6.1. Thiết bị miệng giếng

Loại thiết bị miệng giếng chống phun	Áp lực làm việc, MPa	Áp lực ở miệng giếng dự kiến, MPa	Số van đối áp	Đường kính ống chống để gắn thiết bị chống phun
1	2	3	4	5

5.7 Tổ hợp công tác nghiên cứu

5.7.1 Lấy mẫu lõi, vụn và sườn

Biện luận lấy mẫu lõi (khoảng lấy) để nghiên cứu thạch học, cổ sinh, địa hóa chính xác hóa cấu trúc, nhận các thông số về thấm chứa, chấn. Khoảng lấy mẫu phụ thuộc và yêu cầu mức độ nghiên cứu đủ đảm bảo đánh giá tin cậy. Độ cứng đá, độ phức tạp, số lượng mẫu lấy được so với tổng đoạn dự kiến (% mẫu), điều kiện lấy, độ kín, chiều sâu và khoảng cách lấy mẫu vụn, mẫu sườn...

Bảng 5.7.7.1. Phương án lấy mẫu

Khoảng lấy mẫu, m	Mẫu lõi lấy được	Tầng địa chất
1	2	3

5.7.2 Nghiên cứu địa vật lý, địa hóa

Cần ghi rõ các phương án cần áp dụng, đặc biệt lưu ý ở chỗ khoan xuyên hay ngang (xem [bảng 5.7.2.1](#))

Bảng 5.7.2.1. Dự kiến các phương án địa vật lý

STT	Phương án và mục đích đo	Tầng địa chất	Đường kính packer, mm	Chênh áp, MPa
1	2	3	4	5

5.7.3 Thử vỉa

Thử ngoài cần (thân trần). Trong quá trình khoan, phát hiện dấu hiệu có dầu, khí tiến hành thử vỉa bằng bộ Kii (thân trần) để xác định khả năng chứa sản phẩm hay là nước sau khi đã được khẳng định bằng tài liệu carota.

Bảng 5.7.3.1. Kết quả thử ngoài ống chống (thân trần)

Số đối tượng thử	Khoảng thử, m	Tầng địa chất	Đường kính packer, mm	Chênh áp, MPa
1	2	3	4	5

Thử trong cần. Sau khi khoan, chống ống, trám ximăng, bắn vỉa và thử vỉa từ dưới lên.

Xác định mật độ lỗ bắn, phương pháp gọi dòng. Khi có dòng nhỏ cần tiến hành bổ sung các giải pháp tăng dòng chảy. Đối với mỗi vỉa cần nhận các thông tin: áp lực vỉa, nhiệt độ vỉa, đặc tính

chứa, thông số vật lý cũng như thủy động lực vỉa, tính chất lý hóa của chất lưu (xem [bảng 5.7.3.2](#)).

Bảng 5.7.3.2. Kết quả thử vỉa trong cần

Số đối tượng thử	Khoảng thử	Tuổi địa chất	Phương pháp mở vỉa, số lỗ đục/m	Tỷ trọng dung dịch, kg/m ³	Phương pháp gọi dòng, số chế độ nghiên cứu	Phương pháp kích thích dòng chảy	Khoảng có ximăng
1	2	3	4	5	6	7	8

5.7.4 Nghiên cứu trong phòng

Các dạng nghiên cứu, khối lượng nghiên cứu mẫu lõi, vụn, sườn, chất lưu nhằm xác định đặc điểm thạch học, địa tầng, tính chất cơ lý (khả năng chứa), phân tích toàn diện địa hóa mẫu lõi, vụn, dầu, khí và nước.

Bảng 5.7.4.1. Kết quả nghiên cứu mẫu

STT	Tên phương pháp nghiên cứu	Đơn vị đo	Số lượng mẫu
1	2	3	4

6. Các nghiên cứu song hành

Phương pháp và khối lượng đo xạ nhằm tìm hiểu các dị thường xạ (gamma carota).

Nước có đặc điểm nước uống, nước khoáng, có các vi lượng có ích, chữa bệnh, năng lượng... các vi lượng hiếm như: B, Br, I, He, Li, Se, V...

Sau khi hủy giếng đối với dầu khí có thể sử dụng chúng vào mục đích khai thác các nguồn tài nguyên này. Ngoài ra còn nghiên cứu chế độ thủy địa chất, thủy động lực.

Các vật liệu xây dựng, mỏ than và các khoáng sản khác có ích như sét cháy, Fe, Mn, kim loại màu...

7. Xử lý tài liệu

Hệ thống hóa và xử lý tổng hợp tài liệu địa chất, địa vật lý, địa hóa và phục vụ lập phương án thăm dò theo qui chế chung như đã nêu ở phần trên.

8. Bảo vệ lòng đất và môi trường

Đề xuất các biện pháp bảo vệ lòng đất và môi trường, đặc biệt sau khi kết thúc giếng, tiến hành hủy giếng và đảm bảo an toàn môi trường cho địa phương, hoặc chuyển sang khai thác các tài nguyên khác, phải được các cấp có thẩm quyền phê duyệt.

9. Thời hạn tiến hành công việc

Thời hạn tiến hành công việc cần được hạch toán đầy đủ theo kinh nghiệm của các vùng lân cận, có thể xem xét tới điều kiện cụ thể của lát cắt dự kiến và tùy vào khả năng kinh tế-kỹ thuật-công nghệ của đơn vị.

10. Giới hạn đầu tư tối đa cho phương án

Đầu tư tối đa cho phương án được tính như sau:

$$A = n \cdot \left(\frac{C_1 - Z_b}{H_1} \cdot H + \frac{Z_b}{K} \right) + Z_{ob}$$

Trong đó : n : số giếng khoan thiết kế tìm kiếm.

C_1 : giá thành xây lắp giếng, có thể áp dụng như giếng lân cận.

Z_b : chi phí trong quá trình khoan.

H : chiều sâu thiết kế.

H_1 : chiều sâu của giếng cơ sở.

K : hệ số thay đổi tốc độ. $K=V/V_1$.

V : tốc độ khoan thương mại thiết kế.

V_1 : tốc độ khoan thương mại theo giếng cơ sở.

Z_{ob} : giá thành xây dựng hạ tầng cơ sở.

11. Kết quả dự kiến

11.1 Tính trữ lượng dự kiến

Tính trữ lượng dự kiến cấp C1 và C2 trên cơ sở các giếng khoan thiết kế (dự kiến). Biện luận các thông số có thể tiến hành trên cơ sở các giếng lân cận có các kết quả nghiên cứu mẫu lõi, mẫu vụn, carota, số liệu thử vỉa, nghiên cứu thí nghiệm trong phòng các loại mẫu.

Tính trữ lượng theo phương pháp thể tích và cách tính từng cấp nói trên.

Dự tính giá trị công nghiệp của sản phẩm.

Khi thiết kế cần tính trữ lượng theo [bảng 11.1.1](#), [11.1.2](#)

Bảng 11.1.1. Các thông số tính và trữ lượng dự kiến về dầu khí

Số vỉa	Cấp trữ lượng	Diện tích chứa dầu m^2	Bề dày trung bình, m	Thể tích đá chứa, m^3	Các hệ số			Tỷ trọng dầu, g/cm^3	Trữ lượng cân đối T
					Độ rỗng hở	Độ bão hòa dầu	Hệ số chuyển đổi		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Hệ số thu hồi dầu, Kín	Trữ lượng khai thác, T	Hàm lượng khí, m^3/T	Trữ lượng khí hòa tan trong dầu $tr.m^3$		Trữ lượng các cấu tử có trong dầu $tr.m^3$ (chỉ ra từng cấu tử)	
			Cân đối	Thu hồi được	Cân đối	Thu hồi được
11	12	13	14	15	16	17

Bảng 11.1.2 Các thông số tính và trữ lượng dự kiến của khí tự do và các thành phần chứa trong đó

Số vỉa	Cấp trữ lượng	Diện tích chứa khí	Bề dày rung bình bão hòa vỉa khí, m	Thể tích bão hòa khí m ³	Các hệ số		Áp lực vỉa MPa	Hiệu chỉnh		Trữ lượng cân đối tr.m ³	Trữ lượng từng cấu tử trong khí (chỉ ra từng cấu tử)
					Độ rỗng hở	Độ bão hòa khí		Đối với nhiệt độ	Sai số theo định luật Boi-Mariot		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

11.2 Đánh giá hiệu quả kinh tế - địa chất và các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật chính.

Bảng 11.2.1. Các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật - địa chất

STT	Chỉ tiêu	Đơn vị đo
1	Số giếng khoan đã hoàn thành	Cái
2	Số giếng khoan thiết kế	
3	Chiều sâu thiết kế tầng địa chất	
4	Tốc độ khoan thương mại trung bình	m/tháng.máy
5	Tổng số mét khoan	
6	Chi phí chuẩn bị cấu tạo cho khoan	
7	Chi phí tối đa xây dựng giếng khoan	
8	Chi phí tối đa trên 1 mét khoan thiết kế	
9	Chi phí khoan tìm kiếm bao gồm từ khâu chuẩn bị cho đến kết thúc	
10	Tổng chi phí cho công tác tìm kiếm	
11	Thời hạn thi công	
12	Trữ lượng gia tăng dự kiến đối với dầu, khí, condensat	Tr.m ³
13	Trữ lượng gia tăng tính cho 1 mét khoan	Tr.m ³
14	Trữ lượng gia tăng tính cho 1 giếng	Tr.m ³
15	Chi phí cho 1 tấn dầu và 1000 m ³ khí	

12. Danh sách các tài liệu sử dụng

Thống kê các tài liệu sử dụng để lập phương án..

Các phụ lục đi kèm phần lời

1. Nhiệm vụ địa chất được phê duyệt.
2. Biên bản hội đồng KHKT của viện hay phân viện
3. Biên bản hội đồng KHKT của đơn vị sản xuất
4. Biên bản của cuộc họp kỹ thuật tổng công ty .
5. Chỉ thị của tổng công ty (hay của Bộ) các phụ lục 2, 3, 4 và 5 được để trong phong bì riêng (hay gắn với từng phần)
6. Biên bản bàn giao cấu tạo của đơn vị địa vật lý.

Phụ lục đồ thị

Các phụ lục đồ thị minh họa để lập dự án được vẽ cẩn thận, gắn riêng trong tập tài liệu cùng với báo cáo. Tỷ lệ bản đồ và các etiket tiêu chuẩn.

Trên mỗi phụ lục cần ghi tên, số, tỷ lệ ngang, đứng, tên tổ chức thực hiện, người thực hiện, người phê duyệt và lãnh đạo đơn vị.

Các kí hiệu ghi trên phụ lục đồ thị đầy đủ, rõ ràng theo tiêu chuẩn qui định. Các kí hiệu có thể để ở phụ lục hay riêng một tờ.

Danh sách các phụ lục đồ thị

1. Bản đồ khu vực nghiên cứu có ghi địa điểm dân cư, cầu cảng, thị trấn, công trình lớn, sân bay, bến tàu, xe và vị trí vùng nghiên cứu.

2. Bản đồ kiến tạo (sơ đồ) có phân chia các đơn vị cấp I, II và III, các đứt gãy chính, cấu tạo địa phương, các mỏ đã phát hiện, các giếng thông số, tìm kiếm và diện tích nghiên cứu.

3. Cột địa tầng – thạch học thiết kế.

4. Các bản đồ cấu trúc theo các mặt phẳng xạ hay các phân vị địa tầng, đặc biệt các tầng cho là có triển vọng có chỉ các giếng đã khoan và thiết kế.

5. Các mặt cắt địa chất, địa chấn dọc, ngang có chỉ vị trí thiết kế đặt giếng khoan và ghi chiều sâu đã khoan và thiết kế.

6. Lập cột địa tầng kỹ thuật - địa chất đơn giản cho một giếng khoan hay cả nhóm giếng.

11.8 Phương pháp thăm dò mỏ (bao gồm cả thăm dò kết thúc)

Phương án được thành lập với nội dung như sau:

1. Mở đầu
2. Điều kiện và vị trí địa lý kinh tế nhân văn
3. Cấu trúc địa chất mỏ
 - 3.1 Cột địa tầng thạch học
 - 3.2 Kiến tạo
 - 3.3 Mức độ chứa dầu khí
 - 3.4 Điều kiện thủy địa chất
4. Tổng quan, phân tích và đánh giá các công việc thăm dò địa chất đã hoàn thành
 - 4.1 Khối lượng, kết quả nghiên cứu địa chất, địa vật lý, địa hóa.
 - 4.2 Tình hình hoàn thành các công việc hoàn thành trước đó.
 - 4.3 Mức độ nghiên cứu mỏ bằng khoan sâu.
 - 4.4 Nghiên cứu địa vật lý giếng khoan, phương pháp và kết quả xử lý số liệu và mức độ tin cậy.
 - 4.5 Khối lượng, phương pháp và kết quả thử vỉa trong quá trình khoan và sau khi khoan.
 - 4.6 Đặc điểm thành tạo vật lý đá chứa và lớp chắn, mức độ nghiên cứu các thông số tính trữ lượng theo mẫu lõi.
 - 4.7 Tình hình tính trữ lượng dầu khí, condensat và mức độ tin cậy.

- 4.8 Đặc điểm kích thước và mức độ chính xác của chúng đối với vỉa và mỏ.
- 4.9 Biện luận hệ số thu hồi dầu, condensat, khí.
5. Phương pháp khối lượng và điều kiện tiến hành thiết kế:
 - 5.1 Mục đích, nhiệm vụ của phương án
 - 5.2 Biện luận giai đoạn thăm dò
 - 5.3 Mạng lưới giếng khoan
 - 5.4 Điều kiện địa chất của lát cắt
 - 5.5 Đặc điểm dùng dịch khoan
 - 5.6 Biện luận cấu trúc giếng điển hình
 - 5.7 Thiết bị miệng giếng
 - 5.8 Tổ hợp nghiên cứu địa chất , địa vật lý - địa hóa :
 - 5.8.1 Tổng mẫu lõi, vụn và sườn.
 - 5.8.2 Nghiên cứu địa chất, địa vật lý, địa hóa.
 - 5.8.3 Thử vỉa trong quá trình khoan và sau khi khoan.
 - 5.8.4 Nghiên cứu trong phòng thí nghiệm.
6. Các khoáng sản song hành.
7. Xử lý số liệu thăm dò (thăm dò kết thúc).
8. Bảo vệ lòng đất và môi trường.
9. Thời hạn thực hiện dự án.
10. Giới hạn đầu tư cho dự án .
11. HIệu quả kinh tế địa chất và các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật.
 - Danh sách tài liệu tham khảo
 - Danh sách các phụ lục phần thuyết minh
 - Danh sách các phụ lục hình cũ
 - Giải thích các chương mục sau đây:

1. Mở đầu: nêu sự cần thiết của phương án thăm dò, kế hoạch mỏ, tình trạng trữ lượng hiện tại cấp C1 và C2, ngày thiết kế, biện luận sự hợp lý để thăm dò trên quan điểm đánh giá kinh tế - địa chất.

Ý nghĩa của mỏ đảm bảo gia tăng trữ lượng cung cấp nguyên nhiên liệu quốc gia.

Xem xét khía cạnh hợp lý để tiến hành các công tác địa chất, địa vật lý tỷ mỉ đối với mỏ.

Số lượng giếng khoan thăm dò và chiều sâu thiết kế đối tượng khoan.

2. Điều kiện vị trí địa lý nhân văn

Vị trí hành chính, địa lý của vùng mỏ.

Địa hình, địa điểm, khí hậu thời tiết, nhiệt độ, gió, lượng mưa, thời gian trải qua các mùa, điều kiện đi lại.

Đặc điểm mạng lưới sông ngòi, đầm hồ, nguồn nước uống, kỹ thuật và khoảng cách tới địa điểm nghiên cứu.

Biện luận sự cần thiết các công trình cung cấp nước... Thông tin về địa điểm dân cư, thành phần dân cư, nền kinh tế địa phương, cơ sở vật chất kỹ thuật ...

Đường giao thông, bến tàu, xe, sân bay, cầu cảng, và khả năng sử dụng.

Các khoáng sản có trong vùng.

Kèm theo bản đồ vùng công tác.

3. Cấu trúc địa chất mỏ

3.1 Cột địa tầng thạch học

Tóm tắt cột địa tầng thạch học có phân chia các tầng chứa sản phẩm, vị trí phân bố không gian, bề dày, khả năng duy trì áp lực vỉa, bất chỉnh hợp, thế nằm, các tầng phản xạ gắn với các tầng sản phẩm.

Độ cứng đá và các phức tạp địa chất.

Minh họa cột địa tầng kèm theo.

3.2 Kiến tạo

Vị trí kiến tạo của mỏ phù hợp với phong kiến tạo khu vực. Mô tả cấu tạo, kiểu, hình thái và kích thước, trục của uốn nếp, biên độ. Mức độ tương quan cấu trúc của các tầng, hệ thống đứt gãy, biên độ dịch chuyển, hướng cắm, ảnh hưởng đường phương của đứt gãy tới địa mạo, điều kiện, thế nằm của vỉa chứa sản phẩm.

Mức độ tin cậy của bản đồ cấu trúc để thiết kế.

Chương này kèm theo phụ lục đồ thị sau đây:

- Bản đồ kiến tạo vùng.
- Các bản đồ cấu trúc cho mỗi vỉa.
- Các mặt cắt địa chất.
- Các tuyến liên kết theo tài liệu carota và địa chất.
- Cột địa tầng địa chất, địa vật lý ở các giếng đã hoàn thành.

3.3 Mức độ chứa dầu khí

Vị trí triển vọng của mỏ trong khu vực. Biểu hiện dầu ở lát cắt và các vỉa sản phẩm đã xác định.

Hiện trạng trữ lượng cấp C1 và C2. Đánh giá tiềm năng triển vọng cấp C3.

Đặc điểm của mỗi vỉa có chỉ ra vị trí phân bố trong không gian (dài, rộng, cao) thế nằm, bề dày hiệu dụng, phân bố diện tích, ranh giới dầu-nước...

Tính chất lý hóa của dầu ([bảng 3.3.1](#)), thành phần khí ([bảng 3.3.2](#)), đặc điểm khí tự do ([bảng 3.3.3](#)), đặc điểm condensat ổn định ([bảng 3.3.4](#)) và tính tiềm năng các cấu tử của vỉa, mũ khí nếu có ([bảng 3.3.5](#)). Độ biến vị của các chỉ tiêu về hàm lượng HC theo diện và theo chiều sâu của mỗi vỉa.

Bảng 3.3.1. Tính chất lý hóa của dầu

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Số vỉa	Giếng khoan	Chiều sâu lấy mẫu khoảng lấy mẫu	Ngày lấy mẫu	Nhiệt độ vỉa, T°	Áp lực bão hòa, Mpa, Ps	Áp lực vỉa Mpa, Pv	Hệ số thể tích dầu vỉa	Hàm lượng khí m ³ /T	Tỷ trọng dầu trong đk vỉa/đk chuẩn

..tiếp..

Độ nhớt động MPa.S/độ nhớt tĩnh $\mu\text{km}^2/\text{s}$	Hệ số nén ($10^{-5}/\text{Mpa}$)	Hệ số hòa tan của khí/dầu $\text{m}^3/(\text{m}^3 \times \text{Pa})$	Nhiệt độ đông	Nhiệt độ đầu sôi của dầu đã tách khí °C	Thành phần phân đoạn					
					100	150	200	250	300	>350
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

..tiếp..

Hàm lượng, % mass								Nhiệt độ nóng chảy	Ghi chú
Asphalt	Nhựa Silicogel	Mỡ	Parafin	Lưu huỳnh	Nước	Khóang sản khác	Tạp chất		
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

Bảng 3.3.2. Thành phần khí tự do sau khi tách khỏi dầu

Số vỉa	Số giếng khoan	Số mẫu	Điều kiện lấy mẫu	Tỷ trọng, tuyệt đối / tương đối g/cm ³	Hàm lượng, %										
					C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	iC ₄	H ₂ S	He	N ₂	CO ₂	Các khí khác	Ghi chú
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Bảng 3.3.3. Đặc điểm khí tự do

Số vỉa	Số giếng khoan	Điều kiện lấy mẫu	Khoảng thử/độ sâu tuyệt đối	Áp lực vỉa áp /lực tới hạn MPa	Áp lực chuyển đổi Mpa	Nhiệt độ chuyển đổi, °C	Hệ số nén	Sai số		Hệ số thể tích	Tỷ trọng tuyệt đối / tương đối (g/cm ³)	Nhiệt độ vỉa / Nhiệt độ tới hạn
								Chính lý theo định luật Boi - Mariot	Đối với nhiệt độ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Thành phần, % mol (g/cm ³)												Ghi chú
C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	H ₂ S	He	Ar	CO ₂	N ₂	Parafin	Các khoáng sản khác	
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Bảng 3.3.4. Đặc điểm Condensat ổn định

Số vỉa	Số giếng khoan	Mẫu		Tỷ trọng của condensat ổn định (g/cm ³)	P _{vỉa} , Mpa	T _{vỉa} °C	Chênh áp, MPa	Hàm lượng %T.L			
		P và T tách từ khí tái tạo	Số mẫu					Parafin	Lưu huỳnh, S	H ₂ O	Nguyên tố khác
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

...tiếp...

13	14	15	16	17	Thành phần nhóm			21
					18	19	20	
Khối lượng phân tử của C ₅ ⁺	Hệ số nén khí	P ban đầu ngưng tụ, Mpa	Hàm lượng Condensat ổn định/tươi, g/m ³	P _{max} ngưng tụ, Mpa	Parafinic HC, P	Naftenic HC, N	Aromatic HC, Ar	Ghi chú

Bảng 3.3.5. *Tính thành phần Condensat và khí vỉa của vỉa khí Condensat*

Cấu tử	Khí tách		Khí phân ly		Khí tách C ₄		C ₅ ⁺ đã tách C ₄ g/mol	Tổng khí g/mol	Thành phần Condensat thô %mol	Tổng khí tách C ₅ ⁺ g/mol	Thành phần khí của vỉa %mol
	%mol	g/mol	%mol	g/mol	%mol	g/mol					
CH ₄											
C ₂ H ₆											
C ₃ H ₈											
iC ₄ H ₁₀											
nC ₄ H ₁₀											
iC ₅ H ₁₂											
nC ₅ H ₁₂											
C ₆ ⁺											
CO ₂											
H ₂ S											
Loại khác											
Tổng số											

Khối lượng phân tử của Condensat tính bằng gam

Hàm lượng tiềm năng của Condensat tính:

a) theo lượng khí vỉa

b) tính theo khí thô

3.4 Điều kiện thủy địa chất

Đặc điểm các phức hệ (tầng) chứa nước, chắn nước, độ sâu, thế nằm, chế độ thủy động lực, mối quan hệ thủy lực giữa các tầng (phức hệ). Tính chất lý hóa của nước vỉa, độ khoáng hóa, thành phần muối (ion), vi lượng, độ bão hòa khí, P_{vỉa}, T_{vỉa}, pH, độ xâm thực với xi măng, kim loại. (Bảng 3.4.1), cấp địa nhiệt.

Kết luận về khả năng sử dụng nước ngầm vào mục đích kinh tế quốc dân, trong đó bao gồm cung cấp nước, các vi lượng hữu ích cho chữa bệnh, nước khoáng và các ngành công nghiệp khác.

Dự đoán điều kiện thay đổi khi khai thác để dự báo các phức tạp có thể có đối với mỏ.

Bảng 3.4.1. Thành phần hóa và tính chất vật lý của nước vỉa

Số giếng khoan	Vỉa	Khoảng bán, m	Chiều sâu lấy mẫu, m	Ngày lấy mẫu/ngày phân tích	Lưu lượng m ³ /ng.đ	P miệng Mpa/mức nước đo, m	P tính toán MPa	P chuyển đổi MPa	Tỷ trọng	
									Trong đk vỉa	Trong đk chuẩn
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

...tiếp....

T ⁰ , vỉa	Độ nhớt trong đk vỉa	Điện trở suất ở đk T ⁰ vỉa, Om.m	Hàm lượng ion (mg/l), mgđ/l, %dl							
			ΣM	Na, K	Ca	Mg	Cl	SO ₄	CO ₃	HCO ₃
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

...tiếp...

Hàm lượng ion (mg/l)						Acid naften (mg/l)mg/l	Hàm lượng khí m ³ /T	Loại nước	Ghi chú
NO ₂	NH ₄	B	J	Br	khác				
23	24	25	26	27	28	29	30	31	32

4. Tổng quan phân tích và đánh giá kết quả công việc đã thực hiện.

4.1 Khối lượng và kết quả nghiên cứu địa chất, địa vật lý ngoài hiện trường.

Thống kê các dạng công tác, khối lượng, chất lượng, phương pháp xử lý, các tài liệu tổng kết, phân tích chi tiết tài liệu xử lý lại và mức độ tin cậy (xem [bảng 4.1.1](#)).

Bảng 4.1.1. *Mức độ nghiên cứu địa chất - địa vật lý*

STT	Tác giả báo cáo, năm, tên gọi tổ chức thực hiện	Loại công việc, tỷ lệ	Kết quả chính	Chi phí chuẩn bị cấu tạo để khoan	Mức độ chính xác của cấu tạo được xác minh bằng khoan sâu
1	2	3	4	5	6

4.2 Tình hình hoàn thành các phương án tìm kiếm thăm dò. Nhiệm vụ tìm kiếm, thăm dò và các kết quả chính. Đánh giá mức độ hoàn thành, chất lượng của các phương án (xem [bảng 4.1.2](#)).

Bảng 11.51. *Tình hình hoàn thành các phương án tìm kiếm thăm dò*

STT	Phương án đã thực hiện	Ngày phê duyệt	Số lượng giếng thiết kế/Số lượng giếng hoàn thành	Chiều sâu thiết kế/Chiều sâu thực tế, tầng	Giá thành cho phương án thiết kế/Thực thi	Bắt đầu phương án/Kết thúc phương án	Kết quả và hiện trạng của mỏ
1	2	3	4	5	6	7	8

4.3 Mức độ nghiên cứu mỏ

Khối lượng khoan và kết quả. Điều kiện địa chất của lát cắt, đánh giá chất lượng khoan. Mức độ làm rõ cấu trúc theo tài liệu khoan của địa vật lý giếng khoan (bảng 4.3.1)

Bảng 4.3.1. *Mức độ nghiên cứu*

STT	Số GK	Loại GK	Chiều sâu thực tế Tầng khoan qua	Toạ độ	Ngày kết thúc xây lắp	Giá thành thực tế đã hàn thành khối lượng công việc	Kết quả khoan, thử vía, hiện trạng GK
1	2	3	4	5	6	7	8

4.4 Nghiên cứu địa vật lý giếng khoan, phương pháp và kết quả xử lý, độ tin cậy

4.4.1. Tổ hợp phương pháp địa vật lý ứng dụng

Liệt kê tổ hợp phương pháp, khối lượng khoảng đo, kiểu đo, thiết bị đo, phương pháp đo, chất lượng đo và thu thập tài liệu, nguyên nhân không hoàn thành (xem bảng 4.4.1)

Bảng 4.4.1. *Tổ hợp phương pháp địa vật lý giếng khoan đã áp dụng*

Số GK	Vía	Phương pháp và tỷ lệ ghi								
		Carota chuẩn	AO 0.05	AO 1.05	AO 2.25	Tỷ lệ khác	PS	Micro zond	Đường lở	Điện trở
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

...tiếp...

Phương pháp và tỷ lệ									Ghi chú
γ	NK NGK NNK	IK	BK	BMK	Khác	Độ lệch	OSK	AKS	
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

4.5 Khối lượng, phương pháp và kết quả thử vỉa và nghiên cứu giếng.

Nghiên cứu hàm lượng Condensat trong vỉa, áp lực bắt đầu ngưng, điều kiện nghiên cứu. Các số liệu đặc trưng trạng thái các pha của vỉa, độ tin cậy mà phép đo bề dày hiệu dụng, tiếp xúc pha. Phương pháp sử dụng để thử vỉa trong quá trình khoan và sau khi khoan. Các biện pháp tăng cường dòng chảy và hiệu quả. Đánh giá chất lượng biện pháp nghiên cứu thủy lực (bảng 4.5.1)

Bảng 4.5.1. Kết quả thử vỉa và nghiên cứu giếng

Vỉa	Số GK	Mái/ đáy (có hiệu chỉnh góc nghiêng)	Phương pháp mở vỉa	Đường kính và chiều sâu đặt ống phun	Đường kính cón(mm)/ mức động (m)	Thời gian thực tế làm việc, giờ	Áp lực vỉa/Áp lực đáy giếng	Chênh áp, MPa
1	2	3	4	5	6	7	8	9

...tiếp...

Khoảng thử	Lưu lượng nước		Lưu lượng khí/ Condensate, m ³ /ng.đ	Hệ số sản phẩm	Ranh giới chấp nhận dầu-nước, khí-nước	Lưu lượng dầu, m ³ /ng.đ	Hàm lượng khí, m ³ /T	Ghi chú
	m ³ /ng.đ	Ở điều kiện động, m ³ /ng.đ						
10	11	12	13	14	15	16	17	18

Kèm theo phụ lục đồ thị - sơ đồ thử vỉa.

4.6 Đặc điểm lý - thạch học đá chứa, đá chắn và mức độ nghiên cứu theo mẫu lõi (thông số tính trữ lượng)

4.6.1. Các số liệu về khối lượng mẫu, phân tích thí nghiệm.

Đánh giá tình trạng mẫu lõi, phương pháp nghiên cứu tính chất chứa của đá chắn, của lớp phủ, có giới thiệu thiết bị để nghiên cứu. (bảng 4.6.1)

Bảng 4.6.1. Số liệu về bề dày, mức độ thu hồi mẫu lõi, khối lượng mẫu phân tích

Vía sản phẩm	Số GK	Độ sâu vĩa sản phẩm, m	Bề dày vĩa sản phẩm: tổng/hiệu dụng		Khoảng lấy mẫu/ độ sâu tuyệt đối, m	Tỷ lệ lấy mẫu, %
			Bảo hòa dầu, m	Bảo hòa khí, m		
1	2	3	4	5	6	7

...tiếp...

Thông tin về vĩa sản phẩm		Số lượng mẫu nghiên cứu					Ghi chú
Bề dày tổng	Bề dày bảo hòa dầu khí	Thành phần hạt	Nước tàn dư	Hệ số đẩy dầu	Độ rỗng hở	Độ thấm khí tuyệt đối	
8	9	10	11	12	13	14	15

4.6.2 Kết quả xác định tính chất vật lý - thạch học của đá chứa cho mỗi vĩa sản phẩm theo mẫu lõi. Đặc tính thạch học của đá chứa và lớp chắn (bảng 4.6.2)

Bảng 4.6.2. Số liệu về tính chất vật lý thạch học của vỉa chứa sản phẩm và lớp chắn

Số GK	Vỉa	Khoảng lấy mẫu	Ngày lấy mẫu Ngày phân tích	Mô tả thạch học	Thành phần hạt, mm					
					>1	1 ÷ 0.5	0.5 ÷ 0.25	0.25 ÷ 0.10	0.10 ÷ 0.01	< 0.01
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

...tiếp...

Hệ số rỗng hở		Bảo hòa nước, %	Độ thấm khí/độ thấm nước, // & ⊥ với vỉa	Lượng condensat	Ghi chú
Hở	Toàn bộ				
12	13	14	15	16	17

4.6.3 Kết quả biện luận các giá trị giới hạn của các thông số tính trữ lượng của đá chứa theo mẫu lõi (hệ số rỗng, thấm, bão hòa dầu, khí). Giá trị trung bình của các thông số cho mỗi vỉa có đánh giá mức độ tin cậy theo mẫu lõi, (bảng 4.6.3)

Bảng 4.6.3 Giá trị giới hạn và trung bình của các thông số tính trữ lượng theo mẫu lõi và độ tin cậy

Vỉa	Giá trị tối hạn của hệ số rỗng hở	Giá trị tối hạn của độ thấm	Giá trị trung bình của độ rỗng hở	Sai số bình phương của hệ số rỗng hở	Giá trị trung bình của độ bão hòa dầu khí	Sai số bình phương của độ bão hòa dầu khí	Giá trị trung bình của độ thấm khí μkm^2	Sai số bình phương của độ thấm khí	Ghi chú
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

4.7 Tình hình trữ lượng dầu, khí, condensat và độ tin cậy số liệu về trữ lượng cấp **C1** và **C2** tính theo cân đối. Đánh giá tương quan giữa các cấp trữ lượng của mỏ, tiềm năng triển vọng **C3**, tiềm năng dự báo (D) của dầu, khí. Số liệu theo từng vỉa. (Bảng 4.7.1 và 4.7.2).

Bảng 4.7.1. Các thông số tính trữ lượng dầu, khí hòa tan

Vỉa	Cấp trữ lượng	Diện tích chứa dầu khí, m ²	Bề dày trung bình chứa dầu, m	Thể tích đá chứa dầu m ³	Hệ số			Tỷ trọng dầu g/cm ³
					Rỗng hở	Bão hòa dầu	Chuyển đổi	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

...tiếp...

Trữ lượng cân đối ban đầu, T	Hệ số thu hồi dầu	Trữ lượng dầu thu hồi, T	Lượng khai thác tới ngày thiết kế	Trữ lượng còn lại tới ngày thiết lập phương án		Hàm lượng khí m ³ /T	Trữ lượng ban đầu mỏ khí hòa tan	
Cân đối				Thu hồi	Cân đối		Thu hồi	
10	11	12	13	14	15	16	17	18

...tiếp...

Lượng khí khai thác đến ngày lập dự án, m ³	Trữ lượng còn lại của khí hòa tan tới ngày lập dự án		Trữ lượng ban đầu của các cấu tử (chỉ ra cấu tử nào cụ thể)		Lượng khai thác tới ngày lập dự án	Trữ lượng còn lại của các cấu tử đến ngày lập dự án		Ghi chú
	Cân đối	Thu hồi	Cân đối	Thu hồi		Cân đối	Thu hồi	
19	20	21	22	23	24	25	26	27

Bảng 4.7.2. Thông số tính trữ lượng Khí tự do và các cấu tử chứa trong khí

Vía	Cấp trữ lượng	Diện tích chứa khí, m ²	Bề dày bão hòa khí, m	Khối lượng đá bão hòa khí, m ³	Hệ số		Áp lực vỉa, MPa	
					Rỗng hở	Bão hòa khí	Ban đầu	Đến ngày lập dự án
1	2	3	4	5	6	7	8	9

...tiếp...

Hiệu chỉnh		Trữ lượng cân đối ban đầu, m ³	Lượng khí khai thác đến ngày lập dự án m ³	Trữ lượng khí cân đối còn lại tới ngày lập dự án	Trong đó trữ lượng của từng cấu tử chứa trong khí (chỉ ra cấu tử cụ thể)			Ghi chú
					Ban đầu	Lượng khai thác tới ngày lập dự án	Còn lại	
10	11	12	13	14	15	16	17	18

4.8 Đặc điểm kích thước vỉa và đánh giá độ chính xác thăm dò trước đó của vỉa và mỏ

Đánh giá định lượng mức độ nghiên cứu mỏ và vỉa trong phạm vi kế hoạch thăm dò vỉa tới ngày lập dự án về kích thước vỉa. Phụ lục đồ thị và các sơ đồ mặt bằng tính trữ lượng.

4.9 Biện luận hệ số thu hồi dầu, condensat

Biện luận phương pháp xác định hệ số thu hồi. Đánh giá mức độ tin cậy của tính toán. Biện luận độ lệch so với phương pháp cũ để lựa chọn đối tượng tính.

5. Phương pháp, khối lượng và điều kiện tiến hành dự án

5.1 Mục đích và nhiệm vụ của dự án

Biện luận tính hợp lí để đưa mỏ vào thăm dò hay cần phải thăm dò kết thúc. Yêu cầu đối với kết quả thăm dò mỏ. Tương quan trữ lượng các cấp đến ngày kết thúc thăm dò, gia tăng trữ lượng thiết kế cấp C1 (bảng 5.1.1 và 5.1.2).

Biện luận yêu cầu tới mức độ tin tưởng chuẩn bị thăm dò mở rộng.

Đề ra nhiệm vụ cụ thể cần giải quyết trong quá trình khai thác thử phù hợp với giai đoạn của phương án.

Bảng 5.1.1 Thông số tính và trữ lượng dự kiến đối với dầu và khí hòa tan

Vỉa	Cấp trữ lượng	Diện tích, m ²	Bề dày bão hòa trung bình	Thể tích đá bão hòa dầu	Hệ số			Tỷ trọng dầu, g/cm ³	Trữ lượng cân đối, T	Hệ số thu hồi	Trữ lượng thu hồi, T
					Rỗng hở	Bão hòa dầu	Chuyển đổi				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

...tiếp...

Hàm lượng khí m ³ /T	Trữ lượng khí hòa tan m ³		Trữ lượng cấu tử chứa trong dầu	
	Cân đối	Thu hồi	Cân đối	Thu hồi
13	14	15	16	17

Bảng 5.1.2 Thông số tính và trữ lượng dự kiến của khí tự do và các cấu tử chứa trong khí

Via	Cấp trữ lượng	Diện tích, m ²	Bề dày trung bình, m	Thể tích đá chứa, m ³	Hệ số		Áp lực vỉa, Mpa	Hiệu chỉnh		Trữ lượng cân đối của khí m ³	Trong đó có trữ các cấu tử chứa trong khí (chỉ ra cấu tử cụ thể)
				Rỗng hở	Bão hòa khí	Đối với T ⁰		Độ lệch với định luật Boil - Mariod Mar			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

5.2 Biện luận giai đoạn thăm dò

Các số liệu cần thiết cho khoan thăm dò mỏ nhiều vỉa, các tiền đề địa chất, kinh tế đảm bảo cho dự án.

5.3 Mạng lưới giếng khoan

Tổng số lượng giếng thăm dò thiết kế đảm bảo tính trữ lượng chính xác ở các cấp. Thông thường mạng lưới giếng thăm dò được bố trí dọc trục cấu tạo và vuông góc với trục cấu tạo. Số giếng khoan tùy thuộc vào mức độ phức tạp của cấu tạo như: khả năng duy trì vỉa, mức độ biến tương nhanh hay chậm, đặc biệt hệ thống đứt gãy có phân cắt cấu tạo ra nhiều khối hay không. Thông

thường ở cấu tạo nhỏ, đơn giản, chỉ cần 3 đến 5 giếng, nếu phức tạp thì cần nhiều hơn, thậm chí mỗi khối cần 1 hoặc 2 giếng, với mục đích xác định vị trí phân bố không gian của vỉa hoặc nhiều vỉa, xác định ranh giới dầu-nước, khí-nước... phục vụ tính trữ lượng.

Từ đó tìm ra vùng có triển vọng nhất, lập ra kế hoạch khoan và công tác nghiên cứu kèm theo. Các giếng độc lập hay lệ thuộc (ưu tiên giếng độc lập). Thứ tự sắp xếp các giếng theo kế hoạch và đảm bảo gia tăng trữ lượng sớm nhất, lớn nhất.

Các nhiệm vụ địa chất, chiều sâu thiết kế, đối tượng địa tầng cần nghiên cứu,...Các giếng quan trọng cho công tác nghiên cứu và gia tăng trữ lượng cần được ưu tiên,....

5.4 Điều kiện địa chất của lát cắt

Nhấn mạnh các khoảng độ sâu có các phức tạp để có các giải pháp thích hợp. Làm rõ các đặc điểm thạch học, độ cứng, độ mài mòn, vùng sập lở, mất dung dịch, kẹt nút, bó cần, xuất hiện nước, khí.

Các thông số về vỉa: $P_{v\grave{a}}$, $T_{v\grave{a}}$, góc cắm, hướng đổ và các sự cố địa chất, địa hóa, thủy địa chất, địa nhiệt. Các đặc điểm của cấu trúc, đứt gãy ,v.v.. cần ghi rõ.

Ghi rõ các khoảng có biểu hiện dầu, khí, tác động xâm thực ăn mòn, dị thường áp suất vỉa, dị thường nhiệt, có đá Halogen.

5.5 Đặc điểm dung dịch khoan: phù hợp với loại đá.

Bảng 5.5.1

Khoảng độ sâu, m	Loại dung dịch	Thông số dung dịch						Tên hóa chất ứng dụng
		Tỷ trọng, g/cm ³	Độ nhớt Pa.S, m ² /S	Áp lực cần	Độ thấm nước m ³ /30'	PH	Hàm lượng cát	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

5.6 Biện luận cấu trúc giếng

Biện luận cấu trúc giếng tiêu biểu dựa vào độ sâu dự kiến, phương pháp khoan, đặc điểm của tầng chứa sản phẩm, áp lực vỉa, áp lực mở vỉa, có các phức tạp, trên cơ sở kinh nghiệm các giếng đã khoan.

Cấu trúc giếng cần phải đảm bảo khả năng khoan qua của giếng và đảm bảo điều kiện nghiên cứu các phương pháp địa vật lý giếng cũng như bắn mìn thử vỉa hay lấy mẫu sườn, nghiên cứu thủy động lực và lấy mẫu sâu đối với dầu (bảng 5.6.1)

Bảng 5.6.1 Số lượng về cấu trúc giếng mẫu

STT	Tên ống chống	Đường kính, mm	Mác thép	Chiều sâu thả ống chống, m.	Chiều cao dâng ximăng ngoài cần, m	Ghi chú
1	2	3	4	5	6	7

5.7 Thiết bị miệng giếng

Thiết bị miệng giếng chống phun lắp ngay ở miệng giếng tùy thuộc vào khả năng của chất lỏng có thể dự kiến và áp lực vỉa ở đoạn nào đó (bảng 5.7.1)

Bảng 5.7.1 Thiết bị miệng giếng

Loại thiết bị chống phun	P làm việc MPa	Áp lực miệng giếng dự kiến, MPa	Số van đối áp	Đường kính ống chống để lắp thiết bị chống phun	Ghi chú
1	2	3	4	5	6

5.8 Tổ hợp công tác nghiên cứu địa chất - địa vật lý - địa hóa

5.8.1 Lấy mẫu lõi, vụn, sườn

Biện luận các khoảng lấy mẫu, độ cứng của đá, tổng chiều dài cần lấy mẫu. Mô tả mẫu, tỷ lệ lấy mẫu, điều kiện lấy mẫu, khoảng cách lấy mẫu vụn, v.v.. (bảng 5.8.1.1)

Bảng 5.8.1.1 Phương án lấy mẫu

Số GK	Khoảng độ sâu lấy mẫu lõi, m	Chiều dài lấy mẫu lõi	Đơn vị địa tầng
1	2	3	4

5.8.2 Nghiên cứu địa vật lý và địa hóa

Tổ hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan có thể có trong tay hay thuê. Nếu cứ sự thay đổi cần biện luận các phương pháp đảm bảo thu được thông tin tin cậy phục vụ dự báo vỉa sản phẩm và tính trữ lượng.

Bảng 5.8.2.1 Dự kiến tổ hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan

STT	Phương pháp nghiên cứu, nhiệm vụ	Tỷ lệ ghi	Khoảng độ sâu cần đo, m	Ghi chú
1	2	3	4	6

5.8.3 Thử vỉa trong quá trình khoan và sau khi khoan

Thử vỉa trong quá trình khoan bằng bộ Kii, khoảng thử và điều kiện thử cần tuân thủ hướng dẫn của phương pháp. Biện luận sự cần thiết phải thử.

Bảng 5.8.3.1. Thử vỉa trong quá trình khoan

Đối tượng thử	Khoảng thử, m	Địa tầng	Đường kính Packer, mm	Chênh áp
1	2	3	4	5

Sau khi khoan thử trong ống chống. Bắn vỉa đục lỗ và thử từ dưới lên. Cần xem mật độ lỗ bắn, phương pháp gọi dòng, v.v..

Nếu dòng yếu cần có các biện pháp tác động vào vỉa làm tăng dòng chảy, tăng lưu lượng (**Bảng 5.8.3.2**)

Bảng 5.8.3.2. Thông số thử trong ống chống

Số giếng khoan	Số đối tượng thử	Khoảng thử, m	Tuổi địa chất	Phương pháp mở vỉa, số lỗ/1m dài	Tỷ trọng dung dịch g/cm ³	Phương pháp gọi dòng/số chế độ nghiên cứu	Phương pháp tăng dòng	Độ sâu đặt cần ximăng
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Lấy mẫu chất lưu sâu và trên miệng nhằm nghiên cứu các tính chất vật lý khác của chất lưu trong điều kiện chuẩn và điều kiện vỉa. Những nghiên cứu đặc điểm thủ động lực của chất lưu phục vụ thiết kế sơ đồ công nghệ .

5.8.4 Nghiên cứu ở phòng thí nghiệm

Dạng nghiên cứu và khối lượng nghiên cứu mẫu lõi, vụn, sườn và chất lưu cần thiết để có các thông số cho tính toán trữ lượng, xác định đặc điểm thạch học, địa tầng, xác định lượng VCHC, mức độ trưởng thành và tiềm năng dầu khí của chúng.

Các phương pháp thạch học, cổ sinh, vi cổ sinh, nghiên cứu tính chất cơ lý, huỳnh quang bitum, triết bitum, nhiệt phân, sắc ký khí lỏng và khí khối phổ v.v... Nghiên cứu thành phần cấu tử trong hỗn hợp, nước vỉa. (Bảng 5.8.4.1).

Bảng 5.8.4.1. Số lượng mẫu theo từng phương pháp nghiên cứu

STT	Tên phương pháp nghiên cứu	Đơn vị đo	Số lượng mẫu
1	2	3	4

6. Các khoáng sản song hành

Đánh giá ý nghĩa công nghiệp của thành phần của chỉ tiêu cần quan tâm, ví dụ đo xạ, cung cấp nước uống, nước khoáng chữa bệnh, các vi lượng có giá trị trong dầu, hoặc trong nước (B, Br, J, He, Li, Se, U, Ru, Ge...). Trường hợp giếng khoan không phát hiện dầu, cần nghiên cứu sử dụng nó vào mục đích khai thác nguồn khoáng sản này, hoặc nghiên cứu chế độ thủy động lực nước ngầm..

Ngoài ra còn xem khả năng chứa than, đá sét phiến cháy, quặng Fe, Mn, kim loại màu và hiếm, vật liệu xây dựng.

7. Xử lý số liệu

Để tổng kết có hiệu quả cần xử lý số liệu tốt, mô tả kỹ mẫu lõi, vụn, theo dõi biểu hiện dầu khí trong quá trình khoan (trong máng dung dịch hay trạm carota khí, đèn huỳnh quang).

Lấy mẫu đầy đủ đối với đá, vụn, dầu, khí, các chất lỏng khác, phân tích đầy đủ các chỉ tiêu cần thiết, phân tích sơ bộ tài liệu địa vật lý giếng khoan, số liệu thử vỉa và các chỉ tiêu địa hóa khác cần thiết cho định hướng công tác thăm dò tiếp theo. Lập báo cáo trữ lượng và trình UBTLQG.

8. Bảo vệ lòng đất và môi trường

Luôn có các biện pháp bảo vệ lòng đất và môi trường, nơi làm việc và khu vực dân cư. Có các công cụ và thiết bị phòng chống cháy nổ, giữ vệ sinh môi trường, chống tràn dầu...Đảm bảo an toàn khi khai thác dầu, khí, nước có áp lực.

9. Thời hạn thực hiện dự án

Thời hạn thực hiện dự án đúng với thiết kế vì mỏ phù hợp với các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật trong dự án, đảm bảo tốc độ khoan thông mại.

10. Giới hạn đầu tư cho dự án

Giới hạn đầu tư cho dự án được tính như sau:

$$A = n \cdot \left(\frac{C_1 - Z_b}{H_1} \cdot H + \frac{Z_b}{K} \right) + Z_{ob}$$

Trong đó :

n : số giếng khoan dự kiến.

C_1 giá thành xây lắp giếng, có thể áp dụng như giếng lân cận.

Z_b : chi phí trong quá trình khoan.

H : chiều sâu thiết kế.

H_1 : chiều sâu của GK cơ sở.

$K = \frac{V}{V_1}$, hệ số thay đổi tốc độ

V: tốc độ khoan thương mại thiết kế
 V_1 : tốc độ khoan thương mại theo GK cơ sở.
 Z_{ob} : giá thành xây dựng hạ tầng cơ sở
 (đường, điện, nước, nền móng...).

11. Hiệu quả kinh tế, địa chất và những chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật chủ yếu của dự án, bảng 11.1

STT	Chỉ tiêu	Đơn vị đo
1	Số giếng đã khoan (gồm thông số, tìm kiếm, thăm dò)	
2	Số giếng thiết kế	
3	Chiều sâu thiết kế, địa tầng	
4	Tốc độ khoan thương mại trung bình	m/tháng
5	Tổng số mét khoan	
6	Chi phí chuẩn bị khoan sâu	
7	Chi phí cho khoan tìm kiếm thăm dò	
8	Chi phí tối đa xây dựng GK	
9	Giá thành tối đa cho 1 mét khoan	
10	Chi phí cho khoan thăm dò mỏ (từ khâu chuẩn bị đến kết thúc.	
11	Tổng chi phí cho công tác tìm kiếm thăm dò.	
12	Thời hạn thực hiện dự án.	
13	Gia tăng trữ lượng dầu, khí, condensat.	Tr m ³
14	Gia tăng trữ lượng cho 1m khoan.	m ³ /m
15	Gia tăng trữ lượng cho 1 giếng khoan	Tr m ³
16	Chi phí cho 1 tấn dầu dự kiến	

Danh sách tài liệu sử dụng

Theo qui định cần liệt kê tất cả các tài liệu, chỉ thị, lệnh, công văn, kế hoạch đã được Bộ hay Tổng công ty phê duyệt và các tài liệu hiện có trong đơn vị.

Phục lục cho phần lời

1. Nhiệm vụ địa chất, các văn bản từ trên đưa xuống và các văn bản phê duyệt.
2. Biên bản Hội đồng khoa học của Bộ
3. Biên bản hội đồng khoa học kỹ thuật của đơn vị.
4. Biên bản cuộc họp của Tổng công ty, của Bộ.
5. Chỉ thị của Tổng công ty, của Bộ.

6. Chương mục

Các phục lục 2, 3, 4, 5 gắn với tờ đầu đề hay đặt trong túi riêng.

Phục lục cho hình vẽ

Phục lục cho hình vẽ để minh hoạ cho biện luận của dự án, được vẽ riêng và đặt trong cặp riêng. Tỷ lệ các bản đồ, sơ đồ theo nhiệm vụ và hình thức của bản vẽ. Ở mỗi bản đồ chỉ ra tên gọi, số, tỷ lệ bằng số và đoạn thẳng. Tên nước, đơn vị trực thuộc và người thực hiện, chỉ rõ chức danh, họ tên... Bản vẽ phải được đơn vị lãnh đạo phê duyệt. Các kí hiệu đưa lên bản vẽ theo qui định hoặc đưa vào riêng một tờ.

Trong dự án địa chất cần có các phục lục sau:

1. Bản đồ (sơ đồ) vùng nghiên cứu, chỉ ra các điểm dân cư, các công trình, diện tích vùng nghiên cứu, cầu cảng, sân bay, mạng lưới giao thông.

2. Bản đồ kiến tạo (sơ đồ), trên đó vẽ ra ranh giới các đơn vị kiến tạo bậc I, II, III, hệ thống đứt gãy chính, các cấu tạo địa phương, các mỏ đã phát hiện, các GK đã thực hiện và khoanh vùng nghiên cứu.

3. Lập cột địa tầng, thạch học, địa vật lý.

4. Các bản đồ cấu trúc theo các tầng phản xạ, các tầng sản phẩm và các phân vị địa tầng quan trọng. Chỉ ra các GK đã hoàn thành và thiết kế mới. Độ sâu của tầng ở các GK, đáy và nóc của tầng sản phẩm.

5. Các mặt cắt địa chất (đọc, ngang). Trên mặt cắt vẽ vị trí các giếng đã khoan và thiết kế mới. Vị trí có thể có dầu, khí, condensat. Ranh giới dầu-nước, khí-nước hay dầu- khí...

6. Các tuyến liên kết giữa các GK (theo carota và cột địa tầng rút gọn).

7. Các mặt cắt địa chất, địa vật lý theo GK sâu.

8. Sơ đồ thử vỉa.

9. Bản đồ tầng chứa sản phẩm (bảo hòa dầu hay khí) cho mỗi vỉa.

10 Mặt bằng tính trữ lượng có các vị trí giếng khoan thăm dò đã hoàn thành.

11. Lập cột địa tầng, địa chất kỹ thuật, để thi công cho một giếng hay nhóm giếng.

Phụ lục số ...

Mẫu lập cột địa tầng thạch học

Tỷ lệ	Hệ	Thống	Phụ thống	Tầng	Điệp	Phụ điệp	Vĩa	Kí hiệu	Cột thạch học	Bề dày	Mô tả thạch học	Đặc điểm cổ sinh	Biểu hiện dầu khí
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Mẫu lát cắt địa chất, địa vật lý mỏ.

Tỷ lệ	Hệ	Thống	Phụ thống	Tầng	Điệp	Phụ điệp	Vĩa	Kí hiệu	Cột thạch học	Bề dày	Tỷ lệ lấy mẫu lõi	Đặc điểm về điện theo carota điện	Mô tả thạch học của đá	Khoảng thử vỉa và kết quả
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Mẫu cột địa tầng kỹ thuật địa chất cho thi công

Cho giếng N:trên diện tích.....

Phê duyệt

Chánh kỹ sư.....

Chánh địa chất.....

Giếng khoan.....

Cấp

Mục đích khoan.....

Chiều sâu thiết kế

Tổ hợp dụng Đường kính

Loại

Bất đầu khoan

dụng cụ khoan Bề dày thành ống.....

Chiều dài cần

Kết thúc khoan

I II III

Thời hạn

Độ bền của thép

Tốc độ khoan

Chiều sâu ép cần
trong khi khoan

Phần địa chất										
Tỷ lệ	Địa tầng		Lát cắt thạch học	Đoạn lấy mẫu lõi	Dự kiến các nghiêng vĩa	Đoạn có thể có sự cố Pvia, mất dung dịch	Cấu trúc giếng khoan, đoạn trám ximăng, đoạn bán mịn, đục lỗ.	Các phương pháp nghiên cứu carota	Thông số dung dịch khoan	Độ cứng
	Thiết kế	Thực tế								

Phần kỹ thuật												
Kế hoạch	Loại, kích thước, số lượng chông khoan		Tốc độ khoan cơ học	Số vòng rotor	Áp lực lên cần	Số vòng xoay	Áp lực bơm, đường kính ống lót, số hành trình bơm.	Mất dây cáp	Tốc độ nâng	Số cần	Dụng cụ, tốc độ xử lý, roa giếng (mở rộng) trước khi hạ ống	Ghi chú
	Số liệu thực tế											
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	

