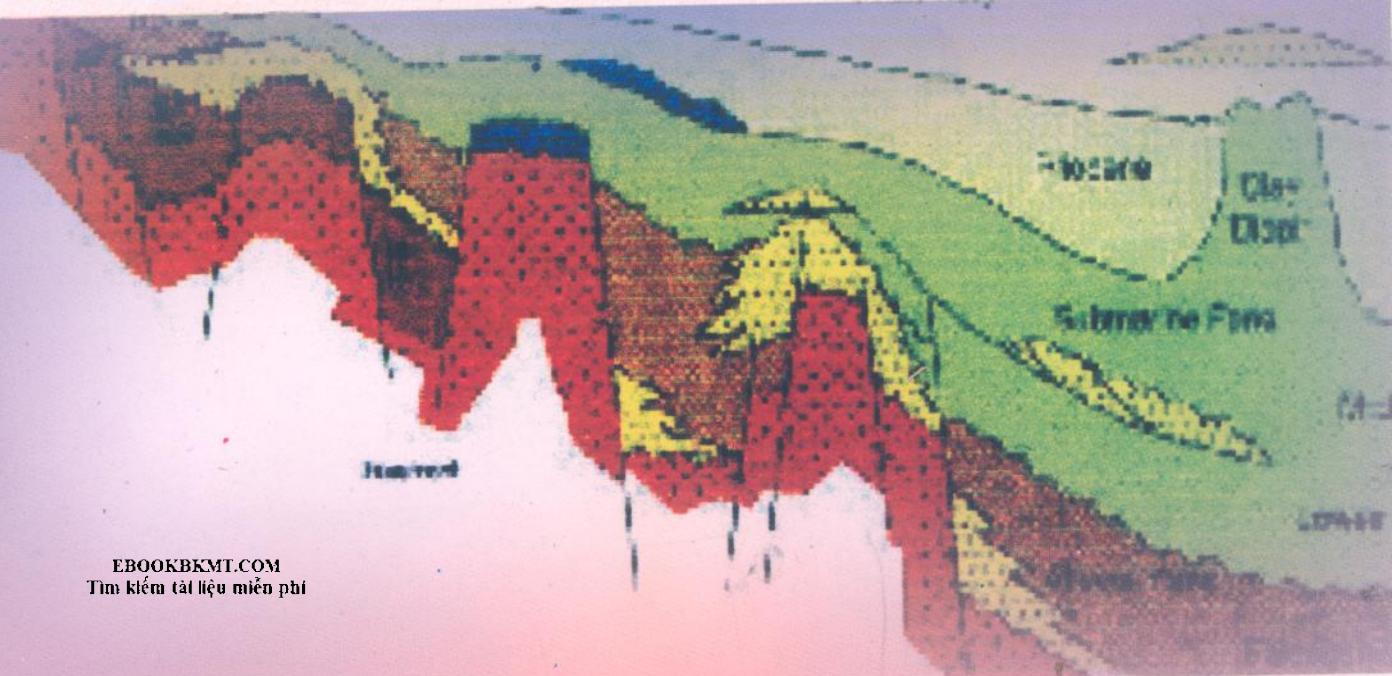


TS. ĐỖ CẨM DƯƠNG



EBOOKBKMT.COM
Tìm kiếm tài liệu miễn phí

GIÁO TRÌNH
**ĐỊA CHẤT
CÁC MỎ THAN
DẦU
VÀ KHÍ ĐỐT**



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

TS. ĐỖ CẨM DƯƠNG

GIÁO TRÌNH
ĐỊA CHẤT CÁC MỎ THAN,
DẦU VÀ KHÍ ĐỐT

Dùng cho sinh viên Đại học Mỏ - Địa chất và các trường khác



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT
HÀ NỘI

Chủ trách nhiệm xuất bản:

PGS. TS. Tô Đăng Hải

Biên tập và sửa bài:

ThS. Nguyễn Huy Tiến

Ngọc Linh

Trình bày bìa:

Hương Lan

$\frac{6 - 6C1.1}{KHKT - 04}$ 6 - 279 - 04

**NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT
70 TRẦN HƯNG ĐẠO – HÀ NỘI**

In 700 cuốn, khổ 19x27 cm, tại **Nhà in KH & CN**

Giấy phép xuất bản số: 6-279-18/2/2004

In xong và nộp lưu chiểu tháng 2 năm 2004

LỜI NÓI ĐẦU

Khoáng sản cháy bao gồm: than đá, than bùn, đá phiến cháy, dầu mỏ và khí đốt... là những nguồn nguyên liệu năng lượng cơ bản nhất của loài người. Khoáng sản cháy là tên gọi truyền thống khi con người đầu tiên sử dụng than và dầu làm nguyên liệu đốt cháy. Hiện nay, các khoáng sản cháy còn được xem như là những nguyên liệu hóa học quan trọng nhất.

Việt Nam có tiềm năng rất lớn về khoáng sản cháy, than đá ở bể than Quảng Ninh đã được khai thác từ hàng trăm năm nay, than linhit tuổi Neogen ở vũng trũng Hà Nội, có trữ lượng rất lớn đang được quan tâm đánh giá. Dầu khí cũng đã được phát hiện từ những năm 1970, một số mỏ như Bạch Hổ, Đại Hùng và Rồng... đang khai thác có hiệu quả, các bể khác ở thềm lục địa đang được thăm dò đánh giá. Như vậy, việc đào tạo các kỹ sư địa chất, địa chất dầu khí trong Trường Đại học Mỏ - Địa chất và các trường khác, có ý nghĩa rất quan trọng để tạo nguồn lực cho đất nước.

Cuốn sách đầu tiên viết về khoáng sản cháy có tên "Dầu và các sản phẩm của chúng" của G. Gher được xuất bản năm 1888. Đến nay, khoa học về địa chất các mỏ khoáng sản cháy đã được bổ sung và ngày càng được hoàn thiện hơn.

Giáo trình này cung cấp các kiến thức cơ bản về địa chất các mỏ khoáng sản cháy, dùng cho sinh viên Trường Đại học Mỏ - Địa chất và các trường khác. Các nội dung được sắp xếp thành ba phần chính: 1. Sự biến đổi vật liệu hữu cơ ban đầu thành khoáng sản cháy (từ chương I đến chương II); 2.Than khoáng (từ chương III đến chương IX); Dầu mỏ và khí đốt (từ chương X đến chương XV).

Trong quá trình biên soạn, tuy đã có rất nhiều cố gắng nhưng không tránh khỏi những thiếu sót. Tác giả chân thành mong được sự góp ý của các thầy cô giáo và bạn đọc. Giáo trình được biên soạn với sự giúp đỡ, động viên của Bộ môn Khoáng sản. Đặc biệt PGS.TS. Phạm Văn Trường và ThS. Nguyễn Văn Cảnh đã tận tình giúp đỡ, góp ý các nội dung trong cuốn sách. Tác giả bày tỏ lòng cảm ơn sâu sắc đối với sự giúp đỡ này.

Tác giả

LỜI GIỚI THIỆU

Giáo trình “Địa chất các mỏ than, dầu và khí đốt” còn gọi là “Địa chất các mỏ khoáng sản cháy”, cung cấp các kiến thức cơ bản về địa chất các mỏ than, dầu và khí đốt. Giáo trình này dùng làm tài liệu giảng dạy cho sinh viên đại học ngành Địa chất. Ngoài ra giáo trình còn là tài liệu tham khảo tốt cho các cán bộ làm công tác điều tra, nghiên cứu địa chất các mỏ khoáng sản cháy.

Cuốn sách được chia làm ba phần chính:

- Phần thứ nhất: Sự biến đổi vật liệu hữu cơ ban đầu thành khoáng sản cháy, bao gồm các quá trình phân huỷ các di tích hữu cơ trong các môi trường khác nhau, với các giai đoạn biến đổi vật chất hữu cơ thành than và dầu.

- Phần thứ hai: Than khoáng. Trong phần này giới thiệu thành phần thạch học than (thành phần tạo than, tổ phan, vi tổ phan), các tính chất vật lý, đặc tính hoá học và công nghệ hoá học của than. Tác giả đưa các bảng phân loại than theo nguồn gốc, công nghiệp của các nước thuộc Liên Xô cũ, Ba Lan, Trung Quốc, Anh. Tác giả đã đề cập đến đặc điểm của các trầm tích chứa than, vỉa than.

- Phần thứ ba: Dầu mỏ và khí đốt, trình bày các vấn đề liên quan đến thành phần, tích chất của dầu mỏ và khí đốt, các giả thuyết về nguồn gốc dầu mỏ, các đặc tính của các đá chứa dầu, sinh dầu và bãy chứa dầu, phân loại các vỉa dầu và các yếu tố ảnh hưởng đến sự di chuyển của dầu khí.

Cuốn sách đã chú ý đến tinh hệ thống của môn học và liên hệ với đặc điểm địa chất các mỏ cụ thể của Việt Nam

Mặc dù tác giả đã dành nhiều nỗ lực nhưng do biên soạn lần đầu, nên không tránh khỏi còn thiếu sót. Rất mong các bạn đồng nghiệp và bạn đọc góp ý bổ sung để cuốn sách được hoàn thiện hơn trong các lần tái bản sau

PGS.TS. Phạm Văn Trường

CHỦ NHIỆM BỘ MÔN KHOÁNG SẢN
TRƯỜNG ĐẠI HỌC MỎ - ĐỊA CHẤT HÀ NỘI

Phần I

SỰ BIẾN ĐỔI VẬT LIỆU HỮU CƠ BAN ĐẦU THÀNH KHOÁNG SẢN CHÁY - PHÂN LOẠI KHOÁNG SẢN CHÁY

Chương I

VẬT LIỆU HỮU CƠ BAN ĐẦU CỦA KHOÁNG SẢN CHÁY VÀ CÁC QUÁ TRÌNH BIẾN ĐỔI CHÚNG

I.1. VẬT LIỆU HỮU CƠ BAN ĐẦU CỦA CÁC KHOÁNG SẢN CHÁY

Trong vỏ Trái Đất hợp chất hữu cơ có thể sinh ra từ các nguồn và theo các con đường khác nhau:

- Từ các di tích động thực vật đã chết và từ các sản phẩm của các hoạt động sống của chúng.
- Từ các phản ứng vô sinh trong thạch quyển.
- Từ các phản ứng tổng hợp xảy ra trong lò magma.

Trong ba nguồn trên, nguồn từ các di tích động thực vật đã chết đóng vai trò chủ yếu hình thành các thành tạo hữu cơ của vỏ quả đất. Nói riêng về nguồn vật liệu tạo nên các khoáng sản cháy thì đa số các khoáng sản cháy gồm dãy than, khối lượng chủ yếu các khoáng sản cháy thuộc dãy đầu, được tạo nên từ các sinh vật chết. Vì khối lượng sống của động vật không đáng kể so với thực vật, nên thực vật đóng vai trò chính trong thành tạo các khoáng sản cháy.

Vật liệu tạo nên thực vật gồm ba nhóm: a. Vật liệu tạo nên thành phần của tế bào (anbumin, đường); b. Vật liệu tạo nên thành phần của hạt và các vật liệu dự trữ (giàu mõ); c. Vật liệu tạo nên vỏ tế bào (xenlulozơ).

I.1.1. Xenlulozơ

Công thức chung $(C_6H_{10}O_5)_n$. Trong thân cây gỗ xenlulozơ chiếm tới 40-50%. Xenlulozơ có cấu trúc sợi, khá bền vững, thường không bị các hoá chất nhẹ tác dụng.

Xenlulozơ trương nở do sự hấp thụ các axit và muối. Dưới tác dụng của axit mạnh, xenlulozơ bị thuỷ phân. Xenlulozơ có thể bị oxy hoá và phân huỷ. Dưới ảnh hưởng của nhiệt độ xenlulozơ có thể bị phân huỷ nhiệt (gây mạch phân tử).

Xenlulozơ bền vững trong thực vật sống, còn trong thực vật chết dưới tác dụng của vi sinh vật, nó bị phân huỷ nhanh chóng. Tốc độ phân huỷ sẽ đặc biệt lớn trong điều kiện tiếp xúc tự do với không khí.

I.1.2. Lienin

Trong thực vật gỗ nó chiếm khoảng 18-30%. Có thể coi lienin như ximăng gắn vào các sợi xenlulozơ thành một kết cấu bền vững, tạo nên các tế bào. Thành phần của lienin thay đổi tùy theo loại thực vật. Lienin dễ bị các hoá chất tác dụng hơn là xenlulozơ, nhưng lienin lại khá bền vững trước các phản ứng thuỷ phân, do đó về mặt hoá học nó bền vững hơn xenlulozơ nhiều. Khi thực vật bị phân huỷ nó thường bị tách khỏi gỗ muộn hơn các thành phần khác. Ngược lại lienin rất dễ bị oxy hoá để tạo thành các axit thơm và axit béo, dễ bị sôi dưới tác động của kiềm.

I.1.3. Anbumin và các hợp chất chứa nitơ khác

Anbumin cũng là thành phần cơ bản của các sinh vật. Nó nằm trong các tế bào sống và là thành phần chính của chất nguyên sinh. Thành phần nguyên tố của anbumin gần như cố định: C: 51-55%, H: 7%, N: 15-19%, S: 0,3- 2%, O: 20 - 23,5% và P: vết.

Hàm lượng của nitơ đặc trưng đối với anbumin tới mức là khi phân tích hoá học các thực vật, chỉ cần biết hàm lượng của nước là có thể định ra gần đúng hàm lượng anbumin bằng cách nhân với hệ số 6,25.

Trong thực vật, anbumin ở dưới dạng các dung dịch keo. Ngoài ra cũng có cả anbumin ở dưới dạng kết tinh. Anbumin của thực vật rất dễ bị phân huỷ, chúng thuộc nhóm ít bền vững nhất của vật liệu thực vật. Nhưng các sản phẩm phân huỷ của chúng (các axit amin) đóng vai trò quan trọng trong quá trình tạo than. Anbumin rất dễ đông keo dưới các dung môi hữu cơ và các chất điện phân cũng như dưới tác dụng của nhiệt và các tác nhân cơ học.

I.1.4. Các chất mờ

Các chất mờ thuộc nhóm vật chất dự trữ của sinh vật. Trong thực vật, các chất mờ tích tụ chủ yếu trong các hạt (đặc biệt là lạc, vừng, trầu...) một ít trong thân cây

dương, liêu, thông, bồ đề... Ngoài ra trong tảo và nấm cũng có các chất mỡ.

Thành phần nguyên tố của các chất mỡ có hàm lượng C: 74-78%, H:10-13%, O:90,16%. Trong tự nhiên các chất mỡ khá bền vững, vì thế chúng có thể tồn tại lâu dài dưới dạng chúng đã tích tụ. Sau khi thực vật chết đi, các chất mỡ phân huỷ nhanh do quá trình thuỷ phân. Kết quả là glycerin với nồng độ cao sẽ giết chết các sinh vật, nhưng thường nó bị nước làm loãng và lôi cuốn đi. Các axit béo sẽ tiếp tục bị phân huỷ nếu rơi vào môi trường giàu oxy tự do, còn nếu rơi vào một môi trường thiếu oxy sẽ xảy ra phản ứng trùng hợp. Trong những điều kiện thuận lợi, nhóm carboxyl tách khỏi các axit béo, kết quả là các axit này biến thành các hydrocacbua tương ứng.

Các chất mỡ dưới dạng cứng hoặc lỏng. Về mặt hoá học, chúng gần gũi với chất sáp và cũng có độ bền vững trước các tác động sinh hoá. Ngoài ra trong thành phần của thực vật còn có một lượng nhỏ các chất hữu cơ khác như chất mầu, các chất glucozit, ancaloit... chúng thường chiếm một tỷ lệ rất nhỏ trong thực vật, nhưng ở trong những trường hợp đặc biệt, ở một số loại cây, những chất trên đây có thể chiếm một lượng đáng kể.

I.2. QUÁ TRÌNH PHÂN HUỶ CÁC DI TÍCH HỮU CƠ

Sau khi thực vật chết đi xác của chúng có thể tích tụ lại theo hai cách: Lắng đọng ngay tại nơi chúng đã sống (tại chỗ) hoặc được vận chuyển đi và lắng đọng ở một nơi khác (ngoại lai). Trong giai đoạn đầu của quá trình biến đổi các vật liệu hữu cơ thành khoáng sản cháy, các biến đổi sinh hoá chiếm ưu thế: Dưới tác dụng của các vi sinh vật (vi khuẩn và nấm) các vật liệu hữu cơ bị phân huỷ. Vì thế tùy theo đặc điểm của môi trường tích tụ như lượng oxy của không khí có đủ hay không, mức độ tham gia của nước hay khoáng chất như thế nào, mà các di tích sinh vật có thể bị phân huỷ theo những cách khác nhau. Những yếu tố tác động trên đây có liên quan với nhau rất chặt chẽ. Chẳng hạn mức độ ngập nước của môi trường sẽ quyết định mức độ tham gia của không khí, quyết định sự hoạt động của các vi sinh vật. Về cơ bản có thể phân quá trình phân huỷ vật liệu hữu cơ thành ba kiểu sau đây:

1.2.1. Sự phân huỷ vật liệu hữu cơ trong điều kiện có sự tham gia đầy đủ của không khí

Quá trình này xảy ra với các vật liệu thực vật chết được tích tụ trên lục địa

hoặc trong các bồn nước nóng có dòng cháy tự do. Sự phân huỷ xảy ra bằng con đường oxy hoá hoàn toàn vật liệu thực vật để tạo ra các sản phẩm phân huỷ là khí cacbonic và nước. Đó là quá trình cháy xảy ra với tốc độ vô cùng chậm chạp. Để phân biệt với quá trình cháy thực sự, H.Potonic gọi nó là quá trình thối rữa. Đó là một quá trình sinh nhiệt và sự sinh nhiệt này lại tác động đẩy nhanh hoạt động của các vi khuẩn. Kết quả là thực vật bị thối rữa nhanh hơn. Nếu oxy cứ được cung cấp tiếp tục thì quá trình thối rữa sẽ còn xảy ra cho đến chừng nào mà toàn bộ lượng cacbon tạo nên vật liệu thực vật bị biến hết thành CO_2 . Kết quả là gần như toàn bộ vật liệu thực vật bị phân huỷ hoàn toàn và biến mất dưới dạng CO_2 và H_2O , chỉ còn lại một lượng rất nhỏ các chất bền vững nhất như nhựa, sáp, chất sừng... Như vậy quá trình thối rữa không dẫn đến sự thành tạo các khoáng sản cháy. Chỉ trong những trường hợp rất đặc biệt khối lượng lớn nhựa, sáp... được tích tụ tạo nên than tàn sinh (liptobiolit).

I.2.2. Sự phân huỷ vật liệu hữu cơ trong điều kiện có sự tham gia hạn chế của oxy

Sự phân huỷ vật liệu hữu cơ với sự tham gia hạn chế của oxy, có thể xảy ra ở các đầm lầy, các hồ nước nông, các vũng khi không có các dòng nước chảy tự do (các bồn nước tù), ở đây oxy chỉ dù oxy hoá các thành phần ít bền vững nhất của vật chất hữu cơ biến thành CO_2 và H_2O , những phần còn lại sẽ biến thành một chất cứng giũa cacbon gọi là mùn. Quá trình này được mang tên là quá trình mục rữa. Mùn có màu nâu hoặc đen. Tuy nhiên về cơ bản, quá trình mục rữa cũng không phải là quá trình tạo than.

Nếu di tích thực vật mục rữa được phủ một lớp nước dày hơn hoặc các vật liệu trầm tích đưa đến phủ lên trên dù để ngăn cách chúng với không khí thì quá trình oxy hoá ở đây xảy ra vô cùng chậm chạp. Nguồn oxy ở đây chính là nguồn oxy có trong bản thân vật liệu thực vật. Hoạt động của các vi sinh vật ưa khí rất bị hạn chế mà vi sinh vật yếu khí đóng vai trò chủ chốt trong việc phân huỷ vật liệu thực vật. Kết quả của quá trình phân huỷ này là khối lượng chủ yếu của di tích thực vật biến thành axit mùn cây và than bùn được thành tạo. Vì thế quá trình này được gọi là quá trình mùn hoá hay quá trình tạo than bùn. Than bùn là một thành tạo cháy hiện đại, đó là phản ứng hợp của các phần thực vật còn chưa bị phân huỷ hết với các sản phẩm của quá trình phân huỷ là các axit mùn cây. Vì thế than bùn vẫn còn giữ được cấu trúc của

vật liệu thực vật, chủ yếu là của thực vật cao đẳng.

I.2.3. Sự phân huỷ vật liệu hữu cơ trong điều kiện hoàn toàn không có sự tham gia của oxy

Quá trình này xảy ra chủ yếu đối với các sinh vật hạ đẳng, sống trong những điều kiện rất khác nhau của môi trường, trong các bồn nước có độ sâu khác nhau.

Thành phần chủ yếu của sinh vật hạ đẳng là albumin và mỡ, hoàn toàn không có lignin, còn xylan chỉ có mặt trong một số loại tảo. Những thành phần bền vững nhất (sáp, nhựa và chất sừng) cũng không có. Khi chết đi, nếu xác chúng rơi vào những đới có sự tham gia tự do hoặc hạn chế của oxy thì chúng cũng chịu sự biến đổi giống như albumin và mỡ trong thực vật cao đẳng. Chỉ khi nào xác của chúng được tích tụ ở đáy các bồn nước sâu, lớp nước phủ dày đủ khả năng ngăn cách sự xâm nhập của oxy thì quá trình biến đổi chúng sẽ xảy ra theo hướng hoàn toàn khác. Do oxy không được đưa đến, môi trường ở đáy các bồn nước, nơi tích tụ xác sinh vật hạ đẳng là môi trường khử. Đồng thời với sự tích tụ xác các sinh vật hạ đẳng, ở đây còn lắng đọng một lượng nhất định các vật liệu trầm tích được vận chuyển từ bờ. Trong điều kiện như vậy, xảy ra quá trình bitum hóa. Quá trình tích tụ xác thực vật hạ đẳng xảy ra trong thời gian địa chất lâu dài và liên quan chặt chẽ với điều kiện địa chất cụ thể, có thể chia ra hai trường hợp sau:

Bể nước tương đối nông (hồ, biển kín trong lục địa): Liên quan đến vùng có chế độ kiến tạo bình ổn, đáy bể nước vũng xuống chậm chạp, quá trình vận chuyển vật liệu lục nguyên đến hầu như không có hoặc rất ít. Khối lượng chủ yếu của trầm tích đáy ở đây là xác các sinh vật hạ đẳng, trong đó ưu thế là các loại tảo.

Trong những điều kiện như vậy, sản phẩm phân huỷ của thực vật hạ đẳng tạo thành một lớp bùn hữu cơ, mang tên bùn thối (hay sapropel). Khối lượng bùn keo này được bảo tồn trong các hoạt động địa chất sẽ biến thành than bùn thối (sapropelit). Nếu thực tế không xảy ra sự vận chuyển vật liệu lục nguyên vào bể trầm tích thì ta sẽ có than bùn thối sạch. Độ tro của than bùn thối phụ thuộc vào lượng vật liệu lục nguyên được vận chuyển vào bể. Nếu như lượng tro này đủ lớn thì hình thành loại đá chứa than bùn thối, hay thường gọi là đá phiến dầu. Ranh giới giữa đá phiến dầu và than bùn thối được chọn ở điểm có hàm lượng tro là 40%.

Bé nước bị vỡ mạnh: Vùng có hoạt động kiến tạo mạnh mẽ, sụt lún nhanh, mạnh. Khối lượng vật liệu lục nguyên vận chuyển đến bể trầm tích rất lớn. Dิ tích hữu cơ chỉ chiếm một lượng nhỏ, phân tán trong các trầm tích. Trầm tích tích tụ nhanh, mặt khác vật liệu hữu cơ lại ở dạng phân tán nên các sản phẩm phân huỷ của chúng ở thế lỏng và khí không thể dễ dàng di thoát lên mặt đất, mà trong những điều kiện thuận lợi, di chuyển vào những đá có độ thấm độ lõi hỏng tốt. Ở đây các sản phẩm phân huỷ, các hydrocacbua có thể được tập trung và cho các tích tụ dầu- khí.

Như vậy các khoáng sản cháy được hình thành từ vật liệu thực vật trải qua một trong hai quá trình phân huỷ mang những đặc tính khác nhau về cơ bản đó là quá trình thành tạo than bùn và quá trình bitum hoá. Quá trình thành tạo than bùn biến các di tích thực vật cao đẳng thành than bùn (đại biểu đầu tiên của dãy than). Quá trình bitum hoá biến các di tích sinh vật hạ đẳng thành các axit béo hay bitum. Bitum là vật chất có liên quan về nguồn gốc với dầu, bitum có thể có thể ở ba trạng thái: Khí (các khí đốt), lỏng (dầu) và cứng (asfan, ozokerit). Vì vậy có thể phân chia các khoáng sản cháy làm hai nhóm có nguồn gốc hoàn toàn khác nhau: Các khoáng sản cháy thuộc dãy than và dãy dầu. Trong tự nhiên luôn tồn tại những quá trình trung gian để tạo nên các sản phẩm trung gian giữa hai dãy dầu và than. Đó là than bùn thối mà tùy theo hàm lượng vật chất khoáng trong đó, sau này sẽ biến đổi tiếp tục để tạo nên than bùn thối hoặc đá phiến dầu.

I.3. SỰ BIẾN ĐỔI VẬT CHẤT HỮU CƠ THUỘC DÃY THAN

Các quan điểm phổ biến hiện nay chia quá trình thành tạo than ra các giai đoạn sau:

- a. Thành tạo than bùn và chôn vùi chúng, giai đoạn này có liên quan tới quá trình sinh hoá xảy ra chủ yếu trong điều kiện trên mặt hoặc gần mặt đất.
- b. Vỉa than bùn bị các lớp vật liệu khoáng, trầm-tích phủ lên, giai đoạn này có liên quan với các hiện tượng chặt xít và biến chất than.
- c. Toàn bộ trầm tích chứa than bị lôi cuốn vào các hoạt động uốn nếp và các quá trình địa chất khác.

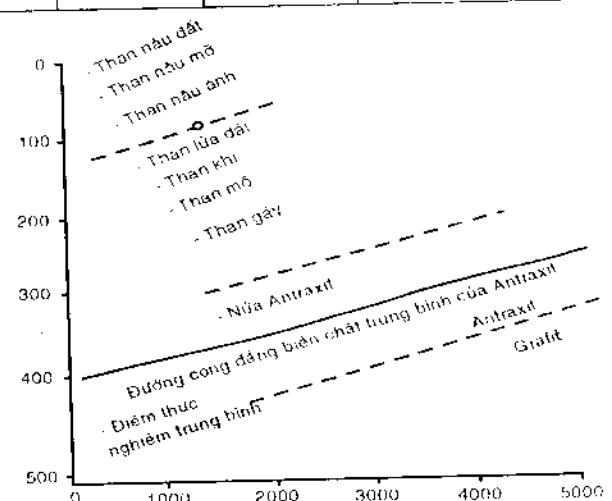
Trong giai đoạn thứ hai và thứ ba vỉa than bị rơi vào những đới có nhiệt độ và áp suất cao. Vật chất than, dưới ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất, sẽ chịu những biến

đổi sâu sắc về thành phần và cấu trúc. Quá trình biến đổi này được gọi là quá trình biến chất than. Mang tính trung gian giữa hai giai đoạn hình thành than bùn và giai đoạn biến chất than là giai đoạn than nâu. Sản phẩm của quá trình biến chất than là than đá và than antraxit. Trường hợp vật liệu hữu cơ rơi vào những đới nhiệt độ và áp suất (chủ yếu là nhiệt độ) cao hơn nữa (biến chất khu vực) thì sẽ biến đổi thành grafit, là sản phẩm cuối cùng của dây biến đổi. Nhưng do đặc tính không cháy cho nên grafit không được xếp vào dây than. Như vậy trong dây than, nếu sắp xếp các sản phẩm theo mức độ biến đổi vật chất hữu cơ từ thấp đến cao ta sẽ có: than nâu → than đá → antraxit (theo I.I Amonoxov, 1953).

Bảng I.1. Thành phần nguyên tố trung bình của thực vật ban đầu và các sản phẩm cháy thành tạo từ chúng (Theo V.N Muratov, 1970)

Vật chất	Thành phần nguyên tố %				
	C	H	N	S	O
Thực vật ban đầu	49.7	6.1			44.2
Than bùn	57.48	6.14	1.55	0.20	34.6
Than nâu	71.64	5.33	1.57	0.38	19.59
Than đá	83.71	5.12	1.68	0.52	10.52
Antraxit	94.37	2.19	0.60	0.25	3.32

Bảng trên cho thấy than biến chất càng cao hàm lượng hydro, oxy càng giảm và ngược lại, hàm lượng cacbon càng tăng lên. Than antraxit biến chất cao nhất, có thể coi chúng được thành tạo hoàn toàn từ cacbon. Cùng với sự thay đổi định hướng của hàm lượng các nguyên tố cũng xảy ra sự biến đổi các tính chất vật lý của than, đó là càng chất xít màu sắc sẽ sẫm dần lên và ánh mạnh lên... Đó chính là kết quả của sự biến đổi cấu trúc hoá học của vật chất hữu cơ dưới ảnh hưởng của các nhân tố biến chất than, mà hai nhân tố cơ bản là áp



Hình I.1 - Sự phụ thuộc của mức độ than hoá vào nhiệt độ và áp suất (Theo E.Sadeczki Kardoss).

suất và nhiệt độ. Trên cơ sở tài liệu của nhiều nhà nghiên cứu khác nhau, E.Szadeczki-Kardos (1952) đã xây dựng một sơ đồ biểu diễn sự phụ thuộc của mức độ biến chất than vào nhiệt độ và áp suất (hình I.1).

I.4. SỰ BIẾN ĐỔI VẬT CHẤT HỮU CƠ THUỘC DÂY DẦU

Việc nghiên cứu sự biến đổi vật chất hữu cơ thuộc dây dầu gấp nhiều khó khăn hơn so với dây than. Nhìn chung đa số các nhà địa chất cho rằng khi xác của sinh vật hạ đẳng phân tán trong các đá bị nhấn chìm xuống sâu, dưới tác dụng của nhiệt độ và áp suất và sự phân huỷ của vi sinh vật yếm khí, bị biến thành hydrocacbua mang tên "dầu nguyên sinh" hay "dầu vi lượng" nằm phân tán trong các đá trầm tích. Bị biến đổi tiếp tục, chúng sẽ chuyển thành các giọt dầu lỏng. Từ trạng thái phân tán các giọt dầu lỏng di chuyển vào vào những đá thấm tốt hơn và trong những điều kiện thuận lợi tập trung thành những tích tụ dầu - khí. Nếu những vỉa dầu bị nhấn chìm xuống những đới có nhiệt độ và áp suất cao hơn, sẽ xảy ra quá trình biến chất dầu. Nội dung của quá trình biến chất dầu là sự phân bố lại của hydro giữa các thành phần của dầu. Sự phân bố lại này một mặt dẫn tới sự tích tụ hydrocacbua dây metan, chủ yếu là các hydrocacbua có trọng lượng phân tử nhỏ, mặt khác cũng dẫn tới sự tập trung của hydrocacbua thơm, mà chủ yếu là các hợp chất cao phân tử. Nguồn hydro ở đây là hydrocacbua dây naftan và naften thơm. Như vậy trong quá trình biến chất ta thấy tăng số lượng các hydrocacbua dây metan theo hướng từ các phần sói ở nhiệt độ thấp tới các phần sói ở nhiệt độ cao. Sản lượng các hydrocacbua thơm cũng tăng theo phương hướng này, nhưng chậm hơn.

Cứ như vậy, quá trình biến chất dầu sẽ tới sự thu tiêu hoàn toàn các hydrocacbua dây naftan và ngược lại dẫn tới sự tích tụ một mặt là metan - một hợp chất no nhất của cacbon. Mặt khác là các tàn tích "than" có hàm lượng cacbon cao, mà nếu ở một mức độ biến chất cao hơn chúng sẽ chuyển thành grafit. Do đó kết quả cuối cùng của quá trình biến chất là metan và grafit.

Như vậy đúng về mặt hóa học có thể coi quá trình biến chất dầu là quá trình metan hóa.

Chương II

PHÂN LOẠI KHOÁNG SẢN CHÁY

Các khoáng sản cháy là những thành tạo đặc biệt của thạch quyển. Đa số các thành tạo này có nguồn gốc sinh vật. Ngay ở những phân loại đầu tiên, người ta đã chú ý đến khả năng dễ cháy và khi cháy toả ra một năng lượng. Đặc tính dễ cháy, một dấu hiệu dễ nhận biết nhất cũng là một dấu hiệu quan trọng nhất về mặt thực tế đã quyết định lĩnh vực sử dụng của chúng: làm nguyên liệu cũng như vật liệu thấp sáng. Chính vì vậy mà hình thành thuật ngữ khoáng sản cháy hoặc vật chất cháy.

Ngày nay bất kỳ một phân loại khoa học nào của khoáng sản cháy cũng phải dựa trên những quan điểm chung về các quá trình địa hoá và phương thức biến đổi vật liệu hữu cơ ban đầu, cũng như phải dựa trên những đặc điểm hoá học và vật lý của chúng. Cho đến nay vấn đề nguồn gốc của dầu mỏ chưa được giải quyết thỏa đáng. Chính vì thế mà tồn tại nhiều phân loại khác nhau của khoáng sản cháy.

Thành phần nguyên tố chủ yếu nhất của các khoáng sản cháy là cacbon, hydro, oxy, lưu huỳnh và nitơ. Trong quá trình biến đổi của các vật liệu hữu cơ tạo khoáng sản cháy luôn kéo theo sự biến đổi định hướng của các thành phần nguyên tố, ví dụ tăng hàm lượng cacbon giảm các hàm lượng còn lại. Các phân loại của A.I. Krapxov (1966), A.F. Dobrianksi (1948) dựa trên vai trò của thành phần nguyên tố trong việc xây dựng các phân loại nguồn gốc: gỗ, than bùn, than nâu, than đá, antraxit, bùn thối, đá phiến, than bùn thối, atfan, dầu mỏ, atfantit.

Sơ đồ phân loại nguồn gốc của V.A Uxpenki và O.A Ratsenko (1953) cơ sở của sơ đồ phân loại này là các dấu hiệu sau: 1. vật liệu ban đầu; 2. điều kiện tích tụ chúng; 3. đặc tính của quá trình biến đổi chúng, nhánh bên trái ứng với các khoáng sản cháy thuộc dãy than, nhánh bên phải ứng các khoáng sản cháy thuộc dãy dầu.

Hội nghị Quốc tế về Dầu mỏ ở Roma năm 1955 đưa ra một phân loại của bitum sau đây (thuật ngữ bitum ở đây được dùng để chỉ tất cả các khoáng sản cháy).

		Khí dầu tự nhiên
	Dầu thô	
Petrobitum (hoà tan trong cacbondisulfua)	Afan tự nhiên	
	Ozokerit	
	Atfantit	
	Pirobitum afan	
Các vật chất hữu cơ tự nhiên (Bitum)	Vật chất hữu cơ từ đá sinh dầu	
Kerobitum (không hòa tan trong cacbondisulfua))	Kerogen,	
Vật chất than carbobitum (không hòa tan trong cacbondisulfua)	Táo bị chôn vùi	
	Than bùn	
	Than nâu	
	Than đá	
	Antraxit	

Trên cơ sở các dấu hiệu địa vật lý, trạng thái tồn tại khoáng sản cháy được chia làm ba nhóm cơ bản:

Rắn: than khoáng, đá phiến dầu, afan, ozokerit, pirobitum..

Lỏng: dầu

Khí: khí đốt

Phân 2

THAN KHOÁNG

Chương III

THÀNH PHẦN THẠCH HỌC CỦA THAN KHOÁNG

Sự không đồng nhất của vật chất than, thể hiện rõ ở đặc điểm cấu tạo của than. Than có cấu tạo đồng nhất, nhưng thường gặp than có cấu tạo không đồng nhất như cấu tạo dài, hình thành do sự xen kẽ giữa những dài than có ánh khác nhau. Thành phần không đồng đều của vật chất than có thể phân biệt nhờ màu sắc, hình dạng, kiến trúc, độ nồng, độ cứng, năng suất phản quang, mức độ dị hướng quang học, độ phát quang... Nguyên nhân của sự khác nhau này là do sự khác nhau về vật liệu ban đầu (tảo, bào tử, nhựa cây, gỗ lá), cũng như điều kiện tích tụ và phân huỷ vật liệu ban đầu không giống nhau...

Thành phần vật chất và tính chất của than được nghiên cứu bằng các phương pháp khác nhau như quan sát mắt thường hay kính hiển vi. Những người đầu tiên đã sử dụng phân tích thạch học than dưới kính hiển vi trên cơ sở các lát mỏng than là Thiessen, Stopes và Nhecler. Sau đó nhiều nhà nghiên cứu bao gồm: Winter, Bod, Bode, Potonie, Stach, Mackonski, Seyler... bắt đầu chú ý đến đối tượng thạch học của thạch học than và phát triển kỹ thuật nghiên cứu các mẫu mài láng dưới ánh sáng phản xạ sau đó được Hauequebard, Teichmiller, Valtx ủng hộ cho phép phối hợp hai phương pháp nghiên cứu trên.

Khi nghiên cứu thạch học than người ta phân biệt các thành phần tạo than (microkomponent hay maxeran- Stopes 1935), các vi tổ phần và tổ phần microlitotyp hay litotyp - Seylen 1954).

Thành phần tạo than là các hợp chất hữu cơ cơ bản của than, có thể nhận biết được dưới kính hiển vi. Thành phần tạo than được coi tương tự như các khoáng vật tạo đá. Mỗi loại thành phần được tạo nên từ cùng một loại vật liệu ban đầu và trải qua

nhiều điều kiện biến đổi tương tự trong giai đoạn thành tạo than bùn. Cũng như các khoáng vật tạo đá, chia các thành phần tạo than thành các nhóm theo đặc tính thạch học của chúng.

Vì tổ phán là một tổ hợp đặc trưng của các thành phần tạo than. Các vi tổ phán cũng được phân biệt dưới kính hiển vi. Trong than chúng tạo thành các dải mỏng với bề dày tối thiểu là 50μm. Có thể phân biệt các dải này nhờ cấu trúc, màu sắc, ánh... tùy theo thành phần của chúng. Ngược lại các tổ phán của than có thể phân biệt được bằng mắt thường. Trong via than chúng tạo thành các phân lớp mỏng khác nhau về màu sắc, ánh cấu trúc, đặc tính khe nứt...

III.1. CÁC THÀNH PHẦN TẠO THAN

Năm 1955 Hội nghị Quốc tế về Thạch học than ở Lieges đã đưa ra đề án hệ thống thuật ngữ mới dùng cho thạch học than (bảng III.1)

Bảng III.1. Hệ thống thuật ngữ thuật ngữ quốc tế về thạch học

Thành phần	Nhóm	Ký hiệu
Colonit Telinit	Vitrinit	Vt
Sporinit Cutinit Anginit Rezinit	Exinit hoặc Leiptinit	E
Micrininit: hạt khối Sclerotinit Semifuzinit Fuzinit	Inectinit	I

III.1.1. Nhóm vitrinit

Nhóm vitrinit tạo nên những dải than có ánh mạnh nhất. Nhóm này lại chia làm hai thành phần riêng biệt là telinit và colinit, thường khó phân biệt hai thành phần này do đặc tính quang học của chúng tương tự nhau. Trong các loại biến chất thấp dễ phân biệt chúng hơn cả. Trên mẫu mài láng có thể phân biệt khi dùng metylenotdua làm dấu chúng. Trong trường hợp không có khả năng phân biệt chúng thì tốt nhất là sử dụng tên nhóm vitrinit. Trong ánh sáng xuyên, vitrinit trong suốt có màu da cam nhạt

hoặc sẫm, trong ánh sáng phản xạ có màu xám sẫm tới xám sáng, mặt phẳng và độ nổi thấp hơn hầu hết các thành phần khác.

III.1.2. Nhóm exinit (hay leiptinit)

Nhóm này bao gồm các thành phần tạo nên từ những thành phần bền vững nhất của thực vật (bào tử chất sừng nhựa) và rêu. Khi nung nóng exinit tạo nên một khối lỏng, linh động hơn so với vitrinit của cùng một loại than, ở những giai đoạn biến chất thấp chúng rất giàu chất bốc (tới 80%) và hàm lượng hydro cao (tới 9%). Trong ánh sáng chiếu chúng có màu xám sáng, tối hơn nhóm vitrinit. Nhưng ở giai đoạn biến chất cao hơn, khó phân biệt chúng với vitrinit, nếu chỉ dựa vào năng suất phản quang.

III.1.3. Nhóm Inectinit

Nhóm này tạo ra từ những thành phần sợi của thực vật (xenluloza). Cấu tạo đặc trưng của nhóm này là cấu tạo fuzinit, còn giữ lại những dấu vết của thực vật. Dưới ánh sáng xuyên qua không trong suốt (màu đen), ánh sáng phản xạ có màu vàng nhạt, có độ nổi cao, đẳng hướng.

III.2. CÁC VI TỔ PHẦN

Các vi tổ phần cũng được xác định dưới kính hiển vi. Đó là tổ hợp điển hình của các thành phần tạo than có mặt trong một dải với bề rộng tối thiểu 50 μm .

Việc phân chia ra các vi tổ phần có ý nghĩa lớn về nguồn gốc và tính chất kỹ thuật. Mỗi vi tổ phần đặc trưng cho một điều kiện thành tạo nhất định và nó cũng là tập hợp những đặc tính nhất định về khả năng luyện cốc, độ bền cơ học...

Có bốn vi tổ phần chính là: vitrit, fuzit, clarit và durit. Tương tự như quăczit bao gồm hầu hết là thạch anh, vitrit chủ yếu được tạo nên từ vitrinit và có thể coi như vi tổ phần có một thành phần (monomaxeran). Fuzit được tạo nên từ fuzinit và cũng là vi tổ phần một thành phần. Ngoài ra, cũng có thể coi sporit là vi tổ phần một thành phần, khi các vi tổ phần này được nên từ các thành phần của nhóm exinit, clarit, durit và vitrinectit là các tổ phần được tạo nên từ hai thành phần (bimaxeran). Cũng cần phải đưa ra những dạng trung gian giữa durit và clarit, đó là duroclarit và clorodurit, chúng chứa ba thành phần (trimaxeran). Ngoài 8 vi tổ phần trên đây, còn có microit là một vi

tổ phần mà hiện nay chỉ thấy có trong than gonyada. Dưới đây là bảng giới thiệu các vi tổ phần (bảng III.2).

Bảng III.2. Các vi tổ phần

Vị tổ phần	Nhóm thành phần chủ yếu	Số nhóm thành phần tạo than chủ yếu
Vitrit	Vitrinit	Một thành phần
Fuzit	Inectinit(Trừ micrinit)	"
Microit	Inectinit (Trừ micrinit)	"
Sporinit	Exinit	"
Clarit	Vitrinit+Exinit	Hai thành phần
Durit	Inectinit+Exinit	"
Vitrinectit	Vitrinit +Inectinit	"
Duroclarit	Vitrinit+Exinit+Inectinit	Ba thành phần
Clarodurit	Inectinit+Exinit+Vitrinit	"

Bảng III.3. Giới hạn phần trăm của các thành phần trong vi tổ phần

Vị tổ phần	Thành phần (%)		
	Vitrinit	Exinit	Inectinit
Vitrit	>95		5
Clarit	<95	5-95	5
Duroclarit	5-90	5-90	5-90
Clarodurit			
Vitrinectit	<95	<5	5-95
Durit	5	5-95	5-95
Fuzit	<5	<5	>95
Sporinit	<5	>95	<5

III.3. CÁC TỔ PHẦN

Thuật ngữ tổ phần ở đây được dùng để chỉ các dải than có thể phân biệt được bằng mắt thường, nhờ sự khác nhau về ánh, độ nứt, vết vỡ và những dấu hiệu khác nhau. Trong hệ thống thuật ngữ quốc tế về thạch học than, tên các tổ phần của than đều có đuôi “en”, đó là vitren, claren, duren, fuzen. Về cơ bản các thuật ngữ này trùng với 4 hợp phần của than do M. Stopes trước đây.

III.3.1. Fuzen

Fuzen thường tạo thành các phân lớp mỏng (< 5mm) hoặc các thấu kính, các ô riêng biệt, nằm song song với mặt phân lớp. Fuzen có màu đen hoặc xám đen và thường có cấu trúc sợi kéo dài theo chiều dài của các thấu kính hoặc ô fuzen. Trên mặt phân lớp các thấu kính fuzen có thể nằm theo những phương khác nhau, vì thế trên mặt vỡ của than fuzen có vẻ sáng hơn một số khác, tùy thuộc vào hướng của ánh sáng chiếu vào "sợi".

Fuzen có độ bền cơ học nhỏ, nhưng thường chứa nhiều hỗn hợp khoáng nên độ bền của nó tăng lên rất nhiều. Không có khe nứt nội sinh.

Nghiên cứu dưới kính, fuzen gồm chủ yếu là fuzit. Hầu như trong tất cả các loại than mùn cát đều gặp fuzen nhưng thường với tỷ lệ nhỏ, hiếm khi gặp các tích tụ dày.

III.3.2. Vitren (Tiếng Latinh "Vitreus" có nghĩa là kính hay thuỷ tinh)

Đó là những dải hay thấu kính than có ánh mạnh, đồng nhất, bảo tồn ở mức độ nhất định dấu vết kiến trúc tế bào thực vật. Bề rộng của các dải vitren thường không quá 3-5 mm, rất ít trường hợp gấp những dải vitren có bề dày tới 50 mm. Mặc dù các dải vitren thường mỏng như vậy, nhưng thường tương đối ổn định trên một khoáng cách lớn và mặt phân lớp, cũng thường bằng phẳng. Để phân biệt vitren với các tổ phân khác nhờ ở ánh mạnh và số lượng khe nứt nội sinh lớn nhất. Các khe nứt nội sinh phân bố thành hai phương thẳng góc với nhau và thẳng góc với mặt phân lớp do đó cắt các dải vitren thành các khối hình hộp khá đều đặn. Trong trường hợp các khe nứt nội sinh phát triển ít hơn có thể thấy các vết nứt vỏ chai hoặc dạng mắt.

Nghiên cứu dưới kính, vitren gồm chủ yếu là vitrinit trong than mùn cát.

III.3.3. Claren (Tiếng Latinh "Clarus" có nghĩa là ánh)

Claren hay than ánh, thường tạo thành những dải ánh rõ, nhưng yếu hơn vitren, có bề dày khác nhau và khi nhìn vào bề dày của mặt thẳng góc với mặt phân lớp, chúng là tập hợp các mặt phân lớp mỏng có ánh khác nhau. Ranh giới của các dải claren thường rõ ràng và phẳng. Nhiều khe nứt nội sinh (ít hơn so với vitren) thẳng góc với mặt phân lớp, nhưng thường không liên tục. Vết vỡ dạng bậc thang, đôi khi dạng

mắt (trên mặt của khe nứt nội sinh).

Dưới kính hiển vi, claren bao gồm các vi tổ phản khác nhau: vitrit, sporit và fuzit. Claren là tổ phản phổ biến nhất trong than mùn cát, nhiều khi nó là phản chủ yếu tạo nên các via than. Bề dày của các dải than claren nhiều khi đạt tới vài chục centimet.

III.3.4. Duren (Tiếng Latinh "durus" có nghĩa là cứng)

Có ánh rất yếu, thường là những dải có bề dày khác nhau, nằm song song với bề mặt phản lớp, những dải này cũng thể hiện cấu tạo sọc, do sự xen kẽ của các phản lớp mỏng của than có ánh mạnh hơn. Duren cứng chắc, thường có cấu tạo hạt thể hiện ngay cả dưới mắt thường. Khi đập vỡ mặt vỡ không bao giờ thật nhẵn. Trong than duren không có hoặc có rất ít khe nứt nội sinh.

Dưới kính hiển vi, duren thường giàu fuzinit hoặc exinit mà ít vitrinit. Trong than mùn cát, duren thường tạo thành những dải có bề dày đạt tới vài chục centimet và là thành phần chủ yếu của via than.

Trong tự nhiên, những tổ phản trên đây thường nằm xen kẽ với nhau trong via than, ở bất kỳ một giai đoạn biến chất nào của than cũng có thể tách riêng chúng, nhờ sự khác nhau về ánh của chúng, mặc dù ánh của chúng cũng thay đổi tùy thuộc vào mức độ biến chất. Hai tổ phản có ánh mạnh nhất là vitren và fuzen. Ở cùng một giai đoạn biến chất vitren có ánh mạnh hơn vitren một chút nhưng dễ phân biệt hơn cả nhờ cấu tạo khác hẳn nhau. Fuzen dễ phân biệt hơn các tổ phản khác nhờ ở ánh tơ đặc biệt của mình. Các tổ phản vitren và fuzen được tách riêng khi bề dày các dải do chúng tạo nên không nhỏ quá 3 mm. Trong lúc đó claren và duren chỉ được phép tách riêng khi bề dày của các dải do chúng tạo nên không dưới 10 mm. Trường hợp những dải trên xen kẽ nhau và có bề dày nhỏ hơn 10 mm thì được gộp chung làm một. Do đó trong thực tế thường hình thành những dạng trung gian claren hoặc duren và tùy thuộc vào sự ưu thế của claren hoặc duren mà người ta phân biệt duroclareen hoặc claroduren.

Để khái quát phản "Thành phần thạch học than" có thể tóm tắt các thuật ngữ dùng trong thạch học than theo bảng III.4

Bảng III.4. Thành phần thạch học than

Tổ phần	Thành phần		Vi tổ phần	
	Thành phần	Nhóm thành phần	Vi tổ phần	Nhóm thành phần chủ yếu tạo nên vi tổ phần
Vitren	Colinit Telinit	Vitrinit(V)	Vitrinit Vitrinectit	V V+I
Fuzen	Micrinit Semifuzinit Fuzinit Sclarotinit	Inectinit(I)	Microit Fuzit	I (chủ yếu micrinit) I (trừ micrinit)
Sporit	Cutinit Rezinít Sporinit Anginit	Exinit (E)	Sporit	E
Claren Duren			Clarit Durit Duroclarit Clarodurit	V+E I+E V+E+I I+E+V

Chương IV

TÍNH CHẤT VẬT LÝ, ĐẶC TÍNH HÓA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ CỦA THAN

IV.1. TÍNH CHẤT VẬT LÝ CỦA THAN

Than khoáng là loại đá hữu cơ, được tạo nên từ các thành phần thạch học khác nhau, mỗi thành phần thạch học được hình thành từ những thực vật ban đầu khác nhau và bị phân huỷ ở mức độ khác nhau. Mật khác trong quá trình biến đổi tiếp theo, chúng lại chịu tác động của những hoàn cảnh rất khác nhau. Chính tất cả những phức tạp của quá trình tạo than được biểu hiện bên ngoài bởi tính chất vật lý của than. Vì vậy việc nghiên cứu các tính chất vật lý của than có tầm quan trọng trong việc xem xét quá trình hình thành, biến đổi của vật liệu ban đầu, cũng như điều kiện tích tụ, biến đổi của chúng trong giai đoạn than bùn và những giai đoạn biến đổi tiếp theo (biến chất và những phá huỷ kiến tạo). Mật khác tính chất vật lý của than tùy thuộc vào yếu tố nguồn gốc và biến chất. Do đó phải nghiên cứu tính chất vật lý của than trên cơ sở liên hệ với những yếu tố cơ bản gây ra sự biến đổi của các tính chất vật lý.

Các tính chất vật lý của than bao gồm: màu sắc, ánh, khe nứt, tỷ trọng, độ cứng...

IV.1.1. Màu sắc

Màu sắc của than thay đổi trong một phạm vi khá rộng, từ màu vàng nâu, chuyển qua màu nâu gụ, xám đen và đen.

Màu sắc của than cũng phụ thuộc vào những nguyên nhân quyết định tính chất vật lý của than. Trước hết nó phụ thuộc vào các yếu tố nguồn gốc như vật liệu ban đầu, mức độ phân huỷ, thành phần thạch học và các khoáng chất có trong than. Ví dụ than bùn thối (sapropelit) có màu xám gụ hiếm khi có màu đen, than tàn sinh (litobiolit) thường có màu nâu gụ, trong khi than mùn cây (humit) thường có màu đen.

Mức độ biến chất cũng ảnh hưởng đến màu sắc của than, màu gụ ở than nâu chuyển dần sang các màu gụ sẫm, xám đen và đen ở các loại than có mức độ biến chất

cao hơn. Nhìn chung đối với các loại than, màu sắc trở nên sẫm hơn khi tăng mức độ biến chất, nhưng ở những giai đoạn biến chất cao, lại quan sát thấy sự nhạt màu dần như antraxit có màu xám sẫm, phớt vàng.

Màu sắc của than (đề cập ở trên) là màu sắc của than ở dưới dạng cục, màu của vết vạch (màu của than ở dưới dạng bột) đặc trưng hơn. Ví dụ, than nâu cho vết vạch màu nâu, than đá có màu xám sẫm và đen, antraxit cho màu đen xám, than bùn thối và than tàn sinh cho màu vàng nâu và gụ tươi.

IV.1.2. Ánh và năng suất phản quang

Ánh của than có thể phân biệt được như sau: ánh tơ, ánh nhựa, ánh mờ, ánh thuỷ tinh, ánh kim. Ánh của than tăng lên theo sự tăng mức độ biến chất. Bởi vậy, khi nói đến sự biến đổi ánh của than trong quá trình biến chất, là có ý so sánh ánh của các loại than mìn cây ở những giai đoạn biến chất khác nhau. Ánh của than là một trong những tính chất vật lý cơ bản, mà bằng mắt thường ta cũng có thể sơ bộ xác định giai đoạn biến chất của than.

Bảng IV.1. Sự biến đổi ánh trong quá trình biến chất (theo L.I. Xarbeva)

Nhóm than	Lượng chất bóc (%)	Đặc tính ánh
I	49 - 41	Ánh mờ, ánh nhựa
II	40 - 35	Ánh mạnh, gần giống ánh thuỷ tinh.
III	34 - 29	Ánh thuỷ tinh mạnh
IV	29 - 17	Ánh thuỷ tinh rất mạnh
V	16 - 7	Ánh kim cường mạnh.
VI	6 - 1	Ánh kim loại.

Tính chất ánh của than có một tầm quan trọng trong thực tế cũng như lý thuyết. Về mặt thực tế, nhiều đặc tính công nghệ của than phụ thuộc khá lớn vào ánh của chúng và như vậy dựa vào ánh của than ta có thể đoán trước chất lượng công nghiệp của than. Còn về mặt lý thuyết, việc nghiên cứu vật chất hữu cơ tạo nên than và sự biến đổi của cấu trúc của nó để đánh giá quá trình biến chất.

Để định lượng ánh của than, đã sử dụng năng suất phản quang (R), R được đo bằng tỷ số giữa cường độ ánh sáng phản xạ và cường độ ánh sáng tới trên bề mặt mài láng của mẫu than. Ngoài phương pháp đo năng suất phản quang của mặt mài láng của

than trong không khí, người ta còn đo năng suất phản quang của than trong dầu.

Nghiên cứu năng suất phản quang của than có một tầm quan trọng đặc biệt trong việc nghiên cứu mức độ biến chất của than. Do vậy, năng suất phản quang được dùng như một chỉ tiêu đáng tin cậy của mức độ biến chất than (I.I. Ammoxov và Tan Xuy, 1961).

IV.1.3. Khe nứt

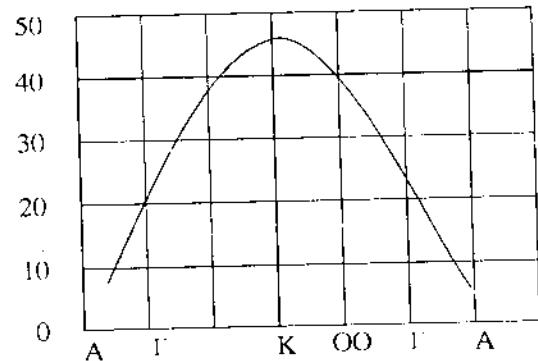
Có thể chia các khe nứt trong than làm hai loại: Khe nứt nội sinh và khe nứt ngoại sinh, các khe nứt nội sinh (hay nguyên sinh) hình thành trong thời gian thành tạo than, dưới ảnh hưởng của quá trình hoá đá và biến chất, những quá trình này đưa đến sự giảm thể tích của khối than. Khi giảm thể tích của khối than theo chiều thẳng đứng, do trọng lượng của các lớp đá nằm trên nén xuống, nên không xuất hiện các khe nứt nằm ngang. Trong lúc đó sự co rút thể tích theo chiều nằm ngang dưới tác dụng của sức căng bên trong sẽ hình thành các khe nứt đứng. Khe nứt nội sinh thường thẳng góc với mặt phân lớp, chỉ trong những trường hợp đặc biệt, ví dụ do những dịch chuyển sau này của vỉa than trong quá trình kiến tạo, chúng mới nằm hơi xiên với mặt phân lớp. Khác với khe nứt nội sinh, khe nứt ngoại sinh (hay thứ sinh) hình thành do ảnh hưởng của các chuyển động kiến tạo sau này. Do đó, phương của các khe nứt ngoại sinh về số lượng và kích thước hoàn toàn phụ thuộc vào đặc điểm kiến tạo, vào tính chất cơ lý của than và đá vây quanh chúng. Do sự phát triển của khe nứt ngoại sinh, các khe nứt nội sinh có thể bị biến dạng hoặc thậm chí hoàn toàn bị mất đi.

Để phân biệt các khe nứt nội sinh và ngoại sinh ngoài phương của chúng so với mặt phân lớp, còn dựa vào bề mặt khe nứt. Đối với các khe nứt nội sinh bề mặt của chúng thường bằng phẳng, nhẵn và trong khe nứt thường ít có các thành tạo khoáng vật mới như kaolinit, thạch cao... Trong lúc đó, do sự dịch chuyển, trên mặt các khe nứt ngoại sinh thường có vết xước, vết khía. Do đó khi quan sát các khe nứt ngoại sinh thường có thể xác định được thứ tự và phương hướng dịch chuyển của chúng. Các khe nứt ngoại sinh thường được các khoáng vật thứ sinh hoặc bột than lấp đầy, nên khi sờ tay vào mặt khe nứt ngoại sinh thường bị bẩn tay, ngay cả ở các loại than có trình độ biến chất cao. Nhiều nơi, do ảnh hưởng mạnh mẽ của các hoạt động kiến tạo, số khe nứt ngoại sinh nhiều tới mức làm cho than hoàn toàn bị vụn nát, nhất là ở các loại than biến chất trung bình là những loại than dễ nứt nẻ.

Sự phát triển của các khe nứt nội sinh phụ thuộc vào nhiều nguyên nhân khác nhau. Trước hết, nó phụ thuộc vào thành phần thạch học của than. Hầu như không thấy khe nứt nội sinh trong than bùn thối, còn trong than mùn cây (duren) thì có số lượng ít, số lượng khe nứt nhiều hơn trong than claren và nhiều nhất trong than vitren. Ngoài ra số lượng các khe nứt nội sinh còn phụ thuộc vào mức độ biến chất của than. Để tính số khe nứt nội sinh của than người ta quy ước đếm số khe nứt trên một chiều dài 5 cm theo phương thẳng góc với phương của khe nứt. Những công trình nghiên cứu khe nứt nội sinh trong than của L.I.Xarbeeva cho thấy rằng: Trên khoảng cách quy ước (5cm) một lớp than claren có bề dày 2-3cm ở bể Donetsk có số khe nứt thay đổi từ 0 tới 50.

Sự thay đổi số lượng khe nứt nội sinh tuân theo quy luật nhất định, tùy thuộc vào mức độ biến chất của than. Đồ thị biểu diễn sự phụ thuộc của số lượng khe nứt và mức độ biến chất cho thấy đường cong với giá trị cực đại ở những loại than biến chất trung bình (Hình IV.1). Như vậy, việc quan sát số lượng khe nứt nội sinh rõ ràng đóng một vai trò quan trọng trong việc xác định sơ bộ mức độ biến chất của than. Nhưng số lượng khe nứt nội sinh cũng phụ thuộc vào thành phần thạch học của than nữa, nên muốn sử dụng khe nứt với mục đích xác định mức độ biến chất của than, thường xuyên người ta đếm số lượng khe nứt nội sinh ở các dài than claren có bề dày 2-3 cm.

Trong than tồn tại phức tạp các khe nứt nội sinh và ngoại sinh, việc nghiên cứu độ nứt nẻ của than có ý nghĩa quan trọng trong việc xác định xu hướng của than đối với hiện tượng phật khí than đột ngột trong các đường lò, cũng như việc giải thích nguyên nhân gây ra hiện tượng nát vụn của than khi khai thác. Mật độ chính hệ thống khe nứt nội và ngoại sinh, ở một mức độ lớn, quyết định hình dạng của khối nứt. Đặc tính của khối nứt có một ý nghĩa thực tế trong việc lựa chọn hệ thống khai thác via than...



Hình IV.1. Sự biến đổi số lượng khe nứt nội sinh của than ánh theo mức độ biến chất.

IV.1.4. Vết vỡ

Than có nhiều loại vết vỡ, theo đặc điểm hình dạng của các vết vỡ, có thể chia ra vết vỡ vỏ sò, vết vỡ dạng mắt, vết vỡ dạng tia, vết vỡ dạng bậc thang, vết vỡ dạng hạt... Đặc tính của vết vỡ tùy thuộc vào thành phần thạch học và mức độ biến chất của than. Đối với than nâu mềm, đặc trưng là vết vỡ dạng đất. Khi biến chất mạnh hơn, than nâu có vết vỡ dạng hạt. Than nâu được thành tạo từ gỗ có dạng vết vỡ dạng sỏi. Vết vỡ vỏ sò chủ yếu thấy ở than tương đối đồng nhất, ví dụ than bùn thối hoặc than claren. Ở than claren, đặc biệt là ở giai đoạn biến chất trung bình hay gặp các vết vỡ dạng bậc thang, do có sự liên quan với sự phát triển cực đại các khe nứt nội sinh. Đặc trưng với than duren là vết vỡ không bằng phẳng, vết vỡ dạng hạt.

Vết vỡ dạng mắt thường thấy trong các loại than đồng nhất, cùng với vết vỡ vỏ sò có những dạng trung gian, do đó gữa chúng có phải có liên quan về nguồn gốc. Trong than claren của vùng Quảng Ninh cũng hay gặp vết vỡ dạng mắt.

IV.1.5. Kiến trúc và cấu tạo

Các khái niệm này "kiến trúc" và "cấu tạo" ở đây được dùng chỉ các loại kiến trúc và cấu tạo thô có thể quan sát được bằng mắt thường, còn cấu tạo và kiến trúc dưới kính hiển vi sẽ không thuộc phạm vi của các khái niệm này.

Theo khái niệm này, kiến trúc là những đặc điểm hình thái của các thành phần tạo than, chúng khác nhau về thành phần vật chất, về kích thước và hình dạng. Còn cấu tạo là những đặc điểm phân bố không gian của các thành phần tạo than, không kể đến thành phần vật chất (N.P. Gretsisnikov, 1964).

Nghiên cứu kiến trúc, cấu tạo của than giúp ta hiểu được những đặc điểm của sự tích tụ và biến đổi các vật liệu thực vật ban đầu ở giai đoạn than bùn. Ví dụ kiến trúc linhit cho ta biết thực vật tạo than thuộc loại cao đẳng và mức độ biến đổi không lớn. Còn kiến trúc fuzen chứng tỏ vật liệu tạo than đã bị oxy hoá sâu sắc trong giai đoạn than bùn. Những kiến trúc thường gặp là: linhit, phiến lá, sợi khía, vitren, fuzen...

Nghiên cứu đặc điểm về cấu tạo còn rút ra được tính ổn định của điều kiện tích tụ vật liệu hữu cơ và khoáng chất trong giai đoạn than bùn. Nếu điều kiện tích tụ tương đối ổn định, than có cấu tạo đồng nhất. Nếu chế độ tích tụ thay đổi sẽ dẫn tới sự hình thành các dạng phân lớp: phân lớp ngang, phân lớp sóng, phân lớp xiên và phân lớp

thấu kính... Dựa vào kích thước các phân lớp lại chia ra phân lớp mỏng và phân lớp thô. Cấu tạo phân lớp đặc trưng cho than mùn cát và một số than tàn sinh, còn cấu tạo khói chủ yếu thấy ở than bùn thoái.

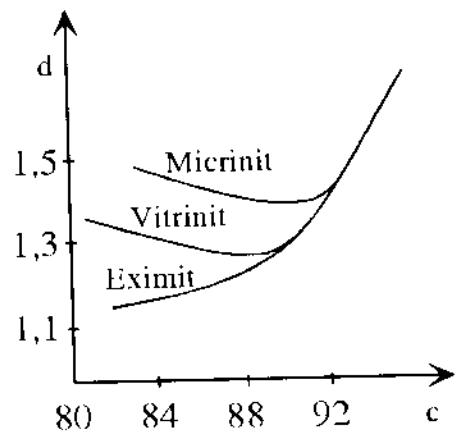
IV.1.6. Tỷ trọng

Các thực nghiệm chứng tỏ rằng tỷ trọng của than rất khác nhau, tùy thuộc vào nhiều yếu tố như độ ẩm, độ tro, thành phần thạch học, mức độ biến chất và vật liệu ban đầu. Trong những điều kiện khác nhau, độ ẩm và độ tro làm tăng tỷ trọng của than, ngay cả khi lượng tro trong than không lớn cũng đủ làm thay đổi tỷ trọng của than. Điều đó cũng dễ hiểu bởi vì tỷ trọng của các hỗn hợp khoáng thông thường dao động từ 2,4 - 2,6 (sét) và 2,65 (thạch anh) đến 5 (pyrit).

Sự phụ thuộc của tỷ trọng vào mức độ biến chất rất phức tạp. Nhìn chung thì mức độ biến chất càng tăng, tỷ trọng càng lớn. Nhưng sự biến đổi này xảy ra không đều, ở những giai đoạn biến chất thấp và trung bình, sự tăng tỷ trọng theo mức độ biến chất xảy ra rất từ từ, nhưng ở giai đoạn biến chất cao tỷ trọng tăng rất nhanh. Sự thay đổi tỷ trọng theo mức độ biến chất than có thể minh họa ở biểu đồ (IV.2). Do vậy có thể dùng tỷ trọng như là một chỉ tiêu nghiên cứu mức độ biến chất của than, đặc biệt là than antraxit.

Tỷ trọng của than cũng phụ thuộc vào thành phần thạch học than nếu sắp xếp các tổ phần theo thứ tự tăng dần của tỷ trọng thì ta có dãy sau: vitren - claren - duren - fuzen.

Mỗi một thành phần thạch học của than có tốc độ biến đổi tỷ trọng khác nhau trong quá trình biến chất (Hình IV.2). Than exinit có tỷ trọng thấp nhất, khi mức độ biến chất tăng, tỷ trọng tăng lên khá mạnh. Tỷ trọng của vitrinit lại giảm theo mức độ biến chất và đạt được giá trị nhỏ nhất ở khoảng 87% C, sau đó lại tăng lên nhanh. Sự biến đổi tỷ trọng của micrinit cũng xảy ra tương tự của vitrinit, riêng fuzinit hầu như không thay đổi tỷ trọng trong quá trình biến chất.



Hình IV.2. Tỷ trọng của các thành phần thạch học của than thay đổi theo mức độ biến chất (theo Dormans).

IV.1.7. Độ cứng

Tùy theo phương pháp đo mà có những loại độ cứng khác nhau. Thường hay sử dụng những phương pháp đo độ cứng sau đây;

Phương pháp vạch: Độ cứng được xác định bằng phương pháp này mang tên là độ cứng vạch hay độ cứng khoáng vật. Đó là sức đề kháng của than khi lấy một vật chuẩn (thường dùng các khoáng vật chuẩn trong thang độ cứng Moss) vạch lên, với thang độ cứng này, than có độ cứng thay đổi từ 1 đến 4 tùy thuộc vào thành phần thạch học của than.

Than bị biến chất càng mạnh, độ cứng càng lớn. Theo xác định của Martin, than antraxit đạt được độ cứng cao nhất, sau đó là than lửa dài và than khí, còn than mõ và than luyện cốc có độ cứng nhỏ nhất. Ngoài ra độ cứng của than có thể khác nhau theo những phương vạch khác nhau, theo phương song song với mặt lớp nhỏ hơn theo phương thẳng góc với mặt lớp.

Phương pháp mài: Độ cứng được xác định bằng phương pháp mài gọi là độ cứng mài. Đó là mức độ đối kháng của thành phần thạch học chưa than khi bị mài. Trên một mẫu mài, fuzinit có độ cứng lớn nhất, thể hiện ở độ nổi cao, còn vitrinit có độ cứng nhỏ nhất nên độ nổi cũng nhỏ nhất. Quan hệ về độ nổi giữa các thành phần thạch học của than thay đổi trong quá trình biến chất. Mức độ biến chất càng cao, sự khác biệt về độ nổi giữa các thành phần càng giảm đi.

Phương pháp ấn lõm: Khi thực hiện phương pháp này, trên bề mặt của than cần xác định độ cứng còn giữ lại những vết lõm. Độ cứng còn được xác định bằng tải trọng được đặt trên vật ấn và kích thước của vết ấn để lại trên than. Vật ấn là một hình chóp bằng kim cương. Thông thường, để đo độ cứng của than, người ta dùng một hạt kim cương hình chóp với góc ở đỉnh là 136° để ấn lên vị trí cần đo độ cứng. Bộ phận ấn lõm này được gắn trên một kính hiển vi, nên người ta cũng gọi độ cứng này là độ cứng tế vi, hay độ cứng Vickens.

Độ cứng tế vi được xác định theo công thức:

$$H = 1,854 \left(\frac{P}{d^2} \right), \text{ kG/mm}^2 ,$$

trong đó P: tải trọng đặt trên vật ấn, kG;

d: chiều dài đường chéo vết ấn ,mm.

Hiện nay các phương pháp này được dùng phổ biến nhất. Ưu điểm của nó là có thể đo độ cứng ở trên các bề mặt rất nhỏ, điều đó rất quan trọng trong việc nghiên cứu than, với tính không đồng nhất của nó.

Để loại trừ ảnh hưởng của thành phần thạch học, người ta thường đo độ cứng te vi của than trên vitrinit. Nhiều thí nghiệm trên vitrinit cho thấy rằng độ cứng te vi của than tăng từ than nâu tới than đá, sau đó giảm đi ở than biến chất trung bình, rồi tăng lên rõ rệt từ than gãy đến than antraxit.

IV.1.8. Độ giòn

Độ giòn của than là khả năng bị phá huỷ của nó khi chịu tác động cơ học mà không sinh ra những biến dạng dẻo đáng kể. Có loại than chỉ cần tác động một lực nhỏ cũng đủ biến nó thành những mảnh vụn, ngược lại có loại than muốn giập vỡ nó phải dùng những lực khá lớn.

Để xác định độ giòn của than bằng cách cho rơi tự do, nén vỡ hoặc đập vỡ bằng các vật nặng...

Độ giòn của than tùy thuộc vào thành phần thạch học, mức độ biến chất và độ tro. Độ giòn của than tăng lên nhanh chóng từ than lửa dài tới than luyện cốc (tại đây nó đạt được các giá trị cực đại), sau đó lại giảm đi cho tới than gãy, antraxit.

IV.1.9. Độ dẫn điện

Căn cứ vào độ dẫn điện có thể xếp than vào nhóm các vật liệu bán dẫn. Đối với chất bán dẫn đặc trưng là độ dẫn điện không ổn định. Khi nghiên cứu tính dẫn điện của than, cần phải tính đến ảnh hưởng của nhiệt độ, sự phức tạp của thành phần hoá học, độ ẩm, mức độ phong hoá... Trong số đó, nhiệt độ là nhân tố có ảnh hưởng thực sự đến độ dẫn điện. Điện trở của vật dẫn điện bằng kim loại tỷ lệ thuận với nhiệt độ tuyệt đối, còn điện trở của chất bán dẫn lại giảm đi khi tăng nhiệt độ. Nhiều nghiên cứu đã chỉ ra rằng khi tăng nhiệt độ, độ dẫn điện của than tăng dần trong khoảng 100 - 700°. Độ ẩm trong than làm giảm điện trở của than, đặc biệt khi trong nước lại chứa các muối hòa tan.

Mức độ biến chất của than tăng lên làm giảm điện trở của than. Sự phụ thuộc của độ dẫn điện vào mức độ biến chất của than thể hiện như sau: Khi chuyển từ than nâu tới than đá, độ dẫn điện giảm. Sự giảm độ dẫn điện này vẫn tiếp tục cho tới than

biến chất trung bình. Sau đó, độ dẫn điện bắt đầu tăng nhanh. Độ dẫn điện của antraxit tăng lên rất nhiều so với các loại than có mức độ biến chất thấp hơn.

Sự tăng nhanh độ dẫn điện khi tăng mức độ biến chất xảy ra vào giai đoạn biến chất cao chắc chắn là do sự tăng đặc tính grafit của than trong giai đoạn này. Sự chuyển động của các điện tử này sẽ càng dễ dàng khi mức độ định hướng của các phân tử tăng lên, tức là sự sắp xếp không gian của các nguyên tử cacbon với sự tạo thành ô mạng kiểu garfit đã gây ra sự tăng độ dẫn điện.

Ảnh hưởng của thành phần thạch học của than đến độ dẫn điện còn chưa được nghiên cứu đầy đủ. Nhiều nghiên cứu đã xác nhận rằng fuzit có điện trở nhỏ nhất, còn vitrit có điện trở riêng lớn hơn nhiều. Khi nghiên cứu điện trở riêng của antraxit, người ta thấy theo mặt phẳng lớp điện trở riêng của nó nhỏ hơn 7 lần so với phương thẳng góc với mặt phẳng lớp, đó là do tính dị hướng của antraxit.

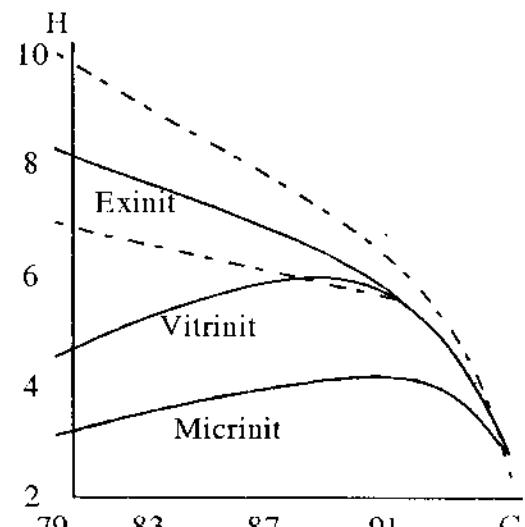
Nghiên cứu tính dẫn điện của than có tầm quan trọng lớn trong việc giải quyết những nhiệm vụ thực tế của việc thăm dò và sử dụng than. Việc nghiên cứu độ dẫn điện của than, là cơ sở của phương pháp thăm dò điện, đó là giải thích các biểu đồ carota lỗ khoan, đặc biệt là để xác định các đặc điểm cấu tạo và bề dày của vỉa, chất lượng của than.

IV. 2. ĐẶC TÍNH HÓA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ CỦA THAN

IV.2.1. Thành phần nguyên tố của than

Khối hữu cơ của than bao gồm các nguyên tố cacbon (60-96%), hydro (1- 2%), nitơ (1- 3%), một ít lưu huỳnh và photpho. Trừ nitơ, các nguyên tố này cũng có trong thành phần của các khoáng chất lẫn trong than. Điều đó cần phải lưu ý khi xác định thành phần nguyên tố của than.

a. Hàm lượng cacbon (C): Cacbon là nguyên tố hóa học chủ yếu nhất tạo nên khối hữu cơ của than. Bằng quá trình quang hợp,



Hình IV.3. Hàm lượng hydro của các thành phần thạch học.

thực vật đã dần tích luỹ được cacbon trong tự nhiên để tạo nên cơ thể mình. Khi cháy, cacbon kết hợp với oxy tạo thành khí cacbonic CO₂ hoặc cacbon oxit CO, phản ứng oxy hoá cacbon có kèm theo sự giải phóng nhiệt. 1 kilogam cacbon khi cháy hoàn toàn cho 8140 kcal. Trong quá trình luyện kim, cacbon cháy tạo ra một lượng nhiệt cần thiết để làm nóng chảy quặng, ngoài ra nó còn đóng vai trò của chất khử quặng. Trong chế biến hoá học than, cacbon cùng với hydro và các nguyên tố khác tạo nên rất nhiều hợp chất, có những đặc tính rất khác nhau, phù hợp với những nhu cầu hết sức phức tạp của công nghiệp và đời sống.

Hàm lượng cacbon phụ thuộc chất chẽ vào mức độ biến chất của than. Than biến chất càng cao thì hàm lượng cacbon càng lớn. Trong than nâu có 65-75 % C, trong than đá 75-90% C, trong antraxit có 90-97% C. Bởi thế, các nhà nghiên cứu đã sử dụng hàm lượng cacbon như một chỉ tiêu đánh giá mức độ biến chất than và quá trình biến đổi vật chất hữu cơ tạo than được gọi là quá trình cacbon hoá.

Thành phần thạch học cũng ảnh hưởng đến hàm lượng cacbon của than. Ở cùng một mức độ biến chất, Fuzinit có hàm lượng cacbon cao nhất, sau đó là exinit, còn vitrinit có hàm lượng cacbon thấp nhất. Sự chênh lệch về hàm lượng cacbon giữa các thành phần thạch học của than sẽ dần dần giảm đi trong quá trình biến chất của than (Hình IV.3)

*Bảng IV.2. Hàm lượng cacbon của các thành phần thạch học của than
(theo Kreghe)*

Vìa	V ^{ch} trong vitren, %	Hàm lượng cacbon, %		
		Vitrinit	Exinit	Fuzinit
R	36,2	83,5	85,5	87,0
Z	32,0	85,8	87,4	88,0
A	28,4	88,4	89,0	89,0
W	23,5	88,8	-	89,9

Thành phần khoáng chất chứa trong than thường có CaCO₃. Sự có mặt CaCO₃ trong than sẽ dẫn tới sai lầm trong việc xác định hàm lượng cacbon hữu cơ. Bởi vì, khi đốt than để phân tích hàm lượng cacbon, cacbonat cũng bị phân hủy và tạo thành CO₂. Do đó, hàm lượng CaCO₃ trong than càng cao, sai lầm trong việc xác định hàm lượng cacbon hữu cơ càng lớn.

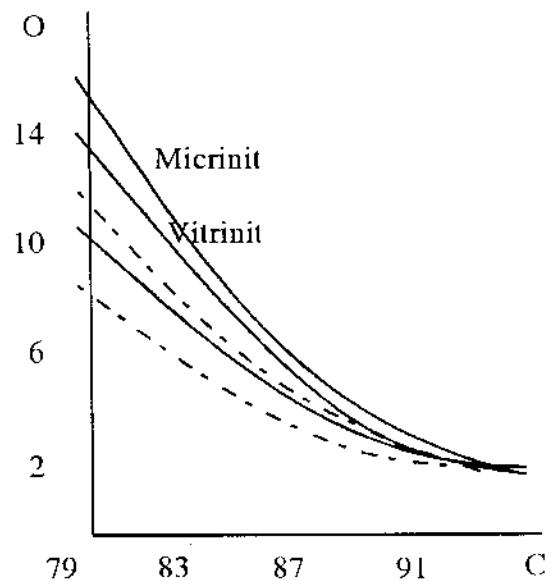
b. Hàm lượng hydro (H): Hydro cũng là một nguyên tố khi cháy thì tỏa nhiệt. Nhiệt lượng tỏa ra trong phản ứng cháy của hydro lớn gấp 4,2 lần trong phản ứng cháy của cacbon. Hydro có trị đặc biệt trong chế biến hóa học, vì hầu hết các sản phẩm điều chế được từ than đều chứa hydro. Những kết quả nghiên cứu của Dormans chứng tỏ rằng hàm lượng hydro trong than cũng phụ thuộc vào mức độ biến chất và thành phần thạch học (hình IV.4). Trong hình này các đường liên kết giới thiệu sự biến đổi hàm lượng hydro của các thành phần thạch học than theo mức độ biến chất, còn những điểm tương ứng với cùng một mức độ biến chất được nối với nhau bằng những đường đứt đoạn.

Cần chú ý rằng trong than thành tạo từ thực vật hạ đẳng, hàm lượng hydro có thể tăng lên nhiều so với than mùn cát (có thể tới 11,7%, trong lúc than mùn cát chưa không quá 7%). Do đó tỷ số C/H trong than mùn cát bằng 12 - 13 và lớn hơn nữa, còn trong than bùn thoái tỷ số này không vượt quá 8.

c. Hàm lượng oxy (O): Bản thân oxy không phải là nguyên tố cháy, nhưng nó duy trì sự cháy. Bởi vậy những loại than nhỏ và hàm lượng oxy cao thì hàm lượng các nguyên tố cháy sẽ nhỏ và do đó nhiệt lượng cháy sẽ thấp. Trong quá trình luyện cốc và chế biến hóa học, than có hàm lượng oxy cao tạo ra nhiều hợp chất của oxy, trong đó có nước, cacbonic là những hợp chất không có ích. Trong trường hợp này oxy là nguyên tố có hại.

Cũng như hydro hàm lượng oxy trong than cũng phụ thuộc vào mức độ biến chất của than và thành phần thạch học.

d. Hàm lượng nitơ (N): Nitơ là nguyên tố trơ, khi đốt than nó tách ra dưới dạng tự do. Trong chế biến hóa học, nitơ kết hợp với hydro thành amoniac (NH_3). rồi từ đó có thể điều chế ra nhiều sản phẩm, như axit nitric, phân đậm... Trong than hàm



Hình IV.4. Hàm lượng oxy của các thành phần thạch học.

lượng nitơ thay đổi trong khoảng 1-2 %, riêng trong than thành tạo thực vật hạ đẳng, hàm lượng nitơ có thể tới 3%.

e. **Hàm lượng lưu huỳnh (S):** Lưu huỳnh luôn luôn có mặt trong than. Mặc dù với hàm lượng không lớn, nhưng nó có ảnh hưởng lớn đến việc sử dụng than. Bởi vậy việc phân tích hàm lượng lưu huỳnh trong than là một việc bắt buộc khi muốn đánh giá chất lượng của than.

Trong than, lưu huỳnh ở dưới dạng các hợp chất chứa lưu huỳnh, đôi khi dưới dạng nguyên tố. Các hợp chất của lưu huỳnh bao gồm các hữu cơ (S_{hc}) và các hợp chất vô cơ (S_{vc}). Lưu huỳnh vô cơ lại chia ra lưu huỳnh pyrit S_p và lưu huỳnh sunfat S_s . Do đó lượng lưu huỳnh chung sẽ là:

$$S_{\text{chg}} = S_{\text{he}} + S_{\text{p}} + S_{\text{s}}$$

Khi than cháy, lưu huỳnh hữu cơ, lưu huỳnh pyrit bị cháy và tạo nên hơi lưu huỳnh andehit, do đó chúng nằm trong thành phần cháy của than. Lưu huỳnh sunfat không cháy và biến thành tro.

Về nguồn gốc của lưu huỳnh trong than, có nhiều quan điểm khác nhau. Một số cho rằng nguồn lưu huỳnh chủ yếu trong than là các sunfat của nước biển tràn vào các đầm lầy than bùn. Sự tác động giữa các sunfat và các hợp chất của sắt do nước ngọt vận chuyển đến chủ yếu sẽ tạo nên lưu huỳnh hữu cơ hay tạo nên lưu huỳnh vô cơ là tùy thuộc vào điều kiện chôn vùi của via quyết định. Nhưng quan điểm này hoàn toàn không giải thích được trường hợp có những mỏ than thành tạo trong điều kiện lục địa, xa biển, mà hàm lượng lưu huỳnh vẫn cao. Ví dụ, mỏ than Na Dương được thành tạo trong một hồ cổ, xa biển, nhưng hàm lượng lưu huỳnh trong than lên tới 5-8%. Vậy thì lưu huỳnh phải có một nguồn khác. Một số người cho rằng nguồn lưu huỳnh của tất cả các dạng là albumin của thực vật. Dihydrosulfua H_2S , được tách ra khi bị albumin bị phân huỷ, sẽ tác dụng với các muối của sắt do nước vận chuyển đến và tạo thành pyrit và marcasit. Một phần lưu huỳnh chứa trong albumin vẫn tồn tại dưới dạng các hợp chất hữu cơ. Người ta thừa nhận rằng có những loại vi khuẩn đặc biệt, trong quá trình hoạt động sống, chúng khử các sunfat thành dihydrosulfua. Như vậy có thể cả hai con đường vô cơ và hữu cơ thành tạo lưu huỳnh đều song song.

Lưu huỳnh trong than là một nguyên tố có hại. Trong luyện kim nếu tăng 1% S, chi phí về than cốc phải tăng tới 18 - 24%; và chi cần tăng 0,1% S; năng suất của lò cao

cũng giảm đi tới 3%. Lưu huỳnh chuyển vào thép sẽ làm giảm chất lượng của thép. Ngoài ra, khi đốt, lưu huỳnh sẽ tạo ra những hợp chất khí có hại tới sức khoẻ con người.

Hàm lượng lưu huỳnh trong than thay đổi ở một phạm vi rất rộng. Theo hàm lượng lưu huỳnh chung trong than, người ta chia ra làm 4 loại:

- | | |
|--------------------------|-----------------------------|
| - Than ít lưu huỳnh chứa | 0,5 - 1,5 % S _{ch} |
| - Than có lưu huỳnh | 1,6 - 2,5 % S _{ch} |
| - Than chứa lưu huỳnh | 2,6 - 4,0 % S _{ch} |
| - Than nhiều lưu huỳnh | > 4,0 % S _{ch} |

Than của bể than Đông Bắc Bộ thuộc loại ít lưu huỳnh; hàm lượng S_{ch} rất ít khi vượt quá 1%, trừ các mỏ than ở về phía Tây có hàm lượng S_{ch} thay đổi trong khoảng 1-2 %, đôi khi lên tới 3%. Trong lúc đó, một số mỏ than nhỏ nằm phân tán, lại có hàm lượng lưu huỳnh khá cao, như mỏ Suối Bàng có S_{ch} trung bình là 5,68%; Suối Lúa: 6,02%; Na Dương: 6,61%.

g. Hàm lượng photpho (P): Hàm lượng P trong than với một số lượng nhỏ. Khi cháy, photpho chuyển vào trong thành phần tro của than. Trong luyện kim, P là nguyên tố có hại vì nó chuyển hoàn toàn vào cốc, sau đó sang gang và làm giàu chất lượng của gang. Yêu cầu hàm lượng P trong than luyện cốc không được vượt quá 0,03%. Nhưng đối với than năng lượng bình thường, hàm lượng P không có ý nghĩa gì.

Ngoài các nguyên tố vừa kể, trong than còn chứa một số lớn nguyên tố hoá học dưới dạng các muối khác nhau, nằm trong thành phần hữu cơ cũng như hỗn hợp khoáng của than. Đó là các nguyên tố: Be, Ca, Sr, Ti, Zr, B, Sc, Y, La, Al, V, Co, Ni, Mo, Ra, Pt, Cu, Ga, Ge, As, Ag, Cd, Sn, I, Au, Pb, M,...

Hàm lượng các nguyên tố hiếm và quý trong than nhiều khi vượt quá hàng chục tới hàng trăm lần trị số Clark của chúng, đặc trưng đối với than là hàm lượng Ge đôi khi vượt đạt yêu cầu công nghiệp. Ge có một ý nghĩa lớn trong kỹ nghệ bán dẫn. Cho tới gần đây 98% lượng Ge được lấy ra từ các quặng kim loại màu. Hiện nay, do nhu cầu về Ge vượt quá khả năng khai thác từ quặng kim loại màu, nên người ta đặc biệt chú ý đến nguồn Ge trong than đá và than nâu. Nguồn nguyên liệu cơ bản cho Ge của Anh là than. Ở Nhật và Tây Đức nguồn Ge chủ yếu cũng lấy từ chất thải của công

nghiệp than. Nhiều nước khác như Úc, Ấn Độ, Canada... cũng dùng than để lấy ra Ge. Ở nước ta, những nghiên cứu đầu tiên cho thấy trong than của mỏ Núi Hồng có chứa một lượng đáng kể Ge; cần phải có những nghiên cứu tiếp tục để đánh giá khả năng sử dụng công nghiệp của nguyên tố này.

IV.2.2.Thành phần khí của than của than

Việc nghiên cứu khí trong than có ý nghĩa rất quan trọng, đặc biệt là trong trong công tác đảm bảo an toàn cho khai thác mỏ than bằng hầm lò cũng như việc sử dụng các khí đó trong công nghiệp.

a. Metan (CH_4): Chiếm 60-98% khối lượng chung của các khí than, sự thành tạo khí metan liên quan chặt chẽ với sự phân huỷ của vật liệu thực vật than và biến chất than. Các thí nghiệm cho thấy 1 tấn vật liệu khi bị phân huỷ cho 465 m^3 khí. Hỗn hợp không khí và metan với hàm lượng CH_4 từ 5-16% (nhất là hàm lượng CH_4 9,5 %) khi cháy kèm theo tiếng nổ, sức nổ mạnh. Hỗn hợp CH_4 trên 16% không nổ và không đủ lượng oxy cho sự cháy. Metan bắt lửa ở nhiệt độ $650-750^\circ\text{C}$, nhưng sự cháy xảy ra chậm ở nhiệt độ 650°C sau 10-11 giây, ở 1000°C sau 1 giây, metan là khí độc, gây khó thở.

b. Cacbonic (CO_2): Chiếm 25 % khối lượng khí trong than, CO_2 sinh thành do sự oxy hoá các axit hữu cơ, khí CO_2 không màu, không duy trì sự cháy và sự thở, thường tích tụ trong các giếng nghênh và đáy các công trình khai thác.

c. Nito (N_2): Được tạo thành do sự phân huỷ sinh hoá đặc biệt là sự phân huỷ anbumin, nito không duy trì sự cháy và sự thở.

d. Hydro (H_2): Chiếm tới 25 %, do sự phân huỷ vật liệu thực vật.

Ngoài ra còn có các khí sunfuahydro (H_2S), các hydrocacbua khác (như etan, protan), acgon (Ar) và heli.

VI.2.3. Phân tích kỹ thuật

Những nghiên cứu nhằm mục đích xác định các chỉ tiêu cần thiết cho việc sử dụng than với các mục đích khác nhau, gọi là phân tích kỹ thuật.

a. Độ ẩm (W)

Độ ẩm là lượng nước chứa trong than. Độ ẩm của than không cố định mà tùy

thuộc vào khả năng hấp phụ nước của than và nhiều nguyên nhân bên ngoài khác. Toàn bộ lượng nước chứa trong than gọi là độ ẩm chung, hay độ ẩm làm việc (W^v). Một phần nước sẽ mất đi khi than được khai thác và để ở ngoài trời. Phần nước này mang tên là độ ẩm ngoài (W^e). Than, sau khi đã mất độ ẩm ngoài trời thành than khô trong không khí, hay than khô tương đối. Nếu đưa than này sấy ở nhiệt độ 102 - 105°C sẽ được than khô hoàn toàn, hay than khô tuyệt đối. Lượng nước mất đi trong quá trình sấy gọi là độ ẩm trong hay độ ẩm phân tích (W^t). Như vậy:

$$W^v = W^e + W^t$$

Độ ẩm ngoài phụ thuộc vào bản chất của than, điều kiện địa chất thuỷ văn mỏ và vào độ ẩm tương đối của không khí do đó dao động rất lớn. Độ ẩm phân tích có liên quan với độ ẩm tương đối của không khí và có liên quan chặt chẽ hơn với mức độ biến chất than. Biến chất càng tăng, độ ẩm của than càng giảm. Các số liệu phân tích của X.G. Aromov và L.L. Nexterenko chứng minh điều đó (bảng IV.3).

*Bảng IV.3. Độ ẩm phân tích của than mìn cây
ở các giai đoạn biến chất khác nhau*

Giai đoạn	Than bùn	Than nâu	Than đá	Antraxit
W^t	45-12	25,4-5,0	8,7-0,2	4,0-0,1

Độ ẩm cũng phụ thuộc vào thành phần thạch học của than. Độ ẩm trong các thành phần thạch học của than giảm theo trật tự sau: fuzen, duren, claren và vitren. Ngoài ra độ ẩm cũng phụ thuộc vào nguồn gốc của than.

b. Độ tro

Tro là thành phần không cháy, sót lại sau khi than bị đốt. Để xác định độ tro của than, người ta đem đốt hoàn toàn than ở nhiệt độ $800 \pm 25^\circ\text{C}$. Trong mọi lĩnh vực sử dụng than, tro đều làm giảm chất lượng của than, tro càng nhiều thì chi phí vận tải càng lớn và chi phí sản xuất khác cũng tăng lên. Tro của than cốc càng nhiều thì năng suất lò cao càng giảm và phải dùng nhiều chất trợ dung.

Tro bao gồm chủ yếu là các hỗn hợp khoáng (vô cơ) có trong than. Các hỗn hợp khoáng này có thể đi vào than theo các con đường khác nhau:

- Trong các tế bào thực vật có chứa một lượng nhất định các chất vô cơ, chủ yếu là các muối của kim loại kiềm và kiềm đất. Khi vật liệu thực vật bị biến đổi tạo

thành than, các chất vô cơ này cũng chuyển vào trong thành phần của than.

- Các hỗn hợp khoáng được gió và nước vận chuyển đến trong thời gian tích tụ các di tích thực vật. Các vật chất này có thể ở dưới những dạng khác nhau: Vật liệu vụn như sét hoặc các hạt thạch anh nhỏ nhất, dung dịch thật hoặc dung dịch keo. Do đó ngoài các vật liệu vụn còn có các khoáng vật mới được hình thành ngay trong đầm lầy tạo than.

Các hỗn hợp khoáng được hình thành theo hai cách trên đây sẽ tạo nên tro đồng sinh. Những loại tro được thành tạo theo các cách dưới đây sẽ được coi là tro hậu sinh:

- Sau khi than đã được thành tạo và trong than đã xuất hiện các khe nứt, nước có chứa các muối hoà tan có thể thẩm vào và để lại trong các khe nứt của than các chất kết tủa gồm cacbonat (canxi, magie, sắt) và sunfua (sắt và chì). Ngoài ra trong khe nứt của than có thể gặp canxi sunfat là sản phẩm phân huỷ của pyrit

- Trong quá trình khai thác và vận chuyển, than có thể bị nhiễm bẩn.

Nhưng thực ra độ tro phân tích được, bằng cách đem đốt cháy than ở nhiệt độ $800\pm25^{\circ}\text{C}$ không bao giờ tương ứng với lượng hỗn hợp khoáng. Người ta đã xác nhận rằng hàm lượng các chất vô cơ thường lớn hơn độ tro khoảng 15%.

Lượng tro trong than thay đổi từ vài phần trăm đến hàng chục phần trăm. Theo độ tro, người ta chia than làm 3 loại: ít tro, với thành phần không cháy dưới 10%, tro trung bình hàm lượng 10-30% và nhiều tro hàm lượng >30%. Tùy điều kiện cụ thể của từng mỏ mà xác định hàm lượng tro tối đa cho phép. Đối với mục đích sử dụng than năng lượng, nhiệt độ nóng chảy của tro có một giá trị thực tế lớn. Theo nhiệt độ nóng chảy của tro người ta chia ra: dễ nóng chảy ($<1200^{\circ}\text{C}$), nóng chảy trung bình ($1200-1350^{\circ}\text{C}$) và khó nóng chảy ($>1350^{\circ}\text{C}$).

c. Chất bốc

Chất bốc là các sản phẩm ở thể khí và hơi (trừ nước) tách ra từ than do sự phân huỷ khói hữu cơ khi bị nung nóng tới $850\pm25^{\circ}\text{C}$ trong điều kiện không có không khí. Trong tiến trình nung nóng, lúc đầu nước hấp phụ thoát ra, rồi đến các khí CO_2 và CH_4 . Khi nhiệt độ trên 500°C , bắt đầu tách ra các hydrocacbua phức tạp và các hợp chất của oxy. Lưu huỳnh thường thoát ra dưới dạng H_2S . Trong thành phần của chất bốc, ngoài các sản phẩm phân huỷ của khói hữu cơ còn có các sản phẩm phân huỷ từ các hỗn hợp

vô cơ và các khí bị hấp lưu trong than. Trong thành phần khí của chất bốc có chứa các khí sau: hydro, oxy, nitơ tự do, metan, etan, etylen, cacbonic, dihydrosulfua...

Chất bốc là các sản phẩm rất quý vì phần lớn đều cháy và cho nhiệt lượng cao, mặt khác đó là nguyên liệu cơ bản cho ngành hóa học than.

Lượng chất bốc phụ thuộc rõ rệt vào mức độ biến chất của than. Mức độ biến chất càng tăng, lượng chất bốc càng giảm. Vì thế, đã từ lâu các nhà địa chất đã sử dụng rộng rãi lượng chất bốc như một trong các chỉ tiêu quan trọng nhất để đặc trưng cho mức độ biến chất của than cũng như khi xây dựng các bảng phân loại than. Bảng IV.4 cho ta khái niệm về sự tăng lượng chất bốc ở những loại than có nguồn gốc khác nhau và mức độ biến chất khác nhau.

Bảng IV.4. Lượng chất bốc trong than khoáng
(theo K. G. Aronov và L. L. Nexterenko)

Kiểu than	Lượng chất bốc của khói cháy V ^{ch} , %
Than mùn cây:	
- Than bùn	70
- Than nâu	41 - 67
- Than đá	10 - 45
- Antraxit	12 - 10

Ngoài ra lượng chất bốc cũng phụ thuộc vào các yếu tố khác: Bản chất và thành phần thạch học của than, độ khử, hàm lượng, thành phần các tạp chất khoáng và mức độ phong hoá than...

Chất bốc được xác định ở nhiệt độ $850 \pm 25^{\circ}\text{C}$. Ở nhiệt độ khá cao này, một số thành phần của các tạp chất vô cơ bị tách ra ở thể khí và đi vào thành phần của chất bốc. Do đó độ tro lớn sẽ đem đến cho than có lượng chất bốc lớn.

Ngoài ra, do ảnh hưởng của quá trình phong hoá, lượng chất bốc lấy của than ở đối này so với than chưa bị phong hoá, sẽ tăng lên ở những loại than biến chất cao và giảm đi ở than biến chất thấp.

d. Cốc (hay xi cốc)

Đó là phần cứng còn lại sau khi các chất bốc thoát ra khi nung nóng than, trong

diều kiện không có khói khí. Cốc gồm các vật chất hữu cơ bền vững về nhiệt, toàn bộ tro và một phần các chất bốc vẫn còn sót lại. Cốc không tro hay cốc sạch (K_s) sẽ bằng cốc tàn dư hay cốc khô (K_k) trừ đi tro: $K_s = K_k - A$

Các loại than khác nhau cho cốc với đặc tính khác nhau. Có loại vụn thành bột, có loại gắn kết lại rắn chắc, có loại gắn kết yếu, có loại xốp, có loại đặc xít... Đặc tính của cốc sẽ quyết định khả năng sử dụng than trong luyện kim.

e - Nhiệt lượng cháy

Nhiệt lượng cháy (hay khả năng tạo nhiệt) của than là lượng nhiệt thoát ra khi đốt cháy hoàn toàn một đơn vị trọng lượng của nó. Thường nhiệt lượng cháy được thể hiện theo đơn vị cal/g hoặc kcal/kg.

Nhiệt lượng cháy của than là một trong những chỉ tiêu cơ bản về chất lượng của nó: Than năng lượng nào có nhiệt cháy càng cao thì càng tốt.

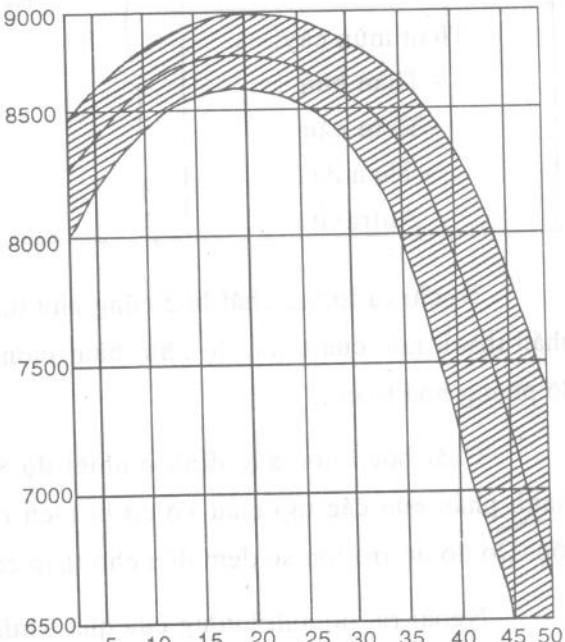
Có thể tính gần đúng nhiệt lượng cháy của than theo các kết quả phân tích thành phần nguyên tố của nó. D.I. Mendeleev đưa ra công thức tính nhiệt lượng cháy sau đây:

$$Q_T = 81C + 300H - 26(O-S) \text{ kcal/kg}$$

Thực tế, thường xác định nhiệt lượng cháy của than trong bom nhiệt kế.

Nhiệt lượng cháy được tính theo sự tăng nhiệt độ của nước cất trong bom sau khi đốt than trong những điều kiện quy định gọi là "nhiệt lượng cháy theo bom" (Q_b). Nhiệt lượng này không tương ứng với nhiệt lượng nhận được khi đốt than trong các lò công nghiệp

Với sự tăng mức độ biến chất của than, lúc đầu nhiệt lượng cháy tăng lên và đạt được cực đại ở than luyện cốc và than nghèo - thiêu kết, sau đó giảm đi về phía than gầy và antraxit. Nhiệt lượng cháy của



Hình IV.5. Sự biến đổi nhiệt lượng cháy của than theo mức độ biến chất (theo B. Roga).

than nâu thường không vượt quá 4500kcal/kg, của than luyện cốc: 8600-8750kcal/kg, còn antraxit: 8200-8500kcal/kg (h.IV.5).

IV.3. KHẢ NĂNG LUYỆN CỐC CỦA THAN

Trong công nghiệp luyện kim yêu cầu phải có than cốc với các đặc tính như: cứng, bền vững, xốp và dễ gài phản ứng. Không phải tất cả các loại than đều cho cốc với đủ những đặc tính đó. Chỉ có than luyện cốc (K) là có thể cho loại than này. Trong điều kiện trữ lượng than luyện cốc không nhiều. Để đáp ứng nhu cầu của ngành luyện kim thường người ta dùng một hỗn hợp nhiều loại than khác nhau để luyện cốc.

Để đánh giá khả năng sử dụng than với mục đích sản xuất cốc luyện kim, quan trọng là các chỉ tiêu sau: chất bốc, độ thiêu kết, độ phồng và đặc tính độ dẻo. Trên đây ta đã đề cập đến lượng chất bốc trong phần này ta sẽ nghiên cứu các chỉ tiêu còn lại:

Độ thiêu kết

Độ thiêu kết là một đặc tính của than mà nhờ nó, trong điều kiện nung nóng không có khí, than vụn có thể gắn với nhau tạo thành một khối cháy cứng (cốc).

Độ thiêu kết là một đặc tính cơ bản và quan trọng nhất của than dùng trong công nghiệp khí hoá than, nhưng trước hết là đối với than dùng trong công nghiệp luyện cốc. Nhưng mỗi ngành đòi hỏi một mức độ nghiên cứu khác nhau. Những than có độ thiêu kết yếu có thể được dùng trong lĩnh vực năng lượng, khí hoá và chưng khử. Trong khi đó ngành luyện cốc đòi hỏi than có độ thiêu kết cao

Độ thiêu kết phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau: mức độ biến chất, thành phần thạch học, độ khử, độ tro... Hình IV.5 biểu diễn sự phụ thuộc giữa độ thiêu kết của than vào mức độ biến chất (B. Roga, 1958).

Có nhiều phương pháp xác định độ thiêu kết, phổ biến nhất là phương pháp Roga, phương pháp Gray-King.

Phương pháp Roga

Phương pháp này dựa trên sự nung hỗn hợp than cần xác định độ thiêu kết trộn lẫn với vật liệu trung tính và sau đó, đo độ bền cơ học của cốc nhận được. Về nguyên tắc, phép thử được tiến hành như sau: Dùng 1g than cần nghiên cứu trộn đều với 5g antraxit (độ hạt 0,315-0,4mm) trong một chén nung. San bằng bề mặt hỗn hợp, đậy

nắp, sau đó đưa vào lò nung ở 850°C. Sau 15 phút, lấy ra để nguội trong không khí 45 phút. Cân xi cốc, sau đó đưa lên mặt rây có đường kính 1mm. Đưa phần xi cốc có cỡ hạt >1mm vào một thùng quay trong 5 phút với tốc độ 50±2 vòng/phút. Sau đó đưa xi cốc ra rây, chỉ lấy phần có kích thước hạt >1mm, đem cân và lại cho vào thùng quay. Làm như vậy 3 lần, độ thiêu kết được thể hiện bằng chỉ số Roga và tính theo công thức sau:

$$(RG) = \left(\frac{G_0 + G_3}{2} + G_1 + G_2 \right) \frac{100}{3G} ,$$

trong đó:

G_0 : trọng lượng phần >1mm trước khi quay lần thứ nhất (g);

G_1 : trọng lượng phần >1mm sau khi quay lần thứ nhất (g);

G_2 : trọng lượng phần >1mm sau khi quay lần thứ hai (g);

G_3 : trọng lượng phần >1mm sau khi quay lần thứ ba (g);

G : trọng lượng cốc nhận được sau khi nung (g).

Phương pháp Gray - King

Than được đập nhô tới cỡ hạt <0,2mm, sấy khô ở 108±2°C. Đổ 20g than khô vào ống thuỷ tinh chịu lửa đặt nằm ngang sao cho than rải đều thành một lớp phẳng có chiều dài 15cm. Lò nung tới 300°C thì đặt ống vào. Nâng dần nhiệt độ tới 600°C sau khoảng 1 giờ. Đưa cốc nhận được ra so sánh với các kiểu cốc điển hình của Gray King, đã được ký hiệu bằng chữ A tới G theo thứ tự tăng dần độ thiêu kết.

B: Thiêu kết yếu, dễ vụn thành bột khi va chạm;

C: Thiêu kết, nhưng vỡ vụn khi xoa;

D: Thiêu kết, co rút, cứng trung bình;

E: Thiêu kết, co rút, nứt nẻ, cứng;

F: Hơi co, cứng;

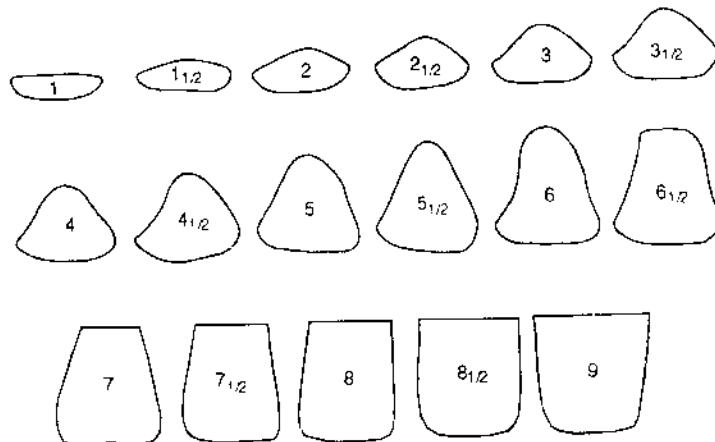
G: Cứng, không co (thể tích cốc đúng bằng thể tích than) - cốc điển hình;

Đối với các loại than nở thể tích, dùng các ký hiệu $G_1, G_2, G_3\dots$ để chỉ số phần

than điện cực cần phải trộn vào than nghiên cứu, sao cho tổng số là 20 phần để có được một hỗn hợp than sẽ cho cốc điển hình (kiểu G).

Độ phồng

Để xác định độ phồng của than trong thời gian bị nung nóng, có nhiều phương pháp, phổ biến là hai phương pháp sau đây:



Hình IV.6. Mất nghiêng của các mẫu cốc chuẩn.

- Phương pháp thứ nhất dựa trên sự nung nóng than với tốc độ nhanh (khoảng 400°/phút) trong một chén nung. Nguyên tắc là dùng một chén nung có hình dạng đặc biệt, đã được tiêu chuẩn hoá, trong đó 1g than đã nghiên nhỏ được san bằng cho hoàn toàn nằm ngang. Chén được nung dưới ngọn lửa của khí đốt, thí nghiệm kéo dài không quá 2,5 phút. Cốc nhận được trong chén nung sẽ đem so sánh với các mẫu cốc đã tiêu chuẩn hoá và đã được đánh số (hình IV.6). Để loại trừ các sai lầm do quan sát, người ta dùng một ống thẳng đứng để quan sát mặt cắt lớn nhất của cốc nhận được. Sau khi so sánh, cốc sẽ có số hiệu tương ứng với số hiệu của mẫu có hình dạng gần gũi nhất. Trị số này được gọi là “chỉ số độ phồng tự do”.

- Phương pháp thứ hai xác định độ giãn nở cực đại (tính theo %) của than được nung nóng với tốc độ nhỏ. Phổ biến là phương pháp Arnu-Audibart. Dùng 10g than khô hoàn toàn, có cỡ hạt <0,16mm trộn với 1ml nước cất và nén lại thành thỏi có chiều dài 60mm. Cho thỏi than này vào ống đo, sau đó đặt một pittông lên trên. Phần cuối của pittông được gắn kim xác định vị trí của nó. Đặt ống thẳng đứng vào lò. Đầu tiên nung nóng nhanh tới nhiệt độ $325 \pm 350^{\circ}\text{C}$. Đỗ kim ở vị trí số 0. Sau đó đưa nhiệt độ của lò lên với tốc độ cố định $3^{\circ}\text{C}/\text{phút}$. Trong toàn bộ quá trình thực nghiệm sẽ ghi lại thời

gian, nhiệt độ và vị trí của pittông. Thí nghiệm kết thúc khi vị trí của pittông không thay đổi trong liên 5 phút. Đường biểu diễn vị trí của pittông là một đường cong. Qua đường cong này ta thấy lúc đầu pittông đi xuống do than chuyển sang trạng thái dẻo, sau đó than bã dầu phồng và pittông dần nâng lên. Hình IV.7 giới thiệu các đường cong đặc trưng của các kiểu than khác nhau.

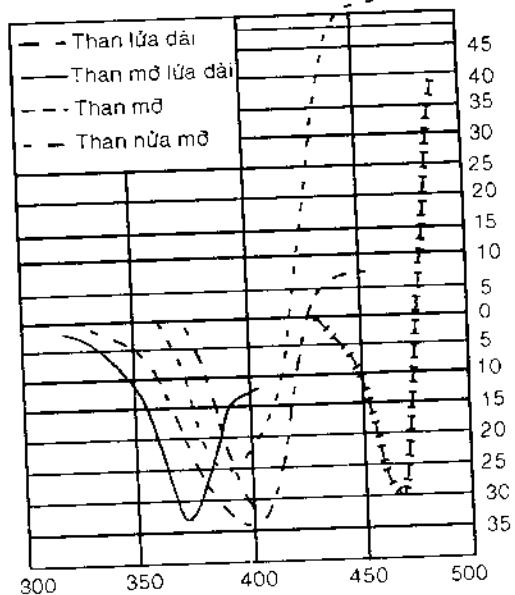
Chi số dẻo - phương pháp Xapojnikov

Khi bị nung không có không khí, than đá bị mềm và chuyển sang trạng thái dẻo, nhưng sau đó trở lại trạng thái cứng với sự tạo thành cốc. Hiện tượng mềm là một tính chất rất đặc trưng của than, việc nghiên cứu nó có một ý nghĩa khoa học và thực tế lớn. Cho tới nay có nhiều phương pháp nghiên cứu hiện tượng này. Phổ biến nhất là phương pháp của L. M. Xapojnikov.

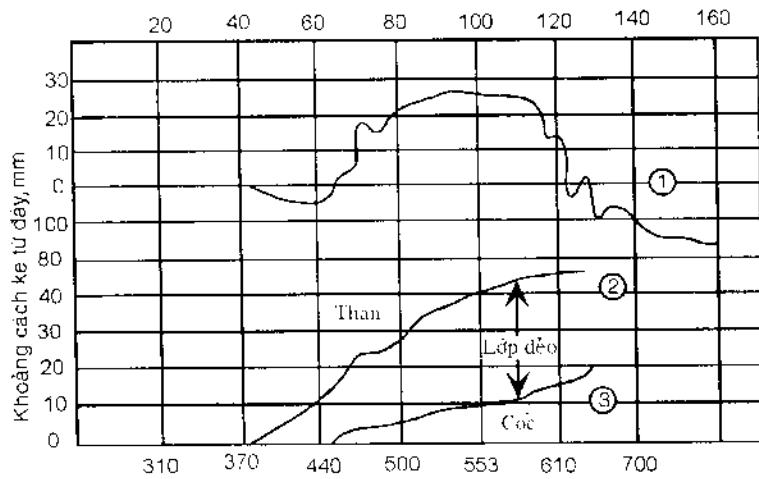
Các chỉ số dẻo là: Bề dày cực đại của lớp dẻo Y và độ co rút X.

Nguyên tắc thí nghiệm: Lấy khoảng 100g than với cỡ hạt <1,5mm (chú ý đảm bảo độ tro dưới 15% và độ ẩm dưới 5%), cho vào một ống đặc biệt của máy và nén với áp suất 1kG/cm^2 . Tăng nhiệt độ ở đáy ống, sau độ nửa giờ, nhiệt độ lên tới 250°C , từ đó không chế sao cho cứ mỗi phút nhiệt độ tăng lên 3°C . Thời gian thí nghiệm khoảng 3 tiếng đồng hồ và kết thúc khi nhiệt độ lên tới 730°C .

Ở nhiệt độ khoảng 350°C than tiết ra một lớp chất dẻo ở đáy ống, rồi dần nâng lên cao. Tiến hành đo bề dày lớp dẻo cứ 10 phút 1 lần (đo vị trí của mặt trên và mặt dưới lớp dẻo). Vẽ đường cong biểu diễn sự thay đổi bề dày của lớp dẻo. Bề dày lớn nhất được coi là Y - bề dày lớp dẻo. Ngoài ra kim tự động sẽ vạch trên biểu đồ đường cong biểu diễn sự dao động của bề dày mặt lớp than. Hiệu số độ cao giữa điểm đầu và cuối đường cong (vị trí của bề mặt lớp than lúc đầu và cuối thí nghiệm) chính là X - độ co rút của than (hình IV.8).



**Hình IV.7. Đường cong giãn nở của các kiểu than khác nhau
(theo B. Roga).**



Hình IV.8. Đường cong biểu diễn khả năng luyện cốc của than
 1 - đường cong thể tích; 2 - đường cong mặt trên lớp dẻo;
 3 - đường cong mặt dưới lớp dẻo.

Độ lớn của X và Y đổi với những loại than khác nhau thay đổi trong một phạm vi rộng. Than luyện cốc có $X = 15-28\text{mm}$ và $Y = 15-25\text{mm}$. Đặc tính của đường cong cũng có giá trị lớn để đánh giá khả năng luyện cốc của than. Than luyện cốc tốt đường cong này có dạng sóng với cực đại không cao.

Chương V

NGUỒN GỐC THAN

Từ hàng trăm năm nay, vấn đề nguồn gốc của than khoáng đã là đối tượng nghiên cứu tổng hợp của các nhà địa chất học, thạch học, cổ thực vật học và địa hóa học. Những thành tựu mà con người đã đạt được cho tới nay đủ để giải thích một số lớn những hiện tượng và sự kiện có liên quan tới nguồn gốc của than khoáng. Nhưng cũng tồn tại không ít những vấn đề đòi hỏi phải được nghiên cứu tiếp tục một cách toàn diện. Bởi vì, cũng như nhiều quá trình địa chất khác, quá trình thành tạo than là một quá trình hết sức phức tạp.

Vấn đề nguồn gốc than khoáng, cần phải giải thích được các vấn đề cơ bản sau đây:

1. Vật liệu ban đầu tạo nên than và ảnh hưởng của nó đến thành phần và tính chất của than.
2. Sự phân huỷ của vật liệu thực vật trong giai đoạn đầu của quá trình tạo than (giai đoạn than bùn), xác định rõ ảnh hưởng của môi trường, vai trò của nước, không khí, các khoáng chất và vi sinh vật.
3. Những điều kiện địa chất thuận lợi cho sự thành tạo các vùng than bùn rộng lớn, bao gồm các vấn đề tại chỗ và ngoại lai; Điều kiện để tạo nên các bể than ven biển và các bể than lục địa; Vấn đề trữ lượng than lớn và số lượng via nhiều.
4. Những biến đổi về hoá học và cấu trúc của than trong các giai đoạn địa chất khác nhau (sau khi than bùn bị vùi sâu dưới những lớp đá phủ). Ảnh hưởng của các nhân tố địa chất đến quá trình biến đổi này.

V.I. THỰC VẬT TẠO THAN VÀ SỰ TIẾN HÓA CỦA CHÚNG

Than chủ yếu do các loại thực vật, đôi khi có chứa một số di tích động vật tạo thành. Sự phong phú và đa dạng của thế giới thực vật đã là những nguyên nhân tạo nên sự đa dạng của thành phần và cấu trúc của các loại than.

Ngành cổ thực vật học đã chỉ ra rằng thế giới thực vật đã có những biến đổi sâu sắc qua các thời kỳ địa chất. Sự biến đổi này không chỉ xảy ra về mặt hình thái mà cả về mặt cấu trúc và thành phần hóa học của chúng nữa. Để hiểu rõ hơn đặc tính của thế giới thực vật trong các thời kỳ tạo tham, chúng ta hãy tìm hiểu sơ lược sự tiến hóa của thế giới thực vật trên hành tinh của chúng ta.

Trên cơ sở lịch sử phát triển của thế giới thực vật, các nhà cổ thực vật học đã chia lịch sử Trái Đất làm năm đại: Afit (aphiticum - không có thực vật), Eofit (thực vật khởi đầu), Paleofit (thực vật cổ sinh), Mezofit (thực vật trung sinh) và Kainofit (thực vật Tân sinh). Mỗi quan hệ của các đại thực vật với các ký hiệu địa chất được giới thiệu ở bảng V.1

V.1.1. Đại Eofit

Trong thời kỳ này phát triển các đại biểu đầu tiên của thực vật. Đó là các sinh vật đơn bào nguyên thuỷ nhất, đôi khi cũng gặp các thực vật gồm một vài tế bào giống nhau về chức năng. Đó là các loại tảo sống dưới nước, mà chủ yếu là loại tảo xanh lục.

Bảng V.1. Các đại phát triển của thế giới thực vật

Thời gian địa chất		Các đại phát triển thực vật	
Kỷ	Thứ	Tên đại	Thực vật ngự trị
(1)	(2)	(3)	(4)
Đệ Tứ	Holoxen		
	Pleistoxen		
Neogen	Plioxen		
	Mioxen		
Paleogen	Oligoxen	Kainofit	Thực vật hạt kín
	Eoxen		
	Paleoxen		
Creta	Muộn		
	Sớm		
Jura	Muộn		
	Giữa		
	Sớm		
Trias	Muộn	Mezofit	Thực vật hạt trần
	Giữa		
	Sớm		

Bảng V.I (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)
Pecmi	Muộn	Paleofit	Thực vật bào tử
	Sớm		
Cacbon	Muộn		Psilophyta
	Giữa		
Devon	Sớm		Tảo
	Muộn		
Silur	Giữa		Eofit
	Sớm		
Ordovic	Muộn		
	Giữa		
Cambri	Sớm		
	Muộn		
Tiền Cambri	Giữa		Afit
	Sớm		

V.1.2. Đại Paleofit

Kéo dài khoảng 170 triệu năm, gác các kỷ Silua, Devon, Cacbon và một phần Pecmi. Vào đầu thời kỳ này xuất hiện những thực vật sống trên cạn đầu tiên, với kích thước nhỏ gọi là psilophyta (quyết lô trắn). Từ những thực vật này đã sinh ra những nhóm thực vật phát triển cao hơn, đó là dương xỉ, chúng sẽ ngự trị trong kỷ Cacbon và Permi.

Thuộc về những thực vật to lớn nhất của kỷ Cacbon có các cây vẩy (lepidodendron) và cây phong ấn (sygilaria). Cây vẩy là những cây rất lớn, có chiều cao tới 30m, còn đường kính thân cây tới 2m. Các thân cây vẩy mặc dầu rất lớn nhưng chỉ chứa rất ít gỗ so với các loại cây gỗ hiện nay (tối đa là 1/6 đường kính). Trái lại vỏ rất phát triển. Các cây phong ấn hơi nhỏ hơn các cây vẩy một chút. Thân cây thẳng như cột và trên ngọn có các lá dài, bền chắc, tạo cho ngọn cây có dạng một đầu bút lông. Cả hai loại cây này bắt rễ ngang và rộng trong đất, nhờ vậy mà cây mặc dầu lớn vẫn

đứng vững trong vùng đầm lầy không ổn định.

Bên cạnh những cây trên, còn có những cây lô mộc (calamites) cũng thuộc vào những cây lớn nhất. Thân của chúng cao tới 20-30m, nhưng bên trong rỗng giống như tre nứa. Rễ của chúng có các buồng khí lớn, rất đặc trưng cho thực vật phát triển ở vùng đầm lầy.

Dương xỉ phát triển phong phú, dương xỉ Cacbon chia làm hai nhóm. Một nhóm là các thực vật thân gỗ, có chiều cao một, hai chục mét. Đó là nhóm marattiales mà hiện nay một số đại biểu vẫn còn ở các nước nhiệt đới. Nhóm thứ hai gọi là primosilices hoặc coenopteridales. Đó là các thực vật rất ít lá và cấu trúc của chúng đơn giản hơn dương xỉ thân gỗ.

Ngoài các nhóm trên còn có các dương xỉ sinh sản bằng hạt, bao gồm hai nhóm cơ bản: lygidoden-draceao, mà phổ biến là dạng sphenopteris và medulloseae mà phổ biến là pcoopteris và neuropteris. Đó là các thực vật có tổ chức cao hơn dương xỉ thân gỗ.

Trong danh sách các đại biểu thực vật Cacbon cần kể đến cocdai và các thực vật lá nhọn đầu tiên. Có thể nói cocdai là thực vật Cacbon duy nhất có dạng tương tự những thực vật ngày nay. Trong thân cây của chúng gỗ đã chiếm thành phần cơ bản. Vào cuối Cacbon cũng xuất hiện những thực vật đầu tiên, tổ tiên của những cây lá nhọn hiện nay, đó là walchia và lebachia.

Những thực vật mô tả trên đây chủ yếu đã sống ở Bắc Bán Cầu, nơi mà lúc đó khí hậu nóng và ẩm. Ở Nam Bán Cầu vào thời gian này tồn tại lục địa Gondwana. Trên lục địa này có những thực vật khác sinh trưởng, đặc trưng cho khí hậu lạnh có liên quan tới hoạt động băng hà vào thời kỳ Cacbon và Pecmi. Đại biểu đặc trưng cho hệ thực vật Gondwana là dương xỉ có hạt (glossopteris và gangamopteris) và mộc tặc (phylothecea và schizoneura).

V.1.3. Đại Mezofit

Đó là thời kỳ ngự trị của thực vật hạt trần. Hàng loạt các đại biểu của Paleofit bị tiêu diệt. Vai trò của dương xỉ có hạt giảm đi nhiều. Thay vào đấy là sự ra đời và phát triển của các nhóm thực vật mới, tiến hóa hơn, phù hợp hơn với điều kiện khí hậu mới, khác với kỷ Cacbon. vai trò chủ yếu thuộc về Ginkgoinae và các cây lá nhọn.

Ginkgoinae xuất hiện gần như đồng thời với các thực vật lá nhọn đầu tiên vào cuối Paleofit. Hiện nay chúng cũng đã bị tiêu diệt gần như hoàn toàn, trừ đại biểu duy nhất còn sót lại là *ginkgo biloba* (Bạch quả) sống hoang dại ở Trung Quốc và được trồng trong các đền chùa của Nhật Bản. Đó là một loại cây có những lá dạng quạt đặc trưng.

Nhóm cây lá nhọn phát triển và phân hoá mạnh. Ngoài các dạng cổ còn lại từ Pecmi, đến lúc này đã xuất hiện một loạt các loài mới mà đa số cũng không còn tồn tại tới ngày nay, trừ một số dạng như: thông, tùng, bách, sa mộc, kim giao.

Ngoài ra trong thành phần đặc trưng của hệ thực vật trong Mezofit còn có tuế và á tuế. Hai nhóm này có lá rất giống nhau những cấu trúc của hoa lại khác nhau hoàn toàn.

Ở Gondwana, cũng như ở Châu Á, nơi mà trong Paleofit khí hậu khá nghiệt ngã đối với thực vật, sự chuyển từ thực vật Paleofit sang Mezofit xảy ra một cách từ từ. Trong lúc đó ở Châu Âu tình hình khác hẳn, ở đó từ Pecmi sớm khí hậu đã trở nên ngày càng khô và không có lợi cho sự phát triển của thực vật đầm lầy kiểu Cacbon.

Sang Triat, dần dần sự khác biệt giữa thực vật Nam và Bắc Bán Cầu trở nên không rõ nét. Đến Jura gần như ở các miền trên Trái Đất thực vật đều giống nhau. Các nhóm thực vật cơ bản là dương xỉ, lá nhọn và tuế. Ở Creta sớm (kết thúc Mezofit) thực vật vẫn mang đặc tính của Jura, nhưng nhiều nhóm đã nghèo đi (như dương xỉ). Ginkgoinae và tuế đã không còn chiếm ưu thế nữa. Trong lúc đó đã thấy xuất hiện những đại biểu đầu tiên của thực vật hạt kín.

V.1.4. Đại Kainofit

Đặc trưng là sự ngự trị của nhóm thực vật hạt kín, kéo dài từ Creta muộn qua Đệ Tam cho tới hiện nay. Trong Creta muộn, khí hậu ôn hoà, hơi nóng thậm chí một số nơi mang đặc điểm của vùng gần xích đạo. Các thực vật của đới ôn hoà như: già gai, liễu, giẻ hoặc mộc cận (thục quỳ) mọc bên cạnh những thực vật gần xích đạo như nguyệt quế, vả, khuynh diệp. Sự pha trộn hai loại này đặc trưng cho khí hậu trung bình nóng. Cuối Creta bắt đầu có sự khác nhau của thực vật đới ôn hoà và đới nóng hơn.

Vào Đệ Tam, thực vật rất phong phú, tạo ra những đới thực vật rất nhỏ, do sự biến đổi lớn về khí hậu trên Trái Đất. Vào Đệ Tam sớm, ở Bắc Bán Cầu có hai đới thực

vật khác nhau cơ bản, đó là đới thực vật xanh quanh năm, mang đặc tính nhiệt đới và xích đạo và đới thực vật khí hậu ôn hoà. Trong đới thứ nhất có thực vật đặc trưng cho khí hậu nóng như: cọ, và và nguyệt quế. Đới ôn hoà có mộc cận, bạch dương, giẻ, phi, liễu... mà đa số rụng lá về mùa đông.

Trong Đệ Tam muộn, do sự biến đổi tiếp tục về khí hậu trên Trái Đất đã dẫn tới sự khác biệt về địa lý của thực vật. Xảy ra sự "di cư" của thực vật từ nơi này sang nơi khác. Ví dụ sự chuyển của ôliu, nguyệt quế, cọ... từ Trung và Bắc Âu xuống phía Nam. Ở Nam Châu Á, thực vật Đệ Tam về cơ bản đã giống hiện nay. Ở Châu Âu, Bắc Á, giữa Đệ Tam và Đệ Tứ xảy ra sự thoái hoá và tiêu diệt phần lớn thực vật Đệ Tam do sự xuất hiện các thời kỳ băng hà. Thực vật quan trọng là thực vật đồng cỏ. Trong lúc đó ở phía Nam, phổ biến là các thực vật đã có từ Đệ Tam và kéo dài cho đến ngày nay.

V.2. QUÁ TRÌNH TÍCH TỤ CÁC VẬT LIỆU THỰC VẬT TẠO THAN

Có nhiều bể than chiếm những vùng rộng lớn hàng vài nghìn hoặc vài chục nghìn kilomet vuông, với các vỉa than rất dày, bao gồm một trữ lượng hàng chục, thậm chí hàng trăm tỷ tấn. Vẫn dẽ nguồn gốc của vật liệu đã tạo nên các vỉa than đã được các nhà địa chất nghiên cứu có hai nhóm quan điểm giải thích.

V.2.1 Lý thuyết tại chỗ

Sự thành tạo các vỉa than đã xảy ra tại chính nơi mà thực vật tạo than đã sống. Các vỉa than hiện nay đã được thành tạo do sự tích tụ một số lượng khổng lồ các di tích thực vật chết ở tại nơi mà chúng đã sống và phát triển. Trên những vùng băng phẳng rộng lớn, do điều kiện khí hậu và thuỷ văn thích hợp cây cối phát triển phong phú. Những lá cây, cành cây, đôi khi cả thân cây chết đi, rơi xuống, tích tụ lại. Trong những điều kiện thích hợp, xác thực vật biến thành than bùn như ta vẫn thấy hiện nay ở các đầm lầy than bùn. Do tốc độ sụt lún của đáy đầm lầy cân bằng với tốc độ sinh trưởng của thực vật, lớp than bùn được tích tụ mỗi ngày một dày. Quá trình tạo than bùn vẫn tiếp tục xảy ra chứng nào mà sự cân bằng này chưa bị phá vỡ. Sau vì một lý do nào đó, mực nước dâng lên nhanh và một lớp nước dày phủ lên đầm lầy than bùn. Sự tích tụ vật liệu thực vật được thay thế bằng các vật liệu khoáng. Lớp than bùn bị vùi lấp và sau này biến thành vỉa than.

Lý thuyết tại chỗ được nhiều nhà nghiên cứu ủng hộ như Brongniart (Pháp), H.

Potonie và Stutzer (Đức), Stevenson và White (Mỹ), Renier và Fourmarier (Bỉ) và da số các nhà địa chất Liên Xô (cũ). Những tài liệu thực tế chủ yếu mà họ đưa ra làm cơ sở cho lý thuyết tại chỗ là:

- Ở trại của các vỉa than (chủ yếu là sét kết hoặc bột kết) thường chứa rất nhiều di tích rễ cây, đó chính là lớp thổ nhưỡng cổ mà trên đó thực vật tạo than đã mọc.
- Ở nhiều bể than có tuổi khác nhau, người ta đã tìm thấy vết in của các thân cây đứng thẳng góc với mặt phân lớp.
- Nghiên cứu đặc điểm của các thực vật tạo than cổ người ta thấy chúng giống với thực vật ở các đầm lầy than bùn hiện nay.
- Sự bảo tồn trong trạng thái hoàn hảo của lá cây và các di tích thực vật khác ở trong vỉa than và đá vây quanh chứng tỏ chúng không bị vận chuyển đi xa.
- Diện tích của các bể than rất lớn, hoàn toàn giống như diện tích của các đầm lầy than bùn hiện nay.
- Hàm lượng các khoáng chất trong than đá khá nhỏ, điều đó hoàn toàn không thể xảy ra trong trường hợp các di tích thực vật được các dòng nước vận chuyển tới.

V.2.2. Lý thuyết ngoại lai

Sự thành tạo các vỉa than xảy ra ở các vùng hồ... do dòng nước vận chuyển các vật liệu tạo than từ nơi khác đến. Lý thuyết này được Fayol và Duparque ủng hộ. Sau đó chủ yếu được Duparque (Pháp) và Stainier (Bỉ) bảo vệ. Dựa trên các cơ sở sau:

- Các di tích thực vật tạo nên vỉa than nói chung dưới dạng mảnh nhỏ, các đoạn thân hoặc cành lớn khá hiếm. Điều đó chỉ có thể giải thích bằng quá trình vận chuyển lâu dài.
- Nghiên cứu các di tích thực vật đã được lảng đọng theo các đới, tùy thuộc vào đặc tính của mỏ và kích thước của các đoạn thực vật, đúng theo quy luật phân đới trầm tích cơ học.
- Xen kẽ giữa các vỉa than thường tìm thấy các trầm tích biển có chứa các hóa đá của các động vật sống trong môi trường biển.
- Ở trại nhiều vỉa than không tìm thấy rễ cây. Ngay cả các trại vỉa than có chứa

rề cây cũng được Duparque giải thích bằng quan điểm ngoại lai. Theo ông, sự có mặt của lớp đất rừng này là do sự nâng lên tạm thời của các bể trầm tích, cho phép hình thành các rừng cây ở những vị trí tương đối cao. Sự tồn tại của những rừng cây này xảy ra không lâu thì bể trầm tích lại bị sụt lún, nước biển phủ lên. Và trong những điều kiện thuận lợi, một via than có thể được hình thành (bằng con đường ngoại lai) tại ngay trên lớp đất rừng đó.

Tóm lại, lý thuyết tích tụ tại chỗ chủ yếu dựa trên những quan sát sự thành tạo các đầm than bùn hiện đại và tìm những đặc điểm tương đồng giữa chúng và các thành tạo than khoáng. Trong khi đó, lý thuyết tích tụ ngoại lai dựa trên cơ sở những tài liệu chứng minh sự tích tụ thực vật xảy ra dưới tác động chủ yếu của yếu tố cơ học của dòng nước. Cả hai lý thuyết này đều dựa trên những tài liệu thực tế không thể bác bỏ, cho nên là không nên loại trừ một khía cạnh tích tụ nào. Trên cơ sở những quan điểm mới về quá trình tạo than bùn, S. Kulczynski đã xác định rằng, dòng chảy và sự lanh dong tại chỗ ít ra cũng không phải là những hiện tượng loại trừ nhau mà ngược lại, trong những trường hợp nhất định, chúng lại đi kèm nhau. Cả hai các tích tụ vật liệu thực vật đó có thể bổ sung cho nhau và xảy ra đồng thời. Tuy nhiên những tài liệu nghiên cứu cho thấy hầu hết các bể than, đặc biệt là các bể than lớn, quá trình tích tụ vật liệu tạo than theo con đường tại chỗ là chủ yếu. Tất nhiên trong những bể than lớn như vậy, không loại trừ khả năng có các dòng nước vận chuyển vật liệu thực vật từ nơi này đến nơi khác trong phạm vi bể than, thậm chí do sự phân bố về kiến tạo, ở một khu vực nào đó của bể than đang tích tụ, có thể xảy ra bào mòn, kết quả là than ở các vỉa đê lược thành tạo bị dòng nước cuốn đến những nơi đang xảy ra tích tụ vật liệu thực vật, tạo điều kiện cho sự hình thành các via than hỗn hợp.

Như vậy, hoàn toàn có cơ sở để cho rằng các đầm lầy than bùn hiện nay là hình ảnh trung thực nhất của các bể trầm tích than cổ. Những kết quả nghiên cứu từ đầm lầy than bùn hiện nay đã làm sáng tỏ các quá trình tạo than xảy ra ở các thời kỳ địa chất trước đây.

V.3. SỰ THÀNH TẠO THAN BÙN

Than bùn, một thành tạo cháy hiện đại, còn giữ được kiến trúc của vật liệu thực vật (chủ yếu là cao đắng), được thành tạo do sự tích tụ các tàn tích thực vật trong điều kiện ám trời và thiếu không khí.

V.3.1. Thực vật tạo than bùn

Những thực vật tạo than bùn chính là những thực vật có thể sống ở trong những vùng ẩm ướt. Hay nói khác đi, thực vật ít nhiều đều ưa nước. Về cơ bản, có thể chia chúng ra làm hai nhóm: Một nhóm sống hoàn toàn trong nước và một nhóm sống trong điều kiện ít nước hơn (đầm lầy - lục địa).

Thực vật tạo than sống hoàn toàn trong nước

Đó là các loại thực vật không có rễ bám xuống đất, chúng sống nổi trên mặt nước, có thể di chuyển từ nơi nọ đến nơi kia nhờ dòng nước và gió.

Thực vật tạo than bùn đầm lầy lục địa

- Thực vật rêu: Đó là những thực vật nhỏ, chiều cao dưới 10cm, cao nhất là 20cm. Chúng chiếm tầng thấp nhất của thảm thực vật đầm lầy than bùn. Quan trọng nhất là rêu trắng (sphagnum) và rêu xanh (hypnum). Rêu trắng phổ biến rộng rãi trên bề mặt Trái Đất. Đó là đại biểu quan trọng nhất của thực vật đầm lầy kiểu cao. Ngày nay, trong quá trình tạo than bùn, rêu xanh đóng vai trò nhỏ hơn rêu trắng ra nhiều, nhưng trong quá khứ địa chất chúng đã từng là những thực vật tạo than bùn chủ yếu. Các loại rêu đều sinh sản bằng bào tử.

- Thực vật thân cỏ: Chúng thường sống ở ven bờ sông hoặc hồ, rất có ý nghĩa trong tạo than bùn. Trong số những thực vật này cần phải kể đến mộc tặc sinh sản bằng bào tử, thường sống ở các đồng than bùn kiểu thấp. Bên cạnh nó còn có các nhóm lau sậy, có rễ ăn sâu đến đất tới 1-2m và có thể sống ở những chỗ tương đối sâu của sông hoặc hồ, đôi khi phát triển thành những đới tương đối rộng và tạo thành than bùn lau sậy.

- Các loại cây gỗ: Tham gia vào sự tạo than bùn thường là thông, tùng, bạch dương, liễu... Những cây bụi và cây gỗ đóng vai trò chủ chốt trong các đầm lầy vùng nhiệt đới.

Đầm lầy than bùn tăng trưởng không chỉ bởi một kiểu thực vật mà bởi một quần thể thực vật, hay một thảm thực vật. Một thảm thực vật đầm lầy than bùn thường bao gồm một số khá lớn các thực vật khác nhau. Thảm thực vật của đầm lầy than bùn chia làm ba kiểu:

+ Kiểu Eutrofit: Khoáng hóa mạnh và độ chua thấp (dộ tro 5-18%, pH = 5,5-7);

+ Kiểu Mezofit: Khoáng hoá vừa và độ chua vừa phải (độ tro 4-5%, pH = 4,5-5,5);

+ Kiểu Oligofit: Khoáng hoá yếu và độ chua cao (độ tro 2- 4%, pH = 3,5 - 4,5).

V.3.1. Các yếu tố sinh hoá của sự thành tạo than bùn

Sự phân huỷ các tàn tích thực vật xảy ra trong giai đoạn thành tạo than bùn, quá trình này rất phức tạp. Nó phụ thuộc vào thành phần hoá học của vật liệu thực vật ban đầu. Điều kiện hoá lý, vi khuẩn..

V.3.1.1. Vi sinh vật

Vi sinh vật bao gồm: vi khuẩn, nấm mốc, men có số lượng đông đảo. Chúng sống trong những điều kiện rất khắc nghiệt như trong than bùn và thậm chí cả trong than nâu. Hầu hết vi sinh vật sống bằng chất hữu cơ của các sinh vật chết. Vi sinh vật có hai loại là ưa khí và kị khí. Vi sinh vật ưa khí chỉ sống được nhờ có oxy tự do, còn sinh vật kị khí có thể sống ở những nơi không có không khí.

Vi sinh vật có khả năng sinh sản rất nhanh, sau vài giờ chúng có thể tạo ra hàng tỷ chục chất. Dâng lầy than bùn, nơi tích tụ các tàn tích của thực vật chết, rõ ràng là một môi trường thuận lợi cho sự hoạt động của các vi sinh vật. Ở đây chúng phát triển với số lượng rất đông đảo, trong 1g than bùn lầy ở trên mặt có tới 1250 triệu vi sinh vật. Thế giới đông đảo các vi sinh vật này đóng một vai trò quan trọng trong sự hình thành than bùn.

Trên một mặt cắt của dầm lầy than bùn, sự phân bố của các vi sinh vật thay đổi từ trên xuống dưới. Lượng oxy giảm đi nhanh theo chiều sâu, do đó số các sinh vật ưa khí cũng giảm đi nhanh từ trên xuống dưới. Trong lúc đó, số các sinh vật kị khí tăng lên và cuối cùng thay thế hoàn toàn cho vai trò của các vi sinh vật ưa khí.

Quá trình hoạt động của vi khuẩn được coi là nguyên nhân phá huỷ sự cân bằng tương đối trong hệ thống phức tạp của vật chất hữu cơ đã được thực vật tạo than xác lập khi còn sống. Sự phá huỷ cân bằng tương đối này là một trong các nguyên nhân biến đổi tiếp tục của vật chất hữu cơ trong quá trình tạo than. Hiện nay, đa số các nhà nghiên cứu chỉ công nhận vai trò của các hoạt động sống của vi sinh vật trong giai đoạn thành tạo than bùn.

V.3.1.2. Nước

Nước đóng vai trò vô cùng quan trọng trong sự thành tạo than. Nước có tác dụng ngăn cách không khí để cho vật liệu thực vật chết không bị thổi rửa hoàn toàn, đồng thời đưa thức ăn đến nuôi thực vật tạo than bùn còn đang sống, nó còn trực tiếp tham gia vào quá trình phân huỷ vật liệu thực vật để tạo nên than bùn.

V.3.1.3. Không khí

Không khí cũng tham gia vào quá trình thành tạo than bùn. Trước hết, nó gây ra sự oxy hoá vật liệu thực vật và mặt khác nó đẩy mạnh quá trình trùng hợp phân tử và làm ngưng tụ các keo của vật liệu hữu cơ.

Ba yếu tố trên (vi sinh vật, nước, không khí) tuy có những tác động khác nhau, nhưng giữa chúng cũng có những tác động qua lại nhất định. Ví dụ, chế độ nước nhất định của một môi trường sẽ quyết định sự tham gia của không khí và do đó sẽ quyết định tính chất các loại hoạt động sống của các vi sinh vật.

Trong điều kiện nước phong phú, không có sự tham gia của không khí, vật chất thực vật bị keo hoá và biến thành dung dịch keo. Mức độ keo hoá các vật liệu thực vật tùy thuộc vào đặc tính của vật liệu và vào sự lâu dài của quá trình. Để bị keo hoá nhất là licnin và xenlulozơ. Chúng biến thành một khối vô định hình, có trong thành phần của nhiều loại than khác nhau. Khi quá trình phân huỷ xảy ra không mạnh, sản phẩm keo hoá còn giữ được hình dạng và các dấu hiệu kiến trúc ban đầu mà ta có thể nhận biết được dưới kính hiển vi.

Trong điều kiện tham gia hạn chế và có tính chu kỳ của không khí, vật chất thực vật lại bị fuzinit hoá. Trong quá trình này licnin và xenlulozơ bị mất nước, khô đi và một chừng mực nào đó bị oxy hoá, biến thành một chất keo cứng, còn bảo tồn tốt kiến trúc ban đầu (fuzinit).

Trong thực tế có những quá trình trung gian giữa keo hoá (vitrinit hoá) và fuzinit và thường có sự thay thế của quá trình này bằng quá trình khác. Sự thay đổi điều kiện của môi trường này được thể hiện ở tính phân lớp của vỉa than, hay nói khác đi, thể hiện ở sự thành tạo các thành phần thạch học than khác nhau của vỉa than.

V.3.1.4. Thể oxy hoá khử

Trong thực tế rất khó tách sự tác động của thể oxy hoá khử của môi trường

phân huỷ vật liệu ban đầu với các tác nhân khác như nước, không khí và sự hoạt động của vi sinh vật. Tuy nhiên các nhà nghiên cứu đều xác nhận các yếu tố ảnh hưởng đến sự phân huỷ vật liệu thực vật và chia ra làm hai quá trình thuần tuý hoá học và sinh vật. Nhân tố có tính chất quyết định đến phương hướng của các quá trình hoá học thuần tuý là thế oxy hoá khử của môi trường. Trong điều kiện hoàn toàn không có sự tham gia của không khí và nồng độ của các axit tương đối thấp, quá trình hoá học xảy ra ở đây là các quá trình khử. Còn trong điều kiện có sự tham gia của không khí và nồng độ của các axit tương đối cao, quá trình hoá học xảy ra ở đây chủ yếu là quá trình oxy hoá.

Theo N.Fuchs, thế oxy hóa của nước biển ngày càng có giá trị âm theo chiều sâu tăng lên của biển, điều đó có thể giải thích hiện tượng tăng dần mức độ than hoá theo chiều sâu của vịnh. Các mỏ than được thành tạo ở những vùng biển nông hoặc lục địa đôi khi có nước biển tràn vào. Nước biển chứa các vi khuẩn có ở tất cả các độ sâu nhưng càng sâu thì càng chứa nhiều các vi khuẩn kị khí hơn. Do đó, càng sâu trong nước biển thì môi trường tạo than càng khử hơn, than càng bị biến chất mạnh hơn.

V.3.1.5 Sự thành tạo mùn cát

Quá trình phân huỷ vật liệu thực vật tạo nên mùn cát, chính là quá trình dẫn tới sự thành tạo than bùn. Quá trình này phụ thuộc trước hết vào thành phần hoá học của vật liệu thực vật ban đầu. Như ta đã biết, hàm lượng của các thành phần hoá học trong thực vật thay đổi rất nhiều. Khoảng 10% trọng lượng khô của thực vật là tro. Phần hữu cơ của thực vật chứa chủ yếu là các hydrocacbon, lignin và anbumin nhưng với tỷ lệ khác nhau tùy thuộc vào loại thực vật, mức độ trưởng thành và bộ phận của cây. Hàm lượng lignin của thực vật thay đổi giữa 10-35% và của gỗ giữa 25 và 35%. Hàm lượng của anbumin trong cỏ vào khoảng 16% trọng lượng khô, còn gỗ hầu như không chứa anbumin, hàm lượng xenzululozơ thay đổi giữa 20-55%. Cũng cần nhớ rằng tốc độ phân huỷ của các thành phần khác nhau của thực vật là không giống nhau. Nếu ta xếp chúng theo thứ tự tăng dần độ bền vững thì sẽ có dãy các thành phần sau: chất nguyên sinh → chất diệp lục → dầu → hydrocacbon (xerobia và xenzululozơ) → lignin → vỏ cây → chất sừng → bào tử và phấn hoa → sáp → nhựa.

Để xác định vai trò của các thành phần thực vật khác nhau trong thành tạo than - chất mùn. Người ta tiến hành mùn hoá nhân tạo các thành phần riêng biệt rồi so sánh

sản phẩm nhận được với chất mùn tự nhiên. Có hai cách giải thích: a. Chất mùn xuất phát từ xenlulozơ; b. Lienin đóng vai trò chất tạo thành mùn cây.

Từ lâu, trong hoá học than đã bị thống trị bởi quan điểm của Fischer và Xchrader và sau đó được bảo vệ bởi Wehmer, Rose, Konig, Boss... Theo các nhà nghiên cứu này, chỉ có lienin là có thể tạo nên axit mùn cây với lý do là:

- Độ bền vững sinh hoá của lienin: Trong quá trình thành tạo than mùn, xenlulozơ cũng giống như anbumin và các thành phần không bền vững khác bị phân huỷ và biến mất, trong lúc đó hàm lượng lienin tăng lên một cách tương đối. Những thực nghiệm của họ chứng tỏ rằng, trong quá trình phân huỷ, hàm lượng xenlulozơ trong xác thực vật giảm đi một cách đều đặn, trong lúc đó hàm lượng của axit mùn cây tăng lên không tương xứng với sự giảm đi của xenlulozơ. Còn trong trường hợp của lienin thì có sự biến đổi tương xứng. Hàm lượng lienin giảm đi do sự biến đổi dần thành axit mùn cây.

- Người ta đã xác nhận rằng các axit mùn cây có nhân thơm giống như lienin. Hơn nữa các axit mùn cây đã tạo ra các sản phẩm phân huỷ giống với các sản phẩm nhận được từ lienin.

- Lienin và các axit mùn cây chứa các nhóm methoxyla mà xenlulozơ không có.

Theo quan điểm này, trong quá trình tạo than bùn, xenlulozơ, anbumin, hemixenlulozơ và các thành phần không bền vững khác bị biến mất. Lienin còn lại nhanh chóng biến thành axit mùn cây. Hỗn hợp axit mùn cây, sáp và nhựa và xác tàn tích không bị phân huỷ của thực vật tạo thành than bùn và than nâu đất. Sau đó axit mùn cây bằng con đường thoát nước, cacbonic và metan chuyển thành chất mùn cây trung tính. Lúc đó, xảy ra sự tăng trọng lượng phân tử và hàm lượng cacbon, biến than nâu đất thành than nâu ánh và than đá.

Hàm lượng lienin trong thực tế không lớn, mà trữ lượng than thì lớn. Mặt khác, cành và thân cây tạo than vẫn giữ được tốt cấu trúc tế bào. Nếu như giả thuyết lienin đúng thì các tế bào này phải bị phá huỷ, vì vật liệu ban đầu của than - lienin không tạo nên các mô độc lập của thực vật.

Ngược lại với quan điểm trên đây, một số nhà nghiên cứu đặc biệt là Marcusson và Rudge, đưa ra giả thuyết xenlulozơ. Theo các nhà nghiên cứu này, than được thành

tạo từ xenlulozơ qua giai đoạn oxyxenlulozơ.

Những người bảo vệ quan điểm nguồn gốc licnin hoặc nguồn gốc xenlulozơ của axit mùn cát đều đưa ra hàng loạt những dẫn chứng về tính bền vững sinh hóa học yếu của licnin hoặc là của xenlulozơ, cũng như sự giống nhau của các sản phẩm mùn hoà của chúng với vật liệu ban đầu. Họ cho rằng các chất còn sót lại của quá trình phân huỷ, trừ licnin hoặc xenlulozơ, sẽ tạo thành các sản phẩm dễ tan hoặc các sản phẩm khí để thoát ra ngoài. Chất bền vững sinh hóa còn sót lại là licnin hoặc xenlulozơ sẽ bị biến đổi hóa học mà tạo nên axit mùn cát. Cách đặt vấn đề như vậy rõ ràng là triệt để, bởi vì trong tự nhiên, quá trình biến đổi sinh hóa xảy ra trong các mô thực vật bao gồm nhiều thành phần khác nhau, mà không bao giờ xảy ra trong các điều kiện chỉ có một thành phần vật chất bị mùn hoà. Mặt khác các giả thuyết này không nghiên cứu các sản phẩm trung gian của sự phân huỷ trong các hợp chất không bền vững và không nghiên cứu mối quan hệ tác động qua lại giữa các hợp chất có trong thành phần thực vật, giữa chúng và các sản phẩm trung gian cũng như giữa các sản phẩm trung gian với nhau.

Bởi thế, một số nhà nghiên cứu có xu hướng nghiên cứu khả năng tạo thành axit mùn cát từ tất cả các tổ phần của thực vật. Ví dụ, nhà sinh vật học Waksman, trong lúc ủng hộ giả thuyết licnin, đã xác nhận rằng chất anbumin, dưới tác động của vi khuẩn là thành phần cơ bản tạo nên axit mùn cát. Có thể gọi giả thuyết của Waksman là giả thiết licnin-anbumin. Ông cho rằng anbumin là các sản phẩm hoạt động sống của sinh vật, tác động với licnin và tạo nên axit mùn cát.

Lý thuyết mới hơn là lý thuyết của Enders. Ông cho rằng axit mùn cát được thành tạo cả từ xenlulozơ lẫn licnin. Sự thành tạo axit mùn cát, theo quan điểm của Enders, có thể xảy ra như sau:

- Nếu điều kiện tự nhiên không thuận lợi cho sự phát triển của vi sinh vật thì quá trình trao đổi chất bị thay đổi, còn nếu các cacbonhydrat bị phân huỷ bình thường, tạo ra CO_2 và nước), thì $\text{CH}_3\text{CO-CHO}$ được hình thành.

- Dưới ảnh hưởng của các sản phẩm phân huỷ của các axit đậm hoặc của các anbumin nói chung, $\text{CH}_3\text{CO-CHO}$ trùng hợp rất nhanh và tạo thành các chất màu nâu tan trong nước, phản ứng này xảy ra nhanh chóng ở nhiệt độ 20°C .

- Do phản ứng trùng hợp, các sản phẩm tan trong nước này sẽ biến thành axit

mùn cây.

Enders đã thành công trong việc lập lại tất cả các giai đoạn này trong phòng thí nghiệm. Vì trong sơ đồ này các axit đậm giữ một vị trí quan trọng, nên ông giả thiết rằng khi thành tạo than giàu đậm, các sản phẩm phân huỷ của cacbonhydrat đóng vai trò quan trọng, trong khi đó các thành tạo nghèo đậm được thành tạo từ licnin. Vai trò của các vi sinh vật, theo Enders, là tạo nên các glioxyal mà không phải là phân huỷ các di tích thực vật.

Qua những quan điểm trình bày trên đây, ta thấy rằng quá trình tạo nên axit mùn cây là một quá trình hết sức phức tạp về phương diện hoá học, nó phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau. Hiện nay phần lớn các nhà nghiên cứu coi cả licnin lẫn xenlulozơ cũng như anbumin đều có thể tạo nên axit mùn cây, dưới tác động của những yếu tạo nhất định. Và chắc chắn rằng chất mùn cây mà cho đến nay người ta chưa hiểu một cách tường tân, bao gồm nhiều nhóm khác nhau. Trên cơ sở đó, ta cũng có thể thấy trước rằng cấu trúc của than là phức tạp và không đồng nhất về mặt hoá học.

V.3.1.6. Sự phân huỷ thực vật để tạo than bùn và tốc độ tích tụ của than bùn

Sự phân huỷ các tổ phần thực vật chết trong điều kiện đầm lầy than bùn đã xảy ra theo những con đường rất khác nhau. Những biến đổi này xảy ra chủ yếu dưới tác động của các vi sinh vật kị khí, chúng phá huỷ các di tích thực vật, tiếp theo là tích tụ một lớp thực vật vừa bị phá huỷ lên trên những lớp cổ hơn, hoặc trên những lớp khoáng không thấm như sét. Sự phân huỷ này dẫn tới tạo ra các vật liệu hữu cơ khác, trong số đó chủ yếu là axit mùn cây và các sản phẩm keo của chúng. Axit mùn cây này là các sản phẩm phân huỷ của các mô licnin - xenlulozơ của thực vật cao đẳng và là thành phần thường xuyên có mặt trong than mùn cây. Các vật chất bền vững bị phân huỷ ở một mức độ kém hơn và được tập trung trong than bùn với tất cả các dấu hiệu kiến trúc ban đầu. Hỗn hợp tất cả các sản phẩm phân huỷ trên đã tạo nên than bùn. Thành phần vật chất của than bùn tùy thuộc vào vật liệu ban đầu, mức độ phân huỷ chúng và đặc tính của các biến đổi sinh hoá.

Trong những điều kiện ngập nước mạnh, không có sự tham gia của không khí, vật liệu thực vật bị keo hoá, tức là biến thành một khối keo. Mức độ biến đổi tùy thuộc vào đặc tính của vật chất và sự lâu dài của quá trình keo hoá. Sản phẩm cuối cùng của

quá trình này là một khối keo. Nhưng trong thực tế nhiều khi quá trình keo hoá này xảy ra không triệt để, do đó vật chất bị keo hoá vẫn giữ được hình dạng và các dấu hiệu kiến trúc ban đầu mà ta có thể dễ dàng nhận ra dưới kính hiển vi (telinit). Trong những điều kiện có sự tham gia hạn chế và từng thời kỳ của không khí, vật liệu thực vật bị fuzinit hoá rất dễ nhận biết bằng mắt thường cũng như dưới kính.

Có thể có những quá trình trung gian giữa hai quá trình trên và có thể có sự chuyển biến giữa chúng. Khi nghiên cứu thành phần vật chất của than bùn hiện đại và các đặc điểm biến đổi của chúng, L. I. Bogolinbo và P. P. Timofeev (1968) đã chỉ ra rằng: Đặc điểm của sự thành tạo than bùn hiện đại là sự chiếm ưu thế rõ ràng của quá trình keo hoá với sự tạo thành các than bùn keo, các cấu trúc khác nhau của các tổ phần thực vật.

Mức độ phân huỷ khác nhau của vật liệu thực vật tạo than bùn thể hiện rõ rệt trên mặt cắt của các đầm lầy than bùn hiện đại. Từ trên mặt xuống sâu, sự biến đổi của than bùn xảy ra như sau: Trên mặt là than bùn có màu nâu nhạt hoặc vàng nhạt, các di tích thực vật chưa bị phân huỷ và nằm rời rạc. Xuống sâu hơn, than bùn có màu nâu sẫm, cấu trúc khá chặt bao gồm một khối hỗn hợp các vật liệu mùn và một số di tích thực vật chưa bị phân huỷ hết. Dưới cùng là than bùn màu đen, đặc sít, thường có cấu tạo phân lớp, vật liệu vô định hình chiếm ưu thế ít thấy các tổ phần thực vật, đôi khi thấy có xen các lớp fuzen mỏng.

Trong quá trình tạo than bùn, luôn luôn có những lớp vật liệu thực vật mới phủ lên các lớp đã bị phân huỷ ở một mức độ nào đó. Do đó, bề dày của các lớp than bùn có xu hướng tăng lên theo thời gian khi mà các điều kiện bảo đảm cho sự sinh trưởng của thực vật tạo than bùn vẫn được duy trì. Tốc độ tích tụ của than bùn rất khác nhau, tùy thuộc vào điều kiện khí hậu, vật liệu thực vật, chế độ kiến tạo vùng và độ sâu so với mặt đất. Theo L. Barrabe và R. Feys, hiện nay ở vùng lạnh, tốc độ tích tụ của than bùn ở trên mặt là 30cm trong 10 năm, còn ở độ sâu 7- 8m là 10cm trong một thế kỷ. Trong lúc đó, trong Jura, tốc độ khoảng 1-3m trong một thế kỷ (cũng ở độ sâu 8m).

V.3.1.7. Các dạng than bùn có nguồn gốc đặc biệt

a. Bùn thối: Được thành tạo từ các vật liệu thực vật hả đăng, chủ yếu là các loại tảo. Có thể gấp nó dưới dạng vỉa dọc lấp, nhưng thường tạo thành các lớp nằm dưới

hoặc xen kẽ trong các lớp than bùn mùn cây. Bùn thối thường thường có dạng keo, đồng nhất hoặc gần như đồng nhất, trông giống như thạch, có thể ở dưới dạng lửa cháy cho tới dạng cao su, thậm chí dạng da (dễ cắt bằng dao thành từng miếng). Trong mặt cắt của than bùn thối có thể thấy hiện tượng phân lớp mỏng. Hiện tượng này được giải thích bằng sự tăng không đều của các trầm tích hồ trong một năm. Về mùa đông có lớp bùn thối mỏng hơn và sáng màu hơn. Điều đó cho phép xác định tuổi của một vài lớp bùn thối tương đối chính xác. Ví dụ, lớp “bùn đen” ở hồ Xacxkoe ở Crum có bề dày 3m đã được tính tuổi là 2400 năm.

b. Than bùn dy: Là bùn thối có chứa một lượng đáng kể axit mùn cây hoặc một lớp đáng kể các tàn tích thực vật cạn (còn gọi là doplerit).

c. Bùn tàn sinh: Được tạo nên từ các phần bền vững không bị phân huỷ của thực vật, ví dụ: Màng lá, phấn hoa, bào tử nhựa, sáp... Do sự chiếm ưu thế của một loại nào đó mà ta có các bùn tàn sinh sau: Tàn sinh bào tử; Tân sinh thể sừng; Tân sinh thể nhựa (Ví dụ pyropisit, hổ phách và denhardit được tạo nên từ nhựa và sáp thực vật trộn lẫn với một số lượng nhất định các chất béo và anbumin động vật).

V.4. ĐẦM LẤY THAN BÙN VÀ SỰ THÀNH TẠO CHUNG

V.4.1. Phân loại các đồng than bùn

Đầm lấy than bùn, đó là những vùng đất ẩm hoặc ngập nước có sự phát triển của thế giới thực vật, là nơi mà sự vận chuyển của nước và do đó sự hoạt động của không khí khá yếu để cho các vật liệu tích tụ ở đó không bị phá huỷ hoàn toàn, mà lại được bảo tồn và biến đổi thành than bùn.

Hiện nay, đầm lấy than bùn có mặt ở những vùng khí hậu lạnh cho tới vùng xích đạo. Người ta có thể phân loại các đồng than bùn theo nhiều cách:

V.4.1.1. Theo điều kiện địa lý và bản chất thực vật gấp trong đầm lấy chia ra:

- Đầm lấy than bùn ven biển, nằm dọc bờ biển, ở các vũng cổ bị nhạt dần.
- Đầm lấy than bùn kiểu hồ, nằm trong lục địa, ở các thung lũng hoặc bình nguyên lầy hoá.

V.4.1.2. Theo điều kiện cung cấp nước và vật liệu khoáng chia ra:

- Đầm lầy than bùn kiểu thấp: Thường nằm ở những vùng trũng, nơi có dòng nước chảy đều, do đó lượng khoáng tương đối phong phú. Thực vật tạo than bùn khá phong phú và đa dạng, gồm chủ yếu là những loại đòi hỏi lớn lượng muối khoáng.

- Đầm lầy than bùn kiểu cao: Thường có ở những nơi cao hơn mức nước của vùng, đặc biệt là ở các vùng phân thuỷ thấp. Bề mặt của chúng có hình vòm, hình vòm thể hiện rõ ở vùng khí hậu ẩm hoặc ẩm trung bình và không rõ hoặc hoàn toàn biến mất ở vùng quá ẩm hoặc khô. Thế giới thực vật nghèo và đơn điệu. Đặc biệt xung quanh đồng than bùn kiểu cao được bao quanh một đới ngập nước mạnh, do nước từ vòm chảy xuống và do nước ở các vùng xung quanh chảy xuống. Ở đây thực vật mang đặc tính của đầm lầy than bùn kiểu cao.

- Đầm lầy than bùn kiểu trung gian: Có dạng phẳng hoặc lõm, thường có liên quan với nước địa phương có độ khoáng hoá trung bình. Thực vật mang đặc tính hỗn hợp, bên cạnh các đặc trưng cho đầm than bùn kiểu thấp thường có các dạng đặc trưng cho kiểu cao.

V.4.1.3. Theo thành phần thực vật, người ta chia ra:

- Đầm lầy than bùn thực vật thân cỏ: Nhìn chung, chúng phân bố ở những vùng khí hậu ẩm, nhưng cũng có cả ở những vùng lạnh (như Alaska) và rất hiếm ở những vùng nóng (chủ yếu là trên cao nguyên). Đó là những đồng cỏ ướt, tạo nên bởi các thực vật cạn hoặc hồ. Chúng phát triển trên mặt, trong khi ở sâu chúng bị chết và biến đổi dưới nước.

- Đồng than bùn thực vật thân gỗ: Chiếm ưu thế so với thân cỏ, thường có ở vùng ôn đới, các rừng đầm lầy của các nhiệt đới và xích đạo.

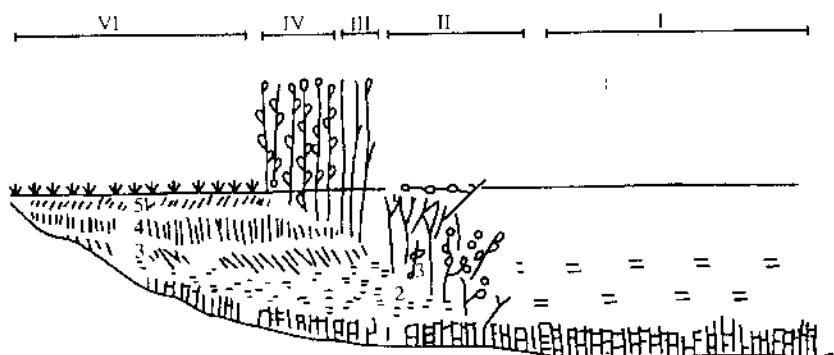
V.4.2. Sự thành tạo các đồng than bùn

Sự thành tạo các đồng than bùn là kết quả của quá trình đầm lầy hoá các vùng nước hoặc vùng khô. Trường hợp đầu là quá trình đầm lầy hóa hồ, thung lũng nước chảy, vụng... Còn trường hợp thứ hai là quá trình đầm lầy hoá các nền khoáng cứng hoặc nền đất trồng.

a. Sự đầm lầy hoá các bồn nước

Ở các bồn nước phát triển cả thực vật cao dẳng lẫn hạ dẳng. Tùy thuộc vào độ

sâu của nước mà chúng phân bố thành những đới khác nhau.



Hình V.1. Sứ phát triển của bồn nước có bờ thoải (theo A. V. Pitsugin):

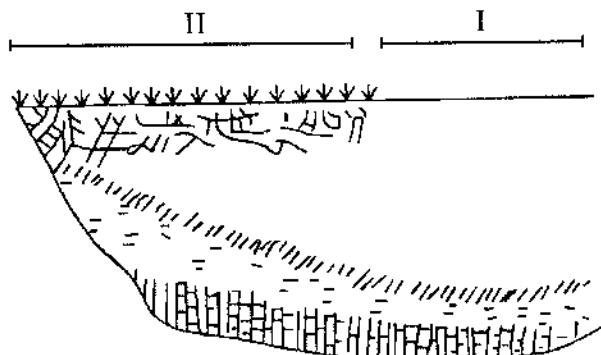
I- đói sinh vật nổi; II- súng nước sen; III- sậy; IV- lau; V- cỏ trong mặt cắt đứng; 1- bùn thối có vôi; 2- bùn thối; 3- than bùn sậy; 4- than bùn lau; 5- than bùn cỏ.

Theo chiều ngang: I - đới sinh vật nổi, II - súng nước, sen, III - sậy, IV - lau, V - cỏ.

Theo mặt cắt đứng: 1 - bùn thối có vôi, 2 - bùn thối, 3 - than bùn sậy, 4 - than bùn lau, 5 - than bùn cỏ.

Nếu như bồn nước có bờ ngập nước thoải thì sự phân đới này thể hiện rất rõ. Ở những chỗ sâu nhất (2-2,5m) phát triển các loại thực vật nước, chỉ có phần lá nổi trên mặt nước, ví dụ các cây súng, sen, còn ở độ sâu 1-1,5m là lau sậy và ở cận hơn là cỏ (hình V. 1).

Trên bờ, là các thực vật bụi hoặc rừng. Còn ở vùng nước xa bờ phát triển các sinh vật trôi nổi, sau khi chết chúng tạo ra một lớp bùn thối ở đáy hồ. Chính lớp bùn thối này làm cạn dần đáy hồ và tạo ra sự dịch chuyển dần về phía trung tâm hồ của các dải thực vật. Với sự phát triển của các thế hệ thực vật tạo than bùn kế tiếp nhau theo hướng ngày càng ít ưu nước hơn, cuối cùng bồn nước hoàn toàn bị lấp đầy bởi than bùn và biến thành lục địa (quá trình lục địa



Hình V.2. *Sự phát triển của bồn nước có bờ dốc (theo Pitsugin).*

hoá các bồn nước). Mật cát điển hình của vỉa than bùn tạo theo kiểu này là như sau (kể từ trên xuống).

Than bùn rêu.

Than bùn rừng.

Than bùn eo.

Than bùn lau sậy.

Than bùn dy (hỗn hợp bùn thối và mùn cây).

Bùn thối.

Trong trường hợp bờ hồ đúc thì tình hình diễn ra hơi khác. Ở đây phát triển loại thực vật có khả năng sống nổi trên mặt nước. Chúng bắt rễ ở vùng đáy gần bờ và vươn các nhánh trên mặt nước về phía trung tâm hồ (hình V.2).

Theo chiều ngang: I - dải sinh vật nổi, II - thực vật bè.

Theo mặt cắt đứng: 1 - than bùn có các di tích thực vật, 2 - bùn than bùn, 3 - bùn thối, 4 - bùn thối có vôi.

Những nhánh cây này đan vào nhau và dần tạo thành một cái bè nổi trên mặt nước. Với thời gian, bè này khá bền vững đến mức trên đó có thể phát triển cả các thực vật khác sống bằng muối khoáng hòa tan trong nước. Bè nổi này dần dần thu hẹp mặt nước tự do và cuối cùng phủ hoàn toàn mặt bồn nước. Những phần thực vật chết đi, tách khỏi bè rơi xuống đáy và tạo thành một lớp vật liệu hữu cơ nằm trên bùn thối của hồ. Trên mặt bè có thể mọc cỏ và tạo nên lớp bùn cỏ. Sự tăng bè dày của than bùn có dã làm cho khoáng chất nuôi dưỡng chúng bị nghèo đi nhanh chóng, do đó cỏ không thể tồn tại tiếp tục, mà được thay thế bằng các loại rêu. Từ lúc này các đầm lầy mang đặc tính chuyển tiếp từ pha nuôi dưỡng bằng nước ngầm sang pha nước khí tượng. Thời gian chuyển tiếp này trong một số trường hợp là khá dài. Nếu như sự cung cấp khoáng chất bị đình lại nhanh chóng thì các loại rêu hoàn toàn tiêu diệt tất cả các thực vật khác. Sự thống trị của rêu đã kết thúc giai đoạn phát triển của đầm lầy.

Như vậy, trong cả hai trường hợp, nằm lọt dưới than bùn là bùn thối. Sự có mặt của bùn thối ở đáy vỉa than đã chứng minh nguồn gốc hồ của đầm lầy than bùn. Ngược lại, sự vắng mặt của bùn thối chứng tỏ sự đầm lầy hoá xảy ra ở vùng đất khô.

b. Sự đầm lầy hóa các vùng có dòng chảy

Quá trình đầm lầy hóa chỉ có thể xảy ra ở những vùng mà quá trình tích tụ mạnh hơn bóc mòn. Sự giảm tốc độ chảy của nước có thể dẫn tới sự phát triển các loại thực vật ưa nước kiếu lau sậy. Các loại lau sậy này một mặt mở ra quá trình tích tụ than bùn, mặt khác tạo ra hàng rào ngăn nước, biến khu vực của dòng chảy thành một khu vực tương đối yên tĩnh, tách khỏi dòng của các con sông. Chính hoàn cảnh đó đã thúc đẩy sự phát triển của quần thể thực vật tạo than bùn kiếu chuyển tiếp và thậm chí cả kiếu cao.

c. Sự đầm lầy hóa các vùng đất khô

Đất khô thâm hoặc không thâm nước thường bão hòa nước và do đó có thể dễ dàng trở thành loại đất lầy lội. Ngược lại, loại đất thâm nước mất nước nhanh thì khó xảy ra quá trình đầm lầy hóa. Điều kiện đầu tiên của sự thành tạo đồng than bùn từ vùng đất khô là sự tăng độ ẩm của đất. Nguyên nhân tăng độ ẩm của đất có thể rất khác nhau: do sự nâng cao mực nước ngầm cao hơn mặt đất, do sự tràn vào của nước hồ hoặc sông, do sự tăng thường xuyên của lượng nước mưa, do thâm thực vật phát triển, ngăn tia nắng mặt trời và làm giảm độ bốc hơi của đất. Mặt khác, một số loại thực vật như rất có khả năng tích tụ nước khá lớn cũng làm tăng độ ẩm của vùng.

Sự tăng độ ẩm của đất gây ra sự phát triển các thực vật ưa nước, dần dần những thực vật này tiêu diệt các loài có trước chúng, không thích hợp được với điều kiện độ ẩm cao.

Thực vật ưa nước trước hết là rêu, chúng tạo nên một thảm khá dày và ngăn cản sự bốc hơi của đất. Các tàn tích của chúng dần tạo thành một lớp dày và do đó thế hệ thực vật mới dần dần bị tách khỏi nguồn cung cấp vật liệu khoáng từ lớp đất. Các thực vật bắt buộc phải sống nhờ vào đất sẽ ngày càng khó sống hơn, ngược lại, rêu trắng (sphagnum) sẽ ngự trị. Từ khi xuất hiện rêu trắng, tình hình thay đổi rõ rệt. Các cây gỗ trở nên xơ xác chết dần, đầu tiên là các cây thông, sau đó là bạch dương.

V.4.3. Sự chết của các đầm lầy than bùn

Sự chết của các đầm lầy than bùn xảy ra khi mà các điều kiện sống của thực vật ở bên trên đồng than bùn bị định lại. Nguyên nhân có thể là: sự khô cạn; sự bóc mòn; sự thay đổi tính chất hoá học của nước làm thực vật bị chết.

Nhưng sự kiện kết thúc về căn bản của tích tụ than bùn, đó là sự lún chìm dột ngọt của đầm lầy than bùn, kèm theo sự phủ lên than bùn bởi một lớp trầm tích khoáng.

V.4.4. Những nguyên nhân ảnh hưởng đến sự biến đổi bề dày của via than bùn

Quá trình tạo than bùn được bắt đầu bằng giai đoạn tích tụ vật liệu thực vật chết và biến chúng thành chất mùn cây. Quá trình này phụ thuộc vào trữ lượng nước và các khoáng chất trong đó, đồng thời phụ thuộc vào khả năng tái sinh của thực vật tạo than bùn. Trường hợp chung nhất là trường hợp đầm lầy hoá các bồn nước. Trong trường hợp này bề dày của via than bùn hoàn toàn phụ thuộc vào chiều sâu lớp nước ban đầu. Rõ ràng là chỉ khi nào đáy của bồn nước bị các vật liệu vô cơ tích tụ làm nồng tới mức các thực vật ưa nước có thể sống được thì quá trình tạo than bùn mới bắt đầu. Sự tích tụ các vật liệu thực vật ở đáy đầm than bùn làm nâng dần bồn nước, các thực vật ngày càng trở nên ít ưa nước hơn. Cuối cùng, bồn nước hoàn toàn bị lấp đầy bằng xác thực vật. Đó là quá trình chuyển biến tự nhiên, không có một yếu tố nào bên ngoài nào tác động vào. Do đó, như ta đã biết, một chu kỳ đầy đủ, bình thường sự tạo thành bùn phải bao gồm các lớp sau (từ trên xuống dưới): Than bùn rêu → Than bùn rừng → Than bùn cỏ → Than bùn lau sậy → Than bùn dy → Bùn thối.

Nếu mọi via than bùn đều phát triển theo thứ tự bình thường và có đủ 6 thành viên kể trên. Hay nói cách khác đi, mọi via than bùn đều giống nhau về bề dày cũng như thành phần thực vật tạo than bùn. Nhưng trong thực tế, luôn luôn xảy ra sự thay đổi mức nước một cách đột ngột ở các bồn tích tụ. Nguyên nhân cơ bản có ảnh hưởng lớn nhất đến sự tích tụ vật liệu thực vật là chuyển động kiến tạo.

Những chuyển động kiến tạo dương, nâng cao đáy bồn tích tụ thường dẫn đến sự kết thúc nhanh quá trình hình thành các lớp than bùn ở trên, do đó làm giảm bề dày các lớp than bùn thành viên, thậm chí, do chuyển động đột ngột có thể dẫn tới sự vắng mặt của một hoặc vài lớp thành viên nào đó. Nói tóm lại, chuyển động nâng lên dẫn tới sự giảm bề dày của toàn via than bùn.

Những chuyển động kiến tạo âm, ngược lại, kéo dài thời gian hình thành các lớp than bùn thành viên, dẫn tới tăng bề dày của toàn via than bùn. Sự tăng bề dày nhiều hay ít là tùy thuộc vào quan hệ của tốc độ sụt lún đáy và tối độ sinh trưởng của

thực vật. Nếu tốc độ sụt lún luôn nhỏ hơn tốc độ sinh trưởng thì ta vẫn có một mảng cắt dày đủ 6 thành viên trên, nhưng bề dày mỗi thành viên đều vượt quá bề dày bình thường. Nếu sự sụt lún xảy ra đột ngột thì ở một vị trí nào đó rồi trở lại bình thường thì ta có những vỉa than bùn được thành tạo trong một vài chu kỳ. Ví dụ một vỉa than bùn 2 chu kỳ tích tụ có thể là như sau: chu kỳ trẻ; chu kỳ già.

Quan hệ giữa chuyển động kiến tạo và tốc độ sinh trưởng của thực vật có thể hết sức phức tạp, do đó trong tự nhiên chúng ta có những vỉa than bùn với bề dày rất khác nhau, có những vỉa than bùn đơn giản (không có lớp kẹp) và cũng có những vỉa than bùn rất phức tạp (số lượng lớp kẹp nhiều).

V.5. SƠ LƯỢC VỀ CÁC GIAI ĐOẠN BIẾN ĐỔI VẬT CHẤT HỮU CƠ CỦA THAN

Quá trình tạo than là một quá trình lâu dài, phức tạp, bao gồm nhiều giai đoạn. Ở mỗi giai đoạn quá trình biến đổi vật chất hữu cơ mang những đặc điểm khác nhau về cơ bản.

Trong giai đoạn đầu, giai đoạn than bùn đóng vai trò cơ bản trong sự biến đổi thực vật mà các quá trình sinh hoá xảy ra do những hoạt động sống của các vi khuẩn. Các vi khuẩn với số lượng vô cùng đông đảo, một mảng đóng vai trò phân huỷ vật chất hữu cơ của thực vật chết, mặt khác chính chúng lại tạo ra những vật chất hữu cơ mới. Trong giai đoạn này xenzulozơ và licnin bị phân huỷ tạo thành axit mùn cát, chỉ còn lại một số thành phần thực vật bền vững trong quá trình sinh hoá học như nhựa, vỏ bào tử, chất sừng, sáp...

Sự biến đổi các vật chất hữu cơ không phải chỉ là kết quả của các quá trình hoạt động sống của vi khuẩn mà còn là kết quả của các phản ứng oxy hoá khử nuga. Tùy theo vai trò của từng loại biến đổi đó mà vật chất hữu cơ được giữ lại dưới trạng thái cứng hoặc hoàn toàn bị phân giải thành khí đi vào khí quyển. Mức độ phân huỷ của than bùn chính là sự tổng hợp các quá trình sinh hoá học, oxy hoá và khử và cũng chính điều này ảnh hưởng đến thành phần vật chất hữu cơ tham gia vào sự thành tạo các tổ phần của nhóm fuzinít và vitrinit. Và dĩ nhiên tham gia vào quá trình biến đổi vật chất hữu cơ trong giai đoạn đầu này còn phải kể đến vai trò của nước. Về mặt khối lượng, nước chiếm tới 90% thành phần của đầm than bùn. Nhiều quá trình biến đổi vật chất hữu cơ

xảy ra trong môi trường nước. Bởi vậy nước có một ảnh hưởng lớn đến quá trình biến đổi vật chất hữu cơ. Sự có mặt hoặc không của oxy cũng như các khoáng chất và vật chất hữu cơ trong nước, ảnh hưởng mạnh mẽ đến tiến trình biến đổi các vật liệu nguyên thuỷ.

Kết quả của những quá trình này là các vật chất hữu cơ bị biến đổi về căn bản. Những hợp chất phức tạp (những sản phẩm chủ yếu của quá trình biến đổi vật chất hữu cơ trong giai đoạn than bùn) mà chủ yếu là các hợp chất thơm được thành tạo. Trong khối vật chất hữu cơ bị biến đổi sâu sắc này, vẫn còn tàn dư của các thành phần bền vững trong quá trình sinh hóa học. Đồng thời, cũng cần phải nhấn mạnh rằng trong giai đoạn này có sự thoát ra của các hợp chất ở thể khí.

Sau khi vỉa than bùn bị các đá trầm tích phủ lên thì giai đoạn đầu của sự biến đổi này kết thúc và chuyển sang giai đoạn thứ hai. Vai trò của các quá trình sinh hóa học giảm đi. Đặc trưng cho giai đoạn này là các quá trình hoá lý xảy ra ở nhiệt độ tương đối không cao lắm (dưới 100°C) và sự tăng áp suất cũng xảy ra một cách chậm chạp. Kết thúc giai đoạn này là sự tạo thành than nâu. Trong giai đoạn này chủ yếu xảy ra quá trình đặc sít, mất nước, ximăng hoá và trùng hợp. Thể tích của chúng giảm đi từ 5-10 lần mất đi phần lớn nước và trở nên quánh, vật chất lỏng biến thành cứng, đơn giản thành phức tạp, ví dụ axit mùn cát biến thành chất mùn cây.

Khi đá trầm tích, trong đó có các vỉa than, bị lún chìm xuống sâu, nhiệt độ và áp suất được nâng lên cao, xảy ra sự biến đổi sâu sắc hơn các vật chất hữu cơ, thì sự biến đổi bước sang giai đoạn thứ ba. Ranh giới giữa giai đoạn thứ hai và thứ ba tương ứng với ranh giới giữa than nâu và than đá. Trong giai đoạn này, quá trình biến đổi xảy ra nhanh hay chậm là tùy thuộc vào đặc tính của vật chất chứa than và cũng tùy thuộc vào đặc tính của vật chất hữu cơ được thành tạo trong các giai đoạn trước. Như vậy, ở giai đoạn thứ ba, nhiệt độ (trong điều kiện áp suất cao) là yếu tố cơ bản gây ra quá trình biến đổi của vật chất hữu cơ. Kết quả là biến than nâu thành các loại than đá, từ than lò dài tới than gầy và cuối cùng thành antraxit. Quá trình biến đổi vật chất hữu cơ trong giai đoạn này được gọi là quá trình biến chất. Chúng ta sẽ nghiên cứu hiện tượng này trong chương tiếp theo.

Chương VI

BIẾN CHẤT THAN

VI.1 NHỮNG KHÁI NIỆM CƠ BẢN

Thành tạo than là một quá trình phức tạp, trong đó vật liệu thực vật, dưới tác động của quá trình tự nhiên, bị biến đổi dần theo hướng tăng hàm lượng cacbon. Cho nên gọi quá trình tạo than là quá trình cacbon hoá. Sự tăng dần hàm lượng cacbon trong vật liệu thực vật bị biến đổi xảy ra liên tục và tạo ra dãy khoáng sản cháy: than bùn - than nâu - than đá - antraxit. Dãy này được mang tên là dãy than hoá. Trên cơ sở những thành tựu mới nhất về hoá lý, người ta cố gắng soi sáng bản chất của quá trình biến chất than. Tuy vậy, vẫn tồn tại không ít những vấn đề còn chưa rõ ràng, do đó mà hình thành những quan điểm rất khác nhau, thậm chí trái ngược nhau trong vấn đề biến chất than.

Sau khi than bùn bị các lớp vật liệu vô cơ phủ lên và bị nhấn chìm xuống sâu, chúng dần dần bị biến đổi. Ở một số bể than, chiều sâu nhấn chìm có thể lên tới 15 km. Rồi vào những dải sâu như vậy, các thành tạo trầm tích, trong đó có than, chịu sự tác động của những điều kiện nhiệt động và điều kiện hoá lý mới sinh ra, do sự tăng dần nhiệt độ và áp suất theo chiều sâu nhận chìm. Kết quả là các hợp chất mới được hình thành. Điều đáng chú ý là các thành phần khoáng vật và vật chất hữu cơ tạo nên các tầng trầm tích có mức độ bền vững khác nhau trước những thay đổi của nhiệt độ và áp suất. Sự khác biệt này xảy ra trong suốt các quá trình hoá đá, biến đổi hậu sinh và biến chất được thể hiện đặc biệt rõ ràng giữa vật liệu vô cơ và vật liệu hữu cơ. Trong lúc vật liệu vô cơ còn đang ở giai đoạn biến đổi hậu sinh thì vật liệu hữu cơ nằm giữa các vật liệu vô cơ đó đã chịu những biến đổi sâu sắc hơn nhiều về cấu trúc phân tử và thành phần hoá học. Sự biến đổi này ở vật liệu hữu cơ mạnh mẽ tới mức phải coi là biến chất. Bởi vậy, các trầm tích than được coi là chất chỉ thị nhạy bén nhất của quá trình biến đổi sau trầm tích. Cũng bởi vậy, từ lâu đã xuất hiện một quan điểm mà cho đến nay vẫn được đa số các nhà địa chất ủng hộ, cho rằng dãy than bùn - antraxit cần phải được coi là dãy than, trong đó có những đặc điểm biến chất điển hình. Từ những tính tự rời rạc của di tích thực vật bị phân huỷ ở những mức độ khác nhau, cuối cùng

đã biến thành một vật chất cứng, mang một số đặc tính của kim loại. Nhưng giữa các nhà nghiên cứu còn chưa thống nhất quan điểm về việc phân chia các giai đoạn biến đổi, đặc biệt là trong việc xác định các mốc trong dãy biến đổi than bùn - antraxit để từ đó có thể coi quá trình biến đổi là quá trình biến chất.

Khi thảo luận về vấn đề này G. A. Ivanov (1962) cho rằng từ than lửa dài trở đi cần phải được coi là biến chất. Quan điểm của ông được thể hiện trong bảng VI.1

Bảng VI.1. Các giai đoạn và các quá trình chủ yếu trong dãy than bùn - antraxit (grafit) (Theo G.A. Ivanov, 1962)

Giai đoạn			Các quá trình chủ yếu trong dãy than bùn - antraxit						Trong đá vây quanh	
Than bùn			Tao than bùn	Oxy hoá		Sinh hoá	Mùn hoá	Đồng sinh	Đồng sinh	
Than khoáng	5	0	Tạo than	Khử	Địa hoá	Than hoá	Thành đá	Biến chất	Thành đá	Hoá đá
	Д	I								
	Г	II								
	Ж	III								
	К	IV								
	ОС	V								
	Т	VI								
	П	VII								
	А	VIII								
Grafit							Grafit hoá		Biến chất	

Trong lúc đó A.B. Travin (1950) coi quá trình biến chất than bắt đầu từ than gầy, vì theo ông, ở ranh giới chuyển tiếp sang loại than này đã xuất hiện một bước nhảy vọt trong sự biến đổi hàng loạt các tính chất của than. Xa hơn nữa, V.N. Muratov (1970) đã dịch ranh giới của giai đoạn biến chất sang giữa than gầy - antraxit và xếp tất cả than nâu, than đá vào giai đoạn biến đổi hậu sinh (bảng VI.2). Đa số các nhà nghiên cứu cho rằng sự thành tạo than xảy ra theo hai giai đoạn cơ bản. Trong giai đoạn đầu giai đoạn sinh hoá, trong đó hoạt động của vi khuẩn đóng vai trò cơ bản - tạo nên than bùn và than nâu biến đổi thấp.

Bảng VI.2. Các pha và giai đoạn than hoá (theo V. N. Muratov)

Các pha than hoá	Các giai đoạn than hoá	Các quá trình hoá học		Biến đổi kiến trúc	Các yếu tố biến đổi cơ bản
Hoá dá	Than bùn	Oxy hoá	Mùn hoá, fuzen hoá	Kiến trúc vô định hình (không trật tự)	Sinh hoá
Biến đổi hậu sinh	Than nâu	Khử	Mất nước, mùn hoá giảm dần	Có dấu hiệu yếu của trật tự hai chiều	Nhiệt độ (dưới 300°C), áp suất trung bình
	Than dá		Mất nước, phá huỷ nhóm cacboxyl	Tăng cường độ trật tự: Hai chiều	Nhiệt độ (từ 325-345°C), tăng áp suất
Biến chất	Antraxit		Cacbon hoá ở mức độ cao	Ưu thế của trật tự hai chiều	Nhiệt độ và áp suất cao
	Trước grafit		Cũng vậy	Chuyển sang trật tự ba chiều và mạng lưới grafit	

VI.2. SỰ BIẾN ĐỔI CỦA VẬT CHẤT THAN Ở CÁC GIAI ĐOẠN BIẾN CHẤT KHÁC NHAU

Trong quá trình biến chất, vật chất than chịu những biến đổi sâu sắc. Trước hết là sự biến đổi vật chất mùn thành vitrinit. Trong giai đoạn than nâu cứng, vitrinit chịu sự biến đổi vật chất keo mạnh mẽ, gọi là gel hoá (R. Teichmuller, 1954). Có thể tìm hiểu quá trình này khi nghiên cứu các tế bào gỗ dưới kính hiển vi. Trong than nâu mềm, nhiều thân cây gỗ còn giữ được kiến trúc tế bào ban đầu. Trong thời gian gel hoá, đã xảy ra sự đồng nhất hoá, sự co rút mạnh của thành tế bào và cuối cùng dẫn tới sự thành tạo nên vitrinit khá đồng nhất.

Quá trình gel hoá cũng gây ra sự biến đổi hình dạng bên ngoài của than lớn hơn bất kỳ giai đoạn nào khác của quá trình biến chất. Từ than nâu mềm, dạng đất và ánh mờ trở thành một loại than cứng, màu đen, ánh rõ. Ammoxov và Tanxiui (1961) cho rằng keo mùn không tan của than bùn bị pepti hoá tới các phân tử keo nhỏ hơn, do sự tăng áp suất của máu. Nước được giải phóng và hydrogel được thành tạo, do đó than

nâu cứng bị mất nước mạnh trong quá trình than hoá. Rõ ràng là sự tăng áp lực mái đã đẩy nước ra khỏi than và làm giảm thể tích lỗ hổng của chúng. Hơn nữa do sự tăng nhiệt độ các chất mùn cây của than nâu cứng bị mất một số nhóm chứa nước (carboxyl và hydroxyl). Do đó, có thể hiểu được tại sao trong giai đoạn than hoá sớm, sự giảm độ ẩm là điều đáng được lưu ý. Vì nhiệt lượng cháy của vitrinit không tro tùy thuộc chủ yếu vào độ ẩm của than nên sự giảm độ ẩm của chúng đã dẫn tới sự tăng gần như là tỷ lệ nghịch của nhiệt lượng cháy.

Theo Ammoxov, giai đoạn than nâu và sự chuyển từ than nâu sang than đá đã xảy ra ở nhiệt độ không cao lắm (nhỏ hơn 100°C) và dưới áp suất nhỏ. Quá trình này xảy ra rất chậm (có thể kéo dài hàng trăm triệu năm).

Sự chuyển từ than nâu cứng tới than đá xảy ra ở giai đoạn mài nước dần của gel than. Tuy nhiên, sự biến đổi của chất keo không phải là quá trình duy nhất xảy ra trong thời gian này, mặc dầu đó là quá trình đáng chú ý nhất. Đồng thời với sự biến đổi keo cũng xảy ra cả các phản ứng hoá học nữa, ví dụ, sự chuyển các nhóm giàu oxy (-COOH, C=O, -OCH₃, -OH) thành các nhóm thơm của chất mùn (Teichmuller, 1968). Do đó, hàm lượng oxy của than bị giảm đi còn hàm lượng cacbon và các chất thơm tăng lên.

Trong lúc quá trình chuyển biến từ than nâu sang than đá xảy ra rất từ từ, thì ở giai đoạn than đá xảy ra sự biến đổi nhanh hơn. Than đá bao gồm các giai đoạn than hoá của than lùa dài, khí, mỡ, luyện cốc, nghèo và than gãy, nghĩa là ở trong các khoảng mà lượng chất bốc của khối hữu cơ cháy thay đổi trong phạm vi 43-69%, còn hàm lượng cacbon 76-92%. Theo R. Teichmuller, có một gián đoạn than hoá rõ ràng ở ranh giới giữa than đá giàu chất bốc và than đá chất bốc trung bình. Điểm đó được xác định là điểm tương ứng với 87% cacbon và 29% chất bốc (khô, không tro). Tại đây, các thông số khác nhau của mức độ biến chất thay đổi ngược chiều nhau (hàm lượng cacbon ngược với chất bốc). Ở mức này, các gel mùn cây gần như là bị khô hoàn toàn. Mặt khác các phản ứng hoá học được đặc trưng bởi sự tách khì metan bắt đầu đóng vai trò quan trọng hơn. Trên cơ sở nghiên cứu thạch học than, E. Stach cũng đi tới kết luận về sự gián đoạn của đường cong than hoá ở khoảng giữa than khí và than mỡ, nơi mà vitrinit chứa 29,5% chất bốc. Theo ông, mỗi lần than hoá tiến gần tới vị trí này, một số lượng lớn metan xuất hiện trong exinit bị tách ra.

Dưới ảnh hưởng của nhiệt độ và áp suất ngày càng tăng, than bị biến đổi sâu sắc về thành phần hoá học cũng như cấu trúc của nó, đồng thời kéo theo sự biến đổi các tính chất hoá học và công nghệ của than. Nhiều đặc tính vật lý trải qua cực tiểu và cực đại trong giai đoạn than luyện cốc (khoảng 89% cacbon và 20% chất bốc). Ở mức biến chất này bê mặt bên trong, độ rỗng tế vi, do đó độ ẩm trải qua cực tiểu, ngược lại độ dẻo trong khi luyện cốc tiến tới cực đại. Những nguyên nhân của sự biến đổi tương đối đột ngột tính chất vật lý này còn ít được nghiên cứu. I. I. Ammoxov và Tanxiui (1961) đã đưa ra một giải thích lý thú. Họ cho than là một bitumogel (keo bitum). Ở giai đoạn này của biến chất, các keo mùn cây nằm phân tán trong vật chất chứa bitum, ban đầu là nửa lỏng và tan trong benzen. Giống như hydrogel của than nâu, bitumogel của than đá bị già đi khi tăng mức độ biến chất. Bởi vậy, sức căng bên trong bị đứt và các lỗ hổng bên trong được hình thành dần tới sự tăng bê mặt bên trong và độ rỗng bên trong ở than đá biến chất cao và antraxit. Bitum, được coi là một sản phẩm của quá trình than hoá, đạt tới cực đại ở than biến chất trung bình. Một mặt bitum có thể bít các lỗ hổng trong than (tạo cho than ở giai đoạn biến chất này có độ rỗng bên trong nhỏ nhất), mặt khác, nó có thể hoạt động như một chất bôi trơn tạo cho tính dẻo của than đạt tới cực đại ở giai đoạn này.

Bên cạnh những đặc tính biến đổi theo đường cong với cực tiểu và cực đại ở khoảng than đá (biến chất trung bình), một số các đặc tính khác biến đổi theo hướng: Hoặc tăng cùng với biến chất hoặc giảm đi khi biến chất tăng. Trong số các đặc điểm vật lý của than, tính dị hướng quang học, năng suất phản quang và độ cứng tế vi tăng lên theo mức độ biến chất, từ than nâu tới antraxit. Theo hướng này ta cũng thấy tăng dần hàm lượng cacbon và tỷ số hàm lượng nhóm hydrocacbua thơm so với nhóm hydrocacbua béo. Sự tăng tính dị hướng quang học của than ở những loại than biến chất cao chính là kết quả của sự biến đổi mức độ trật tự của các phân tử và mức độ "kết tinh" của vật chất hữu cơ. So sánh kết quả tính dị hướng quang học của than với sự biến đổi hàm lượng nhóm hydrocacbua thơm so với nhóm hydrocacbua béo cho phép ta giả thiết rằng bắt đầu từ than nghèo, cấu trúc vô định hình của vật chất than ở giai đoạn biến chất thấp đã bị biến đổi sâu sắc. Phần lớn vật chất than bị "kết tinh" với sự tạo nên các kiến trúc kết tinh không chỉ hai chiều mà phần nào cả ba chiều nữa, đặc biệt là ở giai đoạn antraxit. R. Teichmuller nhấn mạnh rằng, ngay cả trong giai đoạn antraxit, than vẫn chưa trở thành vật chất kết tinh thật sự mà vẫn còn là keo rắn.

Tóm lại, trong quá trình biến chất than đã xảy ra những thay đổi quan trọng về đặc tính vật lý và hoá học của than. Việc giải thích nội dung của quá trình biến đổi này có một giá trị lớn trong việc tìm hiểu quá trình tạo than nói chung.

VI.3. CÁC CHỈ TIÊU ĐẶC TRƯNG CHO MỨC ĐỘ BIẾN CHẤT THAN

Trong quá trình biến chất, xảy ra sự biến đổi tất cả các tính chất của than. Mức độ biến chất của than có thể biểu diễn bằng nhiều chỉ tiêu khác nhau. Có thể chia các chỉ tiêu này thành hai nhóm: vật lý và hoá học. Thuộc về nhóm các chỉ tiêu hóa học có: hàm lượng cacbon, hydro, chất bốc, độ ẩm... còn nhóm các chỉ tiêu vật lý bao gồm: năng suất phản quang, vi độ cứng, tỷ trọng, tính dị hướng quang học... Nhưng tốc độ biến đổi các chỉ tiêu trên đây không giống nhau, mà khác ngay mỗi chỉ tiêu cũng biến đổi không đều ở các giai đoạn biến chất khác nhau. Do đó, các chỉ tiêu có giá trị khác nhau trong việc xác định mức độ biến chất, mà khác mỗi chỉ tiêu cũng chỉ có giá trị xác định mức độ biến chất ở từng giai đoạn nhất định. Thông thường nhất, từ xưa đến nay, nhiều tác giả dùng lượng chất bốc của than làm chỉ tiêu của mức độ biến chất. Lượng chất bốc đã trở thành cơ sở của nhiều phân loại than khoáng. Nhưng như ta đã biết, lượng chất bốc chẳng những thay đổi theo mức độ biến chất mà còn phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nữa, như: hàm lượng và thành phần của tro, thành phần thạch học của than, độ khử của đạm lầy than bùn... Bên cạnh lượng chất bốc, người ta cũng hay sử dụng hàm lượng cacbon để xác định mức độ biến chất. Nhưng cũng không nên coi hàm lượng cacbon trong than là tham số duy nhất biểu thị mức độ biến chất, mặc dù nhiều người gọi biến chất là quá trình cacbon hoá; như điều kiện bằng tương tự, than ánh có hàm lượng cacbon thấp hơn 1-2% so với than mờ. Độ tro cao cũng gây ra những sai lầm khi phân tích hàm lượng cacbon trong than. Hàm lượng hydro giảm đi khi tăng mức độ biến chất nhưng cũng còn phụ thuộc vào thành phần thạch học. Ngoài ra, một số tác giả còn đề nghị sử dụng độ ẩm (W^P) và nhiệt lượng cháy của khối hữu cơ làm chỉ tiêu biến chất cho than ở dưới giai đoạn than khí.

Tính chất vật lý của than cũng không phải luôn luôn phản ánh đúng dắn mức độ biến chất của than. Ví dụ, tỷ trọng, một mặt tăng theo mức độ biến chất, nhưng mặt khác cũng phụ thuộc rất nhiều vào độ tro và mức độ khử của than.

Độ dẫn điện của than tăng lên theo mức độ biến chất. Có thể sử dụng độ dẫn điện làm chỉ tiêu biến chất ở các giai đoạn biến chất cao.

Sử dụng năng suất phản quang để nghiên cứu mức độ biến chất đã được I. I. Ammoxov đã đưa ra một phân loại than theo năng suất phản quang, tăng từ 7,1% ở than lửa dài tới 17% ở than antraxit.

Tóm lại, trong quá trình biến chất của than đá xảy ra sự biến đổi sâu sắc về cấu trúc phân tử của than, mà thể hiện là sự biến đổi về thành phần hoá kỹ thuật và các tính chất vật lý của than. Mỗi biến đổi này đều có thể sử dụng để đặc trưng cho sự thay đổi mức độ biến chất của than. Nhưng những biến đổi này xảy ra với tốc độ không giống nhau ở các khoảng khác nhau của thang biến chất. Do đó, cho đến nay người ta vẫn chưa tìm được một chỉ tiêu duy nhất có khả năng nghiên cứu tốt tất cả các khoảng biến đổi của quá trình than hoá. Một chỉ tiêu có thể áp dụng được tốt cho một khoảng nhất định của thang biến chất, nhưng đối với những khoảng khác lại phải dùng những chỉ tiêu khác. Tốt nhất là dùng phối hợp một số chỉ tiêu đủ tin cậy để nghiên cứu mức độ biến chất của than.

VI.4. NHỮNG QUY LUẬT BIẾN CHẤT THAN

Nhiều công trình nghiên cứu biến chất than ở các bể than khác nhau trên thế giới cho thấy rằng các loại than có mức độ biến chất khác nhau được phân bố theo những quy luật nhất định, các quy luật này biến đổi theo dõi ngang cũng như thẳng đứng. Các nghiên cứu hiện nay đều xác nhận biến chất than ở mỗi vùng tùy thuộc vào vị trí địa tầng của vỉa, độ sâu của và vị trí của vỉa trên diện tích trong cấu trúc chung của bể than. Bởi thế, ở mỗi điểm, biến chất than được xác định bởi sự tác động đồng thời của ba thành phần kể trên. Mỗi yếu tố thành phần có thể biến đổi khác nhau, rõ ràng là có mức độ biến đổi khác nhau, tức là có gradient biến chất khác nhau tùy thuộc vào độ sâu, vị trí địa tầng vỉa và vị trí của nó trong cấu trúc chung của vùng.

VI.4.1. Sự thay đổi mức độ biến chất theo chiều sâu địa tầng

Hiện tượng giảm lượng chất bốc của các vỉa than theo chiều thẳng đứng đã được Hilt đề cập, khi nghiên cứu vùng Achen (bể Rua - Đức). Quan sát này đã trở thành "định luật Hilt" và nó đã được xác nhận ở nhiều bể than trên thế giới. Nhưng đồng thời, qua nghiên cứu người ta cũng thấy không ít trường hợp vỉa than nằm dưới lại có lượng chất bốc nhỏ hơn vỉa nằm trên. Điều đó không có gì ngạc nhiên, bởi vì, như ta đã biết, lượng chất bốc của than không chỉ phụ thuộc vào mức độ biến chất mà

còn phụ thuộc vào nhiều nguyên nhân khác. Do đó, trong những trường hợp sai lệch so với định luật Hilt này, nếu ta dùng một chỉ tiêu khác phản ánh đúng đắn hơn sự thay đổi mức độ biến chất thì ta vẫn thấy via than nằm dưới bị biến chất cao hơn via nằm trên. Mặt khác, ngay trong trường hợp dùng lượng chất bốc làm thước đo mức độ biến chất thì ta cũng thấy rất hiếm trường hợp sai lệch so với định luật trên, nếu 2 via nằm cách nhau trên 200m.

Để cho "định luật Hilt" đúng với mọi trường hợp, người ta dựa vào định luật này một khái niệm mới. Ngày nay nói đến "định luật Hilt" ta hiểu rằng, mức độ biến chất của than tăng lên theo chiều sâu địa tầng.

Bảng VI.3. Sự biến đổi mức độ biến chất theo chiều sâu của than vùng trũng Hà Nội, Lỗ khoan I- Khoái Châu, (theo Trịnh Ích, 1967)

Số mẫu	Độ sâu (m)	V ^{ch} (%)	W ^{pt} (%)	C ^{ch} (%)	Năng suất phản quang của vitrinit				Độ cứng tê vi với tải trọng 10kG/mm ²	
					Trong không khí		Trong dầu			
					R _{max} (%)	R _{min} (%)	R _{max} (%)	R _{min} (%)		
1	152	54,82	21,62	65,94	0,44	0,42	6,31	6,20	16	
2	176	55,57	21,97	67,07	0,39	0,38	6,14	6,00	15	
3	201	55,87	21,90	66,42	0,40	0,39	6,10	5,91	18	
4	260	54,59	20,50	66,05	0,44	0,42	6,41	6,20	19	
5	325	53,64	19,21	67,09	0,46	0,44	6,34	6,18	20	
6	533	51,50	18,51	68,87	0,53	0,51	6,60	6,34	18	
7	584	52,05	19,55	70,64	0,50	0,48	6,68	6,52	20	
8	736	51,80	18,65	70,32	0,51	0,49	6,82	6,50	20	

Có thể dùng trị số biến đổi của lượng chất bốc (hoặc của các thông số biến chất khác nhau) theo chiều sâu địa tầng để tính gradient biến đổi cho 100m. Ta ký hiệu gradient này là G_d. Tài liệu nghiên cứu của nhiều nhà địa chất trên thế giới cho thấy rằng ở những giai đoạn biến chất khác nhau, G_d có những giá trị khác nhau. Ví dụ, trong trường hợp sử dụng lượng chất bốc để tính, G_d đạt cực đại ở đối than biến chất trung bình và giảm đi về hai phía của dãy biến chất. Ở bể than Đè Tam vùng trũng Sông Hồng, những tài liệu đầu tiên được công bố về mức độ biến chất của than trong tầng Tiên Hưng cho thấy trung bình cứ xuống sâu 100m, lượng chất bốc của than

giảm đi 0,2 - 0,4% (bảng VI.3). Ở Khe Chàm (Quảng Ninh), từ vỉa 5 tới vỉa 17, cách nhau 700-800m có chất bốc biến đổi từ 9-7%, trung bình 0,1-0,3% trên 100m. Ở Mạo Khê, từ vỉa 3 tới vỉa 10, cách nhau 800-850m, chất bốc biến đổi từ 3,5% tới 6,5%, trung bình 0,3-0,35% trên 100m.

VI.4.2. Sự thay đổi mức độ biến chất theo diện tích bể

Để nghiên cứu sự thay đổi mức độ biến chất theo diện tích bể than, người ta nghiên cứu trên từng vỉa riêng biệt. Vì trong trường hợp này loại trừ được yếu tố biến chất theo địa tầng. Những tài liệu nghiên cứu mức độ biến chất than của cùng một vỉa nhưng ở những khu vực khác nhau cho thấy rằng mức độ biến chất của vỉa tăng lên khi chiều dày trầm tích trên vỉa than tăng lên. Cũng như quy luật tăng mức độ biến chất từ vỉa trên xuống vỉa dưới, trong mặt cắt địa tầng, quy luật tăng mức độ biến chất than theo sự tăng bể dày trầm tích đã được công nhận rộng rãi ở các bể than khác nhau trên thế giới.

Ở bể than Quảng Ninh, nhìn chung lượng chất bốc giảm dần từ Đông sang Tây. Nếu xếp các mỏ theo hướng này thì lượng chất bốc trung bình ($V^{\text{ch}}\%$) thể hiện như sau: Kế Bào - 9,84, Mông Dương - 9,72, Bắc Quảng Lợi - 9,74, Đèo Nai - 8,12, Lộ Trí - 7,98, Khe Chàm - 8,34, Khe Tam - 8,76, Khe Sim - 8,02, Ngã Hai - 7,37, Vàng Danh - 7,28, Hà Tu - 8,12, Đồng Đăng - 7,21, Uông Bí - 5,16, Tràng Bạch - 9,83, Mạo Khê - 4,08. Như vậy, theo phương Đông Tây, trung bình lượng chất bốc giảm đi 0,5-0,8% trên 1km. Nhưng cũng phải thấy rằng những con số nêu ra ở đây là các giá trị trung bình của các mẫu nên chúng phản ánh không hoàn toàn chính xác quy luật thay đổi mức độ biến chất theo diện tích bể. Nhưng dù sao những con số đó cũng cho ta biết phương hướng biến đổi chung của mức độ biến chất trên phạm vi toàn vùng Quảng Ninh.

VI.4.3. Sự biến đổi mức độ biến chất theo chiều dốc vỉa

Hiện tượng này thường khó quan sát. Một mặt, ở các bể than, các công trình thăm dò sâu còn tương đối hiếm, mặt khác các vỉa than thường dốc theo hướng trùng với hướng tăng chung bể dày trầm tích của bể than. Do đó, hiện tượng tăng mức độ biến chất than theo chiều dốc vỉa hay theo chiều sâu so với mặt đất hiện tại, thường trùng với sự tăng mức độ biến chất than theo bể dày trầm tích. Chính hiện tượng này sẽ góp phần bảo vệ quan điểm biến chất lâu dài, biến chất bổ sung.

K. Patbeiski và M. Teichmuller (1960) trên cơ sở nghiên cứu quy luật biến chất ở bể Rua và Xilezi thường cũng phát hiện ra sự giảm lượng chất bốc ở cùng một via than theo chiều sâu. Ở bể than Donetsk, M. L. Levenstein và M. M. Lifsits (1959) cũng nhận thấy sự tăng lượng chất bốc theo chiều sâu thế nằm via trong khi bể dày trầm tích bằng nhau. Những nghiên cứu tiếp theo của M. L. Levenstein đã xác định được tốc độ biến đổi lượng chất bốc theo chiều sâu so với mặt đất hiện tại hay nói cách khác đã xác định được gradient thẳng đứng G_v . Theo ông, cũng như gradient địa tầng, gradient thẳng đứng đạt được giá trị cực đại trong khoảng nhân hiệu $\text{K} - \text{K}' - \text{OC}$ (vào khoảng 0,6-1% trên 100m), rồi từ đó giảm dần về hai phía, với than Γ và than T , tốc độ này chỉ còn 0,4-0,2% trên 100m.

Việc xác định sự tăng mức độ biến chất than theo chiều dốc via chằng những có một giá trị lớn về lý thuyết biến chất than mà còn có một giá trị thực tế lớn lao. Nó cho ta khả năng dự đoán đặc tính của than ở những khu vực sâu mà công trình thăm dò chưa vươn tới được.

VI.4.4. Gradient biến chất than

Trên đây chúng ta đã nghiên cứu riêng biệt từng quy luật biến chất than. Nhưng ở bất kỳ khu vực nào của bể than, vật chất than cũng chịu sự tác động đồng thời của ba quy luật trên. Để cho việc nghiên cứu quy luật biến chất than của ta có được một ý nghĩa thực tế trong việc chẩn đoán chất lượng than ở những khu vực còn ít được nghiên cứu, đòi hỏi phải nghiên cứu đồng thời ba quy luật biến chất than, hay nói một cách khác, phải tổng hợp các gradient thành phần để tìm ra một gradient biến chất chung.

Ở mỗi bể than, theo quy mô khu vực, sự thay đổi mức độ biến chất xảy ra song song với sự thay đổi bể dày trầm tích và ở bất kỳ điểm nào nó cũng phụ thuộc vào vị trí địa tầng của via và độ sâu thế nằm hiện nay. Các tài liệu nghiên cứu của các tác giả khác nhau cho thấy rằng sự thay đổi mức độ biến chất than theo bể dày trầm tích mang tính chất khu vực. Trong những điều kiện bằng nhau khác (cùng một via và ở những chiều sâu tương tự nhau) sự biến đổi này xảy ra rất chậm. Theo M. L. Levenstein, trong những điều kiện tối ưu, ở bể than Donetsk, tốc độ biến đổi của V^{ch} không vượt quá 0,15% trên 100m. Trong lúc đó sự biến đổi mức độ biến chất theo địa tầng và độ sâu xảy ra nhanh hơn nhiều. Bởi thế ở bất kỳ một điểm nào, để cho vấn đề được giản đơn, có thể coi gradient biến chất toàn phần G là tổng của hai gradient thành phần G_d và G_v .

Để tính gradient địa tầng G_d , người ta lấy mẫu theo những vỉa khác nhau, nhưng ở cùng một độ sâu (thường lấy mẫu ở những vỉa khác nhau trong cùng một lò xuyên vỉa). Trong trường hợp này sự thay đổi sự thay đổi mức độ biến chất chỉ phụ thuộc vào vị trí địa tầng của vỉa.

Để tính gradient thẳng đứng G_t người ta lấy mẫu ở những điểm có chiều sâu khác nhau trên cùng một vỉa. Làm như vậy, ta loại trừ được sự biến đổi mức độ biến chất theo địa tầng.

Gradient chung hay gradient toàn phần sẽ là:

$$G = G_d + G_t$$

Theo nguyên tắc hình bình hành ta tính ra gradient biến chất chung. Đường cùng mức độ biến chất sẽ là đường thẳng góc với gradient biến chất chung (hình VI.1).

Về độ lớn:

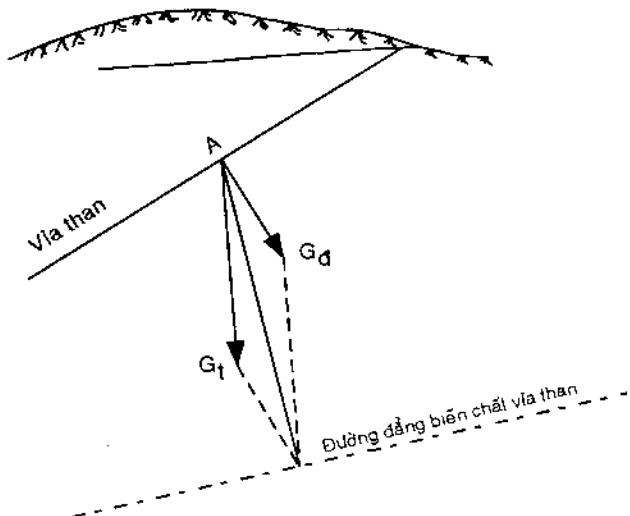
$$G = \sqrt{G_d^2 + G_t^2 + 2G_d \cdot G_t \cdot \cos \alpha}$$

Có thể tính góc β tạo nên giữa đường nằm ngang và đường cùng mức độ biến chất như sau:

$$\tan \beta = \frac{G_d \cdot \sin \alpha}{G_d \cdot \cos \alpha + G_t}$$

Theo nguyên tắc trên, ta có thể thành lập những đường cùng mức độ biến chất, do đó có thể suy đoán được mức độ biến chất của than ở một điểm bất kỳ nào đó.

Trên đây, khi tính gradient biến chất chung, chúng ta đặt vấn đề là trong phạm vi một khu vực nhỏ sự thay đổi mức độ biến chất than theo bề dày trầm tích là không đáng kể. Nhưng nếu tính chung cho toàn bể than, sự tăng bề dày trầm tích theo một



Hình VI.1. Các gradient biến chất.

hướng (ví dụ từ ven rìa vào trung tâm bể) lại có tính chất hệ thống và mức độ chung của biến chất than ở mỗi vùng lại do quy luật này quyết định.

VI.5. CÁC LÝ THUYẾT BIẾN CHẤT THAN

Đa số các nhà nghiên cứu coi nguyên nhân cơ bản của biến chất than là nhiệt độ và áp suất, tức là các thông số chủ yếu của các quá trình lý hoá gây ra sự biến đổi vật chất hữu cơ trong suốt thời gian địa chất. Các nhà địa chất phân biệt ba giai đoạn biến chất: biến chất động lực, biến chất tiếp xúc (hay biến chất nhiệt) và biến chất khu vực.

VI.5.1. Biến chất động lực

Biến chất động lực gây ra chủ yếu bởi áp lực bên và thể hiện ở các mỏ than và bể than phức tạp về kiến tạo. Nhìn chung, quan điểm biến chất động lực khá phổ biến trong các nhà địa chất, mặc dù ở mỗi người việc đánh giá vai trò của nó có khác nhau. Điều đó có nguyên nhân của nó, bởi vì việc tách riêng ảnh hưởng của yếu tố động lực đến quá trình biến chất không phải không có khó khăn. Song song, với sự tăng cường độ hoạt động kiến tạo của bể than thường kèm theo hàng loạt các hiện tượng xảy ra trước uốn nếp có ảnh hưởng đến chất lượng than. Ví dụ: Hiện tượng tăng bề dày trầm tích thường trùng với trực sụt lún của bể đồng thời cũng trùng với những điểm uốn nếp mạnh nhất sinh ra ở đây. Chính vì thế, có thể đã dẫn đến sai lầm trong việc đề cao vai trò của hoạt động kiến tạo trong biến chất than.

Ở bể than Đông Bắc Bắc Bộ, dài than Bảo Đài nằm trong một nếp lõm tương đối yên tĩnh hơn về mặt kiến tạo so với dài than Hồng Gai - Cẩm Phả. Nhưng than của dài Bảo Đài lại có mức độ biến chất cao hơn dài Hồng Gai - Cẩm Phả (antraxit so với nửa antraxit). Như vậy nguyên nhân gây ra sự khác nhau về biến chất than của dài Bảo Đài và dài Hồng Gai - Cẩm Phả rõ ràng không phải là sự phức tạp về cấu tạo.

Để kết luận, ta có thể dùng câu của G. A. Ivanov: "Có thể khẳng định rằng biến chất động lực không có ảnh hưởng đến biến chất than". Tuy nhiên, để hoàn toàn bác bỏ một quan điểm vốn đã khá phổ biến trong các nhà địa chất, đòi hỏi phải có nhiều số liệu hơn từ các bể than khác nhau trên thế giới.

VI.5.2. Biến chất nhiệt

Biến chất nhiệt là loại biến chất sinh ra do sự nung nóng than bởi các thê xâm

nhập xuyên vào tầng chứa than. Trong các văn liệu địa chất, người ta hay dùng thuật ngữ biến chất nhiệt và tiếp xúc. Biến chất nhiệt có liên quan với hoạt động của các thể magma lớn. Các đới biến chất nhiệt và diện tích tác động của nó lớn hơn nhiều so với biến chất tiếp xúc bởi vì các mặt đẳng nhiệt phân bố trên một khoảng tỷ lệ với kích thước của thể magma - nguồn nhiệt. Ở đây chúng tôi coi biến chất tiếp xúc là một dạng đặc biệt và cụ thể nhất của biến chất nhiệt khi các vỉa than tiếp xúc trực tiếp với thể xâm nhập, sinh ra sau trầm tích chứa than.

Các đới than của các giai đoạn biến chất khác nhau thường hẹp và hay thay đổi, cùng với than bị biến chất cao, trong những điều kiện nhất định, biến đổi của đá vây quanh, sự phụ thuộc của hiệu quả nhiệt vào thành phần đá magma và vị trí tương đối của chúng so với vỉa than, cũng như vào kích thước của các thể xâm nhập.

Như vậy, rõ ràng trong dạng biến chất này, nhiệt tách ra từ khối magma đã tác động lên than và làm biến đổi nó. Do đó, đặc tính của khối magma, quan hệ của nó với vỉa than (nằm trên hay dưới, tiếp xúc trực tiếp hay nằm xa...) có một ý nghĩa lớn trong sự tăng mức độ biến chất của than. Các thể magma bazơ chỉ gây ra một đới biến chất hẹp, tiếp xúc trực tiếp với thể magma. Trong lúc đó các thể magma axit tạo được các đới biến đổi rộng hơn. Kích thước của thể magma đóng vai trò đặc biệt quan trọng. Những thể xâm nhập nhỏ xuyên qua than thường chỉ tạo ra được ở hai bên vách mạch một đài than bị biến đổi với bề dày khoảng 20-30cm. Ở đây, than thường bị biến thành than cốc tự nhiên, nứt nẻ nhiều, giòn và xốp, không giống với các loại than biến chất bình thường. Đôi khi ở đây xảy ra hiện tượng grafit hoá. Ví dụ, ở bể than Teniz-Korjunkunxki (Kazaxtan), L. F. Dumler đã xác định rằng, sự nung nóng của cá thể xâm nhập, than ở giai đoạn biến chất khu vực từ than chủ yếu là Γ , cao nhất là than K, đã bị nâng lên các giai đoạn biến chất cao hơn, thậm chí tới antraxit và siêu antraxit. Khoảng cách của các đới biến chất từ thể xâm nhập được tính theo phần trăm bề dày của khối xâm nhập thể vỉa như sau: đới antraxit A- 30; đới T - 30-60; đới OC - 50-100; đới K - 80-120; đới \mathbb{K} - 120-150. Hoặc ở Nam Xumatra, dưới tác dụng của khối xâm nhập andezit, than nâu đã biến thành antraxit. Theo G.X. Kratxov, ở mỏ Tháng Mười vùng Alexandrovski khối xâm nhập có kích thước 2 km đã tạo ra xung quanh nó một đới biến chất 10 km.

Như vậy, các thể xâm nhập xuyên tầng chứa than đã tạo ra xung quanh chúng một đới có nhiệt độ cao bất thường. Kích thước của đới này lớn hay nhỏ là tùy thuộc

vào kích thước và nhiệt độ ban đầu của thể xâm nhập. Vật liệu than rất nhạy bén với sự thay đổi nhiệt độ này, nếu nằm trong đới nhiệt độ cao bất thường đó, sẽ bị biến đổi. Nhưng nhìn chung hiện tượng biến chất nhiệt mang tính chất cục bộ, xảy ra xung quanh thể xâm nhập, làm tăng giai đoạn biến chất của than đã được hình thành do biến chất khu vực. Than do biến chất nhiệt gây ra thường mang những đặc tính hơi khác với than bình thường. Điều này thể hiện đặc biệt rõ ở khả năng thiêu kết giảm đi nhiều so với than cùng giai đoạn biến chất nhưng không chịu ảnh hưởng của xâm nhập.

VI.5.3. Biến chất khu vực

Biến chất khu vực, còn được gọi là biến chất sâu. Đó là quá trình biến đổi than không phải do sự tác động của các hiện tượng kiến tạo hoặc magma cục bộ mà do sự nhấn chìm xuống sâu của toàn bộ thành hệ trầm tích, trong đó có than. Các yếu tố tác động chủ yếu ở đây là áp suất của các tầng đá nằm trên và nhiệt độ tăng lên theo gradient địa nhiệt.

Các nhà nghiên cứu ứng hộ lý thuyết biến chất khu vực đều công nhận các quy luật biến đổi mức độ biến chất theo chiều sâu địa tầng và theo sự tăng bể dày trầm tích trên phạm vi toàn bể than. Có thể hiểu là mức độ biến chất than khác nhau là do độ sâu lún chìm của vỉa trong quá trình phát triển của bể trầm tích. Do sự lún chìm của bể xảy ra song song với sự tích tụ trầm tích nằm trên mà các vỉa than dần dần rơi vào những đới có nhiệt độ và áp suất cao hơn, sẽ gây ra sự biến chất của than. Do đó mức độ biến chất than sẽ do độ sâu lún chìm hay là bể dày trầm tích nằm trên quyết định.

Trong biến chất khu vực, các vỉa than chịu sự tác động đồng thời của cả áp suất và nhiệt độ tăng cao, khi rơi vào những đới có độ sâu lớn. Vấn đề, là vai trò của từng yếu tố nhiệt độ và áp suất đối với quá trình biến chất than như thế nào. Mặt khác, quá trình biến chất than xảy ra trong các thời gian địa chất khác nhau, như vậy yếu tố thời gian có tác động gì đến mức độ biến chất của than.

a. Vai trò của nhiệt độ

Các nhà địa chất đều thống nhất rằng nhiệt độ là yếu tố quan trọng nhất của biến chất than. Trong biến chất khu vực, nhiệt độ gây biến chất than là gradient địa nhiệt. Để xác định được nhiệt độ đã tác động lên vỉa than, ta cần phải biết gradient địa nhiệt và chiều sâu mà vỉa than bị nhấn chìm. Hiện nay, ở mỗi nơi trên vỏ Trái Đất, có

gradient địa nhiệt khác nhau, người ta lấy trị số trung bình của nó là $3^{\circ}/100m$, có nghĩa là cứ xuống sâu $100m$, nhiệt độ tăng lên $3^{\circ}C$ (gradient địa nhiệt thường thay đổi trong khoảng từ $20^{\circ}C$ cho đến $4-50^{\circ}C/100m$).

Bằng những tính toán cụ thể, dựa trên bề dày của các lớp đất đá trầm tích phủ trên các vỉa than có mức độ biến chất khác nhau và tính với gradient địa nhiệt là $2-2,50/100m$. Levenstein đã tính ra nhiệt độ đã tác động lên các nhân hiệu than ở Donbat như sau:

Than Δ chuyển thành Γ ở nhiệt độ $70-90^{\circ}C$; Than Γ chuyển thành \mathbb{X} ở nhiệt độ $100-120^{\circ}C$; Than OC chuyển thành T ở nhiệt độ $150-180^{\circ}C$; Than Π chuyển thành A ở nhiệt độ $190-240^{\circ}C$. Như vậy, chỉ riêng địa nhiệt có đủ để làm biến chất than như vậy không? Bằng thực nghiệm, Yu.A. Jemtsujnikov cho rằng nhiệt độ cần thiết để biến than nâu thành than đá là $200^{\circ}C$ và có thể tới $500^{\circ}C$, còn những giai đoạn biến chất cao hơn đòi hỏi nhiệt độ $500^{\circ}C$.

Nhưng cần phải chú ý rằng những kết quả thực nghiệm thường không phù hợp với thực tế, bởi vì nó đã bỏ mất một yếu tố quan trọng là thời gian địa chất (chính vì thế mà các loại than nhân tạo không giống với than tự nhiên). Trên cơ sở nghiên cứu nhiệt độ phân huỷ của bào tử phấn hoa, các nhà hoá học than xác nhận rằng sự thành tạo than đá xảy ra trong điều kiện nhiệt độ $100-200^{\circ}C$ (quá nhiệt độ này bào tử phấn hoa sẽ bị phân huỷ).

Ta cũng có thể dùng các khoáng vật nằm trong đá vây quanh than để làm "nhiệt kết địa chất". Trong đá vây quanh than của bể than Donetsk, người ta còn tìm thấy kaolinit là khoáng vật bị phá huỷ mạng lưới tinh thể ở $500^{\circ}C$. Điều đó có nghĩa là antraxit phải được thành tạo ở nhiệt độ dưới $500^{\circ}C$ nhiều. Những nghiên cứu khoáng vật sét trong đá vây quanh của than luyện cốc cũng đi tới kết luận là than luyện cốc không thể thành tạo ở nhiệt độ cao hơn $130-140^{\circ}C$.

Bằng nhiều con đường khác nhau, nhiều nhà nghiên cứu đã đi tới kết luận về nhiệt độ cần thiết để tạo nên các nhân hiệu than khác nhau nói chung là phù hợp với các tính toán của Levenstein ở bể than Donetsk. Như vậy, nhiệt độ do gradient địa nhiệt cung cấp hoàn toàn đủ để gây ra biến chất than thành các loại than mà chúng ta thấy trong tự nhiên hiện nay.

b. Vai trò của áp suất

Ở trên, trong phần biến chất động lực, chúng ta đã bàn đến vai trò của áp suất kiến tạo đối với biến chất than. Trong phần này, chúng ta chỉ đề cập tới áp suất nén do trọng lượng của các đất đá nằm trên vỉa than gây ra. Nhiều người cho rằng biến chất than là do tác động tổng hợp của cả hai yếu tố nhiệt độ và áp suất, chúng có tác dụng tương đương nhau, không thể tách rời ra được. Một số người khác lại phủ nhận vai trò của áp suất hoặc coi nó chỉ có tác dụng phụ.

Thực tế thì chúng ta khó mà tách hai yếu tố này ra khỏi nhau để nghiên cứu vai trò của từng yếu tố. Đি đôi với sự tăng nhiệt độ do sự lún chìm vỉa than thì bao giờ áp suất cũng tăng lên. Do đó, nếu chỉ bằng con đường so sánh những đặc điểm địa chất của nó và tính chất của than nằm trong đó thì chúng ta không thể tách riêng vai trò của từng yếu tố một. Theo Levenstein, biến chất than về cơ bản là một quá trình hoá học phải tuân theo những định luật cơ bản của hoá lý. Quá trình biến chất than là một quá trình thoát khí. Theo nguyên lý Le Chatelier thì chính áp suất sẽ ngăn trở quá trình thoát khí đó. Do đó, ông đi đến kết luận là chỉ ở những giai đoạn biến chất thấp nhất (Σ và Δ) áp suất mới có tác dụng thúc đẩy quá trình than hoá, còn ở những giai đoạn tiếp theo áp suất có tác dụng ngược lại là kìm hãm quá trình biến chất.

c. Vai trò của thời gian địa chất

Trước đây, người ta cho rằng tuổi của than quyết định mức độ biến chất của than. Than có tuổi càng cổ thì càng bị biến chất mạnh. Nhưng nhận định này không phù hợp với nhiều tài liệu địa chất. Ví dụ, ngay trong cùng một vỉa than, vẫn có nhiều nharn hiệu than khác nhau hoặc nhiều bể than có tuổi cổ hơn nhưng than vẫn ở mức độ biến chất thấp, trong khi đó than của những bể trẻ hơn lại bị biến chất mạnh hơn.

Các nhà nghiên cứu cho rằng thời gian tuy không phải là năng lượng nhưng nó như một chất xúc tác đặc biệt, thời gian càng dài thì năng lượng cần thiết để biến đổi vật chất hữu cơ từ trạng thái này sang trạng thái khác cũng ít. Ví dụ, theo Levenstein, muốn chuyển từ than kết dính sang than gãy trong điều kiện nhấn chìm tương đối ngắn đòi hỏi nhiệt độ 180°C , còn trong điều kiện nhấn chìm lâu dài (ví dụ 300 triệu năm) chỉ cần $130-150^{\circ}\text{C}$.

Như vậy thời gian có tác dụng không lớn lắm, nó chỉ có tác dụng phụ trợ thêm cho những yếu tố biến chất khác, mạnh hơn nhiều.

Người ta đi đến kết luận là quá trình biến chất là một quá trình lâu dài, bao gồm toàn bộ các quá trình hoá lý đã tác động lên vỉa than trong suốt thời gian lịch sử địa chất. Như vậy mức độ biến chất mà chúng ta thấy hiện nay là kết quả tổng cộng những biến đổi từ khi vỉa than bị nhấn chìm cho tới nay.

Chương VII

PHONG HOÁ VÀ HIỆN TƯỢNG TỰ CHÁY CỦA THAN

Phong hoá than là tất cả những biến đổi vật lý và hoá học của than xảy ra dưới tác dụng của oxy trong khí quyển, của nước, của sự dao động nhiệt độ... Khác với quá trình biến chất than xảy ra dưới tác dụng của nhiệt độ và áp suất cao, phong hoá than được thực hiện trong điều kiện nhiệt độ và áp suất bình thường hoặc gần như bình thường. Phong hoá than phát triển theo phương hướng ngược với biến chất than.

Quá trình phong hoá than xảy ra ở trong các vỉa than, ở các công trình mỏ ngầm, ở các công trình khai thác lộ thiên, ngay cả trong khi than được vận chuyển hay bảo quản trong kho. Nghĩa là quá trình phong hoá than xảy ra ở chỗ nào có sự tham gia của không khí hoặc của nước có chứa oxy. Phong hoá làm biến đổi những tính chất vật lý và hoá học của than. Nhìn chung, quá trình phong hoá dần tới làm giảm phẩm chất của than và đôi khi có thể dẫn tới hiện tượng tự cháy của than.

VII.1. NHỮNG BIẾN ĐỔI TÍNH CHẤT VẬT LÝ CỦA THAN KHI BỊ PHONG HOÁ

Khi phong hoá, xảy ra sự biến đổi màu sắc, ánh, tỷ trọng, kiến trúc, vết vỡ, khe nứt... của than.

VII.1.1 Màu sắc

Nhìn chung than bị nhạt màu đi trong quá trình phong hoá. Màu đen của than đá chuyển thành màu nâu sẫm hoặc màu nâu. Vì vậy người ta cũng gọi than đá bị phong hoá là than nâu thứ sinh. Nguyên nhân của sự biến đổi này là do sự thành tạo các axit mùn cát khi than bị phong hoá (khác với các axit mùn cát được thành tạo trong quá trình tạo than bùn, các axit mùn cát này chứa nhiều oxy, do đó cũng gọi chúng là các axit mùn cát giàu oxy). Riêng than fuzen và antraxit vẫn giữ được màu đen khi bị phong hoá.

VII.1.2 Ánh

Khi bị phong hoá than trở nên mờ hơn, năng suất phản quang giảm đi.

VII.1.3 Tỷ trọng

Trong quá trình phong hoá than trở nên nứt nẻ, tách vỡ thành những khối có hình thù khác nhau. Do đó tỷ trọng của chúng giảm đi. Nhìn chung than claren ít chịu ảnh hưởng hơn so với vitren.

VII.1.4. Độ bền cơ học

Quá trình phong hoá, than bị biến đổi mạnh về cấu trúc, do đó độ bền cơ học cũng biến đổi theo. Theo mặt phân lớp và các khe nứt, nước thẩm vào via làm yếu mối liên kết giữa các phần tử than, dần dần tách than thành các phần tử nhỏ hơn. Kết quả là độ bền cơ học của than giảm đi, thậm chí than hoàn toàn biến thành một loại bột giống như muối đèn hay bồ hóng. Có liên quan với hiện tượng vụn nát của than trong quá trình phong hoá, bề dày của via trong dời phong hoá bị giảm đi. Đặc biệt là ở gần mặt đất bề dày của via có thể giảm tới 8-10 lần, thậm chí ở chỗ lộ via có thể chỉ còn để lại một ít bột màu đen giống bồ hóng.

Mỗi loại than có độ bền vững khác nhau trước quá trình phong hoá. Để bị phong hoá nhất là than bùn. Khi bị phong hoá, than bùn biến thành những mẩu thực vật rời rạc hoặc biến thành một khối dạng đất. Than nâu bền vững hơn một chút, khi bị phong hoá cũng tạo thành một khối dạng đất. Bền vững hơn cả là than đá và antraxit. Riêng antraxit vẫn giữ được màu đen, chỉ có ánh lá xin hơn trước.

Các thành phần thạch học khác nhau của than cũng chịu mức độ phong hoá khác nhau. Ta có thể xếp theo thứ tự bền vững gần như sau: vitren, claren, duren.

VII.2. NHỮNG BIẾN ĐỔI TÍNH CHẤT HÓA HỌC VÀ CỘNG SINH CỦA THAN KHI BỊ PHONG HOÁ

Sự biến đổi thành phần hóa học của than chủ yếu do phong hoá hóa học. Về cơ bản, đó là một quá trình oxy hóa vật chất hữu cơ của than. Trên dời phong hoá, than tăng độ ẩm và độ tro do sự giảm khối hữu cơ của than, tăng lượng chất bốc và giảm đi tương ứng cốc không tro. Người ta đã xác nhận rằng tốc độ biến đổi các chỉ tiêu này không đều nhau: Tăng nhanh hơn cả là độ ẩm, còn chất bốc tăng chậm nhất.

Phân tích nguyên tố chứng tỏ rằng khi bị phong hoá than giảm hàm lượng cacbon và hydro, trong lúc tăng hàm lượng oxy, hàm lượng cacbon có thể giảm đi 1,6

lần, còn hàm lượng hydro i 2 lần. Trong lúc đó hàm lượng oxy có thể tăng tới 34 lần. Trái với các nguyên tố C, H và O hàm lượng của nitơ gần như không biến đổi trong quá trình phong hoá.

Có liên quan với sự giảm hàm lượng cacbon và hydro của than trong đới phong hoá, nhiệt lượng cháy của than cũng giảm đi.

Độ thiêu kết của than bị giảm đi nhanh khi than bị phong hoá. Do đó có những loại than luyện cốc tốt, nhưng do lấy mẫu nằm ở đới phong hoá, trở thành không luyện cốc được.

Nhìn chung, những tính chất công nghệ khác của than cũng trở nên xấu đi trong quá trình phong hoá.

Tỷ trọng của than khi phong hoá chịu ảnh hưởng của hai yếu tố: các phản ứng oxy hoá vật chất hữu cơ gây ra sự giảm tỷ trọng và ngược lại sự tăng độ tro gây ra sự tăng tỷ trọng. Vì yếu tố thứ hai có tác động lớn hơn nên kết quả là trong phong hoá, tỷ trọng của than tăng lên.

Tóm lại, trong đới biếu sinh, các tác nhân phong hoá có thể làm cho than ở bất kỳ giai đoạn biến chất nào bị biến đổi. Than có mức độ biến chất càng thấp nói chung càng dễ bị biến đổi. Xu hướng chung của quá trình biến đổi là đáy than ở một giai đoạn biến chất bất kỳ đến trạng thái gần giống với than nâu. Điều đó có nghĩa là sự biến đổi vật chất than khi phong hóa xảy ra theo chiều hướng ngược với quá trình biến chất (bảng VII.1).

Bảng VII.1. So sánh những biến đổi của vật chất than trong quá trình biến chất và phong hoá

Thành phần và tính chất	Biến chất	Phong hoá
(1)	(2)	(3)
Hàm lượng cacbon	Tăng	Giảm
Hàm lượng hydro	Giảm	Giảm
Hàm lượng oxy	Giảm	Tăng
Hàm lượng nitơ	Không thay đổi	Không thay đổi
Hàm lượng lưu huỳnh	Không thay đổi	Giảm
Tỷ trọng	Tăng	Tăng

Bảng VII.1 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)
Độ ẩm	Giảm	Tăng
Độ tro	Giảm	Tăng
Độ thiêu kết	Tăng, sau giảm	Tăng
Nhiệt lượng cháy	Tăng, sau giảm	Giảm
Arh	Tăng	Giảm
Màu	Từ nâu chuyển sang đen Giảm	Từ đen chuyển sang nâu Tăng
Hàm lượng axit mùn tự do		

VII.3 HIỆN TƯỢNG TỰ CHÁY CỦA THAN

Phong hoá than hay oxy hoá than thường dẫn tới hiện tượng tự nóng và tự cháy của than. Quá trình này xảy ra theo một vài giai đoạn. Đầu tiên, do tiếp xúc với không khí, vật chất than hấp thụ oxy của không khí. Thực chất của sự hấp thụ này là một quá trình hóa học có tia nhiệt. Độ nhiệt độ của than được nâng cao. Sự nâng cao nhiệt độ làm chậm quá trình hấp thụ oxy. Chính điều đó lại dẫn tới sự tăng nhiệt độ của than lên cao hơn nữa. Nếu như nhiệt tỏa ra đủ cân bằng với lượng nhiệt phân tán vào môi trường xung quanh thì sự nâng cao nhiệt độ tức là hiện tượng tự nóng của than không xảy ra. Nhưng nếu lượng nhiệt sinh ra vượt quá lượng nhiệt phân tán vào môi trường xung quanh thì than sẽ dần dần nóng lên và khi đạt tới nhiệt độ tối hạn sẽ có thể xảy ra hiện tượng tự cháy.

Nhiệt độ cháy của mỗi nhain hiệu than đã chưa bị oxy hoá dao động trong một khoảng rất hẹp (+5°C). Ví dụ, than ở Donetsk và Kuznet có nhiệt độ bắt đầu cháy sau đây:

Nhain hiệu than	Nhiệt độ cháy	Nhain hiệu than	Nhiệt độ cháy
T	390 - 395°C	Ж	350 - 360°C
OC	375 - 380°C	Д và Г	305 - 315°C
K	365 - 370°C		

Nhưng khi bị oxy hoá, nhiệt độ tự cháy tối hạn của than thấp hơn hiên, dao động trong khoảng 80-100°C.

Hiện tượng tự bốc cháy của than có thể xảy ra ở trên mặt, trong những đống than đã khai thác hoặc xảy ra ngay dưới mặt đất, trong các công trình khai thác than, thậm chí cả ở những vỉa không có công trình nào đào qua. Hiện tượng tự cháy có thể xảy ra vào những thời gian khác nhau, hiện nay hoặc quá khứ địa chất xa xôi.

Hiện tượng tự cháy của than chẳng những làm hao hụt số lượng than đã khai thác cũng như trữ lượng than còn nằm dưới đất mà nhiều khi gây ra những vụ cháy nguy hiểm. Một khác khi than tự cháy, bầu không khí của nó bị đầu độc vì khí CO₂, đặc biệt là khí SO₂, SO₃... Nhưng không phải chỉ tới khi xảy ra hiện tượng tự cháy mới có những tác hại. Ngay từ lúc chưa đạt tới nhiệt độ tự cháy thì hiện tượng tự tăng nhiệt độ của than cũng đã dẫn tới sự giảm nhiệt lượng cháy và khả năng luyện cốc của than. Ví dụ, đối với một vài loại than ở Donetsk, khi tự nung nóng tới 50°C đã xảy ra sự giảm nhiệt lượng cháy và chỉ cần tới 36-38°C đã mất khả năng luyện cốc. Do đó, một vấn đề được đặt ra là phải tìm biện pháp bảo quản tốt than đã được khai thác, cũng như than còn nằm dưới đất, tránh hiện tượng tự nung nóng cũng như tự cháy của than. Ở Việt Nam hiện tượng tự cháy của than xảy ra điển hình ở mỏ than Na Dương, tại đây than tự cháy, bốc khói nghi ngút, ngay tại các vỉa đã bóc lớp phủ để chuẩn bị khai lộ thiên.

Đã từ rất lâu, vẫn tồn tại quan điểm cho rằng pyrit có mặt trong than là nguyên nhân gây nên tự cháy than. Ngày nay đa số các nhà nghiên cứu đã đi tới kết luận là pyrit không có ý nghĩa quyết định trong quá trình tự nung nóng và tự cháy của than. Sự thật, nguyên nhân chủ yếu của hiện tượng là quá trình oxy hóa của chính vật chất than. Pyrit có thể dẫn tới hiện tượng tự nung nóng và tự cháy của than chỉ trong những trường hợp rất hiếm, khi mà nó bị oxy hóa rất nhanh để cho nhiệt thoát ra không kịp phân tán. Điều kiện quan trọng nhất dẫn tới hiện tượng tự nung nóng và tự cháy của than là trạng thái bị dập vụn của than. Ở trạng thái này, bề mặt tiếp xúc giữa than và oxy tăng lên, do đó khả năng dẫn tới tự nung nóng và tự cháy tăng lên. Nhưng khả năng dẫn tới tự nung nóng và tự cháy của mỗi loại than một khác. Ngày ở cùng một mức độ biến chất, những loại than có thành phần thạch học khác nhau thì có khả năng khác nhau đối với hiện tượng tự nung nóng và tự cháy. Do có cấu trúc sợi và độ giòn cao nên fuzen có bề mặt tiếp xúc với không khí lớn hơn các kiếu than khác. Bởi vậy, ngay ở nhiệt độ thấp nó cũng hấp thụ được một lượng lớn oxy. Vì sự tăng nhiệt độ làm yếu quá trình hấp phụ và dây mạnh quá trình oxy hóa nên ở những nhiệt độ cao, vitren và claren có xu hướng bị oxy hóa lớn hơn fuzen, sê hấp phụ được một lượng oxy lớn

hơn. Khác với than mùn cát các than bùn thối và than tàn sinh có khả năng hấp phụ oxy thấp hơn nhiều.

Hiện tượng tự cháy có thể xảy ra đối với than ở bất kỳ giai đoạn biến chất nào, kể cả antraxit, nhưng than có mức độ biến chất thấp dễ bị cháy hơn. Dễ cháy nhất là than nâu, sau đó là than lửa dài và than khí.

Như đã nói, hiện tượng tự cháy có liên quan trực tiếp với độ vụn nát của than, bởi thế nó hay xảy ra ở các đồng than đã khai thác, ở các trụ bảo vệ bị ép vỡ hoặc ở các đới cà nát kiến tạo. Trong mọi trường hợp, hiện tượng tự cháy không xảy ra ngay sau khi than bị dập vụn và có luồng không khí thổi tới mà phải trải qua một thời gian nhất định. Khoảng thời gian này lâu hay chóng là tùy mỗi loại than khác nhau, ở các đồng than từ 4 tới 40 ngày, trong các công trình ngầm từ 4 tới 9 tháng.

Đối với các loại than dễ bị oxy hóa và tự cháy, cần phải có các biện pháp ngăn ngừa và bảo quản tốt. Bảo quản than dưới nước là một biện pháp có hiệu quả nhất. Trường hợp phải bảo quản lâu dài hoặc vận chuyển đi xa những loại than dễ bở vụn thì phương pháp đóng bánh là một biện pháp tốt. Ngoài ra có thể dùng các hoá chất khác nhau để làm giảm hoặc làm ngưng quá trình oxy hóa than. Ví dụ, để chống hiện tượng tự cháy trong than Na Dương, Trịnh Ích và Trần Mạnh Trí đề nghị dùng chất hãm bicacbonat canxi hoặc dùng nước ngưng của quá trình luyện cốc của chính than Na Dương.

Hiện tượng tự cháy của than ở các trụ bảo vệ bị ép vỡ hoặc ở các đới cà nát kiến tạo thường là nguyên nhân của các vụ cháy ngầm, mà việc chữa cháy hết sức khó khăn kéo dài hàng tháng, hàng năm và thậm chí không thể chữa nổi. Các vụ cháy này cũng gây ra biến đổi đá vây quanh, cát kết có màu đỏ, đá sét trở nên hồng hoặc trắng ra trông giống như gạch. Đôi khi các đá này bị cháy ra, trộn với các mảnh đá vây quanh, tạo thành một loại đầm kết sẫm màu và có lỗ hồng giống như dung nham có thể dùng các đá bị nung này làm một dấu hiệu tìm kiếm than.

Chương VIII

PHÂN LOẠI THAN

Do yêu cầu của khoa học và sử dụng công nghiệp than đã ngày sinh nhiều cách phân loại than khác nhau. Nhưng nhìn chung, những phân loại than hiện nay được xây dựng trên hai nguyên tắc: một mặt phân loại đó phải nêu lên được mối liên quan giữa nguồn gốc và tính chất, mặt khác phải thỏa mãn được các yêu cầu công nghiệp. Cho đến nay, chưa có một phân loại nguồn gốc - công nghiệp nào xây dựng đồng thời trên cả hai nguyên tắc này được công nhận rộng rãi. Trái lại, có rất nhiều phân loại được xây dựng trên từng nguyên tắc riêng biệt. Bởi vậy hình thành hai kiểu phân loại chính là phân loại theo nguồn gốc và phân loại công nghiệp.

VIII.1 PHÂN LOẠI THEO NGUỒN GỐC CỦA THAN

Phân loại nguồn gốc của than là cách phân chia than thành các loại khác nhau về vật liệu ban đầu và thành phần thạch học. Như vậy phải hiểu "nguồn gốc" ở đây không chỉ là vật liệu ban đầu để tạo nên than mà còn là kết quả cuối cùng của quá trình biến đổi các vật liệu đó ở giai đoạn tạo than đầu tiên - giai đoạn than bùn.

Một trong những người đầu tiên đặt cơ sở cho phân loại nguồn gốc của than là H. Potonie, nhà cổ thực vật học người Đức. Dựa vào vật liệu ban đầu và điều kiện biến đổi chính, ông chia than làm ba lớp: than mùn cây (humolit) được tạo nên từ thực vật cao粱 và than tàn sinh (liptobiolit) được tạo nên từ các thành phần bền vững nhất của thực vật trong quá trình phân huỷ và biến đổi.

Phân loại than của Potonie khá đơn giản, nhưng cũng dù rõ ràng và được dùng làm cơ sở cho tất cả các phân loại nguồn gốc sau này. Phát triển nguyên tắc phân loại này, Yu. A. Jemtsujnikov dựa trên vật liệu ban đầu chia than làm hai nhóm: nhóm than mùn cây (humolit) có nguồn gốc thực vật cao粱 và nhóm than bùn thối (sapropelit) được thành tạo từ thực vật hạ粱. Dựa vào điều kiện tích tụ và phân huỷ vật liệu ban đầu, ông chia nhóm thành các lớp. Nhóm mùn cây (humolit) được chia thành lớp than humit và lớp than tàn sinh (liptobiolit), còn nhóm than bùn thối (sapropelit) được chia

làm hai lớp: than bùn thối thực sự (sapropelit) và than keo thối (saprocolit). Tiếp theo, để phân chia lớp ra các kiểu, Jemtsujnikov dựa vào thành phần thạch học của than.

Trong phân loại than của G.L. Xtdnikov (1933), theo đặc tính vật liệu ban đầu, than được chia thành bốn lớp: than bùn thối, than mùn cây, than bùn thối - mùn cây và than mùn cây - bùn thối. Khác với phân loại than của Yu. A. Jemtsujnikov, ông đưa vào phân loại của mình cả tính giai đoạn của sự biến đổi vật liệu hữu cơ (bảng VIII.1).

Bảng VIII.1. Phân loại than theo G.L. Xtdnikov

Dạng than khoáng	Lớp I Than bùn thối	Lớp II Than mùn cây	Lớp III Than hòn hợp bùn thối - mùn cây	Lớp IV Than hòn hợp mùn cây - bùn thối
A - Than bùn	Bùn thối	Than bùn khô	Bùn thối đầm lầy	Than bùn đầm lầy
	Bockhet bùn thối	Than nâu	Bockhet mùn cây	Than nâu
B - Than nâu	Bùn thối Camen	Camen mùn cây	Than bùn thối - mùn cây	-
	Đá phiến dầu	-	-	-
C - Than đá	-	Than đá antraxit	Than đá	Than đá antraxit

Sau này Ya. M. Tsernousov (1955) đưa ra một phân loại than trên cơ sở vật liệu ban đầu, các quá trình tích tụ và biến đổi chúng. Theo phân loại này, than được chia làm bốn nhóm: than mùn cây, than tân sinh, than bùn thối và than có nguồn gốc hỗn hợp (bảng VIII.2).

Bảng VIII.2. Phân loại than theo Ya. M. Tsernousov

Vật liệu ban đầu	Đá cháy hiện đại	Than khoáng	
		Nhóm	Lớp
(1)	(2)	(3)	(4)
Thực vật cao dắng	Than bùn	Than mùn cây	1. Antraxilit
			2. Fuzenolit
			3. Humitolit

Bảng VIII.2 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)
		Than tàn sinh	1. Sporonit 2. Cutinit 3. Rezinit 4. Suberinit
Thực vật hạ đẳng	Bùn thối	Than bùn thối	1. Than bùn thối 2. Than keo thối
Vật liệu hỗn hợp	Than bùn - bùn thối Bùn thối - than mùn	Than mùn cây - bùn thối Than bùn thối - mùn cây	1. Than nửa bùn thối 2. Canelit 3. Gagatit

Ngoài những phân loại được giới thiệu trên đây, trong văn liệu cũng còn xuất hiện nhiều kiểu phân loại nguồn gốc khác nữa, nhưng về cơ bản, giữa chúng ít có sự khác biệt lớn.

VIII.2. PHÂN LOẠI CÔNG NGHIỆP THAN

Phân loại công nghiệp than là định ra các nhãn hiệu than (mác than) dựa trên các đặc tính kỹ thuật và công nghệ quan trọng nhất của than tự nhiên. Mỗi một nhãn hiệu than bao gồm một nhóm than có đặc tính kỹ thuật - công nghệ giống nhau hoặc gần giống nhau.

Các thông số cơ bản để phân loại than của bao gồm: hàm lượng chất bốc, hàm lượng cacbon, chỉ số dẻo, độ thiêu kết, kiểu cốc nung trong chén, nhiệt lượng cháy của nhiên liệu, độ ẩm tự nhiên ... các nhóm chỉ tiêu này phản ánh cơ bản chất lượng than: mức độ biến chất; độ thiêu kết; các tính chất kỹ thuật của than.

Trong hệ thống phân loại nguồn gốc công nghiệp của than, cùng với các thông số trên, còn sử dụng chỉ tiêu phản xạ của vitrinit (cũng là chỉ tiêu biến chất) và thành phần thạch học của than để phân loại than.

Phân tích hệ thống phân loại than của các quốc gia cho thấy các phân loại này chỉ có thể áp dụng cho từng nước, thậm chí cho từng mỏ riêng biệt, vì vậy không thể xếp ngang than của các nhóm tương ứng ở các bảng phân loại của các nước khác nhau, bởi vì có sự khác nhau của các thông số áp dụng cho bảng phân loại, cũng như phương

pháp xác định chúng và mốc để phân định mác, lớp hoặc nhóm than. Ngay cả các hệ thống phân loại trong đó sử dụng các hệ thống phân loại giống nhau cũng có sự khác nhau về số lớp than và ranh giới phân định giữa chúng.

Các hệ thống phân loại công nghiệp than hiện hành ở các nước khai thác than chủ yếu có thể gộp thành hai nhóm kiểu chính.

VIII.2.1. Nhóm phân loại kiểu I

Trong hệ thống phân loại nguồn gốc - công nghiệp của Liên Xô (cũ) (TOCT 25543 - 82), than nâu được phân chia chi tiết thành các phụ nhóm theo hàm lượng các thành phần vitrinit và fuzinit của than.

Theo hệ thống phân loại than nâu Quốc tế, được thông qua tại Ủy ban về Than của Cộng đồng Kinh tế Châu Âu - (OOH) năm 1957 và hệ thống phân loại than nâu của Ba Lan, than nâu được chia thành 6 lớp và 5 nhóm theo các chỉ tiêu độ ẩm của nhiên liệu không tro (W^{af}) và hiệu xuất nhựa của nhiên liệu khô, không tro (Bảng VIII.3 và VIII.4)

Bảng VIII.3. Phân loại than nâu Quốc tế (1957)

Số hiệu nhóm	Thông số của nhóm; T_{sk}^{daf} , %	Số mã hiệu than						
		1040	1140	1240	1340	1440	1540	
40	> 25	1040	1140	1240	1340	1440	1540	
30	20 - 25	1030	1130	1230	1330	1430	1530	
20	15 - 20	1020	1120	1220	1320	1420	1520	
10	10 - 15	1010	1110	1210	1310	1410	1510	
00	< 10	1000	1100	1200	1300	1400	1500	
Số mã hiệu lớp		10	11	12	13	14	15	
Thông số lớp W ^{af} , %	Từ		20	30	40	50	60	
	Đến	20	30	40	50	60	70	

Bảng VIII.4. Phân loại than nâu của Ba Lan

Độ ẩm trong than mới khai thác ở dạng nguyên liệu không tro W^{ar} , %	Số mã hiệu	Số mã của các kiểu than					
		14	13	12	11	10	
< 20	1						
20 - 30	2	24	23	22	21	20	
30 - 40	3	34	33	32	31	30	
40 - 50	4	44	43	42	41	40	
50 - 60	5	54	53	52	51	50	
60 - 70	6	64	63	62	61	60	
Số mã hiệu	4		3	2	1	0	
Hiệu suất nhựa bán cốc hoá (Tskd ^{ar})	Từ	> 25	20	15	10	0	
	Đến		25	20	15	10	

Trong phân loại của Cộng hoà Liên bang Đức (FRG), than nâu được chia thành hai loại: than nâu mềm, than nâu cứng (gồm than nâu cứng mờ và than nâu cứng ánh), xem bảng VIII.5.

Bảng VIII.5. Phân loại than nâu của FRG

Loại than	W^{tr} , %	C^{daf} , %	Q^{daf} , kcal/kg
Than nâu mềm	35 - 75	61 - 71	< 4000
Than nâu cứng			
- Mờ	25 - 35		4000 - 5500
- Ánh	< 25	71 - 77	5500 - 7000

Thông số bổ sung để phân chia than gãy (T) và antraxit (A) là nhiệt lượng cháy $Q^{daf} = 35,16\text{MJ/kg}$ (8400 kcal/kg).

Từ năm 1984, ở Liên Xô (cũ) và Liên bang Nga hiện nay đã đưa vào sử dụng phân loại than theo các thông số nguồn gốc và công nghệ (TOCT - 25543 - 82) là phân loại than thống nhất. Trong hệ thống phân loại này, dựa vào trị số trung bình của các chỉ tiêu phản xạ của vitrinit (R_o), nhiệt lượng cháy của nhiên liệu ẩm không tro (Q^{sat}) và hàm lượng chất bốc $V^{d,1}$, than được chia thành than nâu, than đá và antraxit (bảng VIII.6).

Bảng VIII.6. Các loại than

Loại than	R _o , %	Q ^{saf} (MJ/kg)	V ^{daf} , %
Nâu	< 0,6	< 24	-
Đá	0,4 - 2,39	≥ 24	≥ 9
Antraxit	> 2,39	-	< 9

Theo các đặc điểm nguồn gốc, than được chia thành 17 lớp theo trị số R_o (bảng VIII.7- Mã hiệu biểu thị lớp : trị số R_o (%) × 10) và 5 hạng theo hàm lượng thành phần fuzinit của than sạch (không lẫn đất đá) - ΣOK% (bảng VIII.8): Mã hiệu biểu thị hạng 0,1 giá trị OK%.

Bảng VIII.7. Các lớp than

Lớp	R _o (từ - đến)	Lớp	R _o (từ - đến)
02	< 0,30	14	1,30 - 1,49
03	0,30 - 0,39	16	1,50 - 1,74
04	0,40 - 0,49	19	1,75 - 1,99
06	0,50 - 0,64	22	2,00 - 2,39
07	0,65 - 0,74	27	2,40 - 2,99
08	0,75 - 0,84	33	3,00 - 3,59
09	0,85 - 0,99	40	3,60 - 4,49
11	1,00 - 1,14	60	> 4,50
12	1,25 - 1,29		

Bảng VIII.8. Các hạng than

Hạng	ΣOK, % (từ - đến)
1	≤ 20
3	21 - 35
4	36 - 50
6	51 - 65
8	> 65

Bảng VIII.9. Các kiểu than nâu

Kiểu than	W ^{a,max} , %
20	< 30
30	30 - 45
40	> 45

Theo các chỉ tiêu hóa học và công nghệ, than được chia thành 15 kiểu: Than nâu - 3 kiểu theo độ ám lớn nhất của nhiên liệu không trong W^{ulmax} (bảng VIII.9; Mã hiệu biểu thị kiểu, trị số trung bình của W^{ulmax} theo kiểu); Than đá - 9 kiểu theo trị số V^{daf} (bảng VIII.10; Mã hiệu biểu thị kiểu; trị số trung bình của V^{daf} theo kiểu).

Bảng VIII.10. Các kiểu than đá

Kiểu	$V^{\text{das}}, \%$ (tù - đèn)	Kiểu	$V^{\text{das}}, \%$ (tù - đèn)
42	> 40	23	22 - 25
37	35 - 40	19	17 - 22
32	30 - 35	15	13 - 17
29	27 - 30	10	1 - 13
26	25 - 27		

Antraxit được chia thành ba kiểu theo lượng chất bốc thể tích $V_a^{\delta_{\text{daf}}}$ (bảng VIII.11; Mã biểu thị kiểu : 0,1 giá trị trung bình của $V_a^{\delta_{\text{daf}}}$, cm^3/g).

Bảng VIII.11. Các kiểu antraxit

Kiểu	$V_a^{\delta_{\text{daf}}}$ (tù - đèn)
24	> 200
16	100 - 200
06	< 100

Bảng VIII.12. Các phụ kiểu than nâu

Phụ kiểu	$T^{\text{skdaf}}, \%$ (tù - đèn)
27	> 25
22	20 - 25
17	15 - 20
13	10 - 15
05	≤ 10

Than nâu được chia thành 5 phụ kiểu theo hiệu suất nhựa bán cốc hoá T^{skdaf} (bảng VIII.12), than đá - thành 8 phụ kiểu theo độ thiêu kết được đánh giá theo bề dày lớp dẻo Y đối với than thiêu kết tốt và chỉ số Roga RI đối với than thiêu kết kém (bảng VIII.13), antraxit - thành 6 phụ kiểu theo chỉ số dị hướng phản xạ của vitrinit - AR (bảng VIII.14).

Bảng VIII.13. Các phụ kiếu than đá

Phụ kiếu	Y (mm)	RI
29	≥ 26	-
23	22 - 25	-
19	18 - 21	
15	13 - 17	-
11	10 - 12	
07	6 - 9	
01	< 6	≥ 13
00	< 6	< 13

Bảng VIII.14. Các phụ kiếu antraxit

Phụ kiếu	AR, % (từ - đến)
25	< 35
35	35 - 40
45	40 - 50
55	50 - 60
65	60 - 70
75	> 70

Mỗi loại than được biểu thị bằng mã hiệu 7 chữ số: Hai số đầu chỉ lớp, số thứ ba - hạng, số thứ 4 và 5 - kiếu, số thứ 6 và 7 - phụ kiếu than.

Theo các tính chất công nghệ, than được chia thành các mác, nhóm, phụ nhóm công nghệ.

Các số mã hiệu mác, nhóm và phụ nhóm được thiết lập cho từng via than, mỏ than hoặc vùng than cụ thể.

Một trong những kiểu phân loại công nghiệp than của Liên Xô (cũ) đã và đang được sử dụng rộng rãi để phân chia nhãn hiệu than ở Việt Nam là phân loại công nghiệp than theo FOCT 8180 - 75 (bảng VIII.15).

Theo hệ thống phân loại than công nghiệp của Trung Quốc, thì than được chia làm 10 loại lớn, phân chia chi tiết dựa trên các thông số phân loại chính là chất bốc và bể dày lớp dẻo (bảng VIII.16).

Trong phân loại than của Anh, dựa vào các chỉ tiêu: độ ẩm, hàm lượng cacbon, hàm lượng hydro, chất bốc, nhiệt lượng cháy và độ thiêu kết, than được chia thành 8 nhóm. Ranh giới giữa antraxit và than đá ở Vdaf = 9,5% (bảng VIII.18).

Bảng VIII.15. Phân loại công nghiệp than đá của Liên Xô (cũ)
(TOCT 8180 - 75)

Máy than		Nhóm kỹ thuật	V _{đạt} , %	Y, mm (RI)
Tên gọi	Ký hiệu			
Lửa dài	Δ	-	≥ 35	6
Khí	Γ	$\frac{\Gamma_6}{\Gamma_{11}}$	≥ 35	$\frac{6 - 10}{11 - 25}$
Khí mờ	ГЖ	$\frac{\Gamma \text{Ж}_6}{\Gamma \text{Ж}_{11}}$	27 - 35	$\frac{6 - 10}{11 - 16}$
Mỏ	Ж	$\frac{\text{Ж}_{17}}{\text{Ж}_{21}}$	27 - 35	$\frac{17 - 20}{\geq 21}$
Luyện cốt	К	$\frac{K_{21}}{K_{14}}$	18 - 27	$\frac{\geq 21}{14 - 20}$
Nghèo thiêu kết	ОС	$\frac{OC_6}{OC}$	14 - 22	$\frac{6 - 13}{< 6 (\geq 13)}$
Gãy	Т	-	8 - 17	(< 13)

Bảng VIII.16. Phân loại công nghiệp than của Trung Quốc

Loại lớn		Loại nhỏ		Thông số phân loại	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Tên gọi	Ký hiệu	Tên gọi	Ký hiệu	Chất bốc V _{đạt} , %	Y.mm
Than không khói	A	-	-	0 - 10	-
Than gãy	Т	-	-	> 10 - 20	0 (đang bột)
Than nửa dính	ПС	Than nửa dính 1	ПС1	> 14 - 20	0 (thành khói) - 8
		Than nửa dính 2	ПС2	> 14 - 20	> 8 - 11
Than cốc	К	Than gãy cốc	ПК	> 14 - 18	> 12 - 25

Bảng VIII.16 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Than mõ	Ж	Than chính cõc	K	> 18 - 23	> 13 - 25
		Than cõc nhiệt	K	> 20 - 25	> 8 - 12
		Than cõc mõ 1	ЖК1	> 26 - 30	> 8 - 14
		Than cõc mõ 2	ЖК2	> 26 - 30	> 14 - 25
		Than mõ 1	Ж1	> 25 - 37	> 25 - 30
	Г	Than mõ 2	Ж2	> 25 - 37	> 30
		Than mõ cõc 1	ЖЖ1	< 25	> 25 - 30
		Than mõ cõc 2	ЖЖ2	< 25	> 30
		Than mõ khí	ГЖ	> 37	> 25
		Than khí mõ 1	ЖГ1	> 30 - 37	> 9 - 14
Than khí	Г	Than khí mõ 2	ЖГ2	> 30 - 37	> 14 - 25
		Than khí 1	Г1	> 37	> 8 - 9
		Than khí 2	Г2	> 37	> 9 - 14
		Than khí 3	Г3	> 37	> 14 - 25
		Than dính bột 1	СС ₁	> 20 - 28	0 (thành khối) - 8
Than dính bột	СС	Than dính bột 2	СС ₂	> 36 - 37	0 (thành khối) - 9
		-	-	> 20 - 37	0 (thành khối)
Than không dính	НС	-	-	> 37	0 - 5
Than lửa dài	Д	-	-	> 37	0 - 5
Than nâu	Б	-	-	> 40	-

Bảng VIII.17. Phân loại công nghiệp than của Ba Lan

Mác than	Số mã hiệu	Thông số phân loại				
		V ^{daf} , %	RI	Chỉ số nở b, %	Q ^{saf} , kcal/kg	MJ/kg
Lửa dài	31,1	> 28	≤ 5		≤ 7400	≤ 30,98
	31,2	> 28	≤ 5		> 7400	> 30,98
Khí - lửa dài	32,1	> 28	5 - 20	Không quy định		
	32,2		20 - 45			
Khí	33	> 28	45 - 55			
Khí - cốc	34	> 28	55	> 30		
Cốc octo	35,1	26 - 31		> 0	Không quy định	Không quy định
	35,2	20 - 26	45	> 0		
Cốc meta	36	14 - 20				
Cốc semi	37	14 - 28	≥ 5			
Than dạng	38	14 - 28	< 5	Không quy định		
Antraxit	41	1	0			
Antraxit	42	0 - 14	0			
		3 - 10				

Bảng VII.18. Phân loại công nghiệp than của Anh

Độ thiếu kết	Q _s ^{af} , kcal/kg	V _{daf} , %	C _{daf} , %	W _t , %	Nhóm	Than
Antraxit	8450-8650	4,5-6,5	2,8-3,3	93-94	1,5-3	Với chất bốc thấp, không luyện cốc được
	8650-8750	6,6-9,5	3,3-3,9	92-93	0,7-1,5	
	8500-8850	9,6-12	3,9-4,2	91-93	0,7-1,2	Với chất bốc thấp, luyện cốc được
	8500-8850	12,1-14	4,2-4,5	91-92,5	0,7-1,2	
Than Scotland đặc biệt, không luyện cốc được	8500-8850	9,6-20	4,3-4,8	90-92	1-3	Than Scotland chái bốc trung bình
	8500-8850	20,1-30	3,7-4,6	89-92,5	1-2,5	Chất bốc cao, luyện cốc tốt
	8650-8830	9,6-20	4,6-5,2	85,5-90,5	0,6-2	Chất bốc cao, luyện cốc trung bình
	8450-8800	20,1-30	4,6-5,3	88,5-91	0,6-2,5	Chất bốc cao
	8100-8450	30,1-37	5,1-5,6	85-89	0,6-2,5	
	7850-8350	8450-8800	Thiếu kết rất tốt			Thiếu kết tốt
	8100-8450	8450-8800	Thiếu kết tốt			Thiếu kết TB
	7850-8350	5,0-5,7	5,2-5,6	82,5-86	3,1-10	Chất bốc cao
	8100-8450	5,2-5,6	5,2-5,7	8,3-86,5	1,6-5,5	
	8100-8450	5,2-5,7	5,2-5,7	8,4-8,7	1,1-4	Chất bốc cao, luyện cốc trung bình
	8450-8800	30,1-37	5,1-5,6	85-89	0,6-2,5	Chất bốc cao, luyện cốc cao

VIII.2.2. Phân loại kiểu II

Ở Mỹ, Canada, Nam Phi... sử dụng kiểu phân loại than thành bốn loại: licnhit, than á bitum, than bitum và antraxit. Các thông số phân loại than gồm có chất bốc, hàm lượng cacbon liên kết, nhiệt lượng cháy và khả năng luyện cốc của than. Diễn hình cho phân loại kiểu này là phân loại than của Mỹ và Canada (ASTMD 388 - 64) (bảng VIII.19).

Theo bảng phân loại này, than được chia thành 4 lớp, 13 nhóm. Ranh giới giữa antraxit và than bitum được chấp nhận ở hàm lượng cháy bốc 14% và hàm lượng cacbon liên kết ($C = 10C-V-A$) - 86%, giữa than bitum và á bitum theo nhiệt lượng cháy cao của nhiên liệu ẩm, không tro - 26,75MJ/kg (6389kcal/kg). Như vậy, antraxit của Mỹ gần tương đương với antraxit và than gãy của các nước Châu Âu, than bitum tương đương với than đá thiêu kết (từ than khí (Γ) đến than nghèo thiêu kết (CC) của Liên Xô cũ). Than á bitum tương đương với than lửa dài và một phần than nâu Σ_3 , còn than licnhit tương đương với than nâu Σ_2 và Σ_1 của Liên Xô cũ.

Bảng VIII.19. Phân loại than của Mỹ và Canada (ASTM D388 - 64)

V ^{daf} , %	C, %	Lớp	Nhóm, mức độ biến chất	Q _s ^{af}	
				kcal/kg	MJ/kg
2	98	Antraxit (1)	1. Meta antraxit	Không quy định tiêu chuẩn	
8	92		2. Antraxit		
			3. Semi antraxit		
14	86	Than bitum (2)	4. Với chất bốc thấp	7778	32,56
22	78		5. Với chất bốc TB		
31	69		6. Với chất bốc cao A		
			7. Với chất bốc cao B		
			8. Với chất bốc cao C		
			9. A (3)	5833	24,42
			10. B	5278	22,09
			11. C	4611	19,30
		Than á bitum (1)	12. Licnhit A	3500	14,65
			13. Licnhit B		

- Ghi chú:
- 1) Không thiêu kết.
 - 2) Thường thiêu kết.
 - 3) Nếu thiêu kết thì thuộc nhóm bitum C.

Phân loại của Ba Lan: Trong hệ thống phân loại than đá và antraxit của Ba Lan, than đá được chia thành 8 mác (số mã hiệu từ 31 đến 38), antraxit thành 2 mác (số mã hiệu 41 và 42) dựa theo các chỉ tiêu : hàm lượng chất bốc (V^{dal} , %), chỉ số Roga (RI), độ nở trong máy đo độ nở (b) và nhiệt lượng cháy tính với nhiên liệu ẩm, không tro (Qs^d) (bảng VIII.17).

VIII.2.3. Dự thảo bảng phân loại than Việt Nam (Theo Nguyễn Tiến Bào và Nguyễn Văn Cảnh, năm 2000)

a. Phân chia các nhóm chính

Tùy theo mức độ biến chất, than Việt Nam có thể chia thành ba nhóm chính sau:

- Than linhit (ký hiệu L): Tương ứng than nâu theo cách gọi trước đây.
- Than bitum (ký hiệu B): Tương ứng như “than đá” theo cách gọi trong bảng phân loại của Liên Xô cũ, hay còn gọi là nhóm than mỏ luyện cốc.
- Than antraxit (ký hiệu A): Bao gồm các nhóm than gãy (T), than bán antraxit

b. Phân chia các phụ nhóm

- Nhóm than linhit chia làm ba phụ nhóm như sau:
 - + Phụ nhóm 1: ký hiệu L₁ gần tương ứng với ký hiệu than nâu, ký hiệu B₁ trước đây.
 - + Phụ nhóm 2: ký hiệu L₂ gần tương ứng với ký hiệu than nâu, ký hiệu B₂ trước đây.
 - + Phụ nhóm 3: ký hiệu L₃ gần tương ứng với ký hiệu than nâu, ký hiệu B₃ và D trước đây.
- Nhóm than bitum chia làm hai phụ nhóm:
 - + Phụ nhóm 1: ký hiệu B₁ gần tương ứng như than khí (Γ) và mỏ (\mathbb{K}) trước đây.
 - + Phụ nhóm 2: ký hiệu B₂ gần tương ứng như than cốc mỏ ($K\mathbb{K}$) và cốc K trước đây.
- Nhóm than antraxit chia làm bốn phụ nhóm:
 - + Phụ nhóm 1: ký hiệu A₁ tương ứng với các nhóm than gãy (T) và bán antraxit nhóm (ΠA_1).
 - + Phụ nhóm 2: ký hiệu A₂ tương ứng với phụ nhóm bán antraxit (ΠA_2) và antraxit (A₁).
 - + Phụ nhóm 3: ký hiệu A₃ tương ứng với phụ nhóm antraxit (A₂) và (A₃).
 - + Phụ nhóm 4: ký hiệu A₄ tương ứng với phụ nhóm antraxit (A₄) trước đây.

Chương IX

TRẦM TÍCH CHỮA THAN VÀ CÁC VĨA THAN

VÀI NÉT VỀ THAN VIỆT NAM

IX.1. TRẦM TÍCH CHỮA THAN

IX.1.1. Đặc điểm thạch học của trầm tích chứa than

Các trầm tích chứa than bao gồm chủ yếu là các thành tạo lục nguyên, chúng xen kẽ nhau một cách đơn điệu, khi thì chủ yếu là những vật liệu hạt mịn như sét, khi thì những vật liệu thô hơn như cát, sỏi và có khi cả cuội nữa. Tỷ lệ giữa các thành phần mịn (sét, bột) so với các thành phần thô được xác định là 3:1 (Duff và Walton, 1962). Đôi khi, ở một số tầng chứa than ven biển cũng thấy các phân lớp mỏng đá cacbonat mà chủ yếu là đá vôi.

a. *Cuội kết:* Nhìn chung, trong trầm tích chứa than cuội kết chiếm một lượng không nhiều lắm. Tuy nhiên trong một số trường hợp, cuội kết phát triển rất rộng rãi. Ví dụ, trong trầm tích chứa than của bể than đồng bắc Bắc Bộ, ngoài các lớp cuội dày vài chục mét xen kẽ giữa các via than, có những tầng cuội dày vài ba trăm mét. Cuội kết có một giá trị địa tầng lớn, vì chúng phản ánh các giai đoạn trong trầm tích.

b. *Sỏi kết:* Chúng thường đi đôi với cuội kết, cũng như với cát kết hạt thô. Sỏi phổ biến rộng rãi trong các bể than thành tạo ở trước núi.

c. *Cát kết:* Là một trong các thành phần phổ biến nhất của trầm tích chứa than. Ở một số bể than, cát kết chiếm tới 40-50% khối lượng trầm tích vô cơ. Nhìn chung, cát kết của trầm tích chứa than tương đối đơn điệu. Theo thành phần thạch học, chủ yếu là thạch anh và cát kết acko. Độ lựa chọn kém, trong cát kết thường chứa các mảnh đá sét của chính tầng chứa than, các đoạn thân cây hoặc cành cây bị khoáng hoá, các mảnh than vụn. Hiện tượng phân lớp xiên khá phổ biến.

d. *Bột kết:* Có mặt khắp nơi. Bột kết thường tạo thành các lớp mỏng nằm trên hoặc dưới via than, hay xen kẽ với các lớp đá hạt thô hơn. Bột kết khá phổ biến nhưng

ít khi tạo thành lớp có bề dày lớn. Bột kết thường có màu sẫm do chứa nhiều di tích hữu cơ.

e. Sét kết: Trong các trầm tích chứa than kiểu địa mảng, sét chiếm một tỷ lệ khá lớn, đôi khi đạt tới 80% tổng bề dày trầm tích bể. Nhưng trong các trầm tích chứa than kiểu nền lại hầu như không có các loại sét điển hình. Khi sét kết tạo thành lớp có bề dày lớn, thường không thấy rõ phân lớp. Thường thấy sét kết ở trụ và mái của vỉa than nhưng ở trụ phổ biến hơn.

f. Cacbonat: Nói chung, cacbonat là thành phần hiếm của trầm tích chứa than. Đó chủ yếu là các đá vôi chứa sét thành tạo trong điều kiện nước nóng có nguồn gốc sinh vật. Cacbonat thường tạo thành các thấu kính hoặc phân lớp mỏng khá ổn định. Đôi khi cacbonat nằm trực tiếp trên mái các vỉa than. Khu vực phía tây của bể than đồng bắc Bắc Bộ, trong trầm tích chứa than khá phổ biến các thành tạo vôi này. Ngoài ra trong trầm tích chứa than còn khá phổ biến siderit dưới dạng kết hạch hoặc thấu kính. Đôi khi, các thành tạo siderit này được giá trị về mặt kinh tế.

Đặc trưng của các thành phần thạch học trên đây là chúng xen kẽ nhau một cách đơn điệu, thường các đá có độ hạt gần nhau. Hiện tượng "nhảy vọt" về độ hạt thường thấy giữa cuội kết hoặc sỏi kết với các thành tạo hạt mịn (sét - bột kết) nằm dưới.

Tuy về mặt thạch học thường đơn điệu, nhưng đa số các trầm tích chứa than là những thành tạo đa tướng. Ngoài các tường đầm lầy, hồ còn có các tướng biển và lục địa. Khi nghiên cứu các đặc điểm cấu trúc của tầng trầm tích nhiệm vụ của nhà địa chất là phải lập lại điều kiện thành tạo của chúng và do đó xác định được triển vọng của độ chứa than, quy luật phân bố than và quyết định phương hướng đúng đắn cho công tác tìm kiếm thăm dò. Để hoàn thành được nhiệm vụ trên đây phải nghiên cứu điều kiện thành tạo của các trầm tích chứa than.

IX.1.2. Các dấu hiệu trầm tích và ý nghĩa của chúng trong việc xác định điều kiện thành tạo

Theo G. A. Ivanov, có thể phân chia một cách quy ước các dấu hiệu nguồn gốc của trầm tích chứa than thành hai nhóm: nhóm các dấu hiệu tướng đá và nhóm các dấu hiệu địa kiến tạo.

Các dấu hiệu tướng đá phản ánh mối quan hệ qua lại của các điều kiện địa lý tự

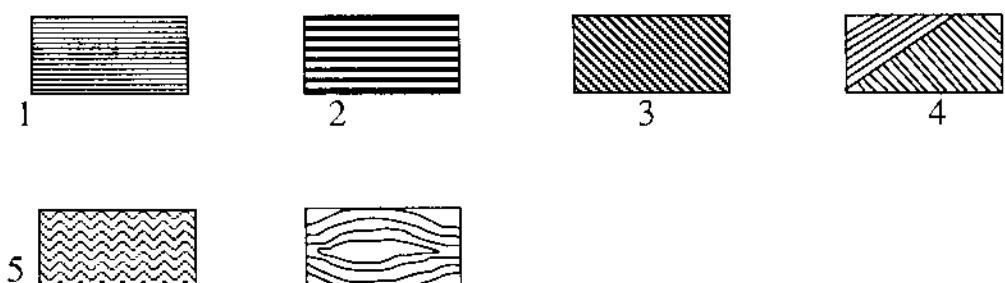
nhiên khi thành tạo trầm tích: địa hình, khí hậu, sinh vật, độ mặn, độ xa bờ, đặc tính thuỷ lực của môi trường... Còn các dấu hiệu địa kiến tạo thể hiện ở các dạng chuyển động của vỏ Trái Đất.

a. Thành phần độ hạt trầm tích

Kích thước của hạt hay là thành phần độ hạt của trầm tích thể hiện khá đúng đắn điều kiện thuỷ lực của môi trường trầm tích, nó là một trong những dấu hiệu chủ yếu nhất giúp ta xác định điều kiện tướng đá của các thành tạo trầm tích. Những vật liệu mịn như sét, bột chỉ có thể lắng đọng trong hoàn cảnh nước tương đối yên tĩnh, ngược lại, các vật liệu thô hơn (cát, sỏi, cuội) có thể lắng đọng trong điều kiện nước chảy mạnh hoặc sóng to. Như vậy, sự phân bố độ hạt của trầm tích không phải là ngẫu nhiên mà tuân theo những quy luật nhất định, tùy thuộc vào mức độ hoạt động của môi trường trầm tích. Do đó, giữa thành phần độ hạt của trầm tích và tướng đá có một mối liên quan chặt chẽ. Trong một mặt cắt địa chất, ta thấy các lớp đá trầm tích với thành phần độ hạt khác nhau, xen kẽ nhau theo một quy luật nhất định. Chính sự xen kẽ có quy luật này của các lớp đá trầm tích phản ánh sự thay thế có quy luật của các tướng đá (hình IX.1). Như vậy, sự thay đổi thành phần độ hạt trong mặt cắt trầm tích có một vai trò quan trọng trong việc tìm hiểu sự thay đổi điều kiện của môi trường tích tụ trầm tích.

b. Tính phân lớp nguyên sinh của đá trầm tích

Dựa vào hình dạng tự nhiên của các kiểu phân lớp sóng và phân lớp sóng xiên (hình IX.1).



Hình IX.1. Các kiểu phân lớp cơ bản: 1 - phân lớp ngang đều; 2 - phân lớp ngang không đều; 3 - phân lớp xiên cùng hướng; 4 - phân lớp xiên khác hướng; 5 - phân lớp sóng đều; 6 - phân lớp sóng dạng thấu kính.

Mỗi một kiểu phân lớp đặc trưng cho một môi trường với tính chất thuỷ lực xác định. Khi nghiên cứu thành phần độ hạt của trầm tích ta có thể biết được cường độ hoạt động của môi trường, nhưng ta chưa thể biết tính chất của hoạt động đó. Đặc điểm của các kiểu phân lớp sẽ bổ sung cho ta những thiếu sót đó. Nếu phân lớp ngang đặc trưng cho môi trường tương đối yên tĩnh, phân lớp xiên hình thành do sự tác động của dòng chảy, phân lớp sóng là do tác động của sóng và phân lớp sóng xiên được hình thành trong môi trường nước chảy và sóng mạnh. Có khá nhiều những nghiên cứ chuyên đề về điều kiện hình thành của các kiểu phân lớp. Hiển nhiên, đó là do tầm quan trọng của nó trong việc xác định tướng đá.

c. Các di tích sinh vật và kết hạch

Di tích các động vật không xương sống có một giá trị đặc biệt lớn trong việc xác định độ mặn của nước và hoàn cảnh tướng đá. Mỗi loại sinh vật sống và thích nghi với những điều kiện nhất định về độ mặn, nhiệt độ, độ sâu, đặc tính thuỷ lực của môi trường... đôi khi, chúng lại đòi hỏi những điều kiện đó rất khác khac. Sự bảo tồn những di tích của chúng sẽ là những dấu hiệu tốt giúp ta xác định cổ sinh thái. Nhưng các trầm tích chứa than thường nghèo hoá đá động vật. Ngược lại, các hoá đá thực vật rất phong phú. Giá trị giám định tướng đá của hoá đá thực vật tuy kém xa các hoá đá động vật nhưng chứng mục nào đó nó cũng giúp ta suy luận về mức độ gần bờ của các thành tạo trầm tích. Sự phong phú và độ bảo tồn tốt của các di tích thực vật, đặc biệt là của lá cây, chứng minh rằng những trầm tích chứa chúng được thành tạo ở gần bờ và trong điều kiện môi trường tương đối yên tĩnh. Ngược lại, ở những nơi xa bờ hoạt động thuỷ lực mạnh thì trong những trầm tích thành tạo tại đó rất khó tìm thấy di tích thực vật và nếu có thì cũng chỉ là những vật liệu thô, bảo tồn xấu.

Trong các trầm tích chứa than, rất phổ biến các loại kết hạch khác nhau, chủ yếu là các loại cacbonat. Chính những kết hạch này là biểu hiện cụ thể của điều kiện địa hoá của môi trường trầm tích. Ở nhiều bể than trên thế giới người ta đã tìm ra những quy luật nhất định trong sự phân bố và thành phần khoáng vật của kết hạch trong các mặt cắt trầm tích. Thông thường, càng xa bờ, tỷ số Ca/Fe càng lớn và ngược lại, càng gần vỉa than kết hạch sắt càng nhiều. Có thể sử dụng quy luật biến đổi thành phần kết hạch trong mặt cắt địa tầng để nối vỉa và so sánh địa tầng.

d. Thứ tự của các lớp

Sự thay đổi của các lớp đá có thành phần độ hạt khác nhau chứng tỏ một cách

chắc chắn sự thay đổi hoạt động thuỷ lực của môi trường, đồng thời nó cũng nêu lên sự thay đổi của một tảng đá này bằng một tảng đá khác về bên nó. Thứ tự sắp xếp của các lớp đá (hoặc của các tảng đá) phản ánh các chuyển động dao động của vỏ Trái Đất. Khi vỏ Trái Đất lún chìm ta thấy các tảng đá sắp xếp theo thứ tự biến tiến. Khi vỏ Trái Đất nâng lên, chúng sắp xếp theo thứ tự biến lùi. Chính các thứ tự bắt buộc ấy của các lớp là một dấu hiệu địa kiến tạo quan trọng nhất, nêu lên phương hướng của chuyển động dao động.

IX.2. VIA THAN

Via than là nơi tích tụ của than được giới hạn bằng hai mặt tương đối song song nhau, một mặt được gọi là trụ, một mặt được gọi là mái (hay còn gọi là vách). Via than là một thành viên của trầm tích chứa than. Ranh giới của via than và đá vây quanh thường là rõ ràng, chỉ đôi khi mới thấy chuyển tiếp dần qua các loại đá chứa than như sét than, than chứa sét...

IX.2.1. Trụ, mái và các lớp đá kẹp trong via than

Đại đa số trường hợp, trụ, mái và các lớp đá kẹp trong than được tạo nên từ các loại đá hạt mịn. Riêng mái của via than, thành phần độ hạt có thể thay đổi ở một phạm vi rộng hơn. Các đá thường gặp là sét - bột kết, cát kết cũng có thể gặp cả cuội kết và trong những trường hợp hiếm cả đá vôi. Tính chất phân lớp của đá mái thường rõ ràng hơn, trong khi ở trụ thường gặp cấu tạo khối, cấu tạo đốm và đôi khi còn bảo tồn hệ thống rễ của thực vật. Rất hiếm gặp đá cacbonat ở trụ của via than và nếu gặp thì cũng chỉ gặp trong trường hợp mái cũng là đá cacbonat.

Các lớp đá kẹp có bề dày rất khác nhau. Có thể coi nó là trụ của phân lớp than trên hoặc là mái của phân lớp than dưới. Bởi vậy nó vừa mang đặc tính của mái vừa mang đặc tính của trụ via than.

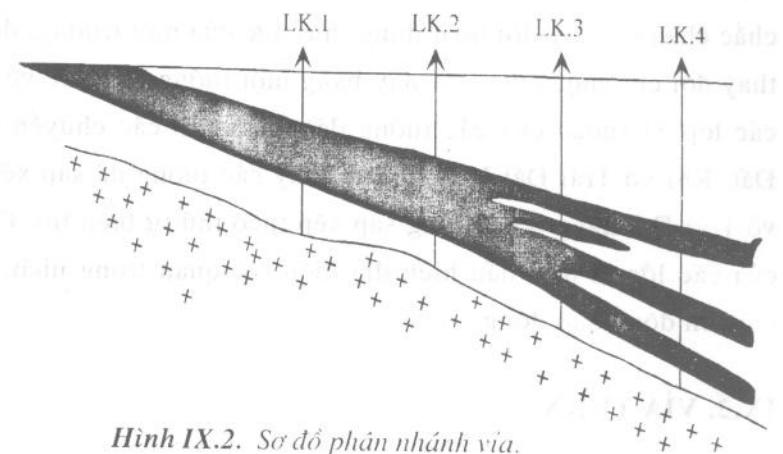
IX.2.2. Cấu trúc của via than

Tùy theo sự có mặt hay không của các lớp đá kẹp trong via than mà người ta chia ra via có cấu trúc phức tạp hay đơn giản. Via phức tạp có thể trở thành via đơn giản và ngược lại, via đơn giản có thể trở thành via phức tạp do hiện tượng phân nhánh (hình IX.2). Cũng nên lưu ý rằng, trong một via than phức tạp, các lớp đá kẹp chia via

than thành nhiều phân via, nhưng bao giờ bề dày của lớp đá kẹp cũng nhỏ hơn bề dày của phân via than. Trường hợp đá kẹp có bề dày vượt quá bề dày của phân via than thì phải tách thành hai hoặc nhiều via độc lập.

Tùy theo số lớp đá kẹp, người ta chia via phức tạp thành via tương đối phức tạp (gồm 1-2 lớp đá kẹp), via phức tạp (gồm trên 2 lớp đá kẹp) và via rất phức tạp (trên 4 lớp đá kẹp).

Trong một via than đơn giản hoặc trong một phân via than có thể bao gồm nhiều lớp than thuộc những loại hình nguồn gốc khác nhau.



Hình IX.2. Sơ đồ phân nhánh via.

IX.2.3. Chiều dày, chiều dài và hình dạng via

Các via than có bề dày rất khác nhau, từ vài mm tới hàng chục mét thậm chí có khi tới 200 - 300m. Tùy theo bề dày người ta chia ra via mỏng (dưới 1,3m), via dày trung bình (1,3 - 3,5m) và via dày (trên 3,5m). Để xác định được bề dày tối thiểu của via than có lợi cho công tác khai thác, người ta dựa vào hoàn cảnh khai thác của từng mỏ cụ thể mà định ra bề dày công tác và bề dày không công tác. Ví dụ: Đối với mỏ Hang Mon (Tây Bắc) chiều dày via tối thiểu được quy định là 0,45m, trong khi đó đối với hầu hết các mỏ vùng Quảng Ninh được quy định là 0,8m.

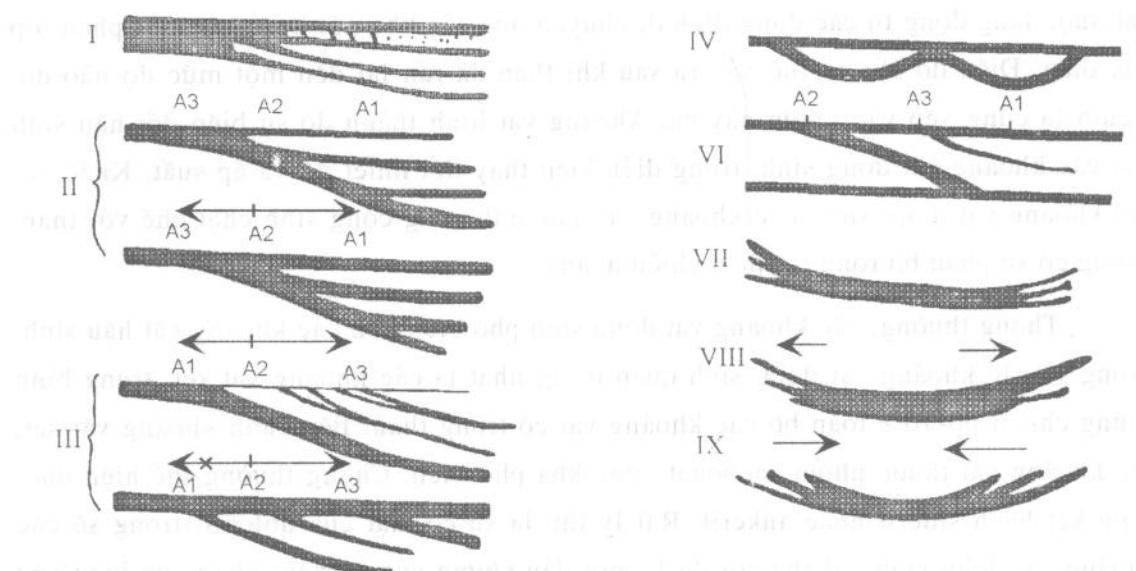
Chiều dài của via than cũng rất khác nhau, từ vài mét, vài chục mét cho tới hàng trăm kilomet.

Tùy theo quan hệ tương đối giữa bề dày và chiều dài của via than mà nó có những hình dạng khác nhau. Thông thường ta có via dạng lớp khi bề dày tương đối ổn định ở một khoảng cách lớn, via dạng thấu kính, via dạng ô... khi via bị vát nhọn nhanh chóng.

Tùy theo mức độ ổn định của via than mà người ta chia ra:

- a. Vỉa ổn định: là vỉa duy trì được trên toàn bộ diện tích về bề dày, cấu trúc và chất lượng than.
- b. Vỉa tương đối ổn định: đặc trưng là có sự thay đổi bề dày, cấu trúc và chất lượng than (với điều kiện là sự biến đổi này không vượt ra ngoài phạm vi cân đối).
- c. Vỉa không ổn định: đặc trưng là có sự giảm rất lớn về bề dày, cấu trúc và chất lượng, vượt ra ngoài phạm vi cân đối.

Khi theo dõi các vỉa than trong toàn vùng, thường thấy phổ biến hiện tượng vát nhọn và phân nhánh vỉa. Hình dạng phân nhánh và vát nhọn vỉa rất khác nhau (hình IX.3).



Hình IX.3. Các kiểu phân nhánh vỉa than.

IX.2.4. Vật chất khoáng trong các vỉa than

Trong các vỉa than, ngoài các lớp đá kẹp còn gặp các vật chất khoáng khác nhau: cuội, sỏi, kết hạch, các khoáng vật phân tán, các khoáng vật nằm trong các khe nứt của than... Đứng trên quan điểm gốc có thể chia các vật chất khoáng trong than làm hai nhóm: đồng sinh và hậu sinh.

Khoáng vật đồng sinh là các khoáng vật thành tạo đồng thời với than. Dựa trên cách thành tạo khoáng vật này các nhà nghiên cứu khoáng vật đồng sinh làm hai loại. Một loại là các khoáng vật được nước hoặc do gió vận chuyển đến đầm than bùn trong

thời gian tạo than. Còn một loại mới được thành tạo từ dung dịch thật hoặc dung dịch keo trong giai đoạn thành tạo than bùn. Sự phân chia các khoáng vật đồng sinh ra làm hai loại là trên cơ sở thay đổi độ hạt và thay đổi hình dạng hạt của các thành tạo khoáng vật do nước và gió vận chuyển đến, điều này cho ta những thông tin về vùng cung cấp và điều kiện vận chuyển từ vùng cung cấp đến vùng tích tụ than. Mặt khác, rất ít khi các vật liệu vùn cho ta biết về điều kiện mà các thành tạo than và các vi tổ phần được thành tạo như thế nào từ di tích thực vật. Để giải quyết nhiệm vụ này, các khoáng vật mới được thành tạo đóng vai trò quan trọng, bởi vì, các điều kiện thành tạo khoáng vật đã biết tương đối rõ, so với các thành phần thạch học của than.

Trái với các khoáng vật đồng sinh là các khoáng vật hậu sinh. Đó là các khoáng vật được lắng đọng từ các dung dịch di chuyển qua các khe nứt hoặc các mặt phân lớp của than. Điều đó chỉ có thể xảy ra sau khi than đã rắn lại đến một mức độ nào đó. Người ta cũng xếp vào nhóm này các khoáng vật hình thành do sự biến đổi hậu sinh của các khoáng vật đồng sinh, trong điều kiện thay đổi nhiệt độ và áp suất. Khác với các khoáng vật đồng sinh, các khoáng vật hậu sinh công cộng sinh chặt chẽ với than, không có sự phân bố rộng rãi theo chiều ngang.

Thông thường, các khoáng vật đồng sinh phổ biến hơn các khoáng vật hậu sinh. Trong số các khoáng vật đồng sinh quan trọng nhất là các khoáng vật sét, trung bình chúng chiếm 60-70% toàn bộ các khoáng vật có trong than. Bên cạnh khoáng vật sét, các khoáng vật thuộc nhóm cacbonat cũng khá phổ biến. Chúng thường thể hiện dưới dạng kết核 siderit hoặc ankerit. Rất lý thú là sự có mặt của dolomit trong số các khoáng vật đồng sinh, có thể coi đó là một dấu chứng của sự xâm nhập của biển vào đầm than bùn (Mackowski, 1968). Một dạng phổ biến khác của cacbonat là xuyên vào trong các lỗ hổng cấu trúc của fuzit, làm cho fuzit trở nên rất cứng, bền vững.

Vì lý do thực tế, người ta chú ý nhiều hơn đến sự có mặt của pyrit trong than. Các sulfua sắt có thể là đồng sinh, cũng có thể là hậu sinh. Các sulfua đồng sinh thường có dạng kết核 nhỏ với đường kính vào khoảng vài chục micron, một phần là các kết核 lớn và đôi khi thay thế cho các mô thực vật. Giống như siderit, pyrit đồng sinh là một dấu chứng của nguồn gốc yếm khí của môi trường tạo than. Nhưng cần lưu ý là ngoài các pyrit đồng sinh còn có cả cá thành tạo pyrit liên quan với giai đoạn biến đổi sau trầm tích.

Ngoài sulfua sắt, các khoáng vật khác của sắt có thể gặp trong than là hematit, gofit, lepidocrokit. Nhưng quan trọng hơn sắt là thạch anh. Ngoài ra trong than cũng có thể gặp các khoáng vật hiếm như zircon, rutin...

Những khoáng vật có mặt trong than được giới thiệu trong bảng IX.1.

IX.2.5. Sự biến đổi bề dày và cấu trúc của vỉa than

Sự biến đổi bề dày và cấu trúc của vỉa than có thể là do nguyên nhân đồng sinh (trước khi đồng than bùn bị phủ) và cũng có thể là do nguyên nhân hậu sinh (sau khi đồng than bùn bị phủ).

a. Các nguyên nhân đồng sinh

Trong số các nguyên nhân đồng sinh, quan trọng nhất là địa hình không bằng phẳng của đáy đầm lầy tạo than, sự phân dị chuyển động kiến tạo và các hoạt động bào mòn đồng sinh.

Địa hình lồi lõm của nền các đầm lầy tạo than làm thay đổi rất nhiều bề dày và cấu trúc các vỉa than. Có liên quan với những địa hình trũng, bề dày than thường là cực dài và cấu trúc vỉa phức tạp, còn ở những chỗ địa hình nhô lên vỉa thường bị vát mỏng, ảnh hưởng của địa hình lồi lõm.

Bảng IX.1. Vật chất khoáng trong than (theo M. Th. Mackowski)

Nhóm khoáng vật	Đồng sinh			Hậu sinh	
	Do nước và gió vận chuyển đến	Mới được thành tạo	Lắng dong trong khe nứt và lỗ hở	Do sự biến đổi các khoáng vật đồng sinh	(5)
(1)	(2)	(3)	(4)		
Khoáng vật sét	kaolinit, ilit, xericit, các khoáng vật sét có cấu tạo lớp				Ilit, clorit
Cacbonat		Các kết hạch siderit-ankerit, dolomit, calcit, ankerit siderit, calcit, ankerit trong fuzit	Ankerit, calcit, dolomit		
Sulfua		Kết hạch pyrit, menikovit-pyrit, macazit, các kết hạch FeS_2 - $CuFeS_2-ZnS$ Pyrit trong fuzit	Pyrit, macazit, sfalerit, galen, chalcopyrit	Pyrit do sự biến đổi của các kết hạch $FeCO_3$, đồng sinh	

Bảng IX.I (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Oxit		Hematit	Götít, lepidocrokít	
		Calxedon và thạch anh thành tạo từ felspat và mica phong hoá		
Fotfat	Apatit	Fotforit		
Các khoáng vật nặng và khoáng vật phụ	Ziricon, rutin, turmalin, biotit, octoclá		Các clorua sulfat và nitrat	

Trong quá trình sụt lún của bể trầm tích để thành tạo các trầm tích chứa than, chuyển động kiến tạo xảy ra không đều trên diện tích toàn bể. Ở những chỗ tốc độ sụt lún phù hợp với tốc độ sinh trưởng của thực vật, via than đạt được bề dày cực đại, ở những nơi tốc độ sụt lún chậm hơn tốc độ phát triển của thực vật thì bề dày via sẽ nhỏ hơn. Đối với những nơi tốc độ sụt lún vượt quá tốc độ phát triển của thực vật thì dòng than bùn nhanh chóng bị vật liệu vô cơ phủ lên. Ngược lại, những nơi có chuyển động nâng lên, có thể xảy ra hiện tượng bào mòn via. Tính chất phân dị chuyển động kiến tạo của vùng càng phức tạp, bề dày và cấu trúc via bị thay đổi càng mạnh. Những hiện tượng vát nhọn, phân nhánh via thường có liên quan với sự phân dị chuyển động kiến tạo của bể trong thời gian tích tụ.

Trong quá trình tích tụ vật liệu hữu cơ, ở đâu đầm lầy than bùn có thể có hoạt động của các dòng chảy tạm thời, các dòng sông và cửa sông biển. Các dòng chảy tạm thời và các dòng sông thường gây ra hiện tượng bào mòn vật liệu hữu cơ ở những phạm vi nhỏ, còn hiện tượng biến tiến có thể phá huỷ via ở những vùng rộng lớn hơn nhiều. Đáng chú ý là trong thời gian xảy ra hiện tượng bóc mòn vật liệu hữu cơ ở nơi này thì ở nơi khác vẫn xảy ra sự tích tụ vật liệu tạo than. Hiện tượng bóc mòn đồng sinh rất phổ biến ở các bể than thành tạo trong điều kiện sông và các chỏ tam giác, ví dụ như bể than Đồng Bắc Bắc Bộ.

b. Các nguyên nhân hậu sinh

Các nguyên nhân hậu sinh gây ra sự phân bố lại vật chất than trong via. Trong số các nguyên nhân có thể kể đến là sự bóc mòn hậu sinh, các phá huỷ kiến tạo, các daicơ đá vụn, ảnh hưởng của phong hoá...

Sự bóc mòn hậu sinh cũng do hoạt động của các dòng tạm thời, các dòng sông và sóng biển nhưng xảy ra sau khi via than bùn đã bị trầm tích vô cơ phủ và chuyển sang trạng thái hoá thạch. Nhìn chung quy mô bóc mòn hậu sinh lớn hơn bóc mòn đồng sinh nhưng mang những đặc điểm chung của bóc mòn đồng sinh.

Các daicơ mảnh vụn thường là các vật liệu cắt vào các via than. Hình dạng của chúng có thể dạng mạch và cũng có thể là những ổ với hình dạng thay đổi. Các daicơ này được hình thành khi các lớp cát lảng đọng trước hoặc sau via than bão hòa nước, ở trạng thái dễ cháy chui qua đá mái hoặc trụ của via còn chưa được gắn kết chặt chẽ để vào các khe nứt trong via than. Nguyên nhân có thể là do áp lực không đều. Đặc điểm của các đá tạo nên daicơ này là không thấy tính phân lớp ban đầu, nhiều khi chứa các mảnh đá vụn của trụ hoặc mái.

Những hoạt động kiến tạo đặc biệt có ảnh hưởng tới sự phân bố lại vật chất trong via, làm thay đổi bề dày via. Đó là các phá huỷ uốn nếp, các hoạt động diapia, các phá huỷ đất gãy và phá huỷ dưới ảnh hưởng của hoạt động magma. Thông thường nhất là sự thay đổi chiều dày via do hoạt động uốn nếp, ở vòm của các nếp uốn via thường dày lên, trong lúc đó ở cánh nếp uốn via bị mỏng đi, thậm chí vát nhọn.

Hiện tượng phong hoá phá huỷ than và làm giảm bề dày của via. Khi phong hoá, bề dày via có thể bị giảm đi 8-10 lần, vật chất than biến thành một loại vật chất đất giống như bồ hóng.

Ngoài ra có thể có nhiều nguyên nhân khác làm biến đổi bề dày và cấu trúc via. Khi nghiên cứu một vùng cụ thể nhà địa chất phải lưu ý đến tất cả các hiện tượng này để có thể phân biệt những biến đổi mang tính chất khu vực và những biến đổi mang tính chất cục bộ.

IX.3. CÁC KHÁI NIÊM LIÊN QUAN

IX.3.1. Mỏ than

Mỏ than là một khu vực của vỏ Trái Đất, ở đó có sự tích tụ tự nhiên của các trầm tích chứa than và các via than.

Mỏ than thường có diện tích tương đối nhỏ, thay đổi trong phạm vi vài chục kilomet vuông, ít khi tới vài trăm kilomet vuông. Mỏ có thể là mỏ công nghiệp hay không công nghiệp, tùy theo việc khai thác mỏ có lợi về mặt kinh tế hay không.

IX.3.2. Bể than

Đó là một khu vực của vỏ Trái Đất, nằm trong một đơn vị địa kiến tạo lớn, bao gồm nhiều mỏ than có sự phân bố không gian tương đối liên tục và có sự liên quan nhất định về điều kiện thành tạo, kể cả các biến đổi sau này. Kích thước của các bể than thường lớn, có khi đạt tới hàng trăm nghìn km².

Theo mức độ bị phủ của cá trầm tích chứa than, người ta chia các bể than làm ba loại:

- Các bể than ẩn: Trầm tích chứa than hoàn toàn bị các trầm tích không than phủ khorp đều hoặc không khớp đều lên trên. Hoàn toàn không thấy mặt đáy của bể.
- Các bể than nửa ẩn: Về cơ bản trầm tích chứa than bị các trầm tích không than phủ lên, nhưng một phần của mặt đáy bể vẫn có thể quan sát được.
- Các bể than hở: Ranh giới của bể trùng với bề mặt lồi ra của bề mặt đáy bể.

IX.3.3. Khu vực chứa than

Trong phạm vi của một bể than tùy theo điều kiện cấu tạo và hành chính mà người ta chia ra các khu vực chứa than. Đó là một nhóm mỏ cùng nằm trong một yếu tố cấu tạo nhất định.

IX.3.4. Tỉnh chứa than

Đó là một khu vực tích tụ than rộng lớn, liên tục hay không liên tục, bao gồm nhiều bể than và mỏ than cùng tuổi, giống nhau về điều kiện địa lý tự nhiên khi thành tạo than và đá vây quanh chúng, giống nhau về địa tầng, bề dày và điều kiện thế nằm (A. K. Matveev).

IX.3.5. Hệ số chứa than

$$K = \frac{m}{M} \cdot 100\%$$

Hệ số chứa than được thể hiện theo công thức:

trong đó: K - hệ số chứa than, tính theo phần trăm;

m - bề dày tổng cộng các vỉa than (toute bộ vỉa hoặc chỉ tính cho các vỉa công tác);

M - chiều dày tầng chứa than.

Hệ số chứa than có thể tính cho toàn bộ các vỉa than hoặc chỉ tính đối với các vỉa than công tác (tùy theo cách tính m).

IX.3.6 Mật độ than

Đó là lượng than (tính ra tấn) có trên 1km² diện tích bề mặt nằm ngang của bể than (hoặc mỏ).

IX.4. VÀI NÉT VỀ THAN Ở VIỆT NAM

Các trầm tích chứa than ở Việt Nam được thành tạo trong các bồn trầm tích tuổi Pecmi muộn, Trias muộn chủ yếu Nori - Rct, Neogen và Đệ Tứ. Trên phân lục địa Việt Nam có nhiều loại than với mức độ biến chất và nhẫn hiệu than khác nhau: than bùn, than linhit, than bitum, than antraxit.

IX.4.1. Than bùn

Than bùn ở Việt Nam được chia làm hai loại: than bùn cổ (có tuổi khoảng 4000 - 6500 năm) và than bùn hiện đại (có tuổi 100 - 300 năm); than bùn cổ bị phủ bởi lớp trầm tích Holoxen, có mức độ phân huỷ tốt hơn so với than bùn hiện đại, than bùn hiện đại phân bố trên các đầm lầy than bùn. Hiện nay, tại các đầm lầy này, than bùn vẫn đang tiếp tục được thành tạo.

Trên toàn quốc (theo số liệu đến 1998) có tất cả 210 mỏ và điểm quặng đã được nghiên cứu, điều tra với các mức độ khác nhau. Trong đó chỉ có 3 mỏ lớn, 5 mỏ vừa còn lại là mỏ nhỏ và điểm quặng. Tổng tài nguyên trữ lượng là 1.033.355,1 nghìn m³, trong đó trữ lượng cấp A+B+C = 672.596 nghìn m³, C2+P1 = 65.741,7 nghìn m³, P2 = 295.017,45 nghìn m³.

Ở khu vực phía Bắc, than bùn phân bố dọc theo sườn của đồng bằng Hà Nội, chủ yếu là các mỏ kiếu các đầm lầy, phân bố ở các thung lũng trước núi, phân chuyển tiếp giữa núi cao và đồng bằng, điển hình là các mỏ phân bố ở Phú Thọ, Vĩnh Phúc, Hà Tây... Ở khu vực phía Nam than bùn phát triển trên các đầm lầy có quy mô rất lớn (U Minh Hạ).

IX.4.2 Than Linhit (nâu, lửa dài)

Than thuộc nhóm này thuộc các tuổi Neogen. Bể than Linhit vùng trũng Hà Nội đã được nghiên cứu bằng các công trình đo địa vật lý, khoan... và đã phát hiện tầng

chứa than từ những năm 60 trong chương trình điều tra dầu mỏ và khí đốt..

Bể than Hà Nội

Phân bố ở phân rift Đệ Tam Hà Nội, khống chế bởi hệ thống đứt gãy Sông Hồng, Sông Cháy và Sông Lô, than tập trung ở dải Khoái Châu - Tiên Hải. Tuy nhiên đáng quan tâm là nguồn tài nguyên phân bố đến mức độ sâu 110 đến 4000, trong đó có 90 via có chiều dày từ 0,8-10m, có via tối 21m. Than ở đây thuộc loại Linhit ở phần nông và á bitum ở phần sâu, độ tro 14,2%, chất bốc: 40,5%, lưu huỳnh 0,95%, nhiệt năng 7000kcal/kg. Các kết quả khảo sát, tìm kiếm và thăm dò sơ bộ cho thấy tiềm năng than rất lớn, tài nguyên tin cậy (C_1) là 2,3 tỷ tấn, dự tính (C_2) là 8,8 tỷ tấn, tài nguyên dự báo khác lên đến 200 tỷ tấn.

Ngoài vùng trũng Hà Nội, than Linhit còn phân bố tại mỏ *Nà Dương (Lang Son)*. Than nằm trong các trầm tích sông - hồ hệ tầng Nà Dương(N,nd), tạo thành nếp lõm có 9 via với chiều dày via là 0,4 - 23,7m., các via có cấu tạo phức tạp ít ổn định. Than có độ tro cao: 37,20%, lưu huỳnh: 6,20%, chất bốc 46,3%, nhiệt lượng: 7.280kcal/kg. Hiện tượng tự bốc cháy xảy ra khá thường xuyên. Trữ lượng A+B+C1 là 100.255 ngàn tấn, đến 1/1/1999 trữ lượng còn lại là 93.332,1 ngàn tấn. Ngoài ra còn có các mỏ nhỏ khác như ở Sơn La, Nghệ An, Lào Cai mỏ có trữ lượng một vài triệu tấn.

IX.4.3 Than Bitum

Than Bitum phân bố chủ yếu ở các bồn trầm tích chifa than tuổi Triat sớm - Jura muộn, chủ yếu phân bố ở lưu vực Sông Đà và một ít ở Đông Bắc Bộ cũng như một vài nơi trong các bồn trầm tích Đệ Tam ở lưu vực Sông Cà (Bắc Trung Bộ), Sông Cháy (Việt Bắc) và có thể sâu dưới bồn trũng Hà Nội. Các bồn trầm tích Sông Đà có tuổi Nori - Ret phát triển trên phân lớn diện tích Tây Bắc Bộ chủ yếu là tướng vén biển chứa than xếp vào hệ tầng Suối Bàng (T, n-rsb) gồm các bể hoặc mỏ ở Quỳnh Nhai, Yên Châu, Vạn Yên (Sơn La) và Hoà Bình - Nho Quan.

Mỏ Phán Mè: Thuộc huyện Phú Lương, cách thành phố Thái Nguyên chừng 17 km, mỏ có 5 via than không ổn định, cấu tạo phức tạp, trong đó có via dày đến 50m. Than ở đây thuộc loại cốc - mờ, có độ tro và hàm lượng lưu huỳnh trung bình, trữ lượng khoảng 2.100 ngàn tấn.

Nhóm mỏ than Quỳnh Nhai: Thuộc huyện Quỳnh Nhai, tỉnh Sơn La, than có chất lượng tốt nhưng phân bố trên diện hẹp, quy mô nhỏ, độ chứa than không ổn định,

với nhiều đứt gãy phá huỷ, các vỉa than uốn nếp, cảm dốc gồm các mỏ nhỏ Bản Mứn, Nà Sung và các diềm than Pom Khem, Co Cù, Huổi La.

Nhóm mỏ than Yên Châu: Phân bố ở huyện Yên Châu, tỉnh Sơn La, hình thành trong địa hào hẹp kéo dài gần 100km, gồm các mỏ Tô Pan, Ke Lay, Mường Lụm...

Mỏ Mường Lụm: Nằm cách thị trấn Yên Châu 20 km về phía Đông - Đông Nam, có 5 vỉa than với cấu tạo và chiều dày rất biến đổi, than có thể luyện cốc tối với độ ám trung bình 4,62%, độ tro 19,74%, chất bốc cháy 33,15%, lưu huỳnh 2,16%, nhiệt năng 7.562 kcal/kg, X = 33-37 mm, Y = 9-12 mm thuộc loại claren- colinit hỗn hợp.

Mỏ Tô Pan cách thị trấn Yên Châu khoảng 4,5km về phía Tây Bắc, vỉa than thay đổi nhiều về chiều dày, đường phương, trữ lượng dự tính (C_1+C_2) khoảng 500 ngàn tấn than khí-mỡ, chất bốc là 38,83%, độ tro là 16,95%, hàm lượng lưu huỳnh khá cao.

Mỏ than Vạn Yên thuộc huyện Vạn Yên, tỉnh Sơn La, nằm trong địa hào hẹp kéo dài hơn 80km, có số lượng các vỉa than tăng dần vào trung tâm, từ 4-6 vỉa ở Núi Tò, Suối Lúa đến 27 vỉa ở Suối Bàng, rồi lại giảm còn 4 vỉa ở Tốc Lộc. Tổng tài nguyên 6.264 ngàn tấn. Than ở Suối Bàng thuộc nhóm than bitum, độ tro cao, lưu huỳnh nhiều, có thể luyện cốc trực tiếp hoặc phối liệu với than Hòn Gai. Mức độ biến chất tăng dần từ Nam lên Bắc, tương ứng từ than mỡ, cốc, cốc kết dính, sang phía Bắc sông Đà là than gãy- kết dính.

Nhóm mỏ Hòa Bình - Nho Quan, gồm nhiều mỏ nhỏ và diềm than khoáng mà đặc trưng là các tụ khoáng Đồi Hoa, Đầm Đùn, Vũ Lâm và Hòa Mục. Số lượng vỉa than thay đổi từ 1-6m như ở Định Giao, Vũ Lâm, Mường Cọ... đến 16 vỉa ở Đồi Hoa và 26 vỉa ở Đầm Đùn. Các vỉa than có chiều dày thay đổi lớn, có cấu tạo phức tạp, phần lớn than có độ tro và lưu huỳnh cao. Tổng tài nguyên 23.963 ngàn tấn.

Nhóm mỏ Điện Biên thuộc huyện Điện Biên, tỉnh Lai Châu, nằm trong hệ tầng Suối Bàng (T.n-r sb). Các vỉa than thường có chiều dày mỏng 0,1 - 1,5m, số lượng các vỉa có nơi đến 18, trong đó có 1-8 vỉa có giá trị. Than thuộc loại khí - mỡ, độ tro và lưu huỳnh thay đổi lớn. Tổng tài nguyên của nhóm mỏ Điện Biên là 76.570 ngàn tấn.

Tổng trữ lượng các cấp: A+B+C1+C2 = 17.646 ngàn tấn và bổ sung thêm 3.568 ngàn tấn ở khu vực Điện Biên mới đánh giá năm 1995 - 1996 nên toàn bộ than bitum Việt Nam là 21.214 ngàn tấn. Than bitum đã khai thác từ lâu ở các vùng Thái Nguyên

và Nghệ An song với quy mô và sản lượng nhỏ. Trữ lượng còn lại là 14.255 ngàn tấn. (Nếu kể cả khu vực Điện Biên thì còn lại khoảng 17.823 ngàn tấn).

IX.4.4. Than antraxit

Than antraxit phân bố trong các trầm tích Pecmi muộn - Triat sớm và chủ yếu là trong các bồn trầm tích Triat muộn - Jura sớm ở Đông Bắc và Tây Bắc Bộ, ngoài ra than biến chất cao còn tập trung rải rác trong các bồn trầm tích Pecmi muộn ở Bắc Bộ. Trong các vùng trên, trữ lượngthan antraxit chủ yếu tập trung ở các vùng Quảng Ninh trên 98%, một số ít ở Thái Nguyên, Hà Bắc và Quảng Nam.

Dự báo thì tổng tiềm năng và trữ lượng than antraxit Việt Nam vào khoảng 12 tỷ tấn, đã xác định khoảng 6,6 tỷ tấn, trong đó trữ lượng cấp A+B+C₁+C₂ khoảng 3,2 tỷ tấn. Trong đó vùng Quảng Ninh trữ lượng than đã được thăm dò đến mức -300m các cấp A+B+C₁+C₂ còn lại là 3.183.627,5 ngàn tấn trong đó cấp A+B+C1 là 2.203.398 ngàn tấn. Trữ lượng than dự báo dưới mức -300m ở Quảng Ninh là 6.935.473 ngàn tấn. Các mỏ than Khánh Hòa, núi Hồng, Nông Sơn có trữ lượng còn lại 72.909,2 ngàn tấn (A+B+C₁+C₂).

Bể than Quảng Ninh trải dài gần 300 km, có dạng hình cung từ mỏ Linh Đức rìa Tây dãy núi Tam Đảo thuộc tỉnh Tuyên Quang kéo dài vòng qua các vùng mỏ Đồng Triều, Hòn Gai, Cẩm Phả, Kế Bào thuộc tỉnh Quảng Ninh. Trầm tích chứa than được xếp vào hệ tầng Hòn Gai (T₃n-rhg) chứa phong phú phức hệ thực vật tuổi Nori-Ret có nguồn gốc lục địa là chính với chiều dày thay đổi trong khoảng 1.000- 4.500 m nằm không chỉnh hợp trên móng các đá không đồng nhất. Than Quảng Ninh tập trung trong hai địa hào Hòn Gai và Bảo Đài với số lượng vỉa than thay đổi từ 2 vỉa (Khe Hùm), 15 vỉa (Uông Thượng) đến 58 vỉa (Tràng Bạch). Chiều dày các vỉa từ 0,6m, vài mét, đến vài chục mét, Có một số mỏ có chiều dày vỉa rất lớn đến 54,29m như ở Đèo Nai hoặc 92,2m ở Lộ Trí.

Trong bể than Quảng Ninh còn chứa khí thiên nhiên, chủ yếu là metan, nitơ, cacbonic. Mật độ khí thay đổi rất phức tạp theo cấu trúc địa chất của từng mỏ, có nơi đạt đến 25-30m³/tấn khối cháy như dải Kế Bào - Cẩm Phả (Nguyễn Tiến Bào). Đã có những công trình nghiên cứu về độ chứa khí bể than Quảng Ninh nhưng chưa có sự đánh giá định lượng hơn về quy luật phân bố than, khả năng sử dụng cũng như sự cần thiết phải có những biện pháp phòng tránh nổ khí trong khai thác than.

Than antraxit ở Quảng Ninh chủ yếu là than claren 85 - 100% chiều dày via than, than duren- claren chiếm 8-10% chiều dày via than, các loại than khác chiếm vài phần trăm chiều dày via. Than có thành phần nhóm vitrinit chiếm 85 - 100% với các nhẫn hiệu từ bán antraxit đến antraxit phân bố ở địa hào Hòn Gai, than biến chất cao thể hiện rõ ở khối Mạo Khê - Tràng Bạch, trong khi đó than antraxit và siêu antraxit tập trung chủ yếu trong địa hào Bảo Đài.

Bé than An Châu: Có dạng hình cung từ Thái Nguyên qua Bắc Giang. Trầm tích chứa than là các đá lục nguyên - cacbonat được xếp vào hệ tầng Vân Lăng (T_{3n-r}) chứa các hoá thạch biến nóng ven bờ hoặc cửa sông đầm lầy nước lợ cũng có tuổi Nori-Ret với chiều dày khoảng 700m ở vùng Thái Nguyên đến 2400m vùng An Châu, công tác điều tra địa chất xác nhận than ở đây có quy mô nhỏ, số lượng via than ít và chất lượng không đều.

Mỏ Đông Nam Chù: Thuộc huyện Lục Ngạn, tỉnh Bắc Giang, có 5 via than cấu tạo tương đối đơn giản, trong đó có ba via via đạt chiều dày công nghiệp. Trữ lượng 257,4 ngàn tấn atraxit, độ tro trung bình 8 - 16% và độ lưu huỳnh thấp.

Mỏ Bố Hạ: Thuộc huyện Yên Thế, tỉnh Bắc Giang, đã được thăm dò bổ sung sau hoà bình lập lại. Mỏ có 8 via than, trong đó 4 via chiều dày thay đổi từ 0,5m đến 25,8m cấu trúc phức tạp, trữ lượng 4,5 triệu tấn atraxit.

Nhóm mỏ bắc Thái Nguyên: Gồm ba mỏ Ba Sơn - Quán Triều, Núi Hồng chứa than atraxit, còn mỏ Phấn Mề chứa than bitum (than biến chất trung bình) sẽ được mô tả ở phần sau

Mỏ Ba Sơn - Quán Triều: Cách thành phố Thái Nguyên chừng 6 km về phía Tây Bắc, với 6 via than cấu trúc phức tạp trong đó 4 via than công nghiệp có trữ lượng các cấp B+C₁+C₂ là 64.986 ngàn tấn (B+C₁ là 44.689 ngàn tấn). Than biến chất cao ở đây thuộc loại than gãy, độ tro trung bình và lưu huỳnh từ trung bình đến cao.

Mỏ Núi Hồng: Cách thành phố Thái Nguyên chừng 50 km về phía Tây - Tây Bắc, thuộc huyện Văn Lãng tỉnh Thái Nguyên, nơi có mặt cắt chuẩn của hệ tầng Vân Lăng (T_{3n-r}) chứa đến 20 via hoặc thấu kính than có nơi dày đến 33m, cấu trúc phức tạp, không ổn định. Trữ lượng đã thăm dò đến 15 triệu tấn. Than Núi Hồng có độ tro trung bình 13,89%, chất bốc 8%, lưu huỳnh 1,84%, nhiệt năng 8.250 kcal/kg, đặc biệt hàm lượng Ge, Ga khá cao..., cần lưu ý công nghệ tuyển, thu hồi tăng hiệu quả sử dụng.

*Bảng IX.2. Độ chia thun của các khối địa chất - cấu trúc bê tông Ninh
(Theo Trần Văn Tri, Nguyễn Tri Vát - 2000)*

Bảng IX.3. Giá trị trung bình đặc trưng chất lượng than Quang Ninh
 (Theo Trần Văn Tri, Nguyễn Trí Việt - 2000)

Dia hảo	Khoi dia chất -cấu trúc	Độ ẩm W, %	Độ tro A ^b , %	Chất bốc V ^c , %	Lưu huỳnh S, %	Nhiệt năng Q, kcal/kg	Tỷ trọng than, g/cm ³	Cacbon C. %	Hydro H, %	Năng suất phản quang R, %	Nhân than
Hồ Thiên	5,56	22,97	6,2	2,53	7866	1,75	8,96	-	-	13,9	100A(A ₁)
Bảo Đài	Yến Tứ	4,3	17,9	4,90	1,50	8072	1,74	9,08	-	14,3	100(B)(A ₁ , A ₂)
Đồng Vịnh	Đồng Lai	4,47	19,56	4,34	0,97	8103	1,73	9,57	-	14,2	100(C)(A ₁)
Phà Lai	3,85	33,82	6,6	2,40	7919	1,59	-	-	-	-	100A(A ₁)
Đồng Triều	4,55	28,86	5,37	1,50	8042	1,75	90,87	2,14	13,42	100A(A ₁)	
Mèo Khê - Tràng Bách	5,60	22,33	5,30	0,69	8152	1,65	92,33	2,7	13,8	100(B)(D)(A ₁ , A ₂)	
Hòn Gai	Góng Bí	5,2	26,27	12,10	1,12	8050	1,56	86,40	-	12,8	100A(A ₁)
Yến Lập	3,08	23,46	7,41	0,71	8047	1,76	91,86	-	12,9	100A(A ₁)	
Hòn Gai	2,5	18,23	8,12	0,48	8590	1,50	92,19	3,92	11,81	100B(S)(A ₁ , A ₂)	
Cẩm Phả	2,51	17,00	7,65	0,45	8355	1,56	91,59	3,53	11,97	100B-(I)(D)(A ₁ , A ₂)	
Kẽ Bào	1,28	25,40	8,10	1,10	8210	1,60	91,26	4,99	-	100B(A ₁)	

Nhận xét chung

Than phần nội địa

Than của Việt Nam gồm nhiều nhãn hiệu và phân bố trong cả nước, tuy nhiên từ nay đến năm 2020 quan trọng nhất vẫn là than antraxit ở Quảng Ninh, than lửa dài ở Na Dương và một số mỏ vùng nội địa.

Than bùn Việt Nam thường các mỏ có quy mô không lớn nên việc sử dụng làm năng lượng còn hạn chế. Hiện nay than bùn được sử dụng gián tiếp vào năng lượng kết hợp với công nghệ bioga để tạo khí làm chất đốt sinh hoạt. Than bùn trong tương lai chủ yếu làm phân bón nông nghiệp và các chế phẩm hóa học khác. Các điểm, mỏ than với nhiều nhãn hiệu khác nhau phân bố rải rác trong cả nước, quy mô trữ lượng khác nhau cần có những đánh giá, thăm dò chi tiết phục vụ cho công nghiệp địa phương.

Công tác thăm dò than trong những năm qua tập trung cho bể than Quảng Ninh và các mỏ có trữ lượng than lớn, điều kiện khai thác tương đối thuận lợi đã được thăm dò tới mức -300m, các mỏ này hầu hết đã được huy động và thiết kế khai thác. Các mỏ có điều kiện địa chất phức tạp, trữ lượng phân tán chỉ thích hợp với khai thác quy mô nhỏ, chỉ dừng lại ở mức độ thăm dò sơ bộ. Mức độ thăm dò chung của bể than còn thấp, thăm dò trong quá trình thiết kế khai thác có nhiều thay đổi vì vậy phải thăm dò bổ sung thăm dò khai thác mới đảm bảo cho thiết kế khai thác.

Than nâu đồng bằng Bắc Bộ tiềm năng nguyên lớn, điều kiện tự nhiên khai thác phức tạp. Ngoài khu Bình Minh - Khoái Châu đã được thăm dò sơ bộ còn lại mới chỉ ở mức độ dự báo.

Than phần thêm lục địa

Trong hầu hết các giếng khoan tìm kiếm thăm dò dầu khí (khoảng 205 giếng) ở các bể trầm tích nói trên bắt gặp các vỉa than với chiều dày phân bố ở các chiều sâu khác nhau. Đến nay nhóm nghiên cứu đã lựa chọn được 103 giếng các vỉa than đặc trưng, trong đó bể Sông Hồng 44 giếng, bể Cửu Long 15 giếng, bể Nam Côn Sơn 36 giếng, bể Mã Lay - Thổ Chu 8 giếng.

Kết quả dự báo tổng tiềm năng chứa than của các bể như sau (phần thêm lục địa)

- Bé Sông Hồng 978 tỷ tấn
- Bé Cửu Long 147 tỷ tấn
- Bé Nam Côn Sơn 2028 tỷ tấn
- Bé Mà Lay - Thủ Chu 1183 tỷ tấn

Tổng tiềm năng tài nguyên dự báo toàn thêm: 4.336 tỷ tấn

Bảng IX.4. Chất lượng than của các bể than trầm tích thềm lục địa Việt Nam

Loại than	Thành phần chất bốc Vch(%)	Hàm lượng cacbon C (%)	Chi số phản xạ Vit rinit R (%)	Nhiệt lượng cháy Q (calo/G)
1. Than Linhit				
1.1. Mềm	60	60 - 65	0,2 - 0,3	3600
1.2. Mờ	50	66 - 70	0,35 - 0,46	-
1.3. Anh	46 - 44	71 - 76	0,48 - 0,6	6100
2. Than Bitum				
2.1. Lửa dài	40 - 37	76 - 82	0,62 - 0,77	7250
2.2. Khí	35 - 28	84 - 87	0,85 - 1,25	7800
2.3. Béo	25 - 15	88	1,3 - 1,9	8450
2.4. Gầy	14 - 10	89 - 90	2,0 - 2,3	770-880
3. Than Antraxit				
3.1. Bán Antraxit	9 - 8	91 - 92,3	2,0 - 2,5	8300 - 8800
3.2. Antraxit	8 - 5	92,3 - 93,5	2,5 - 3	8000
3.3. Antraxit biển chất cao	4 - 2	3 - 5	3 - 5	8300

Phần 3

DẦU MỎ VÀ KHÍ

Chương X

THÀNH PHẦN, TÍNH CHẤT DẦU MỎ, KHÍ ĐỐT

X.1. THÀNH PHẦN HÓA HỌC CỦA DẦU MỎ VÀ KHÍ ĐỐT

X.1.1. Thành phần nguyên tố

Dầu mỏ và khí đốt về cơ bản là các thành tạo tự nhiên của hydrocarbon. Thành phần nguyên tố cơ bản của chúng là cacbon (C) và hydro (H). Ngoài ra còn có một số nguyên tố như oxy (O), lưu huỳnh (S), nitơ (N), photpho (P) và các nguyên tố khác. Hàm lượng các nguyên tố cơ bản tạo nên dầu mỏ, khí đốt nhìn chung chỉ dao động trong một giới hạn nhỏ. Theo N.A. Eremenko, hàm lượng cacbon trong dầu khoảng 75,5 ± 87,5% (chủ yếu là 84,0 ± 87,0%), còn trong khí từ 42,0 ± 78,0%. Hàm lượng hydro trong dầu từ 11 ± 14%, trong khí từ 14 ± 24%. Tổng số hàm lượng các nguyên tố còn lại chỉ khoảng 0,6 ± 2,9%, hiếm khi quá 3%. Tỷ số C/H trong dầu khoảng 6 ± 8 và nó tăng theo tỷ trọng của dầu.

Trong số các nguyên tố còn lại của dầu mỏ, quan trọng nhất là oxy, nitơ và lưu huỳnh. Oxy luôn có mặt trong dầu nhưng với hàm lượng rất nhỏ, chỉ tới 0,1 ± 0,4%. nằm dưới dạng axit naften và các phenol. Hàm lượng nitơ trong dầu thường dưới 0,1%. Các hợp chất chứa nitơ chủ yếu là nhóm piridin C₅H₅N và quinolin C₉H₇N. Lưu huỳnh có trong thành phần của phần lớn dầu mỏ và khí đốt với một tỷ lệ rất khác nhau. Trong dầu, khí có thể gặp lưu huỳnh dưới dạng khí sulfuro (H₂S) lưu huỳnh đơn chất và các hợp chất hữu cơ, vô cơ chứa lưu huỳnh. Sự có mặt của lưu huỳnh trong dầu làm giảm chất lượng của dầu. Các kết quả nghiên cứu cho thấy trong dầu nâng hàm lượng lưu huỳnh cao hơn trong dầu nhẹ. Trong dầu mỏ còn có mặt cả photpho dưới dạng các hợp chất hữu cơ chứa photpho. Sự có mặt của photpho trong dầu là một cơ sở của lý thuyết nguồn gốc hữu cơ của dầu khí.

Trong khí đốt tự nhiên, ngoài các nguyên tố kẽm trên còn có các khí trơ như heli (He), neon (Ne), argon (Ar) và các khí trơ khác. Hàm lượng của heli thường dưới 1 + 2%, cá biệt có thể đạt 10%. Hàm lượng argon từ 1 + 2%. Sự có mặt của các nguyên tố này có thể liên quan với hiện tượng tự phân huỷ của các nguyên tố phóng xạ trong vỏ Trái Đất.

Trong trơ của dầu mỏ còn gặp một số nguyên tố khác như: Si, Al, Fe, Ca, Mg, Cu, Ni, V, Ba, Mn, Cr.

X.1.2. Thành phần nhóm

Các hydrocacbua tạo nên dầu mỏ bao gồm ba nhóm chính là nhóm metan, nhóm naften và nhóm hydrocacbua thơm.

a- Các hydrocacbua dây metan (parafin)

Công thức tổng quát là C_nH_{2n+2} , trong đó n là số nguyên tử cacbon có trong mạch. Đó là những hydrocacbua no hoàn toàn và có tên tận cùng là - an, ví dụ như metan CH_4 , etan C_2H_6 , propan C_3H_8 , butan C_4H_{10} , hexan C_6H_{14} , heptan C_7H_{16} ... Hiện nay người ta biết được trên 32 đồng đẳng của dây này, trong đó 4 đồng đẳng dầu (metan, etan, propan, pentadecan) là chất lỏng còn lại là chất rắn. Về cấu trúc, hydrocacbon có hai loại, loại cấu trúc mạch thẳng còn gọi là *n*-parafin và loại có cấu trúc mạch nhánh còn gọi là iso - parafin. Ở điều kiện bình thường (nhiệt độ và áp suất không khí) các parafin mạch thẳng chứa từ 1 đến 4 nguyên tử cacbon trong phân tử đều nằm ở thế khí, còn các *n*-parafin mà phân tử chứa từ 5 đến 17 nguyên tử cacbon nằm ở thế lỏng, còn các parafin chứa từ 5 đến 17 nguyên tử cacbon trở lên ở dạng tinh thể rắn. Như vậy các hydrocacbon parafin có thể tồn tại các trạng thái khác nhau là khí, lỏng và rắn.

Các hydrocacbon parafin ở thế khí nằm trong dầu mỏ khi áp suất cao, chúng hòa tan trong dầu. Khi khai thác, lấy ra khỏi via dầu, áp suất giảm chúng thoái ra khỏi dầu tạo nên khí đồng hành. Các khí đồng hành chủ yếu là hydrocacbon C₁ và C₂, còn khí thiên nhiên thì thành phần chủ yếu là C₁, còn C₂ đến C₅ có rất ít.

Hydrocacbon parafin C₅ - C₁₀ nằm trong phần nhẹ (trong xang) của dầu, với cấu trúc nhánh là những thành phần tốt trong xang, làm cho xang có khả năng kích nổ.

Trong khi đó, các *n*-parafin lại có tác dụng xấu cho khả năng kích nổ (*n*-C₇ có trị số octan bằng 0). Các hydrocacbon parafin có số nguyên tử cacbon từ C₁₀ đến C₁₆ nằm trong phần nhiên liệu phản lực và nhiên liệu diezen, khi có cấu trúc thẳng rất có lợi cho nhiên liệu vì chúng có khả năng tự bốc cháy khi trộn với không khí bị nén trong động cơ.

Trong công nghiệp chế biến dầu mỏ, các hydrocacbon parafin chứa trong thành phần nhẹ của dầu hay khí đồng hành là nguyên liệu rất tốt để sản xuất olein thấp như etylen, propylen, butylen và butandien, đây là những nguyên liệu cơ sở hoá học để sản xuất chất dẻo, sợi hoá học, cao su nhân tạo...

Những *n*-parafin có số nguyên tử cacbon cao từ C₁ trở lên ở nhiệt độ bình thường, tồn tại ở dạng rắn. Nếu hàm lượng đủ lớn chúng có thể làm cho dầu thô bị đông đặc, dầu trở lên mất tính linh động, gây khó khăn cho quá trình khai thác bảo quản và vận chuyển. Trong trường hợp nhiều parafin người ta phải áp dụng các công nghệ thích hợp để loại các parafin rắn đến mức độ cần thiết. Dầu Bạch Hồ là loại nhiều parafin, nhiệt độ đông đặc khá cao ở nhiệt độ 33°C, trong khi đó mỏ Đại Hùng đông đặc ở nhiệt độ 27°C, do vậy ở mỏ Bạch Hồ, ngay tại nhiệt độ bình thường dầu cũng không nóng chảy được. Khi khai thác, bơm vận chuyển dầu này phải áp dụng các biện pháp như già nhiệt đường ống, bơm sung phụ gia, tách bớt parafin rắn ngay tại mỏ để hạ điểm đông đặc, các biện pháp này gây tổn kém, nâng giá thành khai thác dầu thô.

Các parafin rắn loại ra là những sản phẩm rắn rất hữu ích để sản xuất các sản phẩm tiêu dùng như nến, giấy sáp, diêm hay vật liệu chống thám...

b- Các hydrocacbon dây naften (cycloparafin)

Công thức tổng quát là C_nH_{2n}. Đây này còn gọi là dây hydrocacbon vòng. Trong cấu trúc phân tử, các nguyên tử cacbon nối với nhau thành vòng, nhưng thường gặp là loại một vòng, trong đó chiếm phần chủ yếu là loại vòng 5 cạnh hoặc 6 cạnh và lớn hơn gấp rất ít trong dầu.

Các hydrocacbon dây naften có tính chất tương tự dây metan. Hydrocacbon một vòng naften là thành phần quan trọng trong nhiên liệu động cơ, nó có tính chất kích nổ cao cho xăng, hydrocacbon hai vòng có mạch nhánh parafin dài là những cấu tử rất tốt cho nhiên liệu phản lực, nếu mạch nhánh dài thì lại là thành phần tốt cho dầu bôi trơn vì chúng có tính chất nhiệt nhót tốt, chỉ số nhớt cao.

c- Các hydrocacbua thơm (hydrocarbon aromatic)

Trong dầu mỏ thường gặp các đồng đẳng của dãy benzen với công thức tổng quát là C_nH_{2n-k} , có cấu trúc vòng 6 cạnh, đặc trưng là benzen và các dẫn xuất có mạch alkyl đính bền. Những đại diện phổ biến nhất là benzen C_6H_6 ;toluen C_7H_8 và xilen C_8H_{10} . Phản ứng đặc trưng của nhóm này là phản ứng kết hợp, chúng dễ bị oxy hoá, dễ trung hợp, tác dụng với halogen và phản ứng với axit sunfuric (H_2SO_4).

Hydrocacbon thơm cũng là các thành phần có trị số octan cao nhất nên chúng có những cấu tử quý cho xăng. Nhưng nếu chúng có trong nhiên liệu phản lực thì làm giảm chất lượng của loại nhiên liệu này.

Những hydrocacbon thơm 1 hay 2 vòng có mạch nhánh alkyl dài là những là thành phần quý để sản xuất dầu nhờn vì có chỉ số độ nhớt cao. Nhưng hydrocacbon thơm đa vòng ngưng tụ cao hoặc không có nhánh parafin dài lại có hại cho sản xuất dầu nhờn.

Ngoài ra, trong dầu mỏ, khí đốt còn có cả các hydrocacbua dãy axetylen cũng thuộc loại hydrocacbua không no.

Các dãy hydrocacbua dãy metan và naften thường chiếm phần chủ yếu trong dầu mỏ, các hydrocacbua thơm cũng luôn có mặt trong dầu nhưng với hàm lượng thấp, vào khoảng $10 \div 15\%$.

Tỷ lệ giữa các nhóm hydrocacbua trong dầu quyết định các đặc tính kỹ thuật của dầu. Dựa vào thành phần nhóm của dầu người ta chia dầu thành 7 lớp (bảng X.I).

Bảng X.I. Bảng loại dầu theo thành phần nhóm (Theo A.E. Dobrianzki)

Lớp dầu	Ranh giới thành phần nhóm (%)		
	Metan (C_nH_{2n+2})	Naften (C_nH_{2n})	Thơm(C_nH_{2n-6})
I. Thơm	$0 \div 30$	$0 \div 30$	$50 \div 100$
II. Naften - Thơm	$0 \div 20$	$30 \div 70$	$30 \div 70$
III. Naften	$0 \div 30$	$50 \div 100$	$0 \div 30$
IV. Metan - Naften	$30 \div 70$	$30 \div 70$	$0 \div 20$
V. Metan	$50 \div 1000$	$0 \div 30$	$0 \div 30$
VI. Metan - Thơm	$30 \div 70$	$0 \div 20$	$30 \div 70$
VII. Metan - Naften - Thơm	$20 \div 50$	$20 \div 50$	$20 \div 50$

Những số liệu thống kê cho biết, dầu metan chiếm 9%, dầu naften chiếm 16% số dầu đã biết trên thế giới, 75% còn lại là dầu hỗn hợp.

X.1.3. Thành phần và các đặc tính của khí tự nhiên và khí đồng hành

Những cấu tử cơ bản của khí tự nhiên và khí đồng hành là: metan, etan, propan, butan (normal và izo). Như đã biết khí tự nhiên được khai thác từ các mỏ khí, còn khí đồng hành được khai thác từ các mỏ dầu đồng thời với quá trình khai thác dầu mỏ. Trong khí tự nhiên thành phần chủ yếu là metan (chiếm đến 98% theo thể tích). Các mỏ khí tự nhiên là các túi khí nằm sâu dưới mặt đất.

Khí ngưng tụ (condensat): thực chất là phần trung gian giữa dầu mỏ và khí (phần cuối của khí và phần đầu của dầu), bao gồm các hydrocacbon như propan, butan, và một số hydrocacbon lỏng khác như pentan, hexan thậm chí có cả hydrocacbon naften. Trong điều kiện bình thường khí ngưng tụ ở dạng lỏng. Khí ngưng tụ là nguyên liệu quan trọng để sản xuất LPG và trong tổng hợp hoá dầu.

Khí đồng hành nhận được từ các mỏ dầu cùng với quá trình khai thác dầu mỏ. Khí đồng hành ngoài thành phần chính là metan còn có etan, propan, butan và các hydrocacbon nặng với hàm lượng đáng kể. Thành phần những cấu tử cơ bản trong khí thay đổi trong một phạm vi khá rộng tùy theo mỏ dầu khai thác. Ngoài ra trong thành phần của khí tự nhiên và khí đồng hành còn có H_2O , H_2S cùng các hợp chất chứa lưu huỳnh, CO_2 , N_2 và heli.

Người ta còn phân loại khí theo hàm lượng hydrocacbon từ propan trở lên. Khí giàu propan, butan và các hydrocacbon nặng (trên 150 g/m³) được gọi là khí béo (hoặc khí dầu). Từ khí này người ta chế được xăng khí, khí hoá lỏng (LPG) và các hydrocacbon cho công nghệ tổng hợp hữu cơ. Còn khí chứa ít hydrocacbon nặng (từ propan trở lên, dưới mức 50 g/m³) gọi là khí khô (hoặc khí gầy), được sử dụng làm nhiên liệu cho công nghiệp và đời sống, làm nguyên liệu cho công nghệ tổng hợp hữu cơ, nguyên liệu cho sản xuất phân đạm, sản xuất etylen, axetylen, etanol...

Trong bảng X.2 đưa ra thành phần của khí tự nhiên và khí đồng hành khai thác từ một vài mỏ của CHLB Nga. Thành phần các cấu tử tính bằng phần trăm theo thể tích.

Bảng X.2. Thành phần khí tự nhiên và khí đồng hành khai thác từ các mỏ của CHLB Nga và Liên Xô (cũ) (% theo thể tích)

Thành phần	Khí tự nhiên		Khí đồng hành	
	Tây Siberi	Ubekistan	Quibusep	Volgograd
CH ₄	99,00	87,20	39,91	76,25
C ₂ H ₆	0,05	1,99	23,32	8,13
C ₃ H ₈	0,01	0,32	17,72	8,96
C ₄ H ₁₀ (n và iso)	0,003	0,13	5,78	3,54
C ₅ H ₁₂ và cao hơn	0,001	0,15	1,1	3,33
CO ₂	0,50	3,60	0,46	0,83
H ₂ S	-	5,50	0,35	-
N ₂ và khí trơ	0,40	1,11	11,36	1,25

Bảng X.3. Thành phần hoá học trung bình của các khí tự nhiên và khí đồng hành ở Việt Nam (% theo thể tích)

Thành phần	Khí đồng hành			Khí tự nhiên	
	Bach Hồ	Đại Hùng	Rồng	Tiền Hải	Rồng tự do
CH ₄	73	77	78	87,6	84
C ₂ H ₆	13	10	3,0	3,1	6,0
C ₃ H ₈	7,0	5,0	2,0	1,2	4,0
C ₄ H ₁₀	2,9	3,3	1,0	1,0	2,0
C ₅ H ₁₂	2,5	1,2	1,0	0,8	2,0
N ₂	0,5	0,5	13,0	3,3	10,0
CO ₂	0,7	3,0	2,0	3,0	4,0

Khí tự nhiên được khai thác tại vùng trũng Nam Côn Sơn (các mỏ Lan Tây, Lan Đỏ, Hồng Ngọc) có chứa tới 96% metan, 2% etan, 1% carbondioxit và 1% các khí khác. Như vậy, các cấu tử cơ bản của khí tự nhiên và khí đồng hành là hydrocacbon

no, các parafin dãy đồng đẳng của metan. Trong khí tự nhiên metan là chủ yếu, còn trong khí đồng hành thành phần thay đổi trong khoảng khá rộng, các cấu tử từ C₂ trở lên đã chiếm phần đáng kể trong thành phần khí. Điều đó rất quan trọng trong việc lựa chọn các công nghệ chế biến thích hợp, sử dụng hợp lý nguồn nguyên liệu và sản phẩm nhận được.

X.2. TÍNH CHẤT VẬT LÝ CỦA DẦU MỎ

X.2.1. Màu sắc

Dầu mỏ thường có màu đỏ nâu đến đen, nhưng cũng có loại dầu nhạt màu từ vàng, vàng lục có khi không màu. Dầu mỏ có khả năng phát huỳnh quang. Các hợp phần khác nhau của dầu cho những màu huỳnh quang khác nhau. Hợp phần nhẹ thường cho huỳnh quang màu xanh da trời, hợp phần nặng cho màu vàng, da cam. Đây cũng chính là cơ sở của phương pháp phân tích huỳnh quang. Một phương pháp phân tích nhanh chóng, rẻ tiền, dùng để nghiên cứu sơ bộ thành phần của dầu và nghiên cứu các chất hữu cơ phân tán trong đá trầm tích với hàm lượng nhỏ. Trong công tác địa chất, người ta sử dụng khả năng phát huỳnh quang của dầu mỏ để tìm kiếm dầu khí.

X.2.2. Tỷ trọng

Để xác định tỷ trọng của dầu, người ta tiến hành đo ở những nhiệt độ nhất định. Ví dụ, ở Liên Xô cũ người ta đo tỷ trọng của dầu ở 20°C và so sánh với tỷ trọng của nước ở 4°C. Tỷ trọng này được coi là tỷ trọng chuẩn, ký hiệu là D₄²⁰. Ở các nước Châu Âu khác, người ta xác định D₄¹⁵. Vì vậy, số liệu về tỷ trọng của dầu ở các nước khác nhau không giống nhau. Một số nước còn biểu thị bằng độ ⁰API.

Tỷ trọng của dầu thường thay đổi từ 0,83 ÷ 0,96. Cũng có loại dầu nặng hơn và nhẹ hơn. Hiện nay, giới hạn dưới của tỷ trọng được coi là tỷ trọng 0,650 của dầu ở Kuzako (Kapkazow - Liên Xô cũ) và giới hạn trên lấy là 1. Theo tỷ trọng dầu được chia ra ba loại:

Dầu rất nhẹ: Có tỷ trọng 0,7 ÷ 0,8

Dầu nhẹ: Có tỷ trọng 0,8 ÷ 0,9

Dầu nặng: Có tỷ trọng > 0,9.

Tỷ trọng của dầu phụ thuộc vào hàm lượng các hợp phần atfan, nhựa, hàm lượng khí hoà tan, hàm lượng nước trong dầu. Giữa tỷ trọng với màu sắc của dầu có mối liên quan nhất định. Tỷ trọng của loại dầu sẫm màu cao hơn của loại dầu nhạt màu. Trong phạm vi một vỉa dầu khí, tỷ trọng của dầu giảm dần theo hướng từ trụ lên mái vỉa.

X.2.3. Độ nhớt

Độ nhớt hay là ma sát trong của một chất lỏng là khả năng ngăn cản sự dịch chuyển giữa các phân tử của chất lỏng đó khi có tác dụng của ngoại lực.

Độ nhớt của dầu mỏ có ảnh hưởng lớn đến sự di chuyển của nó trong đá, trong các lỗ khoan khai thác và trong các ống dẫn dầu.

Trong các đá chứa dầu, độ nhớt của dầu thay đổi có quy luật theo các điều kiện vật lý của mỏ. Độ nhớt giảm khi nhiệt độ và lượng khí hoà tan tăng. Độ nhớt tăng khi áp lực tăng. Nhưng sự tăng áp lực lại kéo theo sự tăng lượng khí hoà tan, do đó làm giảm độ nhớt. Trong các bãy chứa dầu nếu có đồng thời cả dầu và khí thì độ nhớt của dầu sẽ đạt giá trị nhỏ nhất ở áp suất bão hòa khí. Từ điểm này trở đi, độ nhớt tăng lên chậm khi áp lực tăng.

Dựa vào độ nhớt có thể tính toán được các quá trình bơm vận chuyển. Dầu có độ nhớt càng cao càng khó vận chuyển bằng đường ống. Để vận chuyển được phải tiêu hao năng lượng, như vậy chi phí sẽ tăng lên. Nói chung dầu parafin có độ nhớt thấp hơn naften và aromatic. Đối với phân đoạn dầu mỏ như diezen độ nhớt phải đảm bảo cho quá trình phun nhiên liệu trong động cơ được thuận tiện từ 3,5 đến 6 cSt ở nhiệt độ 20°C.

Người ta phân ra độ nhớt động học (μ), độ nhớt động học(v) hoặc độ nhớt quy ước (độ nhớt Engler).

X.2.4. Độ sệt

Dầu mỏ là một hỗn hợp không đồng nhất về mặt hoá học do đó sự chuyển từ trạng thái này sang trạng thái khác diễn ra một cách từ từ, qua một đoạn trung gian. Điểm sệt của dầu tăng lên khi hàm lượng các hydrocacbua cứng trong dầu tăng. Hàm lượng hợp phần atfan, nhựa làm giảm độ sệt của dầu. Điểm sệt của dầu thay đổi trong khoảng từ +32°C đến -25°C. Nghiên cứu độ sệt của dầu có tầm quan trọng đặc biệt đối

với công tác vận chuyển dầu bằng đường ống, nhất là ở các vùng lạnh.

X.2.5. Hoạt tính quang học

Hoạt tính quang học của một chất là khả năng làm quay mặt phân cực của tia sáng phân cực chiếu qua chúng.

Các tài liệu thực nghiệm cho thấy tất cả các loại dầu, trừ những ngoại lệ rất hiếm, đều có hoạt tính quang học. Đa số dầu làm quay mặt phân cực về bên phải với trị số góc từ 0,1 đến vài độ, chỉ có một số rất ít dầu (ở Kalimantan và Java) làm quay mặt phân cực về bên trái hoặc không có hoạt tính quang học.

Hoạt tính quang học được coi là một cơ sở vững chắc của lý thuyết nguồn gốc hữu cơ của dầu khí.

X.2.6. Độ hòa tan

Độ hòa tan trong nhau của dầu và nước rất nhỏ, khi nhiệt độ tăng thì độ hòa tan trong nhau của dầu và nước tăng lên.

Dầu mỏ dễ tan trong các dung môi hữu cơ như benzenclorofooc, cacbontetraclorua,... và dầu mỏ cũng là dung môi tốt của nhiều chất như cao su, nhựa thực vật, iot, ... đặc biệt dầu mỏ có khả năng hòa tan các khí đốt tự nhiên rất lớn. Tùy theo thành phần và nhiệt độ, áp suất, $1m^3$ dầu mỏ có thể hòa tan $40 \div 420 m^3$ khí đốt.

Khi tăng áp suất, các khí hydrocacbua chuyển sang trạng thái lỏng, nhưng nếu cứ tiếp tục tăng áp suất thì đến một lúc nào đó các hydrocacbua lỏng lại chuyển sang trạng thái khí. Hiện tượng này được gọi là sự hòa tan ngược, nó chính là nguyên nhân thành tạo các vỉa khí ngưng tụ.

X.2.7. Tính dẫn điện

Dầu mỏ và các sản phẩm của nó là những chất cách điện điển hình. Độ dẫn điện của dầu nhỏ hơn độ dẫn điện của nước và thuỷ tinh từ $2 \div 3$ lần. Tính chất này của dầu là cơ sở của phương pháp karota điện trong tìm kiếm thăm dò dầu khí.

X.2.8. Nhiệt độ sôi trung bình

Nhiệt độ sôi trung bình của dầu thô và các phân đoạn dầu có quan hệ với các tính chất vật lý khác tỷ trọng, độ nhớt, hàm nhiệt và trọng lượng phân tử của dầu. Độ

vậy, nó là một thông số quan trọng được sử dụng trong đánh giá và tính toán công nghệ chế biến dầu. Từ đường cong chưng cất, ta dễ dàng xác định được nhiệt độ sôi trung bình thể tích, hay trọng lượng. Bằng các đồ thị chuyển đổi, ta có thể xác định được nhiệt độ sôi trung bình mol, nhiệt độ sôi trung bình.

X.2.9. Hệ số đặc trưng K

Hệ số đặc trưng K được dùng để phân loại dầu thô, tính toán thiết kế hay chọn điều kiện công nghệ chế biến thích hợp. Cũng như nhiệt độ sôi trung bình, K có quan hệ với các thông số vật lý quan trọng khác như tỷ trọng, trọng lượng phân tử và cả trị số octan hay xetan của sản phẩm dầu. K được xác định theo công thức sau:

$$K = \frac{T_m^{1/3}}{d(60^{\circ}\text{F}/60^{\circ}\text{F})},$$

trong đó

T_m - nhiệt độ sôi trung bình tính theo độ Rankine ($^{\circ}\text{R}$):

$$^{\circ}\text{R} = t_m(^{\circ}\text{F}) + 460$$

Có thể tra t_m trên đồ thị hoặc tính theo công thức sau:

$$t_m = t_v + 2 - \left[\frac{t_{90\%} - t_{10\%}}{170 + 0,075.t_v} + 1,5^3 \right]$$

t_v (nhiệt độ sôi trung bình thể tích $^{\circ}\text{F}$) = $(t_{30\%} + 2t_{50\%} + t_{70\%})/4$.

Bảng X.4. Một số tính chất đặc trưng của dầu thô Bạch Hổ Việt Nam và dầu thô Arabian Medium

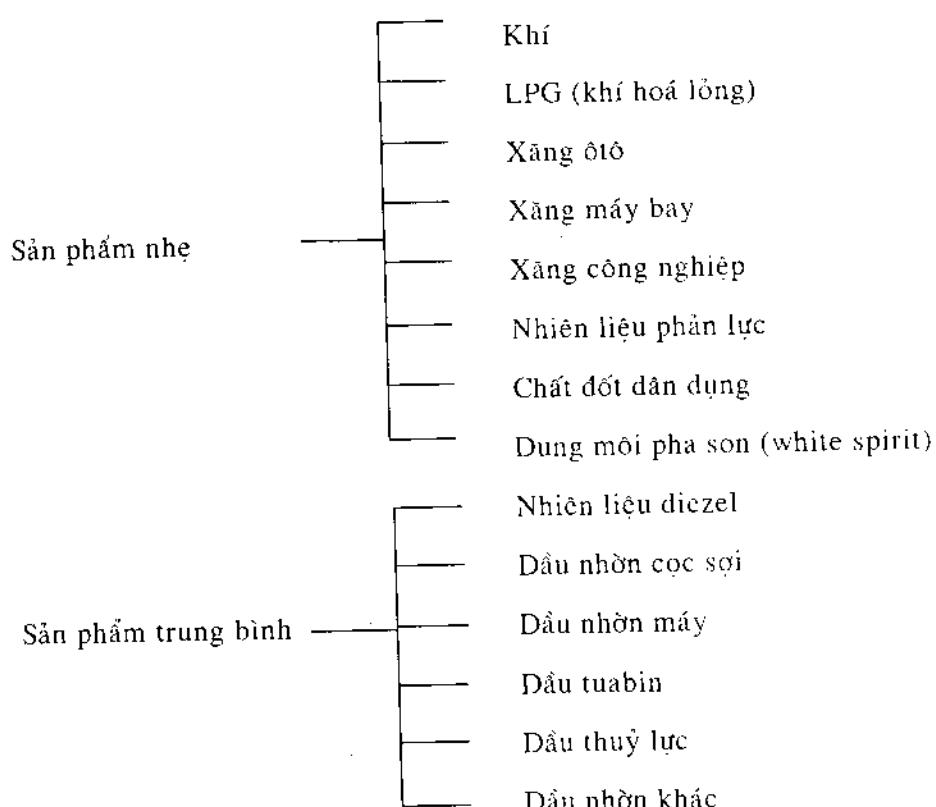
N _o	Arabian Medium	Bạch Hổ
(1)	(2)	(3)
1. $^{\circ}\text{API}$	30,5	40,5
2. $d(60/60^{\circ}\text{F})$	0,8723	0,8224
3. Đường cong chưng cất		
4. Áp suất hơi, kG/cm^2	0,450	0,205
5. S, % w_t	2,5	0,03
6. Nitơ, % w_t	0,131	0,0365

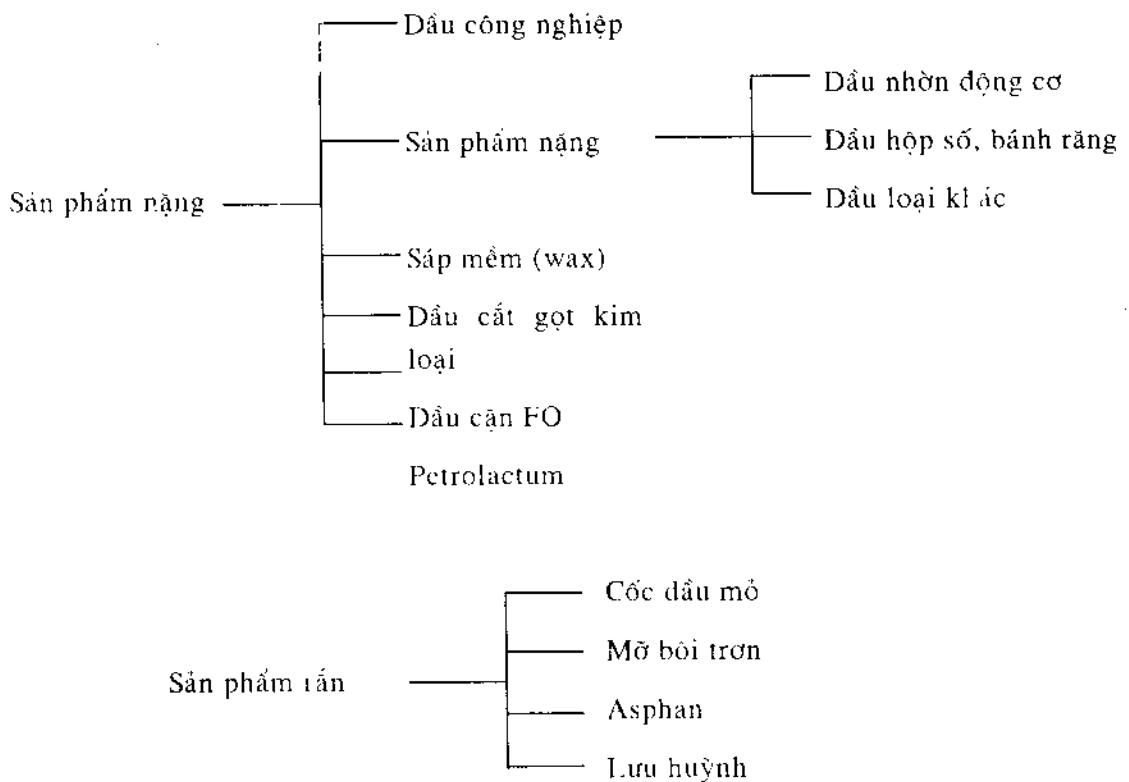
Bảng X.4 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)
7. Điểm đông đặc, °C	-35	+35
8. Cacbon Conradson	5,86	0,74
9. Sáp parafin, %w	2,1	19,5
10. Vanadi (niken), ppm	38(10)	3(1)

Các sản phẩm trong lọc dầu

Dưới đây tóm tắt các sản phẩm dầu khí thu được trong công nghệ lọc dầu.





Chương XI

NGUỒN GỐC DẦU MỎ VÀ KHÍ ĐỐT

Việc nghiên cứu nguồn gốc của dầu khí gặp rất nhiều khó khăn, bởi vì chúng ta không trực tiếp quan sát được sự thành tạo của dầu mỏ khí đốt, mà khác do trạng thái vật lý của dầu mỏ, khí đốt đặc biệt, nên khi thay đổi điều kiện nhiệt động thì dầu khí cũng biến đổi cả về tính chất vật lý lẫn thành phần hoá học và hình thành các sản phẩm mới hoàn toàn khác với chất ban đầu, điều đó gây khó khăn trong việc xác định bản chất của vật liệu ban đầu. Một khác, dầu khí ở trạng thái lỏng, khí, di chuyển trong đá, do vậy dầu và khí có khả năng tích tụ trong các đá không có liên quan gì với chúng về mặt nguồn gốc.

Việc nghiên cứu nguồn gốc của dầu khí được tiến hành theo hướng thực nghiệm trong phòng thí nghiệm là điều chế dầu và các sản phẩm của dầu và nghiên cứu địa chất ngoài hiện trường, cấu trúc địa chất vùng chứa dầu, cơ chế hoá học của nó, quá trình biến đổi vật chất hữu cơ trong trầm tích hiện đại, từ đó có thể xây dựng giả thuyết về cơ chế thành tạo dầu.

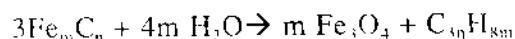
Để giải quyết vấn đề nguồn gốc của dầu mỏ, một trong những vấn đề quan trọng hàng đầu là phải giải thích được bản chất của vật liệu ban đầu tạo dầu mỏ là vật chất hữu cơ hoặc vô cơ. Vì vậy hình thành trường phái vô cơ hoặc hữu cơ.

XI.1. NHỮNG GIẢ THUYẾT VỀ NGUỒN GỐC VÔ CƠ CỦA DẦU KHÍ

XI.1.1. Giả thuyết cacbua

Mendeleev đề xướng giả thuyết này trên cơ sở thực nghiệm hoá học. Theo ông, nhân quả đất bao gồm kim loại (chủ yếu là sắt) nóng chảy, có chứa cacbua kim loại.

Trong lòng quả đất khi có tác động của nước xảy ra phản ứng:



Mendeleev giả thuyết rằng nước tham gia vào phản ứng trên được thẩm từ trên

mặt xuống theo các đứt gãy sâu và khe nứt kiến tạo. Những cacbuahydro được tạo thành ở trạng thái khí, dưới ảnh hưởng của áp suất lớn sẽ theo khe nứt đi lên trên các đới bên trên của Trái Đất. Tại đây chúng ngưng tụ lại và tập trung trong các lỗ hổng của đá để tạo thành mỏ dầu.

Giả thuyết này có cơ sở hoá học vững chắc, được các nhà hoá học ủng hộ. Nhưng các nhà địa chất không ủng hộ vì có những mâu thuẫn sau:

- Vật chất ở trong lòng quả đất nằm ở trạng thái dẻo, điều đó loại trừ các khe nứt, điều kiện bắt buộc của giả thuyết này.
- Nếu có sự tồn tại của các khe nứt trong lòng quả đất thì nước cũng không thể thẩm được xuống vì nhiệt độ quá cao.

XI.1.2. Giả thuyết nguồn gốc magma

Trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, cacbon được giải phóng ra khỏi các hợp chất của nó trong thành phần dung dịch magma, ngoài cacbon tự do, trong dung thể magma còn tồn tại hydro tự do. Các hydrocacbua được thành tạo do sự kết hợp giữa cacbon và hydro. Ban đầu có thể là CH_4 , sau đó trùng hợp có thể tạo ra các hợp chất dạng C_nH_m , tùy theo trị số của n và m các hợp chất này có thể tạo ra khí (n nhỏ) hoặc lỏng (n lớn).

XI.2. GIẢ THUYẾT VỀ NGUỒN GỐC HỮU CƠ CỦA DẦU KHÍ

XI.2.1. Cơ sở của lý thuyết

a. Cơ sở sinh địa hóa

- Thành phần hóa học của dầu mỏ và khí đốt gồm hai nguyên tố đặc trưng đối với vật chất hữu cơ là cacbon và hydro. Ngoài ra trong thành phần của dầu mỏ còn có oxy, nitơ, lưu huỳnh và photpho là những nguyên tố cơ bản tạo nên vật chất sống cũng như các khoáng sản cháy.

- Thành phần đồng vị:

Thành phần đồng vị $\text{S}^{32}/\text{S}^{34}$ trong dầu mỏ ở các thời kỳ địa chất khác nhau biến đổi tương tự như sự biến đổi tỷ số này trong các sulfat cùng tuổi.

Tỷ số đồng vị $\text{C}^{120}/\text{C}^{13}$ trong dầu mỏ và trong vật chất hữu cơ tương tự nhau.

- Thành phần của các hydrocacbua:

Có sự giống nhau về kiến trúc của dãy hợp chất hữu cơ có trong các đá trầm tích với các hydrocacbua tạo nên khối hữu cơ dầu mỏ.

Sự có mặt của parafin chứng tỏ dầu phải được thành tạo ở nhiệt độ $< 200^{\circ}\text{C}$ (nhiệt độ phân huỷ của parafin).

Tổ hợp các hợp chất: O, S, N có nguồn gốc vật chất hữu cơ được thành tạo phân huỷ vật chất hữu cơ.

Các nguyên tố hiếm trong tro dầu mỏ và than đá có quy luật phân bố chung.

Hoạt tính quang học là một trong những dẫn chứng quan trọng nhất của lý thuyết nguồn gốc hữu cơ của dầu mỏ, hoạt tính quang học trong dầu là do cholesterol, là hợp chất hữu cơ có nguồn gốc thực vật. Các loại dầu tổng hợp không có hoạt tính quang học.

Bằng thực nghiệm trong phòng thí nghiệm có thể biến đổi vật chất hữu cơ theo hướng tạo dầu.

b. Cơ sở địa chất

- Đa số (99,9%) các mỏ dầu khí nằm trong đá trầm tích.
- Sự thành tạo các mỏ dầu khí liên quan chặt chẽ với chế độ chuyển động tân kiến tạo của bể trầm tích cũng như điều kiện cổ địa lý.
- Trong nhiều vùng chứa dầu khí đã phát hiện các thấu kính cát kết chứa dầu nằm giữa các tầng đá không thấm.
- Trong các trầm tích hiện đại, quan sát thấy sự biến đổi của các vật liệu hữu cơ theo hướng tạo dầu và hàm lượng của chúng tăng theo chiều sâu.

XI.2.2. Lý thuyết nguồn gốc hữu cơ của dầu khí

a. Nguồn gốc động vật

Theo C.Engle và H.Hofen thì dầu mỏ được tạo thành từ mõi động vật chết (cá, rùa, sinh vật đơn giản...). Các chất mõi biến thành dầu mỏ do sự chưng cất ở nhiệt độ áp suất cao, sau đó quá trình trùng hợp, dầu mỏ được tạo thành.

Giả thuyết này không giải thích được sự thành tạo các tích tụ dầu khí lớn vì sự chết hàng loạt của các động vật chỉ xảy ra ở phạm vi hẹp. Mặt khác, nếu cho rằng vật liệu tạo dầu là mõ của động vật thì không giải thích được các thành tạo mỏ dầu ở tuổi Cambri, Silur.

b. Nguồn gốc thực vật

Theo giả thuyết này, từ các thành phần bền vững của thực vật (chất sừng, sáp...) là các thành phần giàu axit béo, sau đó quá trình này sẽ biến thành dầu mỏ. Giả thuyết này cũng không giải thích được, để có những tích tụ dầu khí lớn đòi hỏi phải có khối lượng khổng lồ vật liệu thực vật để từ đó chỉ có một phần nhỏ của chúng (các axit béo) có thể tạo dầu.

c. Nguồn gốc hỗn hợp

Giả thuyết này dựa trên cơ sở là các sản phẩm của dầu mỏ có thể điều chế được trong phòng thí nghiệm từ động thực vật.

Theo giả thuyết này đa số sinh vật tham gia vào vật liệu tạo dầu là các sinh vật nhỏ bé sống trôi nổi ở lớp nước trên cùng của đại dương (planton) đóng vai trò chủ chốt, thực vật cao đẳng chỉ đóng vai trò nhỏ, động vật hùm như không đáng kể.

Trong đại dương thì sinh vật trôi nổi sống ở vùng thềm lục địa, cửa sông... Ước tính rằng hàng năm 1m^2 thềm lục địa có thể tạo ra 1-2,5 kg vật liệu hữu cơ, hay 1 km^2 hàng năm có 1000-2500 tấn vật liệu hữu cơ thành tạo, điều này cho thấy sinh vật trôi nổi đủ cung cấp vật liệu để tích tụ dầu khí.

d. Điều kiện bảo tồn

Nếu trầm tích là vật liệu mịn và đủ dày thì vật liệu hữu cơ nhanh chóng được chôn vùi và tránh được phá huỷ.

Ở dưới sâu nước không bị xáo trộn bởi các dòng chảy mà chỉ có lớp nước trên mặt chứa oxy tự do. Trong những bể như vậy, khi xuống sâu, oxy nhanh chóng bị thay thế bởi hydrosulfua, dưới tác dụng của các vi khuẩn kỵ khí, đặc biệt là vi khuẩn ưa lưu huỳnh. Ví dụ, ở Biển Đen, vật liệu hữu cơ lắng xuống đáy không bị oxy hoá mà bị phá huỷ dưới tác động của vi khuẩn kỵ khí để tạo thành các hydrocacbua.

Một yếu tố khác quyết định mức độ bảo tồn vật liệu hữu cơ là đặc tính của trầm tích lắng đọng cùng với vật liệu hữu cơ. Nếu trầm tích thô (cá, hoặc sỏi) và nếu nước ở

đáy biển không hoàn toàn mất oxy, các vật liệu hữu cơ sẽ không tránh khỏi sự phá huỷ của vi khuẩn ưa khí và bị phá huỷ hoàn toàn. Trái lại, nếu đáy biển là nơi tích tụ vật liệu mịn, vật liệu hữu cơ sẽ nhanh chóng bị chôn vùi và tránh được sự phá huỷ của các vi khuẩn ưa khí.

Trong các biển kín hiện nay, hàm lượng vật liệu hữu cơ của các trầm tích ở đáy là 5-10% đối với Biển Đen (cục bộ có nơi lên tới 35%), 10% ở vịnh California và 23% ở vịnh Phần Lan.

Ở Louisiana, rong hồ Ponchartrain, nơi nước còn chứa oxy tới đáy thì lượng vật liệu hữu cơ có liên quan trực tiếp với đặc tính của trầm tích vô cơ: 0,528% với cát thô, 1,98% với cát chứa sét, 2,68% với sét chứa cát và 6,72% với sét mịn. Đối với các trầm tích cổ, P. D. Trask đã đưa ra thí dụ sau: sét và cacbonat của những vùng chứa dầu chủ yếu của Mỹ chứa trung bình 2,5% vật liệu hữu cơ, trong lúc đó các trầm tích thô thực tế không chứa chúng.

Như vậy, có thể kết luận rằng, hydrocacbua được tạo nên trong các trầm tích mịn và đủ dày, lắng đọng không phải ở ven bờ (nơi sóng tạo cho nước có hàm lượng oxy cực đại), cũng không phải ở những đáy biển quá sâu (nơi vật liệu hữu cơ mất khá nhiều thời gian để di chuyển do đó đa số sẽ bị phân huỷ trước khi tới nơi), mà lắng đọng ở những bể nông hoặc có độ sâu trung bình, ít hoặc không có oxy. Những dấu hiệu này đặc trưng cho các tảng thuộc đới chuyển tiếp giữa biển và lục địa, bao gồm toàn bộ các tảng vụng biển (từ nước nhạt cho đến nước mặn dần): Các tảng biển nông bình thường, có trầm tích cả lục nguyên lân cacbonat, các tảng thềm lục địa của phần biển mở, ở độ sâu phát triển cực đại của sinh vật trôi nổi. Còn trong các đới sâu hơn thì có tảng hydrosulfat với bể dày lớp nước mặt (oxy hoá) không lớn. Ngoài ra, những điều kiện thuận lợi cho sự tạo dầu cũng có thể tìm thấy ở các biển nội lục địa.

XI.2.3. Sự biến đổi vật chất hữu cơ thành dầu mỏ

Một vấn đề được đặt ra là các tổ phần của vật chất hữu cơ đã tham gia vào quá trình tạo dầu như thế nào? Có hai nhóm quan điểm cơ bản:

Một số tác giả cho rằng trong quá trình biến đổi sau khi chết của các sinh vật, tất cả các thành phần của chúng mất đi cá tính của mình và cái khối hỗn hợp vật chất hữu cơ chung sẽ biến toàn bộ thành dầu mỏ. Đó là giả thuyết về sự biến đổi toàn bộ thành dầu mỏ. Quan điểm này đòi hỏi phải giải thích nguồn cung cấp một lượng lớn

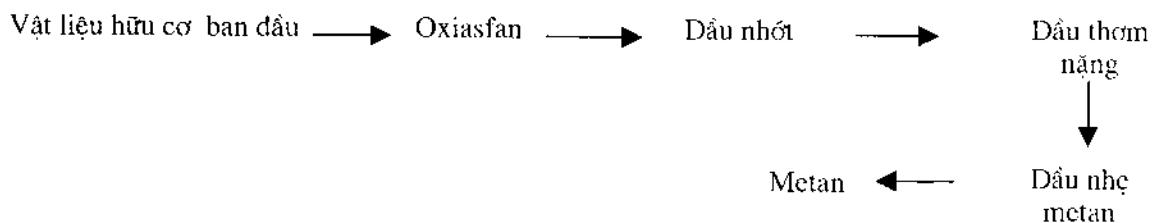
hydro cần thiết để khử vật chất hữu cơ. Trái lại, quan điểm biến đổi một phần vật liệu hữu cơ thành dầu mỏ không cần nguồn hydro này, vì phân biến thành dầu đã mang tính chất khử.

Vấn đề biến đổi toàn bộ hay một phần vật liệu hữu cơ ban đầu có liên quan với vấn đề điều kiện tích tụ chúng. Những người bảo vệ quan điểm biến đổi toàn bộ cho rằng có sự tích tụ một khối lớn vật liệu ban đầu, còn những người ủng hộ quan điểm biến đổi từng phần cho rằng dầu mỏ được thành tạo từ vật liệu hữu cơ phân tán trong đá trầm tích.

Quan điểm dầu chủ yếu được các nhà hóa học ủng hộ.

Theo Xtadnikov, vật liệu ban dầu chủ yếu là thực vật cao đẳng, còn tổ phân tạo dầu chủ yếu là nhựa thực vật, phụ là sáp, đôi khi lignin. Vật liệu ban dầu tích tụ và hoàn toàn biến mất khi tạo dầu. Sự xuất hiện các hydrocacbua dầu bát dầu từ pha hóa đá, với sự hoạt động của vi khuẩn là cơ bản. Sự tạo dầu được tiếp tục và cũng kết thúc vào pha biến đổi hậu sinh, khi mà yếu tố cơ bản gây ra hydro hoá vật chất hữu cơ là các khí sơ sinh. Kiến trúc của vật chất chất hữu cơ ban dầu bị phá huỷ hoàn toàn. Thuận lợi cho quá trình này là áp suất cao và nhiệt độ khoảng 200°C. Thành tạo trung gian giữa vật liệu hữu cơ và dầu, theo ông, là dầu nhớt (manta) có cấu trúc nhiều vòng hay còn gọi là "dầu nguyên sinh" (protopetroleum).

Theo A. F. Dobrianxki, vật liệu ban dầu là các sinh vật trôi nổi, một phần là di tích thực vật cạn và động vật. Tất cả khối bùn thối này tham gia vào quá trình tạo dầu, xảy ra vào pha biến đổi hậu sinh dưới tác động của nhiệt độ cao (nhưng không quá 150-250°C) và chất xúc tác aluminosilicat. Đó là quá trình phá huỷ cacboxyl và hydroxyl. Hydro cần thiết cho sự khử vật chất hữu cơ nhận được trong quá trình phân bố lại hydro giữa các tổ phân hữu cơ ban dầu. Kiểu dầu ban đầu được tạo ra là nặng, thơm rồi dần bị metan hoá dưới tác động của nhiệt và xúc tác. Các thành tạo trung gian giữa vật liệu hữu cơ ban dầu và dầu nặng là oxiasfan và dầu nhớt (manta), tương tự với "dầu nguyên sinh" của Xtadnikov.



Theo V. B. Porfiriev và I. V. Grinberg (1949) cho rằng vật liệu hữu cơ ban đầu được tích tụ dưới dạng tập trung và hoàn toàn hoặc hầu như hoàn toàn tạo dầu. Sự biến đổi vật chất hữu cơ thành dầu xảy ra trong pha biến đổi hậu sinh và biến chất. Thực chất của sự biến đổi này là sự bể gãy nhiệt (cracking) ở 300°C và áp suất trên 100 atm, nguồn hydro là nước trầm tích đáy. Theo ông, sự tạo dầu ở vùng nền là không thể xảy ra, vì ở vùng này mức độ lún sâu không đủ để đạt tới nhiệt độ và áp suất cần thiết. Do đó tất cả các vỉa dầu ở vùng nền đều có liên quan với sự di chuyển dầu từ các vùng địa mảng lân cận tới.

Chỗ yếu của những quan điểm này là thiếu cơ sở về mặt địa chất. Trước hết là các tập trung lớn của di tích thực vật, mặc dù là phổ biến nhưng do điều kiện tích tụ không thể bảo tồn được các hydrocacbua nhẹ tạo nên dầu. Còn quan điểm nhiệt độ tạo dầu vào khoảng 300°C lại mâu thuẫn với một số thành phần không bền vững ở nhiệt độ cao của dầu, như porfirin. Mặt khác, các ý kiến của họ về nguồn hydro cần cho phản ứng khử (hydro hoá) hoàn toàn mang tính chất giả tạo.

Phương hướng thứ hai được các nhà địa chất ủng hộ. Theo quan điểm này, chỉ các tổ phần khử nhất của vật chất hữu cơ ở dưới dạng phân tán tham gia vào quá trình tạo dầu. Đó là các lipit (mỡ), lipoit (sáp, sterin, sotfotit...), chúng hòa tan được trong các dung môi hữu cơ. Vật chất hữu cơ hòa tan trong dung môi hữu cơ ngày nay có tên là "bitum".

Nếu hàm lượng các tổ phần chứa "bitum" không đáng kể trong vật chất hữu cơ thì ngay cả trong những tập trung lớn nhất của di tích thực vật, cũng chỉ có thể cho một số lượng dầu mỏ không đáng kể. Trong lúc đó nhiều vùng chứa dầu trên thế giới lại chứa một lượng dầu khổng lồ. Do đó, hình thành quan điểm về "điệp sinh dầu" hay còn gọi là "lý thuyết bùn thối" của I. M. Gubkin.

Nguồn cơ bản tạo nên các hydrocacbua đi vào thành phần của dầu mỏ có thể là như sau:

- Những công trình nghiên cứu gần đây nhất đã chứng minh được rằng trong nhiều sinh vật sống đã tồn tại khá rộng rãi các hydrocacbua thuộc dãy dầu. Những khám phá này cho phép ta giả thiết rằng các hydrocacbua nằm trong thành phần vật chất sống đã chuyển trực tiếp vào trong trầm tích. Những công trình nghiên cứu trầm tích biển hiện đại đã chứng minh tính hiện thực của quan điểm này. P. Smith (1956) đã

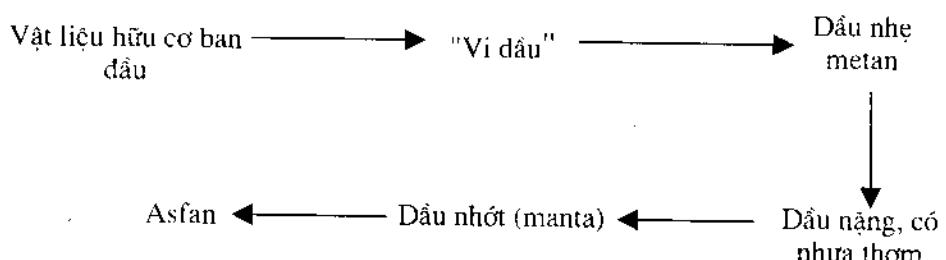
quan sát thấy trong bùn hiện nay các hydrocacbua lỏng (thuộc cả ba dãy metan, naften và thơm), mà việc xác định tuổi theo hàm lượng C¹⁴ phóng xạ đã chứng minh các hydrocacbua này là cùng tuổi với bùn vây quanh. Những nghiên cứu của V. V. Weber và A. I. Gorxki cũng xác nhận các hydrocacbua trong bitum của các trầm tích hiện đại một phần là được chuyển trực tiếp từ xác các sinh vật chết còn một phần là các thành tạo mới sinh do hoạt động sống của các vi sinh vật.

- Một số các hydrocacbua mới được thành tạo từ vật chất không phải hydrocacbua, dưới tác dụng của vi sinh vật. Ý nghĩa của nguồn này còn ít được nghiên cứu.

- Các hydrocacbua mới thành tạo từ vật chất không phải hydrocacbua hoặc từ các hydrocacbua đã có từ trước nhưng bị biến đổi cấu trúc dưới tác động của nhiệt độ cao, với sự tham gia của các chất xúc tác. Thực tế không ai phủ nhận nguồn này, nhưng một số tác giả đánh giá vai trò của nó quá cao. Cần phải có những nghiên cứu đầy đủ hơn về nguồn này đặc biệt là nghiên cứu trong điều kiện tự nhiên.

Như vậy, cho đến nay mặc dù có những ý kiến khác nhau về vai trò của từng nguồn một, nhưng mọi người đều công nhận có ba nguồn hydrocacbua đi vào thành phần của dầu mỏ. Nguồn đầu tiên ứng với giai đoạn dầu của quá trình tạo dầu, giai đoạn tích tụ vật liệu hữu cơ. Nguồn thứ hai rơi vào pha hoà đá hay là pha hoạt động của các vi khuẩn. Còn nguồn thứ ba thuộc pha biến đổi hậu sinh, xảy ra vào thời kỳ lún sâu. Như vậy, ở tất cả các giai đoạn phát triển của đá sinh dầu đều có thể tạo thành các hydrocacbua thuộc dãy dầu.

Theo quan điểm biến đổi một phần vật chất hữu cơ thành dầu thì kiểu dầu mỏ dầu tiên là nhẹ, thuộc dãy metan (hay parafin) rồi dần dần trong quá trình biến đổi, sẽ tạo thành các dầu nặng. Còn sản phẩm trung gian giữa vật liệu hữu cơ và dầu mỏ được gọi là "vi dầu" (micropetroleum). Sơ đồ hình thành dãy dầu được biểu diễn dưới đây:



XI.2.4. Sự di chuyển nguyên sinh

Như trên đã nói, sự tích tụ vật liệu hữu cơ phản ứng chủ yếu có liên quan với các thành tạo vô cơ hạt mịn, như sét. Do đó, xuất hiện vấn đề, sự chuyển các vật liệu dầu mới được thành tạo từ đá ít thấm sang đá chứa dầu đã xảy ra như thế nào? Quá trình di chuyển các hydrocacbua từ đá mẹ sang đá chứa dầu được gọi là quá trình di chuyển nguyên sinh. Phổ biến nhất là quan điểm các hydrocacbua bị "vắt" ra khỏi trầm tích khi chúng bị nén chặt. Ở giai đoạn bị nén chặt, khi mà trầm tích còn chưa biến thành đá, hay nói khác đi, khi mà các vật liệu vụn còn chưa bị gắn kết, nước nằm trong trầm tích bị vắt ra sẽ mang theo dầu và di chuyển cơ bản theo hướng lên trên, nơi có áp suất thấp. Càng đi sâu vào quá trình thành đá (gắn kết), hướng chuyển động của nước - dầu - khí lên phía trên càng khó khăn mà bắt đầu chuyển theo hướng nằm ngang theo phương song song với mặt phân lớp, tức là theo phương độ thấm của đá lớn nhất. Áp suất của các lớp đá nằm trên sẽ giảm đi theo hướng từ trung tâm ra ven rìa bể, do đó dầu - khí - nước cũng được chuyển dần ra những đồi ven rìa bể.

Như đã biết, cát và bột bị chặt sít kém hơn sét, do đó nếu trong mặt cắt địa tầng có các lớp cát xen kẽ thì dầu - khí - nước sẽ đi từ sét vào các lớp cát. Sự mất nước cực đại của sét sẽ xảy ra vào ngay giai đoạn đầu của quá trình nén chặt. Khi quan sát các trầm tích bùn hiện nay, người ta đã xác nhận rằng chúng bị mất nước tự do ngay ở những thước dầu tiên theo chiều sâu của mặt cắt. Sau đó, trong chúng vẫn còn nước liên kết. Sự tách nước liên kết do bị nén chặt sẽ khó khăn hơn nhiều. Trong lúc đó, dầu mỏ tách ra khỏi đá sét có dễ dàng hơn, nhưng mặc dầu vậy trong đá vẫn còn giữ lại một lượng khá lớn dầu mỏ. Những phương pháp trong phòng thí nghiệm nhằm mục đích tách trực tiếp dầu mỏ từ đá này đều không thành công.

Như ta đã nghiên cứu ở phần trên, quá trình thành tạo hydrocacbua là một quá trình liên tục, lâu dài. Do đó những quan điểm về tính chất ngăn hạn của sự di chuyển nguyên sinh trong thời kỳ hoá đá của trầm tích đều không có cơ sở thực tế. Do đó, một vấn đề phải được đặt ra là những yếu tố nào đã quyết định sự di chuyển nguyên sinh của dầu vào các giai đoạn sau khi đá sét đã liên kết chặt chẽ? Có nhiều cách giải thích khác nhau, nhưng chưa có cách giải thích nào hoàn toàn thỏa mãn. Cần chú ý đến quan điểm của M. Xpaxki và A. L. Kozlov. Theo họ, khi đá sét bị nén chặt, trong các lỗ hổng á mao dần xuất hiện những áp lực bất thường, do các lỗ hổng này quá nhỏ, độ thấm qua các lỗ hổng đó rất yếu, mặt khác do độ cách ly của các lỗ hổng này lại tương

đối cao. Chính vì vậy, giữa các lỗ hổng của đá sét và các lỗ hổng của đá có khả năng chứa dầu tốt tồn tại một sự chênh áp lực lớn. Đó là nguyên nhân của sự di chuyển các hydrocacbua từ các lỗ hổng của đá sét sang các đá chứa dầu. Cũng cần phải thêm vào khả năng tăng áp lực do một khối lớn vật chất mới được tạo thành trong các đá sét, đặc biệt là các sản phẩm ở trạng thái khí. Những yếu tố trên đây tồn tại theo thời gian và có thể bảo đảm cho quá trình di chuyển nguyên sinh xảy ra liên tục và lâu dài. Mặc dầu vậy, cơ chế của quá trình di chuyển này vẫn chưa được rõ ràng. Nhiều nhà nghiên cứu đưa ra khả năng dịch chuyển các hydrocacbua ở trạng thái hoà tan trong nước. Cũng có người cho rằng sự di chuyển nguyên sinh xảy ra ở trạng thái khí.

Cũng cần chú ý đến hiện tượng là nhiều loại đá được coi là sinh dầu rất dễ bị tách phiến và vỡ vụn theo các "khe nứt tectic". Vào lúc các khe nứt này hình thành, trong đá xuất hiện những khoảng trống với áp suất có thể coi là bằng 0. Do đó, tạo nên một sự chênh lệch áp lực rất lớn giữa các lỗ hổng và các "khe nứt tectic" mới hình thành. Sự chênh áp lực này đã đẩy dầu - khí chuyển từ lỗ hổng sang khe nứt. Trong các khe nứt này, sự di chuyển của dầu - khí dễ dàng hơn nhiều. Những khe nứt kiến tạo này tồn tại trong suốt thời gian địa chất, khi thì mở ra, khi lại khép vào. Khi mở ra, dầu - khí từ đá đi vào khe nứt và khi khép lại, chúng dịch chuyển theo khe nứt vào các lớp đá chứa dầu.

Tóm lại, vấn đề di chuyển nguyên sinh của dầu vẫn còn là một vấn đề đòi hỏi phải được nghiên cứu ở các mô cụ thể.

XI.3. VẤN ĐỀ NGUỒN GỐC DẦU MỎ HIỆN NAY

Mặc dầu còn rất nhiều những vấn đề chưa rõ ràng và còn đang được tranh luận nhưng vấn đề nguồn gốc của dầu mỏ đã được giải quyết về cơ bản. Ngày nay, nguồn gốc hữu cơ của đa số các tích tụ dầu - khí là điều không còn nghi ngờ. Khả năng biến đổi vật chất và các tổ phần khác nhau của nó thành dầu đã được chứng minh. Người ta đã xác nhận rằng sự biến đổi vật chất hữu cơ thành dầu có thể xảy ra theo các cách khác nhau, khi ta tạo những điều kiện thích hợp cho từng cách đó. Cần phải đánh giá về mặt số lượng các quá trình biến đổi này, giải thích rõ vai trò và ý nghĩa của các yếu tố gây ra sự biến đổi trong điều kiện địa chất cụ thể. Nếu quá trình biến đổi vật chất hữu cơ thành dầu đã được giải quyết ở một mức độ lớn thì các quá trình di chuyển (đặc biệt là di chuyển nguyên sinh) của dầu vẫn đang còn nhiều vấn đề phải nghiên cứu và

giải quyết tiếp tục. Có thể nói, trong địa chất dầu mỏ, đây cũng là lĩnh vực còn nhiều vấn đề chưa rõ ràng nhất.

Trong lúc vấn đề nguồn gốc hữu cơ của dầu mỏ đã có thể coi là rõ ràng thì ta cũng không có cơ sở để phủ nhận khả năng thành tạo các hydrocacbua trong lòng đất bằng con đường vô sinh, cũng như khả năng tồn tại ở các lớp trên cùng của manti, các hydrocacbua có nguồn gốc vũ trụ (nhưng cũng cần phải nhấn mạnh rằng, mặc dầu, về cơ bản, dầu mỏ được tạo nên từ các hydrocacbua, những hydrocacbua chưa phải là dầu mỏ). Vậy thì giữa hydrocacbua và dầu mỏ phải có một quá trình chuyển biến. Quá trình chuyển biến này xảy ra như thế nào, cơ chế của nó ra sao?). Có thể, ở một chừng mức nào đó, các hydrocacbua có nguồn gốc vô cơ tham gia vào sự tạo dầu. Nhiều nhà nghiên cứu có xu hướng cho rằng quan điểm trung gian này dễ tiếp thu hơn là hai quan điểm cực đoan. Điều đó cũng phản ánh tính chất phức tạp, đa dạng và phong phú của các quá trình tự nhiên. Nhưng cũng cần phải thấy rằng, ở mức độ hiểu biết của chúng ta hiện nay, lý thuyết tạo dầu từ vật liệu hữu cơ có cơ sở hơn cả về mặt địa chất lẫn địa hóa. Trên thực tế, nó cũng đang là kim chỉ nam cho công tác tìm kiếm và thăm dò có kết quả các tích tụ dầu - khí ở khắp nơi trên hành tinh của chúng ta.

Chương XII

ĐẶC TÍNH CỦA CÁC ĐÁ SINH DẦU, CHÚA DẦU, CÁC KẾT VÀ BÂY CHÚA DẦU

XII.1. ĐÁ MẸ SINH DẦU

XII.1.1. Khái niệm về đá mẹ

Trên cơ sở học thuyết hữu cơ của dầu mỏ, các nhà khoa học cho rằng quá trình biến đổi nhiệt động học (thermodynamic) của vật chất hữu cơ được chọn vùi trong các bể trầm tích đã tạo thành hydrocarbon trong đá mẹ và từ đó di chuyển tích tụ trong các bãy chứa dầu. Vì vậy xác định tầng đá mẹ trong vùng tìm kiếm thăm dò dầu khí có ý nghĩa rất quan trọng.

Dựa vào các tiêu chuẩn khác nhau, cũng như ý nghĩa thực tiễn, người ta chia đá sinh dầu chia ra làm nhiều loại

- Loại hiệu dụng là tập đá sinh dầu hoặc khí với chất lượng tốt có giá trị thương mại;
- Loại triển vọng là có khả năng nhưng chưa được đánh giá;
- Loại tiềm năng là đá có khả năng sinh dầu nhưng chưa đủ độ trưởng thành nhiệt;
- Loại trưởng thành là đá đã kết thúc quá trình sinh dầu;

Các nhà địa chất xác nhận các đá chứa dầu có những đặc trưng sau: tầng đá mẹ thường có thành phần hạt mịn (bột kết và sét kết), có độ giàu vật chất hữu cơ, TOC > 0,5 % Wt đối với trầm tích lục nguyên và 0,25% Wt đối với trầm tích cacbonat, đạt tối độ trưởng thành của vật chất hữu cơ ($T_{max} > 435^{\circ}\text{C}$, $R_o > 0,55\%$)

Chỉ số hydro $H_i > 50 \text{ mgHC/gTOC}$ (chỉ số sinh hydrocarbon)

Để xác minh sự có mặt của tầng đá mẹ sinh dầu trong vùng cần xác định mối liên quan về tính chất vật lý và hoá học của dầu trong vùng các mỏ và bitum chiết xuất từ đá mẹ trong khu vực nghiên cứu.

XII.1.2. Chỉ tiêu đánh giá đá mè

Dựa trên nguyên tắc đã nêu ở trên các phương pháp nghiên cứu về tầng sinh, khả năng di cư và tích tụ... đã được nghiên cứu và áp dụng cho các bể trầm tích.

a. Nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-Evan

Nhà địa hóa Pháp Espitalie (1977) đã phát minh ra phương pháp nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-Evan. Dựa trên khả năng tạo thành sản phẩm của vật chất hữu cơ trong mẫu đất đá do xúc tác nhiệt trong môi trường không có những phản ứng phụ khác. Một lượng mẫu nghiên nhỏ được đốt nóng trong khí tro (thường là heli hoặc nitơ) với nhiệt độ tăng dần theo chương trình đặt trước từ 100 – 550°C trong quá trình đốt nóng các sản phẩm thoát ra được thu hồi vào các thiết bị và được ghi nhận bằng biểu đồ và máy tính tích phân.

Chu trình nhiệt phân tiêu chuẩn Rock – Evan thu được các chỉ số sau:

- S_1 (mg/g): Lượng hydrocacbon tự do có trong đá được giải phóng ở nhiệt độ dưới 300°C.
- S_2 (mg/g): Lượng hydrocacbon tiếp tục được giải phóng trong quá trình crackin kerogen khi tiếp tục tăng nhiệt độ từ 300°C lên 500°C.
- S_3 (mg/g): Khí cacbonic và nước (CO_2 và H_2O) giải phóng trong quá trình nhiệt phân.
- T_{max} (°C): Nhiệt độ ứng với đỉnh cực đại S_2 .

Từ các thông số trên tính các chỉ số liên quan:

Chi số hydro

$$\text{HI} = \frac{S_2 \times 100}{\text{TOC}} \text{ (mg HC/gTC)}$$

Chi số oxy

$$\text{OI} = \frac{S_3 \times 100}{\text{TOC}} \text{ (mg HC/gTC)}$$

Các sản phẩm

$$\text{PI} = \frac{S_1}{S_1 + S_2}$$

b. Tiềm năng hữu cơ

Hàm lượng vật chất hữu cơ có trong đá trầm tích được đo bằng tổng hàm lượng cacbon hữu cơ có trong đá (TOC%Wt).

Bảng XII.I. Phân loại đá mẹ theo hàm lượng cacbon hữu cơ

Bậc hàm lượng	Trầm tích lục nguyên (%Wt)	Trầm tích cacbonat (%Wt)
Nghèo	0-0,5	0-2,5
Trung bình	0,5-1,0	2,5-0,5
Tốt	1,0-3,0	0,5-1,0
Rất tốt	3,0-5,0	1,0-2,0
Đặc biệt tốt	>5,0	>2,0

c. Chất lượng của vật chất hữu cơ (VCHC)

Kerogen là phần của vật chất hữu cơ có mặt trong đá trầm tích không tan trong dung môi hữu cơ. Kerogen được tạo thành bởi sự polyme hoá phân tử hữu cơ được tách ra từ xác sinh vật. Dầu và khí được tạo thành từ kerogen trong quá trình thành đá (catagenet).

Phân loại kerogen

Hiện nay các nhà địa hóa dầu khí đã thống nhất về sự tồn tại của các kerogen. Theo Douglas W. Waples có bốn dạng kerogen sau:

- Kerogen loại I: Gồm các sinh vật đơn bào chủ yếu là rong tảo sống trong môi trường đậm đà rất giàu lipit có khả năng sinh dầu cực tốt (loại này rất hiếm vì nó được tách ra từ algae đậm đà).

- Kerogen loại II: Được tách ra từ một số nguồn khác nhau: algae biển, phấn hoa và bào tử (pollen & spore), lá cây có sáp, nhựa cây của thực vật bậc cao và quá trình phân huỷ lipit ở cây. Loại kerogen này có khả năng sinh dầu từ tốt đến rất tốt.

- Kerogen loại III: Gồm các loại thực vật bậc cao giàu xanthophloeo và lignin có khả năng sinh khí là chủ yếu, sinh dầu ít.

- Kerogen loại IV: Không có khả năng sinh dầu khí:

Van Krevelen và Espitanie đã xây dựng mối quan hệ giữa III và Tmax, H/C và

O/C để xác định loại của vật chất hữu cơ.

$$III = \frac{S_2 \times 100}{TOC} \text{ (mg HC/gTOC)}$$

Tmax: Ứng với nhiệt độ đỉnh cực đại của S₂.

H, C, O: là hydrocacbon hữu cơ và oxy nguyên tử.

d. Độ trưởng thành của vật chất hữu cơ

Xác định độ tiến hoá của vật chất hữu cơ trong đá mè qua các giai đoạn thành đá. Đã dùng các chỉ số: độ phản xạ vitrinite, Tmax, chỉ số biến đổi nhiệt của bào tử phấn. Tại những vùng không có giếng khoan (GK) áp dụng chương trình MATURAMOD để ngoại suy.

Vitrinite là một thành phần trong nhóm của than được tách ra từ xenlulozo và từ tế bào lignin của thực vật cạn. Khả năng phản xạ ánh sáng của vitrinite tăng theo mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ.

Độ phản xạ của vitrinite (%Ro) là chỉ số quang học được đo phần trăm phản xạ ánh sáng của vitrinite.

Tmax(°C): Nhiệt độ đọc được trên đỉnh của pick S₂.

Bảng XII.2. Các thông số đánh giá độ trưởng thành của vật chất hữu cơ

Các pha biến đổi	Độ phản xạ vitrinite	TTI	Tmax(°C)
Bắt đầu trưởng thành	0,55	15	435
Bắt đầu tạo dầu	0,72	25	440
Điểm tạo dầu mạnh nhất	1,0	75	
Bắt đầu khí ẩm và condensate	1,3	160	460
Bắt đầu tạo khí khô	2,0	1500	500

Đã đánh giá tiềm năng hữu cơ, chất lượng của vật chất hữu cơ, mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ để xác định sự tồn tại tầng đá mè có trong bể Sông Hồng. Đã xác nhận mối liên quan giữa đá mè và dầu thô và nguồn gốc dầu khí (Nguyễn Bích Hà - 1998). Bể trầm tích sông Hồng tồn tại hai tầng đá mè là:

Trầm tích Miocen trung phân bố ở phía Bắc của bể. Thành phần kerogen chủ yếu là loại III, một ít loại II, nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu xen kẽ giữa lục địa và đầm hồ, phân huỷ trong môi trường oxy hoá - khử. Đá mẹ Miocen trung đạt chất lượng sinh khí là chủ yếu, sinh dầu là thứ yếu.

Trầm tích Oligocen phân bố trong toàn bể. Kerogen hỗn hợp giữa loại III/II, chủ yếu là loại III. Nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu chủ yếu là lục địa, đầm hồ và chuyển tiếp. Môi trường phân huỷ VCHC là khử - khử yếu và oxy hoá. Khu vực phía Bắc vật chất hữu cơ có khả năng sinh khí là chủ yếu, sinh dầu là thứ yếu. Phía Nam vật chất hữu cơ có khả năng sinh dầu cao hơn sinh khí.

Dầu ở GK 103-TH-1X và GK 102-CQ sinh ra từ đá mẹ trưởng thành thấp chứa vật chất hữu cơ lục địa. Dầu ở GK 112-BT-1X, GK 112-HO-1X, 119-CH-1X có nguồn gốc vật chất hữu cơ hỗn hợp giữa đầm hồ và lục địa, đá mẹ sinh ra chúng vào giai đoạn tạo dầu mạnh nhất.

XII.2. CÁC ĐÁ CHỮA DẦU

XII.2.1. Độ lỗ hổng và độ thấm của đá

Những đặc tính cơ bản của các đá chứa dầu khí là độ lỗ hổng và độ thấm.

a. Độ lỗ hổng của đá

Tất cả các thành tạo của quyển đều có độ lỗ hổng, có thể là những lỗ hổng lớn như khe nứt, hang hốc, hoặc lỗ hổng nhỏ như khoảng trống giữa các phần tử tạo đá. Lỗ hổng có trong tất cả các loại đá nhưng đặc trưng cho đá trầm tích hơn cả.

Tổng thể tích các lỗ hổng trong đá gọi là độ lỗ hổng chung hay độ lỗ hổng lý thuyết, ký hiệu là $\sum V_0$.

Tỷ số giữa độ lỗ hổng chung và thể tích chung của đá (V) tính theo phần trăm được gọi là hệ số lỗ hổng (K_{lh}) với: $K_{lh} = \frac{\sum V_0}{V} \cdot 100\%$.

Độ lớn của hệ số lỗ hổng phụ thuộc cách sắp xếp hạt, hình dạng hạt, độ lựa chọn của hạt và lượng ximăng gắn kết thay đổi: 25,96 - 47,6%. Hệ số lỗ hổng của một số loại đá như sau: granit 0,2 - 0,56%; đá hoa 0,22 - 0,40%; đá phiến sét 0,49 - 7,55%; đá vôi 0,53 - 12,96%; cát kết 4,8 - 28,28%.

Trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí có thể sơ bộ đánh giá khả năng chứa dầu của đá dựa vào hệ số lỗ hổng theo tiêu chuẩn sau (bảng XII.3).

Bảng XII.3. Khả năng chứa dầu của đá theo hệ số lỗ hổng

K _{lh} (%)	Khả năng chứa dầu	K _{lh} (%)	Khả năng chứa dầu	K _{lh} (%)	Khả năng chứa dầu
0 - 5	Không kể	10 - 15	Trung bình	20 - 25	Rất tốt
5 - 10	Xấu	15 - 20	Tốt		

Trong đá, không phải tất cả các lỗ hổng đều thông với nhau. Dầu, khí, nước trong các lỗ hổng cách ly không thể di chuyển được. Do đó, trong địa chất dầu người ta chỉ chú ý đến các lỗ hổng có liên hệ với nhau.

Thể tích tất cả các lỗ hổng thông nhau được gọi là độ hổng thực tế hay độ lỗ hổng mờ, ký hiệu: $\sum V_m$,

$$V_m = V_o - V_{cl},$$

trong đó V_{cl} là tổng thể tích các lỗ hổng cách ly.

Hệ số lỗ hổng thực tế (hay hệ số lỗ hổng mờ) là tỷ số tính theo phần trăm giữa độ lỗ hổng mờ và thể tích chung của đá.

$$K_m = \frac{\sum V_m}{V} \cdot 100\%,$$

trong đó: K_m - là hệ số lỗ hổng mờ (hệ số lỗ hổng thực tế).

Nhưng độ lỗ hổng thực tế cũng chưa đủ để đặc trưng cho đá chứa dầu vì với các lỗ hổng có đường kính $< 0.2\mu\text{m}$ thì dầu khí không thể di chuyển qua được.

Do đó, trong thực tế phải tính toán độ lỗ hổng hiệu quả (K_{hq}) của đá, trong đó chỉ chú ý đến độ lỗ hổng lớn thông nhau. Hệ số lỗ hổng hiệu quả của đá là tỷ số tính theo phần trăm của thể tích tổng cộng các lỗ hổng mà dầu có thể dịch chuyển qua so với thể tích chung của đá.

Để xác định hệ số lỗ hổng hiệu quả của đá, người ta tiêm nhựa bakelit vào các lỗ hổng của đá đã được hút hết không khí. Sau đó từ mẫu đá này tiến hành mài các lát mỏng, trên diện tích các lát mỏng này tính diện tích các lỗ hổng đã được nhựa bakelit lấp đầy, tỷ số giữa diện tích lấp đầy nhựa (ΣS) và diện tích chung của lát mỏng (S) được coi là hệ số lỗ hổng hiệu quả của đá.

$$K_{hg} = \frac{\sum S}{S} \cdot 100\%$$

Như vậy, kích thước lỗ hổng rất quan trọng, nó quyết định khả năng di chuyển của dầu - khí - nước qua đá.

Dựa vào kích thước người ta chia lỗ hổng thành ba loại:

- Các lỗ hổng bình thường: có đường kính $d = 0,5\text{mm}$;
- Các lỗ hổng mao dẫn: có đường kính $0,002\text{mm} < d < 0,5\text{mm}$;
- Các lỗ hổng á mao dẫn: có đường kính $d < 0,002\text{ mm}$.

Sự di chuyển của chất lỏng trong các lỗ hổng bình thường hoàn toàn tuân theo các định luật về thuỷ lực, dưới tác dụng của trọng lực. Trong các lỗ hổng mao dẫn, sự di chuyển của chất lỏng chủ yếu là do tác dụng của sức căng bề mặt của chất lỏng hoặc do tác động ngoại lực. Trong các lỗ hổng á mao dẫn, ở điều kiện nhiệt độ, áp suất bình thường thì chất lỏng không thể dịch chuyển qua sự tăng áp suất và nhiệt độ có thể gây ra sự dịch chuyển chất lỏng dưới dạng phân tử.

b. Độ thấm của đá

Độ thấm là khả năng của đá cho chất lỏng hoặc khí đi qua khi có sự chênh áp lực. Độ thấm của đá được đo bằng dacxi, mili dacxi ($1\text{ mili dacxi} = 1 \cdot 10^{-3}\text{ dacxi}$).

Độ thấm của đá có thể thay đổi từ vài mili dacxi đến 1 dacxi. Có thể sơ bộ đánh giá độ thấm của đá theo tiêu chuẩn sau:

- Đá có độ thấm trung bình: Độ thấm từ $(1 - 10) \cdot 10^{-3}\text{ dacxi}$;
- Đá có độ thấm tốt: Độ thấm từ $(10 - 100) \cdot 10^{-3}\text{ dacxi}$;
- Đá có độ thấm rất tốt: Độ thấm từ $(0,1 - 1)\text{ dacxi}$.

Các đá có độ thấm tốt là cát kết, sỏi kết, cuội kết, dăm kết, đá vôi nứt nẻ, dolomit và sét vôi có nhiều khe nứt, than đá bị vỡ vụn. Những đá có độ thấm yếu là đá sét, thạch cao và anhyđrit không bị nứt nẻ, đá sét vôi, bột kết, cuội kết, cát kết ximăng, sét.

Thông thường người ta phân biệt hai loại độ thấm là: độ thấm ngang (theo phương song song với mặt phân lớp của đá) và độ thấm đứng (theo phương thẳng góc

với mặt phân lớp của đá). Bình thường độ thấm ngang lớn hơn độ thấm đứng, nhưng khi trong đá phát triển nhiều khe nứt thì độ thấm đứng có thể lớn hơn độ thấm ngang.

XII.2.2. Các đá chứa dầu khí

Tất cả các đá có độ lỗ hổng thông với nhau đều có thể trở thành đá chứa dầu, nhưng xét về mặt trữ lượng dầu khí và số lượng mỏ khai thác thì hầu hết các đá chứa dầu thuộc hai kiểu chính.

- Các đá mảnh vụn bao gồm 61,7% số mỏ và chiếm 59% trữ lượng dầu thế giới (trừ Liên Xô cũ).

- Các đá cacbonat gồm 32% số mỏ, chiếm 40,2% trữ lượng dầu thế giới (trừ Liên Xô cũ).

Những đá chứa dầu không thuộc hai kiểu trên chỉ chiếm 6,3% số mỏ và 0,8% trữ lượng dầu. Đó là các loại đá silic, evaporit (đá muối). Các đá phun trào và biến chất.

Có rất nhiều cách phân loại đá dầu. Xuất phát từ quan điểm cho rằng hầu hết các đá chứa dầu là đá trầm tích nên nhiều tác giả đã gộp phân loại đá chứa dầu với phân loại đá trầm tích và chia làm ba nhóm chính: đá mảnh vụn, đá trầm tích hóa học và sinh hóa, các đá hỗn hợp. Để nhấn mạnh ý nghĩa nguồn gốc và tuổi địa chất của đá chứa dầu, người ta thêm vào những từ chỉ nguồn gốc hoặc tuổi. Ví dụ: cát kết biển, đá vôi cacbon.

a. *Phân loại đá chứa dầu của P.P.Avduxin và M.A.Txvietkova* (áp dụng cho các đá mảnh vụn)

Phân loại này dựa trên hai tiêu chuẩn là hệ số lỗ hổng hiệu quả và đặc tính thuỷ lực ϕ .

Độ lỗ hổng hiệu quả xác định nhờ nghiên cứu lát mỏng đá được tiêm đầy nhựa bakelit (xem mục XII.2.1).

Đặc tính thuỷ lực ϕ : Là tỷ số ngược của chu vi chung các lỗ hổng được lấp đầy bởi dầu trong tiết diện thẳng góc với hướng dịch chuyển của dầu và chi vi của một hình tròn tương đương có diện tích bằng tổng diện tích các lỗ hổng:

$$\phi = \frac{P}{\Sigma P}$$

trong đó: ϕ - đặc tính thuỷ lực;

P - chu vi của hình tròn tương đương;

ΣP - tổng chu vi các lỗ hổng.

Đặc tính thuỷ lực ϕ phản ánh ảnh hưởng của hình dạng lỗ hổng đến chuyển động của chất lỏng. Độ lớn của ϕ xác định đặc tính di chuyển của dầu khí. Khi ϕ càng tiến tới 1 thì độ phức tạp của hình dạng lỗ hổng càng giảm.

Theo trị số lỗ hổng hiệu quả các đá chứa dầu được chia làm 5 lớp (bảng XII.4)

Bảng XII.4. Phân loại đá chứa dầu theo hệ số lỗ hổng hiệu quả

Lớp	K _{hq} (%)	Khả năng chứa dầu
A	> 20	Các đá chứa dầu có dung tích lớn
B	15 - 20	
C	10 - 15	Các đá chứa dầu có dung tích trung bình
D	5 - 10	
E	< 5	Các đá chứa dầu có dung tích nhỏ

Mỗi lớp trên lại được chia làm ba nhóm theo đặc tính thuỷ lực như sau:

Nhóm I: $\phi > 0,2$ - Tốc độ chuyển động lớn;

Nhóm II: $\phi = 0,2 - 0,1$ - Tốc độ chuyển động vừa;

Nhóm III: $\phi < 0,1$ - Tốc độ chuyển động nhỏ.

Phân loại này không áp dụng được cho các đá cacbonat và cát kết ximăng hoá.

b. Phân loại của G.I. Teodorovits

Dựa theo đặc tính độ thấm của đá chứa dầu, người ta chia các đá đó thành ba nhóm (bảng XII.5).

Bảng XII.5. Phân loại đá chứa dầu theo đặc tính độ thấm

(Theo G.I. Teodorovits)

Lớp	Tên lớp	Đặc tính của lớp
1	Thấm rất tốt	$K > 1$ dacxi
2	Thấm tốt	$1 > K > 0,1$ dacxi
3	Thấm trung bình	$0,1 > K > 0,01$ dacxi
4	Thấm yếu	$0,01 > K > 0,001$ dacxi
5	Không thấm	$K < 0,001$ dacxi

XII.2.3. Các két chứa tự nhiên

Sự có mặt của các đá chứa dầu chưa đủ để có tích tụ dầu khí vì giữa các đá chứa dầu nếu không có các lớp đá không thấm thì dầu khí sẽ tiếp tục di chuyển mãi không thể tích tụ lại được.

Trong tự nhiên, các đá chứa dầu nằm giữa các đá có độ thấm xấu được gọi là két chứa tự nhiên. Như vậy, có thể hình dung két chứa tự nhiên như một nhà kho có hình dáng nhất định.

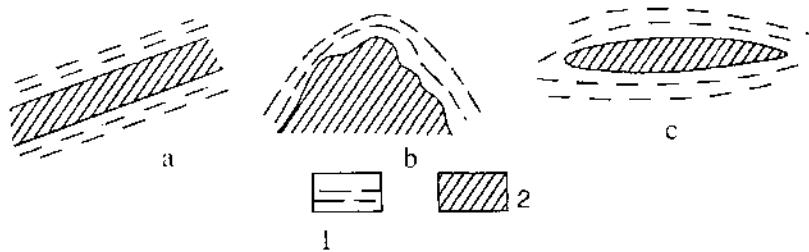
Dầu, khí và nước thường cùng nằm trong một két chứa, vì dầu và khí nhẹ hơn nên nổi lên trên nước. Do đó, khi nghiên cứu két chứa dầu cần đặc biệt chú ý đến lớp đá không thấm (mái) phủ trên (hay màn chắn) và lớp đá không thấm nước lót dưới.

Một két chứa tự nhiên được đặc trưng bởi các tính chất: Kiểu đá chứa dầu với đá không thấm giới hạn nó, sức chứa của két chứa và điều kiện thế nằm của két chứa.

Hình dạng của két chứa tự nhiên được xác định bởi quan hệ của đá chứa dầu với đá không thấm vây quanh. Theo mỗi quan hệ này, I.O.Brod phân các két chứa tự nhiên làm ba loại: dạng via, dạng khối và két bị ngăn cách mọi phía về thạch học.

a. Các két chứa tự nhiên dạng via

Là những két chứa có bể dày tương đối ổn định trên một khoảng cách lớn, nhưng ở những khu vực cục bộ nào đó bể dày có thể tăng giảm một chút. Các đá chứa dầu tương đối ổn định về mặt thạch học nhưng cũng có những trường hợp phức tạp hơn do các lớp mỏng sét ngăn cách các lớp đá thấm tốt (hình XII.1.a). Trong các két chứa dạng via chỉ có một hệ thống thuỷ động lực, trong đó áp lực phân phối một cách có



Hình XII.1. Các kiểu két chứa dầu tự nhiên (theo I.O. Brod):

a. bể chứa dạng via; b. bể chứa dạng khối c. bể bị ngăn cách
về mọi phía;

1. lớp đá ngăn chất lỏng; 2. các bể chứa dầu.

quy luật tùy theo vị trí của vùng cung cấp và vùng thoát. Sự chuyển động của dầu, khí, nước chủ yếu theo hướng bên (ngang).

b. Các két tự nhiên dạng khối (hình XII.1 - b)

Là một tầng dày các đá thấm tốt bị chắn trên và dưới bởi các đá không thấm. Về mặt thạch học, tầng đá này có thể đồng nhất hoặc không đồng nhất. Các két chứa dạng khối đồng nhất thường là các đá cacbonat, hiếm hơn là đá magma và biến chất. Độ lô hổng và độ thấm cơ bản là do tính nứt nẻ và độ hang hốc của đá quyết định. Các két chứa dạng khối không đồng nhất là một tầng dày các đá khác nhau về thạch học. Sự phân bố các khu vực có độ lô hổng lớn và độ thấm tốt thường không trùng với các lớp địa tầng mà chúng làm thành đối riêng biệt cắt qua mặt lớp địa tầng. Sự di chuyển ngang của dầu - khí - nước chỉ xảy ra ở những khoảng nhất định, trong phạm vi các đối có độ thấm tốt. Sự di chuyển đứng tương đương và có thể lớn hơn sự di chuyển ngang.

c. Két chứa dạng khối bị giới hạn mọi phía về thạch học

Đó là những đối có độ lô hổng cao, độ thấm tốt nằm giữa các đá không thấm. Ví dụ, các thấu kính cát két nằm giữa đá sét (hình XII.1.c), dịch chuyển của chất lỏng trong két chứa kiểu này giới hạn trong phạm vi của két.

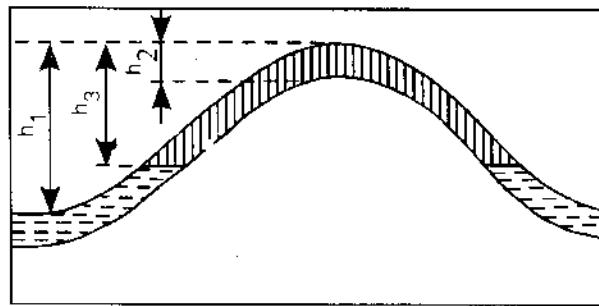
XII.3. CÁC BẪY DẦU VÀ KHÍ

Trong các két chứa tự nhiên thường chứa đầy nước, của dầu khí nằm trong két chứa dạng giọt phân tán hoặc bọt. Do sự khác nhau về tỷ trọng, các giọt dầu và bọt khí sẽ nổi lên trên mặt lớp và di chuyển lên trên tới lớp đá mái, rồi sau đó nếu mái nằm nghiêng chúng lại tiếp tục di chuyển theo hướng nhô lên của két chứa. Nếu quá trình di chuyển cứ tiếp tục như vậy thì dầu khí luôn ở trạng thái phân tán. Các tích tụ dầu khí trong các két chứa tự nhiên chỉ có thể xuất hiện khi trên đường di chuyển chúng bị ngăn lại không di chuyển được nữa. Bộ phận của két chứa tự nhiên, nơi có điều kiện thuận lợi cho sự tích tụ dầu khí trên đường di chuyển của chúng được gọi là bẫy dầu và khí.

Theo định nghĩa của I.O.Brod và N.A.Eremenko thì bẫy là một phần của két chứa tự nhiên, ở đó có thể xác lập được sự cân bằng của dầu - khí, nước và là nơi chủ yếu có sự tác động của yếu tố trọng lực.

Trong bẫy, dầu và khí luôn ở trạng thái ứ đọng. Không phải dầu - khí chiếm tất cả các bẫy mà vẫn có các bẫy hoàn toàn không chứa dầu khí. Những bẫy như vậy được gọi là “bẫy rỗng”. Do đó, sự có mặt của các bẫy là điều kiện cần thiết nhưng chưa đủ để có được tích tụ dầu khí.

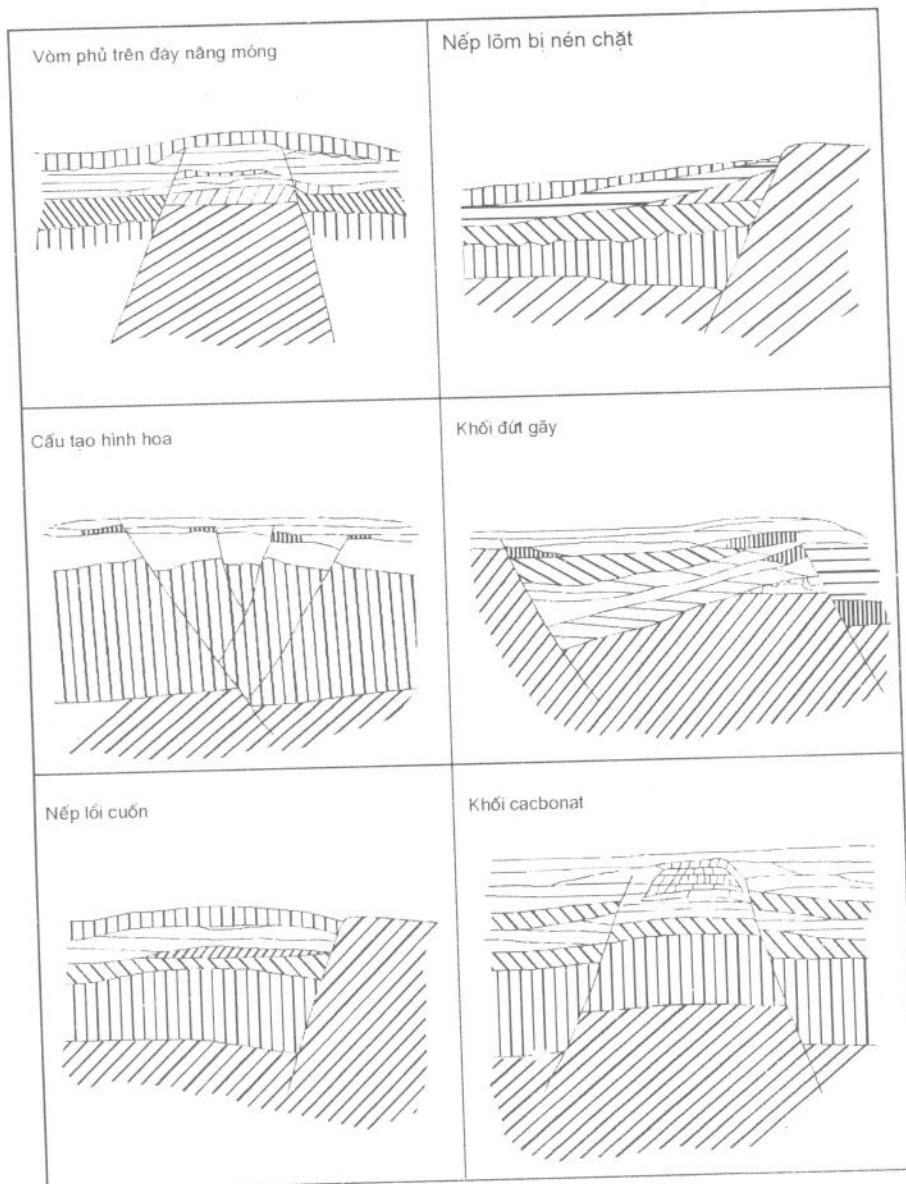
Bẫy đơn giản nhất là một colectơ dạng via có dạng nếp lồi các thông số về chiều cao của bẫy, của via và chiều dày của via thu dầu được thể hiện trên hình (hình XII.2).



Hình XII.2. Bẫy chứa dầu và via thu dầu nằm trong bẫy :
 h_1 - chiều cao của bẫy; h_2 - chiều cao của via; h_3 - bê dày
 của via thu dầu (colectơ).

Người ta chia các bẫy dầu khí làm hai nhóm là nhóm bẫy dạng vòng và nhóm bẫy màn chắn. Nhóm bẫy màn chắn lại được chia ra các phụ nhóm: bẫy màn chắn địa tầng, bẫy màn chắn kiến tạo và bẫy màn chắn thạch học.

Trong thực tế các bẫy dầu khí phát triển một cách phức tạp. Theo Nguyễn Trọng Tín và Phạm Hùng (1998) ở thềm lục địa Đông Nam Việt Nam đã có tới 6 loại bẫy chứa dầu về mặt cấu trúc rất đa dạng (hình XII.3)



 Đá chứa

 Hydrocacbon

 Đá chấn

 Các trầm tích khác

 Cacbonat

 Móng nứt nẻ

 Bắt chỉnh hợp

 Đứt gãy

Hình XII.3. Các loại bẫy của bể trầm tích thềm lục địa Đông Nam Việt Nam
(Theo Nguyễn Trọng Tín, Phạm Hùng 1998).

Chương XIII

CÁC VĨA DẦU VÀ KHÍ

XIII.1. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN VÀ CÁC THÔNG SỐ CỦA VĨA DẦU

Vĩa là một tích tụ dầu mỏ và khí đốt, chiếm một phần hoặc toàn bộ bãy chứa dầu. Như vậy, nằm trong một két tự nhiên, vĩa được giới hạn ở phía trên bởi các đá không thấm và ở phía dưới bởi các nước hoặc đá không thấm hoặc cả nước lẫn đá không thấm.

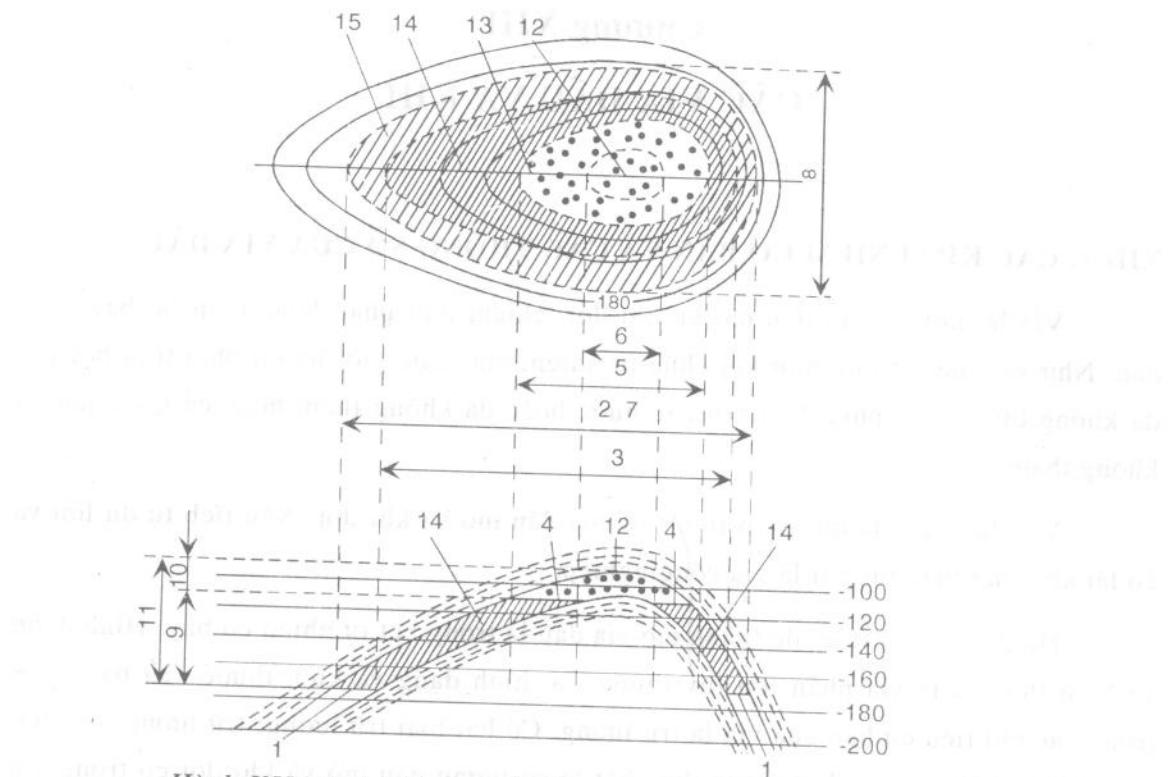
Vĩa được coi là một tích tụ cơ sở của dầu mỏ và khí đốt. Nếu tích tụ đủ lớn và có lãi khi khai thác thì gọi là vĩa công nghiệp.

Điều kiện cần thiết để thành tạo vĩa dầu là trong két tự nhiên có bãy. Hình dạng và kích thước của vĩa phần lớn tùy thuộc vào hình dạng và kích thước của bãy. Một trong các chỉ tiêu cơ bản của vĩa là trữ lượng. Có hai loại trữ lượng: trữ lượng địa chất và trữ lượng khai thác. Trữ lượng địa chất là số lượng dầu mỏ và khí đốt có trong vĩa và tính theo điều kiện ở trên mặt đất. Trữ lượng khai thác là số lượng dầu và khí cũng tính theo điều kiện trên mặt có thể lấy ra khỏi vĩa bằng các phương pháp hiện nay. Trữ lượng khai thác dầu thường chiếm khoảng 50% trữ lượng địa chất của nó, còn đối với vĩa toàn khí, con số này có thể lên tới gần 100%.

Để xác định các thông số vĩa, ta nghiên cứu một vĩa dạng vòm nằm trong két chứa dạng lớp (hình XIII.1). Bề mặt phân chia dầu và nước được gọi là trụ của vĩa dầu hoặc là mặt chia dầu nước. Đường cắt giữa mặt chia dầu nước là ranh giới ngoài của độ chứa dầu.

Trong hình XIII.1: 1 - trụ vĩa dầu (mặt phân chia dầu - nước); 2 - ranh giới ngoài của độ chứa dầu; 3 - ranh giới trong của độ chứa dầu (ranh giới độ chứa nước); 4 - mặt phân chia dầu - khí; 5 - ranh giới ngoài độ chứa khí (ranh giới mủ khí); 6 - ranh giới trong độ chứa khí; 7 - chiều dài vĩa; 8 - chiều rộng vĩa; 9 - chiều cao vĩa dầu; 10 - chiều cao mủ khí; 11 - chiều cao chung của vĩa dầu khí; 12 - phần khí; 13 - phần dầu

khí; 14 - phần dầu; 15 - phần nước dầu.



Hình XIII.1. Sơ đồ một via dạng vòm (theo N. A. Eremenko).

Trong trường hợp mặt phân chia dầu - nước hoàn toàn nằm ngang thì ranh giới độ chứa dầu chạy song song với các đường cùng độ cao của mái via, còn ranh giới độ chứa nước chạy song song với các đường cùng độ cao của trụ via. Còn trong trường hợp mặt cắt phân chia dầu - nước nằm nghiêng thì ranh giới độ chứa dầu và độ chứa nước sẽ cắt các đường cùng độ cao của trụ và mái via theo hướng nghiêng lên trên.

Trong nhiều via, khi được tách khỏi dầu và tích tụ ở phần trên cùng của via, tạo thành mủ khí. Bề mặt phân chia giữa khí và dầu được gọi là mặt chia dầu - khí. Đường cắt mặt chia dầu - khí với mái trụ via lần lượt được gọi là ranh giới ngoài và ranh giới trong của mủ khí.

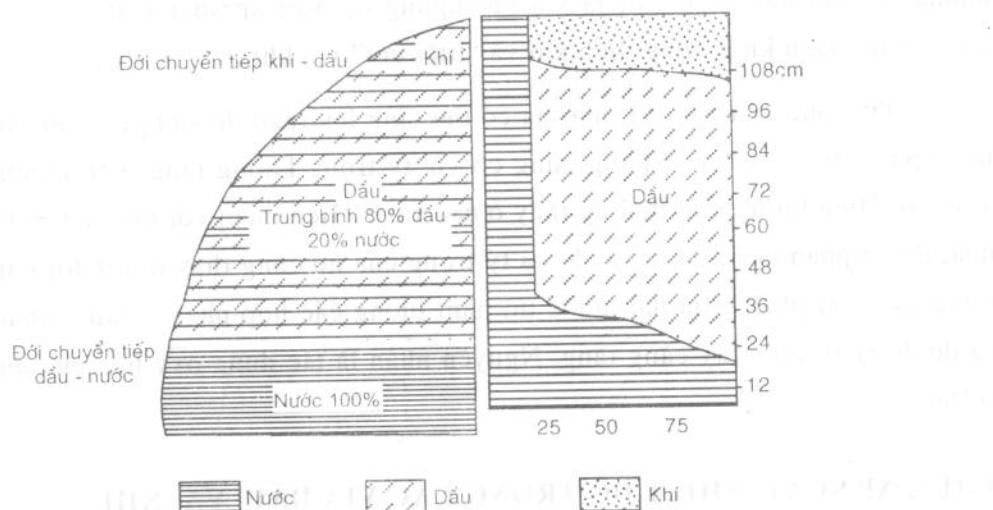
Nếu trong bãy, lượng dầu và khí không đủ để lấp đầy via theo toàn bộ bề dày của nó, thì mặt chia dầu - khí và cả dầu - nước sẽ không cắt trụ via, do đó ranh giới trong của mủ khí và ranh giới trong của độ chứa dầu không có. Trong các via của két dạng khối cũng không có các ranh giới trong này.

Chiều dài và chiều rộng via được xác định theo đường ranh giới ngoài của độ chứa dầu. Chiều cao via là khoảng cách thẳng đứng từ trục via tới điểm cao nhất của nó. Nếu via có mõm khí, thì ngoài chiều cao via, người ta còn xác định cả chiều cao mõm khí, chiều cao phần dầu của via.

XIII.2. SỰ PHÂN BỐ CỦA NƯỚC, DẦU VÀ KHÍ TRONG VIA

Thường thường nước có mặt trong tất cả các via dầu - khí, trừ một vài via ở vùng Appalache (Levorsen, 1956). Trong lúc đó các via dầu có thể không có khí và ngược lại cũng tồn tại không ít via khí hoàn toàn không có dầu. Trong một via, nước, dầu và khí thường tạo thành các lớp nằm ngang, do tỷ trọng, khí chiếm phần cao nhất của cấu tạo, còn dầu nằm dưới nhưng nổi trên mặt nước.

Nhưng trong thực tế, nước có mặt ở khắp nơi trong via. Nó có thể chiếm từ vài phần trăm tới 50% thể tích các lỗ hổng, thông thường là 10 - 30%. Tỷ lệ này càng cao khi các lỗ hổng càng nhỏ, hay độ thấm càng thấp. Mặt ranh giới giữa nước và hydrocacbua cũng không bao giờ thật rõ ràng mà luôn có một đới chuyển tiếp. Ở đới này hàm lượng của nước tăng dần lên cho tới khi đạt tới 100% (hình XIII.2). Giữa khí và dầu cũng tồn tại một đới chuyển tiếp tương tự như vậy, nhưng thường mỏng hơn. Bề dày của các đới chuyển tiếp này tùy thuộc vào đặc tính của đá chứa dầu và vào tỷ trọng của các hydrocacbua ở vị trí tiếp xúc. Đới này sẽ càng dày khi các lỗ hổng càng nhỏ và tỷ trọng của các chất nằm kề nhau càng gần nhau. Mặt khác, các mặt ranh giới này



Hình XIII.2. Sơ đồ phân bố dầu - khí - nước trong via
(theo Levorsen).

cũng thường không bằng phẳng. Hiện tượng này có liên quan đến sự biến đổi không có quy luật của độ lõi hồng và độ thâm, với các phá huỷ kiến tạo cục bộ, với đặc tính thấu kính của các đá chứa dầu và với các điều kiện bất thường khác mà ta không thể xác định được trên cơ sở các số liệu đã có (Levorsen, 1967).

Thông thường thì mặt phân chia dầu - nước và khí - dầu nằm ngang, nhưng đôi khi do chế độ hoạt động của thủy lực mà bể mặt này bị nghiêng đi (hình XIII.2). Việc xác định góc nghiêng của mặt tiếp xúc rất quan trọng đối với khai thác dầu.

Trong một vỉa, sự thay đổi thành phần của dầu và khí cũng tuân theo những quy luật nhất định. Trước hết là thành phần của khí hoà tan trong dầu hoặc tách ra thành một pha độc lập, tùy thuộc vào thành phần của dầu (Eremenko, 1961). Độ hoà tan của khí trong dầu phụ thuộc vào tỷ trọng và thành phần của dầu, các tính chất vật lý và thành phần của dầu - khí càng gần nhau thì độ hoà tan trong nhau của chúng càng lớn.

Mối quan hệ giữa khí và dầu có thể rất khác nhau. Có những vỉa hoàn toàn không có mủ khí, ngược lại cũng có những vỉa hoàn toàn không có dầu. Áp suất mà ở đó dầu hoàn toàn bão hoà khí gọi là áp suất bão hoà. Nếu áp suất bão hoà bằng áp suất vỉa thì trên dầu có một mủ khí, nếu áp suất bão hoà nhỏ hơn áp suất vỉa thì không thể tạo thành mủ khí. Khí bị hoà tan hết trong dầu. Khi áp suất lớn và lượng khí nhiều thì có thể xảy ra sự hoà tan ngược, hydrocacbua lỏng hoà tan trong khí. Nhiệt độ sói của hydrocacbua càng cao thì áp suất cần thiết để xảy ra hoà tan ngược càng phải lớn, những vỉa khí này được gọi là vỉa khí ngưng tụ. Khi áp suất giảm, các hydrocacbua lỏng có thể tách khỏi dung dịch khí và “tươi ướt” vỉa khí.

Tỷ trọng của dầu ở trong vỉa có thể tăng lên theo độ sâu thế nám, điều đó có lẽ là sự phân佈 trọng lực. Nhưng cũng có vỉa tỷ trọng không tăng theo chiều sâu mà lại giảm đi. Hiện tượng này thường thấy ở các vỉa có liên quan với mặt đất, nơi xảy ra oxy hoá, thành phần của dầu và do đó cả tỷ trọng của nó cũng thay đổi ở đối gần ranh giới. Càng gần mặt phân chia dầu-nước thì hàm lượng các hợp phần asfan - nhựa càng tăng và do đó tỷ trọng ngày càng tăng. Nguyên nhân là tác dụng oxy hoá của nước có chứa sulfat.

XIII.3. ÁP SUẤT, NHIỆT ĐỘ TRONG CÁC VỈA DẦU VÀ KHÍ

Hai nhân tố cơ bản có ảnh hưởng đến các đặc tính vật lý của các hydrocacbua

(độ nhớt, thể tích, sức căng bề mặt...) là áp suất và nhiệt độ. Kết quả đo áp suất và nhiệt độ ở những điểm khác nhau là những số liệu cơ bản giúp ta giải quyết nhiều vấn đề có liên quan đến sự di chuyển của dầu và khí trong đá. Do đó việc nghiên cứu áp suất và nhiệt độ trong các via dầu - khí không những quan trọng về mặt địa chất (tìm hiểu quá trình di chuyển và tích tụ dầu) mà còn đặc biệt quan trọng trong khai thác, nó quyết định trong việc lựa chọn cách khai thác dầu - khí. Trong hai thông số này, đặc trưng cho điều kiện của via, áp suất quan trọng hơn. Áp suất có ảnh hưởng đến tất cả các đặc tính vật lý của hydrocarbura, sự biến đổi của áp suất trong không gian và thời gian sẽ quyết định phần lớn các dịch chuyển của dầu - nước - khí trong đá. Cả hai yếu tố nhiệt độ và áp suất cùng có ảnh hưởng đến thể tích của hydrocarbura và do đó ảnh hưởng đến độ nén tương đối của chúng, nhưng áp suất có ảnh hưởng lớn hơn, đặc biệt các hydrocarbura này ở thế khí. Sự tăng nhiệt độ chủ yếu gây ra sự giảm độ nhớt của chất lỏng và do đó tăng sự linh động của chúng.

Áp suất via được đo bằng atmospheric kỹ thuật ($1 \text{ atm kỹ thuật} = 1 \text{ kG/cm}^2$), hoặc bằng chiều cao (tích bằng m) của cột chất lỏng tương đương với áp suất đó. Quan hệ giữa hai áp suất này như sau:

$$H = 10.P/d \text{ hoặc } P = H.d/10,$$

trong đó: H : chiều cao cột chất lỏng (m);

P : áp suất (atm);

d : tỷ trọng;

Khi phát hiện được via bằng lỗ khoan, thì áp lực via tương ứng với chiều cao của cột chất lỏng ở trong lỗ khoan ấy. Trong các két chứa có sự thông với mặt đất, áp lực via (khi không có sự di chuyển dầu - khí) được xác định bằng mực chất lỏng ở vùng két chứa thông với mặt đất. Hiện tượng này có thể xảy ra khi via lộ trên mặt đất hoặc đi qua các đứt gãy kiến tạo. Nếu như áp lực mỏ không bị biến đổi, thì nó sẽ tác động lên bộ khung đá mà không ảnh hưởng đến áp lực via. Khi tăng tải trọng tĩnh lên đá sẽ bị nén chặt lại, độ lỏng giảm đi và các chất lỏng có trong đá sẽ chịu ảnh hưởng của áp lực mỏ.

Trong những két chứa có sự thông với mặt đất, sự tăng áp lực này sẽ gây ra sự tăng mực chất lỏng. Lúc đó, bề mặt thế áp nằm ngang. Trong tự nhiên, thông thường

nước ở trong vỉa chuyển động và bề mặt thê áp nằm nghiêng. Áp lực ở bất kỳ điểm nào của vỉa cũng có thể tính theo độ cao của cột chất lỏng tương ứng có trọng lượng riêng bằng đơn vị.

Những dị thường bằng áp lực vỉa còn có thể do các nguyên nhân khác gây ra, ví dụ do sự tăng nhiệt độ, do hiện tượng ximăng hoá. Khi nhiệt độ tăng lên, thể tích của chất lỏng cũng tăng theo, trong lúc đó thể tích của lỗ hổng gần như không đổi. Điều đó dẫn tới sự tăng áp lực của chất lỏng, trung bình cứ tăng nhiệt độ lên 10°C thì áp lực vỉa tăng 1/273. Mặt khác, khi nhiệt độ tăng các hydrocacbua phức tạp biến thành hydrocacbua đơn giản, làm cho số lượng phân tử tăng lên, cũng dẫn tới sự tăng áp lực vỉa. Hiện tượng ximăng hoá đá chứa dầu dẫn tới làm giảm thể tích các lỗ hổng, gây ra sự tăng áp lực vỉa trong các két chứa kín.

Nhiệt độ của vỏ Trái Đất tăng theo chiều sâu, thang địa nhiệt ở các lớp bên trên dao động trong khoảng 11 đến 120 m, trung bình là 33 m. Độ nhớt này phụ thuộc vào cấu trúc của vùng (vùng nếp lồi có trị số nhỏ hơn ở các vùng nếp lõm), vào độ dẫn nhiệt của đá (trong đá sét nhỏ hơn trong đá vôi và cát), vào các yếu tố thuỷ lực....

Sự biến đổi nhiệt độ trong vỉa ảnh hưởng đến dầu và khí ở trong đó. Ví dụ sự tăng nhiệt độ gây ra sự giảm độ nhớt của dầu và nước. Sự biến đổi nhiệt độ gây ra sự biến đổi thể tích khí, dầu - nước và đá chứa chúng. Sự biến đổi nhiệt độ vỉa gây ra sự biến đổi độ hòa tan của khí - dầu trong nước, gây ra sự biến đổi tỷ lệ của các pha và những biến đổi khác.

XIII.4. PHÂN LOẠI CÁC VỈA DẦU KHÍ

Cho đến nay có rất nhiều công trình phân loại các vỉa dầu - khí. Điều đó phản ánh tầm quan trọng của vấn đề phân loại vỉa, khi đánh giá công nghiệp của mỏ dầu và các vùng chứa dầu, nhưng đồng thời nó cũng phản ánh những khó khăn đã gặp phải trong quá trình nghiên cứu để phân loại vỉa một cách hợp lý. Nguyên nhân là sự thành tạo một vỉa dầu phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố địa chất khác nhau. Mỗi loại thoả mãn được một số yêu cầu nào đó, nhưng lại vấp phải một số những thiếu sót nhất định.

XIII.4.1. Nhóm các vỉa dạng lớp

Kết chứa tự nhiên được tạo nên từ các đá chứa dầu tương đối đồng nhất về thạch học, được chấn trên và chấn dưới bởi các đá không thấm, hình dạng của bầy

trong lát cắt vỉa được xác định bởi hình dạng uốn hoặc dạng cắt của cà lớp nói chung.

Các vỉa dầu và khí trong bãy dạng lớp được tích tụ nằm bên dưới khép kín, làm mất khả năng dịch chuyển của dầu và khí theo vỉa. Trong các két chứa, các bãy dầu được thành tạo là do sự uốn cong của cấu tạo hoặc là do các màn chắn cắt qua đá chứa dầu theo hướng nhô lên của vỉa. Theo đặc tính khác nhau của các bãy chứa, các vỉa thuộc nhóm này được chia thành hai phụ nhóm: vỉa ở vòm và vỉa bị chắn.

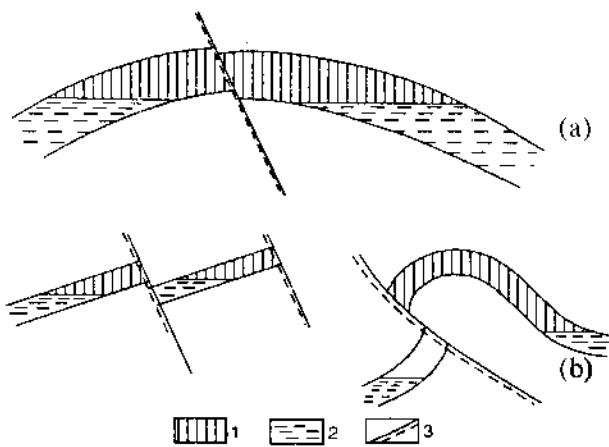
Bảng XIII.1. Sơ đồ phân loại vỉa (theo I.O.Brod)

Nhóm	Phụ nhóm	Loại
Đang lớp	Vòm	
	Bị chắn	Về kiến tạo
		Về địa tầng
		Về thạch học
		Về thuỷ lực
Đang khối	Trong mũi nhô cấu tạo	
	Trong mũi nhô bóc mòn	
	Trong mũi nhô gốc sinh vật	
Bị giới hạn xung quanh về mặt thạch học		

a. Phụ nhóm vỉa ở vòm

Được tạo nên ở các chỗ uốn cong hình vòng cung của két chứa dạng lớp, mang đặc tính của các nếp lồi ngắn và các vòm. Đặc trưng là tích tụ dầu và khí ở trong vỉa bị nước bao vây xung quanh. Trên bình đồ, đường phân chia nước-dầu và dầu - khí trở thành đường viền quanh vỉa (hình XIII.3a)

Ở những vùng uốn nếp, các nếp lồi này thường bị các đứt gãy cắt qua. Nếu cự ly của các đứt gãy nhỏ hơn bề



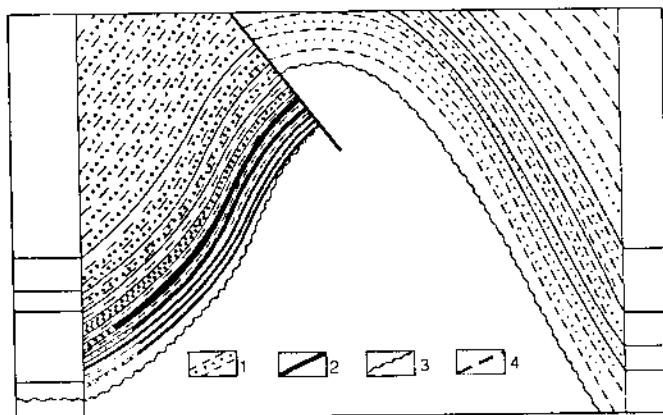
Hình XIII.3. Vỉa dầu dạng vòm chính hợp
a. bị đứt gãy thuận pha huỷ; b. bị đứt gãy thuận pha huỷ; c. bị đứt gãy chém nghịch chắn;
1. dầu mỏ; 2. nước; 3. đứt gãy phá huỷ.

dày của lớp chứa dầu thì ảnh hưởng của các đứt gãy này đến via tương đối nhỏ, chúng chỉ phá huỷ hình dạng bẫy mà không làm biến đổi các yếu tố via, các mặt phân chia dầu - nước và dầu khí vẫn nằm ngang, chu vi độ chứa dầu vẫn giữ được ở những mốc cao. Nếu cự ly đứt gãy vượt quá chiều dày lớp chứa dầu thì via bị giáp vỡ thành nhiều khối, ở mỗi khối có thể xảy ra sự phân bố lại của dầu - khí - nước (hình XIII.3b)

b. Phụ nhôm via bị chắn

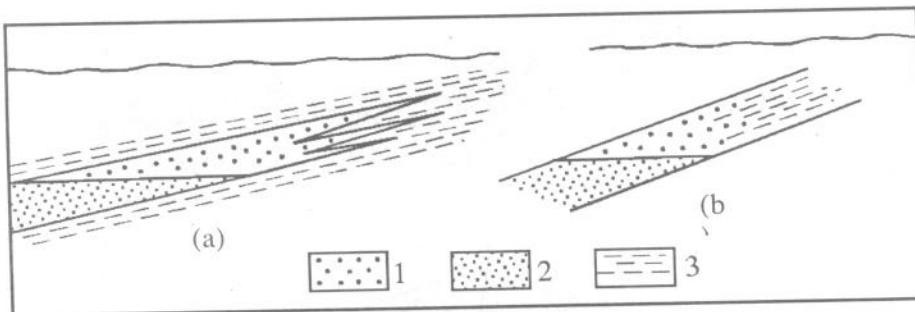
Nguyên nhân hình thành phụ nhôm này là do phà huỷ kiến tạo, do sự phủ không khớp đều, do sự vát nhọn via hoặc do sự giảm độ thấm về phía nhô lên của lớp. Do đó, phụ lớp này được chia làm bốn loại:

+ **Loại các via bị chắn về kiến tạo:** Loại này phổ biến rộng rãi ở các vùng uốn nếp. Màn chắn ở đây là bê mặt các đứt gãy (hình XIII.4). Các phà huỷ đứt gãy chỉ trở thành màn chắn trong trường hợp có hiện tượng nén xảy ra theo mặt trượt. Còn trong trường hợp dọc mặt trượt xảy ra hiện tượng căng thì đứt gãy trở thành đường dẫn chứ không thể làm màn chắn được. Do đó, cần phải phân biệt được đứt gãy chắn và đứt gãy dẫn.



*Hình XIII.4. Mặt cắt địa chất của mỏ Bank Darwin
(theo B.K. Babazade): 1. cát kết, sét kết; 2. dầu mỏ;
3. bê mặt riết xối; 4. đứt gãy phá huỷ.*

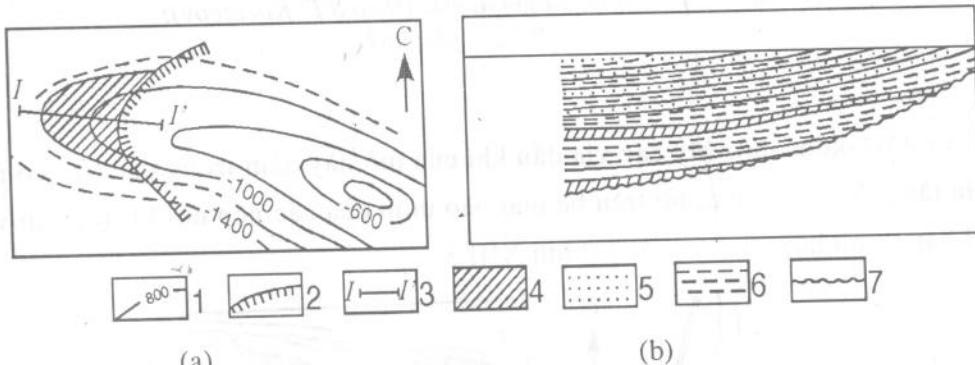
+ **Loại via được chắn về địa tầng:** Được hình thành khi loạt đá cổ hơn trong đó có các đá chứa dầu được loạt đá trẻ hơn có lớp đáy là đá không thấm phủ không khớp đều lên trên (hình XIII.5)



Hình XIII.5. Vỉa dầu có màn chắn thạch học:

- a. sự vát mỏng vỉa chắn dầu (colectơ);
- b. sét kết hoá vỉa chứa dầu (colectơ);
- 1. cát kết chứa dầu; 2. cát kết chứa nước; 3. sét kết

Tại vùng Kalininxki, ở mỏ Griazieb (phía Nam biển Casbia) vỉa chứa dầu nằm ở cánh Tây Nam của nếp uốn. Trong hệ tầng Kalinin (phần dưới của tầng sản phẩm) có tuổi Paleogen thì bị chắn ở phía dưới là bề mặt bất chính hợp (có xu hướng vát nhọn lên phía trên), xem hình XIII.6.

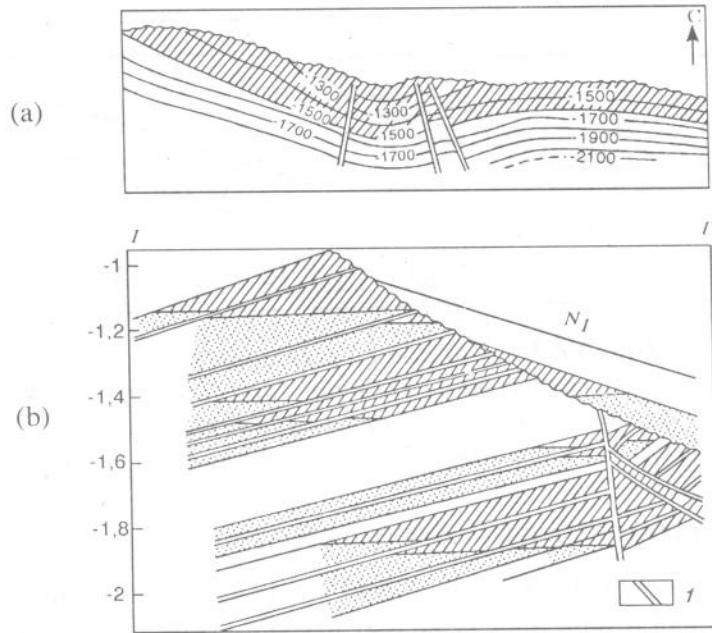


Hình XIII.6. Vỉa dầu mỏ (a. bình đồ; b. mặt cắt) trong cát kết điệp

Kalininxki mỏ Griazieb (theo B.K. Babazade):

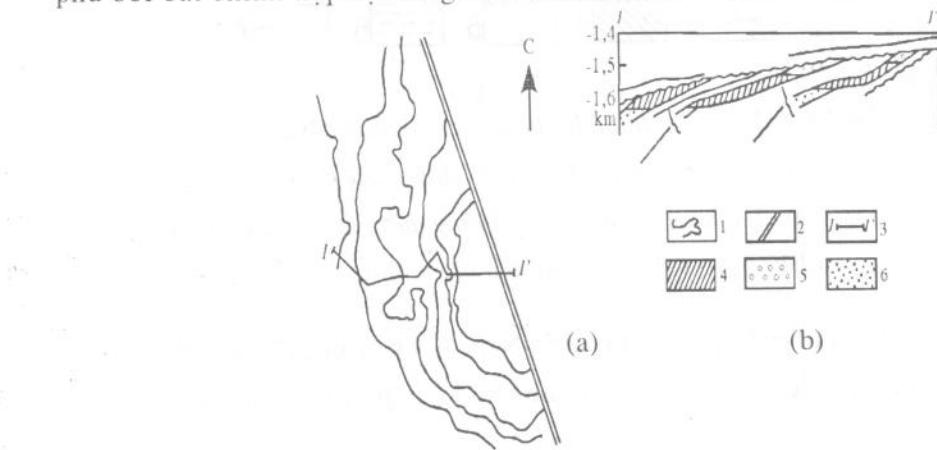
- 1. đường đồng vị (m); 2. đường vát mỏng; 3. đường mặt cắt; 4. dầu mỏ; 5. cát kết; 6. sét kết; 7. bề mặt bất chính hợp.

Mỏ Akhtursco - Bugundurski phân bố ở phía Nam vùng vũng Cuban. Vỉa dầu phân bố trong các trầm tích Paleogen - Eoxen khổng chê bề mặt bất chính hợp xem hình XIII.7.



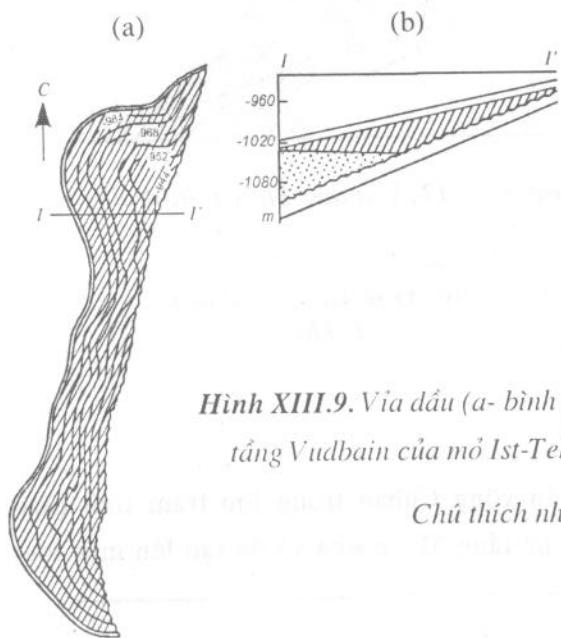
Hình XIII.7. Vỉa dầu mỏ trong cát kết Paleogen (a) và mặt cắt (b) mỏ dầu Akhtursco - Bugundurski (theo S.T. Korotcov):
1. dứt gãy phá huỷ.

Mỏ Oklakom - Siti Mỹ các vỉa dầu khí của mỏ này nằm trong các bãy có màn chắn địa tầng. Mỏ này phân bố trên bề mặt bào mòn của các nếp nồi bị tròn vùi và bị phủ bởi bất chính hợp địa tầng xem hình XIII.8.



Hình XIII.8. Bản đồ mặt cắt theo bê mặt bát chỉnh hợp Predpensinvanski (a) và mặt cắt (b) của mỏ Oklakhom - Siti (Mỹ) (theo D.Mak-Gi, U.Klauson):
1. ranh giới địa chất; 2. dứt gãy; 3. đường mặt cắt; 4. dầu mỏ; 5. khí; 6. cát kết chứa nước.

Mỏ Ist-Teksas Mỹ ở bể chứa dầu khí thuộc vịnh Mexico mỏ này là một trong những mỏ lớn nhất của Mỹ và thế giới với trữ lượng khai thác ban đầu là 810 triệu tấn dầu. Mỏ phân bố ở phần nhô của cấu trúc thuộc cánh phía Tây khối nâng XaBin via chứa dầu có diện tích 540km^2 bị các đá không thấm nước thuộc bất chính hợp nằm ở phía Đông khối ngăn cách. Các trầm tích của tầng sản phẩm bao gồm cát kết xen kẽ đá phiến sét phân bố ở độ sâu 815m - 1070m. Cát kết chứa dầu mặc dù bị ngăn cách bởi các lớp sét nhưng vẫn có quan hệ thuỷ lực với nhau và tạo lên tầng sản phẩm có độ dày tổng cộng là 92m xem hình XIII.9

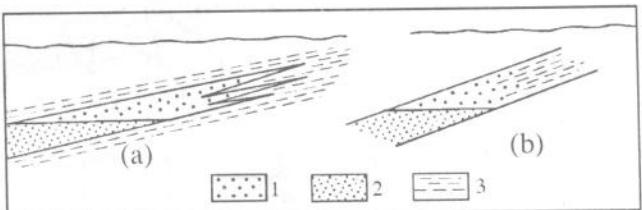


Hình XIII.9. Vỉa dầu (a- bình đồ, b- mặt cắt) trong cát kết héo tầng Vuurbain của mỏ Ist-Teksas Mỹ (theo A.I. Levorsen)

Chú thích như hình XIII.6.

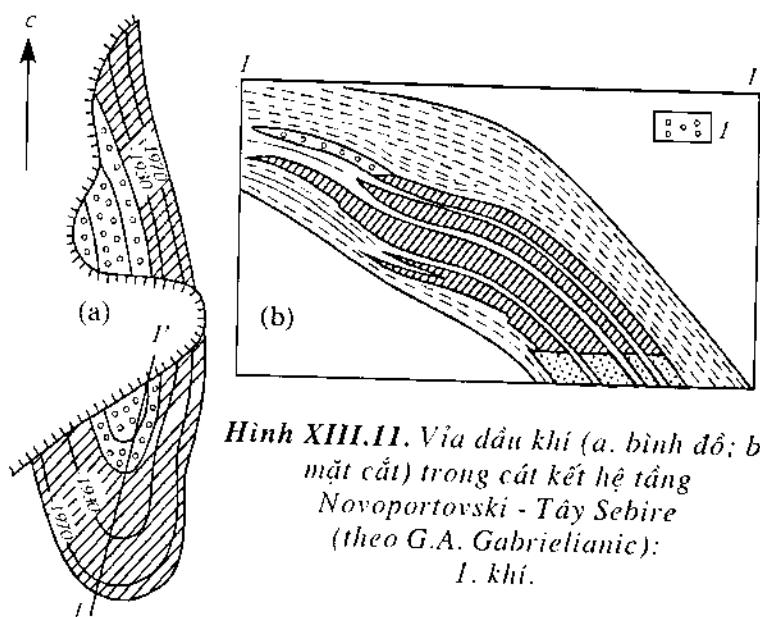
+ Loại các vỉa bị chấn về mặt thạch học: Được thành tạo cơ bản ở sườn những khối nâng và những cấu trúc lớn khác do sự giảm chiều dày theo đường phương từ trên xuống cũng như sự thay đổi theo chiều hướng giảm đi tính chứa dầu và đến khi vát nhọn, mất hoàn toàn những tầng chứa dầu xem hình XIII.10.

Vỉa màn chấn lớp thạch học đa phần thành tạo nằm ở cánh của nếp nồi ở những đới khu vực có vát



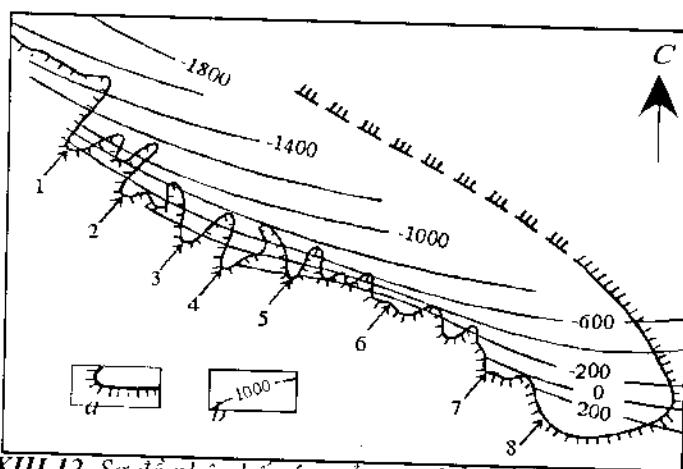
Hình XIII.10. Vỉa dầu có màn chấn thạch học
a. Sự vát móng vỉa chấn dầu (colecto);
b. Sét kết hoá vỉa chứa dầu (colecto);
1. cát kết chứa dầu; 2. cát kết chứa nước; 3. sét.

nhọn via, những màn chắn cát kết sỏi sét hoá và những màn chắn thuỷ lực khác tiêu biểu của loại này là mỏ Novoportovski - Tây Sebire ở đó hệ tầng cát kết chứa dầu bị vát nhọn về phía đỉnh của nếp uốn xem hình XIII.11.



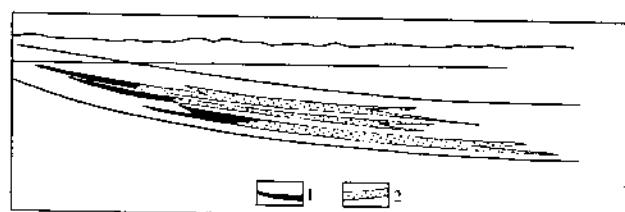
Hình XIII.11. Vỉa dầu khí (a. bình dô; b. mặt cắt) trong cát kết hệ tầng Novoportovski - Tây Sebire (theo G.A. Gabrielianic):
I. khí.

Ở phía Tây Nam của miền vũng Cuban trong lớp trầm tích Eoxen tạn thành những bẫy các bẫy này nằm trên hệ tầng Mycopsca và đã tạo lên một loạt mỏ dầu nổi



Hình XIII.12. Sơ đồ phân bố các mỏ trong bẫy dầu dạng vùng vịnh ở bờ vũng Azov-Kubanski (theo S.T.Korotkov):
1. Abuzut-Aptras; 2. Kutaiskie; 3. Kura-Tsetse; 4. Sirokay Balk; 5. Asfaltovaia gara; 6. Kabardinskoe; 7. Khadujenskoe; 8. Nhepcianskoe.
a. ranh giới phân bố các tập cát; b. đường đẳng trị nóc các lớp (m).

tiếp nhau: Abuzu-Aptras; Kutaiskie; Kura-Tsetse; Sirokay Balk; Asfaltovaia gara; Kabardinskoe; Khadujenskoe; Nhepcianskoe. Hình XIII.12., XIII.13.

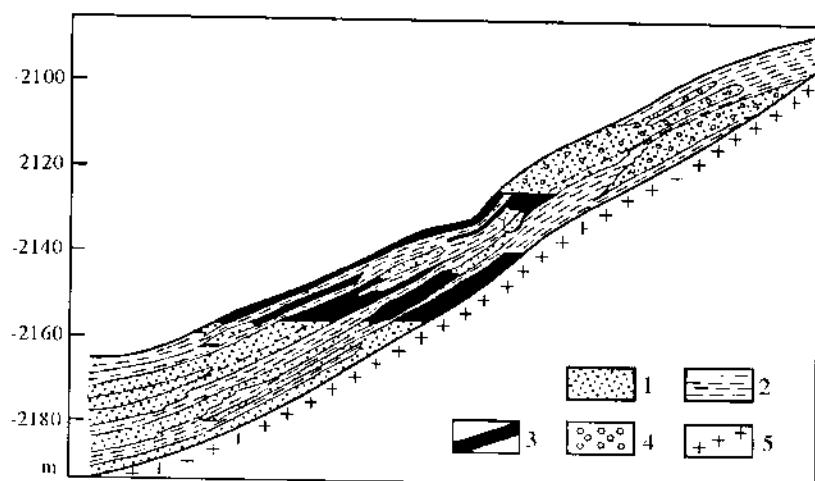


Hình XIII.13. Mặt cắt mỏ Nhepciegorskoe

(theo S.T. Korotkov):

1. cát kết chứa dầu; 2. cát kết chứa nước

Mỏ Iaraktinsskoe (vùng Iacut), tại đây những tích tụ dầu khí nằm trong những bãy chứa dầu màn chắn thạch học trùng với các đá cát kết tuổi Cambri. Sự thành tạo bãy chứa dầu liên quan đến sự thay thế của các đá cát kết có lỗ hổng bằng các đá cát kết bị sét hoá hình XIII.14.



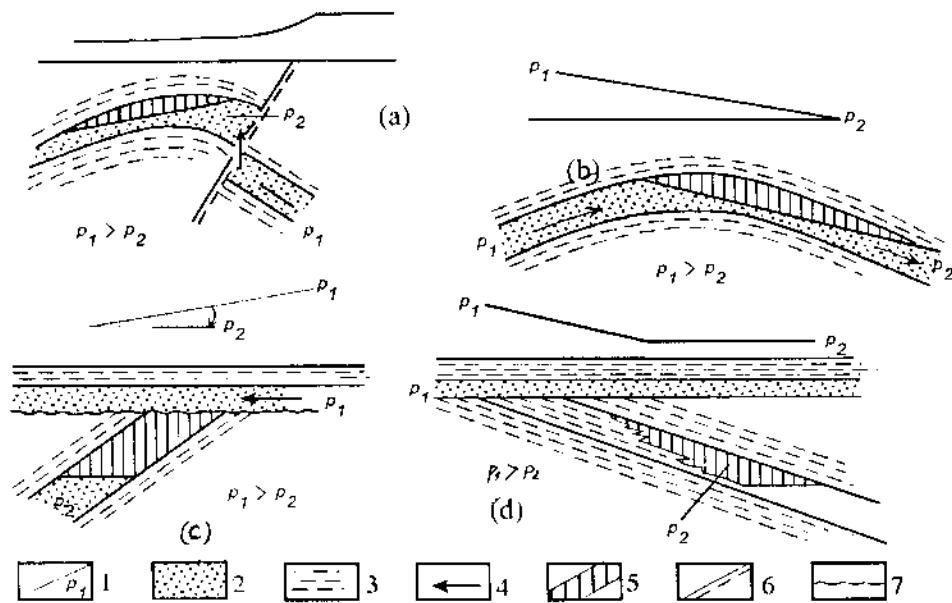
Hình XIII.14. Mặt cắt vỉa dầu - khí trong cát kết tuổi Cambry sớm của mỏ dầu Iaraktinsskoe - Đông Sibir

(theo V.V. Samsonov):

1. cát kết; 2. sét kết; 3. dầu; 4. khí; 5. đá móng.

+ Loại các vỉa màn chắn thuỷ lực

Loại a: Của màn chắn thuỷ lực có thể lấy VD của mỏ khí Dailatabat (Tyrmenia), sườn phía Nam của vùng Myrgabat nơi mà bãy chứa dầu là một tập hợp đá cát kết phần trên được chắn bởi các đá hạt mịn và màn chắn thuỷ lực (liên quan đến nước mao dẫn).



Hình XIII.15. Mặt cắt khai quật các vỉa dầu có màn chắn thuỷ lực.
a. nằm trong các đứt gãy lớn; b. nằm ở vòm các nếp lồi; c. nằm dọc theo các bát chín hợp địa tầng; d. nằm ở ranh giới thay đổi tướng đá của các colectơ (theo U.A. Ereeneenko, I.M. Neikhailov):

1; 2. vỉa chứa dầu (thu dầu) - colectơ; 3. sét két; 4. phương chuyển động của nước; 5. vỉa dầu và khí; 6. đứt gãy phá huỷ; 7. mặt bùn mòn.

Loại b: Là nước từ những khoảng trống có áp lực lớn trong đá di theo đứt gãy thẩm thấu vào những bãy chứa dầu và đáy dầu di chuyển ra khỏi bãy tạo lên màn chắn thuỷ lực.

Loại c và d: Nếu vỉa không đồng nhất về mặt thạch học, dầu có thể bị động viên tập trung vào các thấu kính cát. Hiện tượng này được giải thích là nước sẽ chiếm đầy các tập đá có độ chứa nước cao tạo lên màn chắn bao bọc dầu trong các thấu kính cát có độ thẩm nước thấp hình XIII.15.

XIII.4.2. Nhóm các vỉa dạng khối

Sự thành tạo các vỉa dạng khối có liên quan với sự tích tụ dầu và khí trong két dạng khối. Sự thành tạo các vỉa dầu dạng lớp là do chuyển động bên của dầu và khí, nổi lên trên nước trong két chứa bị giới hạn rõ rệt ở mái và trụ bởi các đá thực tế là không thẩm. Trong các két chứa dạng khối tình hình lại khác. Trong các tầng đá dày, hydrocacbon có xu hướng dịch chuyển lên trên, tích tụ dưới mái của két chứa, ở nơi mới hình thành các khối nhô cao. Sự thành tạo vỉa có thể chỉ do dịch chuyển đứng. Sự

phân bố dầu - khí và nước trong các vỉa dạng khói hoàn toàn theo tỷ trọng chứ không theo kiến trúc và cấu tạo đá hình XIII.16.



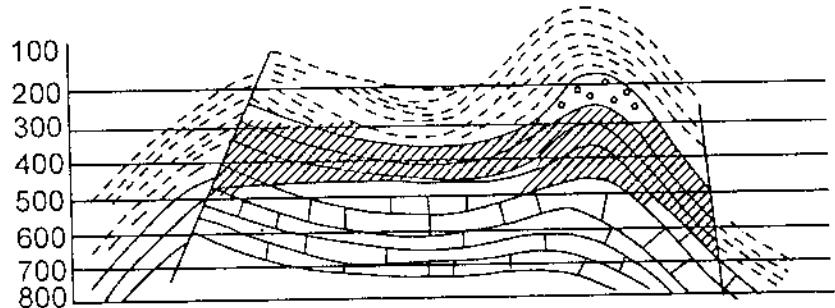
Hình XIII.16. Vỉa dạng khói:

a. nằm trong nếp lồi, vòm

b. nằm trong vòm bị bóc mòn

1. dầu mỏ; 2. nước; 3. các đá bị nứt nẻ.

Tất cả các vỉa dạng khói đặc trưng là có sự phân bố không đều của các khu vực có độ thẩm khác nhau. Bởi thế mặc dầu vỉa dạng khói là một két chứa duy nhất, nhưng ở những phần khác nhau, điều kiện khai thác sẽ khác nhau.



Hình XIII.17. Sơ đồ vỉa dạng khói ở mũi nhô cấu tạo.

Theo đặc tính của két chứa, các vỉa dạng khói được chia thành ba phụ lớp:

a. Các vỉa dạng khói ở các mũi nhô cấu tạo (tức là ở các mũi nhô có nguồn kiến tạo)

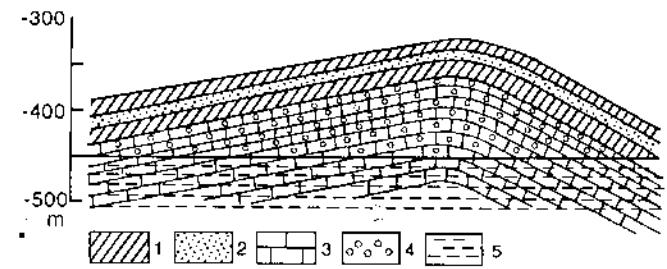
Các mũi nhô cấu tạo này hình thành do sự uốn cong của vỉa hoặc do các đứt gãy. Các mặt phân chia dầu - khí cũng như dầu - nước cắt ngang toàn bộ khối chứ không phụ thuộc vào cấu tạo và thành phần thạch học của đá hình XIII.17.

Via khí thuộc mỏ Enxankovo trùng với khối nâng. Colectơ nằm trong các đá cát kết, đá vôi tuổi cacbon giữa. Các đá bị giập vỡ ở mức độ khác nhau phụ thuộc vào mức độ dolomit hoá, nhưng vẫn xem chúng là một khối duy nhất (hình XIII.18).

b. Các via dạng khối ở các mũi nhô do bóc mòn

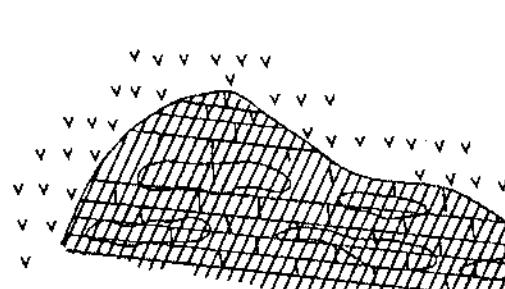
Tức là ở các khối đá sót của địa hình cổ được phủ bởi đá không thấm (hình XIII.19).

c. Các via dạng khối ở các mũi nhô có nguồn gốc sinh vật

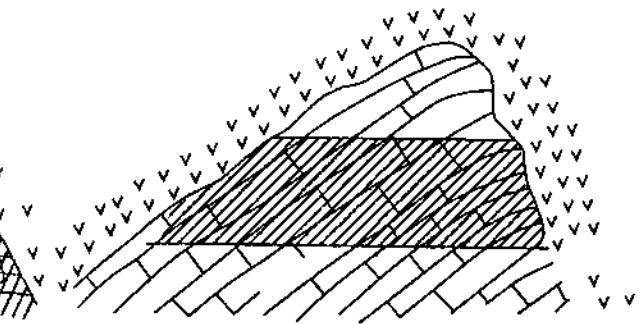


Hình XIII.18. Mặt cắt via dạng khối của mỏ EnSanski (theo K.A. Mascovich, B.Ia.Sorincov):

1. sét kết; 2. cát kết; 3. đá vôi; 4. khí; 5. nước



Hình XIII.20. Sơ đồ via dạng khối ở mũi nhô có nguồn gốc sinh vật



Hình XIII.19. Sơ đồ via dạng khối ở mũi nhô bóc mòn.

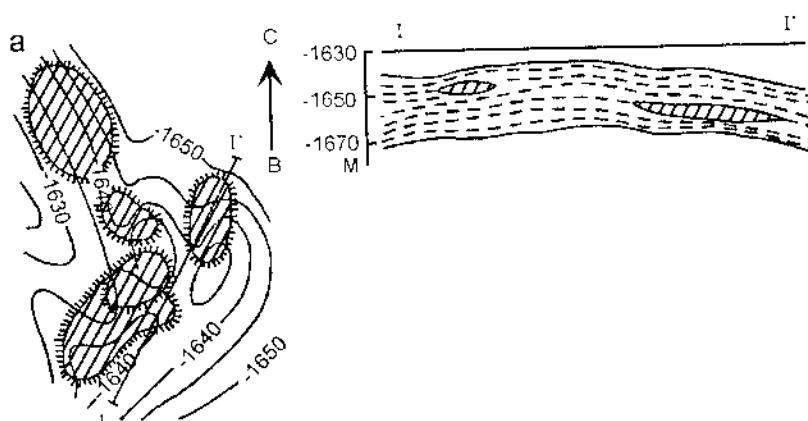
Hình dạng của các mũi nhô được quyết định bởi sự phân bố của các sinh vật tạo ám tiêu. Các bãy được thành tạo khi có lớp đá không thấm phủ lên trên. Các mũi nhô nguồn gốc sinh vật cũng tương tự các nhô bóc mòn, thường là các khối sót của địa hình cổ (hình XIII.20).

XIII.4.3. Nhóm các via bị giới hạn xung quanh về mặt thạch học

Kết chứa trong nhóm via này là các đá chứa dầu bị bao vây về mọi phía bởi các loại đá không thấm. Đó có thể là các thấu kính cát trong các đá sét hoặc đá nguồn gốc hóa học, cũng có thể là các khu vực có độ nứt nẻ và hang hốc nhiều trong các đá cacbonat, biến chất, magma và cũng có thể là các đới bị rửa mòn (hình XIII.21).

Trong mọi trường hợp, không có nguồn bổ sung cho nước nằm dưới vỉa, nhưng năng lượng của nó không bằng 0 (do áp suất cao). Độ cao vỉa thường không lớn, do đó áp lực vỉa không thể lớn. Nhưng nên nhớ rằng trong các két kín, khi có điều kiện thuận lợi có thể xuất hiện các dị thường về áp lực.

Nói chung, các via của nhóm này thường ít có ý nghĩa lớn về mặt công nghiệp.



Hình XIII.21. Mỏ dầu trong hệ tầng cát kết của mỏ Trecmanguckobo.

Chương XIV

SỰ DI CHUYỂN CỦA DẦU VÀ KHÍ SỰ THÀNH TẠO VÀ PHÁ HỦY CÁC TÍCH TỤ CỦA CHÚNG

XIV.1. NHỮNG NGUYÊN NHÂN CƠ BẢN GÂY RA SỰ DI CHUYỂN CỦA DẦU VÀ KHÍ

Khi mới thành tạo, dầu và khí ở trạng thái phân tán trong các đá hạt mịn (còn gọi là đá mẹ hay các đá sinh dầu) dưới dạng các phần tử hoà tan ở trong vật chất hữu cơ không hoà tan. Dầu, khí chỉ có giá trị công nghiệp khi chúng đi vào các đá chứa dầu và được tập trung lại thành vỉa. Khả năng và quy mô của sự di chuyển các hydrocacbua được xác định bởi trạng thái vật lý của các hydrocacbua đó và của đặc tính của các đất đá.

Trước hết ta hãy nói về các yếu tố cơ bản gây ra sự di chuyển của dầu và khí trong vỏ Trái Đất.

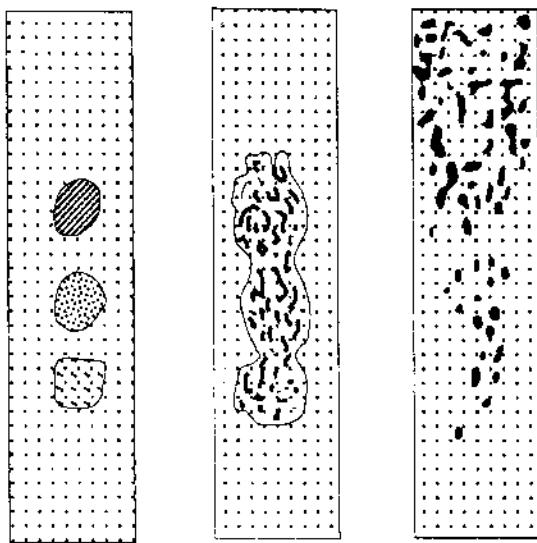
XIV.1.1. Yếu tố trọng lực

Yếu tố này tác động thường xuyên nếu có một sự di chuyển nào đấy mà dầu và khí rơi vào một két không có nước, lúc này dầu có xu hướng chiếm vị trí thấp nhất còn khí chiếm vị trí cao hơn. Nhưng trường hợp này rất hiếm gặp, thông thường thì nước bao giờ cũng là người bạn đường của các hydrocacbua. Lúc đó do sự chênh lệch và tỷ trọng, dầu sẽ nổi trên mặt nước còn khí lại nổi trên dầu.

Sự di chuyển của dầu và khí dưới tác dụng của trọng lực sẽ bị ma sát ngăn trở. Ma sát giữa các pha (gây ra bởi sự di chuyển tương đối giữa khí, dầu và nước) và ma sát giữa các chất dịch chuyển và thành các lỗ hổng. Do vậy, các giọt dầu chỉ có thể nổi lên trên mặt nước được trong trường hợp đá chứa dầu có độ thấm rất lớn (loại cát thô nhất, cuội, sỏi, hoặc đá vôi có nhiều hang hốc, nút nè) tức là khi các lỗ hổng có đường kính trên 0,5 mm, hay nói cách khác khi mà sự dịch chuyển của chất lỏng trong đá không chịu ảnh hưởng của lực mao dẫn. Nhưng trong hầu hết các két chứa dầu mà người ta đã biết thì đường kính giữa các lỗ hổng thường nhỏ hơn 0,5mm, nghĩa là các

lỗ hổng có kích thước của các ống mao dẫn. Trong trường hợp này, sức đẩy của nước lên các giọt dầu sẽ không thắng nổi lực ma sát giữa hydrocacbua và các thành lỗ hổng, do đó sự dịch chuyển của dầu sẽ không xảy ra được. Nhưng lực ma sát cũng chỉ ngăn cản được sự dịch chuyển của dầu trong trường hợp dầu ở phân tán thành những giọt nhỏ bên trong lớp. Khi các giọt dầu tập trung thành các khối lớn, lắp đầy hàng nghìn lỗ hổng liên tục thì dầu lại có thể dịch chuyển qua các lỗ hổng của đá. Thí nghiệm sau đây của Gillman Hill sẽ chứng minh điều đó.

Trong một cái hộp có kích thước $2 \times 0,3 \times 0,1$ m chứa cát no nước (hình XIV.1) người ta nhồi một lượng dầu nhỏ làm 3 điểm cách nhau 10cm. Quan sát không thấy sự dịch chuyển của dầu, nhưng nếu tiếp tục nhồi thêm dầu vào sao cho 3 vết dầu trên có thể nối được với nhau thì lập tức có sự dịch chuyển của dầu lên phía trên và sau một vài giờ, toàn bộ khối dầu đã tập trung lại ở phần trên của hộp, trừ một lượng rất nhỏ còn sót lại tại chỗ, dưới dạng các giọt phân tán.



Hình XIV.1. Sơ đồ thực nghiệm của G.Hill.

Như vậy, trọng lực không đủ gây ra sự dịch chuyển của dầu vào những giai đoạn đầu tiên, khi mà dầu mới được tạo thành từ vật liệu hữu cơ, còn ở trạng thái phân tán chưa tập trung thành những khối đủ lớn. Điều đó có nghĩa là sự tập hợp dầu vào những giai đoạn này đã xảy ra không phải dưới tác dụng của trọng lực mà dưới tác dụng của những lực khác. Một trong những lực có tác dụng lớn vào giai đoạn này là thủy lực.

XIV.1.2. Yếu tố thủy lực

Trong quá trình lịch sử địa chất luôn xảy ra sự di chuyển của nước ngầm. Sự di chuyển này xảy ra với cường độ và hướng khác nhau

Người ta nhận thấy ảnh hưởng do chuyển động của nước ngầm đến sự di chuyển của các hydrocacbua trong vỏ Trái Đất, ảnh hưởng này được thể hiện dưới hai hình thức. Trước hết sự dịch chuyển của nước sẽ kéo theo sự dịch chuyển của các giọt dầu và khí nhỏ nhất do sự nã sát giữa các giọt dầu, khí và nước. Trong quá trình chuyển động theo nước, sự phân佈 theo trọng lực riêng của các chất dịch chuyển xảy ra dễ hơn nhiều. Trên đường dịch chuyển, các giọt dầu và khí nổi dần lên trên, hợp dần lại với nhau tạo thành các giọt dầu - khí ngày càng lớn hơn, rồi những giọt này trong những điều kiện thuận lợi lại hợp với nhau để tạo thành các tích tụ có kích thước lớn hơn. Đến một lúc nào đó các tích tụ này sẽ đủ lớn để có thể tự nổi lên trên mặt nước dưới tác dụng của yếu tố trọng lực. Mặt khác, nước có khả năng hòa tan một lượng nhỏ hydrocacbua. Trong những điều kiện và áp suất nhất định, đặc biệt khi trong nước có chứa một vài hợp chất hóa học nào đó thì độ hòa tan của dầu trong nước được tăng lên nhiều hơn. Trong quá trình di chuyển của dầu theo nước, khi những điều kiện trên đây mất đi, nó lại tách ra khỏi nước và tập trung thành giọt. Kết quả là sự di chuyển của hydrocacbua dưới dạng hòa tan trong nước đã được thực hiện.

XIV.1.3. Yếu tố mao dẫn

Độ lớn của lực mao dẫn tùy thuộc vào tính chất của vật chất dịch chuyển, tính chất của đá và kích thước của các lỗ hổng. Khi trong các lỗ hổng của đá đồng thời có cả nước và dầu thì bề mặt phân chia giữa nước và dầu là một mặt cong. Mặt cong này được tạo ra bởi sức căng bề mặt của chất lỏng. Sức căng bề mặt của nước lớn gấp 3 lần sức căng bề mặt của dầu, do đó lực mao dẫn của nước cũng lớn gấp 3 lần lực mao dẫn của dầu. Kết quả là dưới tác dụng của lực mao dẫn, nước có xu hướng chiếm lấy những lỗ hổng nhỏ hơn và đẩy dầu vào những lỗ hổng lớn hơn của đá. Nói khác đi, dưới tác dụng của lực mao dẫn, dầu sẽ dịch chuyển vào



Hình XIV.2. Thí nghiệm của Van Tuyl.

trong những đá trầm tích thô hơn, còn những đá trầm tích hạt mịn có chứa nước sẽ thành lớp ngăn cách dầu. Van Tuyl và Beckstrom đã làm hàng loạt các thí nghiệm để chứng minh cho vai trò của sức căng bề mặt trong sự dịch chuyển của dầu vào những giai đoạn đầu tiên, khi mà vật liệu trầm tích bị nén chặt dưới tác dụng của tải trọng của các lớp đất đá bên trên. Có thể tóm tắt một trong những thực nghiệm đó như sau.

Trong một ống thép nhồi 3 lớp cát và 2 lớp sét xen kẽ nhau. Trong các lớp cát cho thấm nước, còn trong các lớp sét cho lán hòn hợp dầu - nước (hình XIV.2). Dùng một pittông để nén, tăng dần sức nén sao cho sau 2h30' thì đạt tới 85kG/cm^2 . Trong quá trình nén như vậy, một lượng lớn nước đã thoát ra ngoài qua khoảng trống giữa thành ống và pittông và qua những lỗ hổng ở đáy ống thép, thực nghiệm kết thúc người ta thấy sét nén chặt lại và mất đi phần lớn dầu chứa trong đó. Hai lớp cát ở đáy và bùn trong ống thép mất gần hết nước ban đầu, thay thế vào đáy dầu đã chiếm hầu như toàn bộ các lỗ hổng giữa các hạt cát. Lớp cát ở giữa vẫn còn chứa nhiều nước, nhưng cũng đã thấy có một ít dầu. Không nghi ngờ gì là các lớp cát này cũng có chứa đầy dầu khi ta nén với áp lực cao hơn và lâu dài hơn. Thí nghiệm này đã chứng minh cho quan điểm nêu lên rằng đá mẹ của dầu (đá sinh dầu) là những đá hạt mịn, nhưng nhờ sự khác nhau về sức căng bề mặt giữa dầu và nước mà dầu được tập trung vào các đá hạt thô hơn - vào các đá chứa dầu.

Cho đến nay hiện tượng di chuyển của dầu dưới tác dụng của lực mao dẫn vẫn chưa được nghiên cứu đầy đủ. Người ta chưa xác định được yếu tố của lực mao dẫn có thể gây ra sự di chuyển trên một khoảng cách xa bao nhiêu. Nhưng ta có cơ sở để cho rằng khoảng cách di chuyển này không lớn lắm.

XIX.1.4. Áp lực tĩnh và áp lực động

Áp lực tĩnh (do tải trọng của các lớp đất đá nằm trên) cũng như áp lực động (do chuyển động tạo núi) đều có tác dụng nén chặt các đá lại và do đó "vắt" nước - dầu - khí ra khỏi đá chứa chúng. Các loại đá khác nhau chịu sự tác động khác nhau của sức nén. Ví dụ đối với sét, hiện tượng co rút thể tích tăng dần theo áp lực và lượng nước nước mất đi rất lớn. Athy đã chứng minh rằng sét mới lỏng động chứa 85% nước, 50% lượng nước này sẽ mất đi khi sét chịu một áp lực tương đương với một cột trầm tích dày 300m, còn khi nén với áp suất tương đương 2.000m trầm tích thì 90% nước sẽ thoát ra. Đối với cát, hiệu quả của áp lực này được thể hiện qua một cách khác. Ngay

khi mới bị nén với áp lực không lớn lắm, các hạt cát đã nhanh chóng sắp xếp lại để cho thể tích các lỗ hổng là nhỏ nhất. Từ lúc đó, dù có tăng áp lực thì các lớp cát cũng hầu như không thay đổi thể tích, hay nói khác đi chúng trở nên không thể nén được. Hiện tượng không nén được của cát sẽ tiếp tục được duy trì cho đến chừng nào sức nén chưa đủ để làm biến dạng các hạt cát. Như vậy, lực nén chủ yếu có tác dụng gây ra sự di chuyển của dầu trong các đá sét.

Lực kiến tạo, ngoài tác dụng bổ sung thêm cho lực nén do tải trọng của các lớp đất đá nằm trên, còn có những tác động riêng đến sự di chuyển của dầu - khí. Do có những chuyển động kiến tạo mà hình thành sự phân bố áp lực ở các khu vực khác nhau của vỏ Trái Đất. Kết quả là có sự phân bố lại nước, dầu và khí. Tạo điều kiện cho sự di chuyển hydrocacbua là các khe nứt của đá hình thành vào giai đoạn tạo núi.

XIV.1.5. Vai trò của khí hoà tan

Từ lâu người ta đã biết đến vai trò của khí trong sự di chuyển dầu. Các khí tự nhiên được thành tạo đồng thời với dầu hoặc thành tạo độc lập trong trán tích. Do tỷ trọng rất nhỏ và dễ bị di chuyển ở những nơi có lỗ hổng nên rất dễ tập trung vào các bẫy. Người ta tiến hành nhiều thí nghiệm để nghiên cứu ảnh hưởng của khí hoà tan đến sự di chuyển của dầu. Tất cả những thí nghiệm này đã đi tới kết luận là sự giãn nở thể tích của khí ở môi trường lỗ hổng và sự hoà tan một phần của nó trong dầu đã gây ra sự giảm độ nhớt và sức căng bề mặt của dầu, tạo điều kiện dễ dàng cho sự di chuyển của các giọt dầu từ lỗ hổng này sang lỗ hổng khác, dưới tác dụng của lực trọng trường.

Ngoài các yếu tố cơ bản trên đây, sự di chuyển của dầu và khí còn do nhiều các nguyên nhân khác gây ra, trong số đó phải kể đến hiện tượng xinhang hoá két chứa, độ giãn nở của chất khí, chất lỏng, đá và hiện tượng khuếch tán...

XIV.2. KHOÁNG CÁCH DI CHUYỂN CỦA DẦU VÀ KHÍ

Một trong các vấn đề cơ bản có liên quan đến sự thành tạo các vỉa dầu và khí là khoáng cách di chuyển của dầu và khí. Đây cũng là vấn đề gây nhiều tranh luận. Nhiều nhà nghiên cứu cho rằng sự di chuyển có thể xảy ra trên một khoảng cách ngắn, tức là dầu và khí thực tế được thành tạo ở ngay nơi mà nó nằm hiện nay. Dẫn chứng cho quan điểm này là sự có mặt của các vỉa dầu và khí trong các thấu kính cát hoặc đá khói với ám tiêu hoàn toàn bị bao vây bởi các tầng đá sét dày. Trong trường hợp này, chỉ có thể

giá thiết rằng dầu và khí đã được tập trung vào đá để thẩm cùng với nước do hiện tượng nén ép các đá sét (đá mẹ) vây quanh. Dẫn chứng thứ hai là các két chứa tự nhiên được tạo nên các đá hạt mịn phổ biến hơn là các đá hạt thô, mà sự di chuyển xa của dầu và khí trong các đá hạt mịn này là điều khó có thể chấp nhận.

Mặt khác, cũng không ít các ví dụ chứng tỏ rằng dầu và khí được vận chuyển trên một khoảng cách rất xa. Có thể nêu ra một số dẫn chứng:

- Sự tích tụ dầu - khí luôn luôn được khống chế ở các vị trí cao tạo cao (lý thuyết nếp loi của White), nơi có điều kiện thuận lợi cho sự tách dầu khỏi nước.

- Sự thành tạo những tích tụ dầu không lò chỉ có thể là kết quả của sự di chuyển dầu với quy mô đáng kể từ những bể tích tụ dầu lớn.

- Trong nhiều trường hợp, rõ ràng dầu không phải được thành tạo từ các nguồn địa phương, ví dụ các tích tụ dầu trong các đá phun trào hoặc trong các thành tạo lục địa màu đỏ (điều kiện tương không thuận lợi cho sự tích tụ dầu: môi trường oxy hóa)

- Có những bầy dầu hiện nay rộng, nhưng có đủ chứng cứ để nói rằng ở đó đã từng có dầu. Như vay dầu ở đây đã bị di chuyển đi nơi khác.

- Ở các mỏ dầu hiện nay, các hydrocacbua ở trạng thái ổn định. Sự cân bằng này tùy thuộc vào hàng loạt các yếu tố: bản chất của đá chứa dầu và bầy, chiều sâu, thế nằm, sự chuyển động và thành phần của nước via. Nếu như hiện nay tồn tại một cân bằng như vậy thì ta có quyền nghĩ rằng trong lịch sử địa chất đã từng tồn tại những cân bằng khác. Những biến tiến, biến lùi, uốn nếp, bào mòn xảy ra sau khi thành tạo dầu đã là các nhân tố ảnh hưởng đến sự phân bố lại các via dầu hay nói khác đi, trong lịch sử địa chất đã nhiều lần xảy ra sự di chuyển của dầu.

Tóm lại, có thể nói rằng trong một số trường hợp này thì dầu rõ ràng chỉ được di chuyển qua một khoảng cách ngắn, nhưng trong những trường hợp khác nó lại được di chuyển qua những khoảng cách rất dài. Khoảng cách dài hay ngắn của sự di chuyển là tùy thuộc vào sự có mặt hay không của các bầy hoặc các màn chắn trên con đường di chuyển của dầu - khí, tức là tùy thuộc vào khoảng cách từ vùng tạo dầu đến bầy gần nhất. Khi mà dầu và khí còn chưa gặp sự ngăn cản trên đường di chuyển của mình thì nó còn tiếp tục di chuyển. Khoảng cách di chuyển này có thể đạt tới hàng chục, thậm chí hàng trăm kilomet.

XIV.3. SỰ THÀNH TẠO CÁC VĨA DẦU VÀ KHÍ

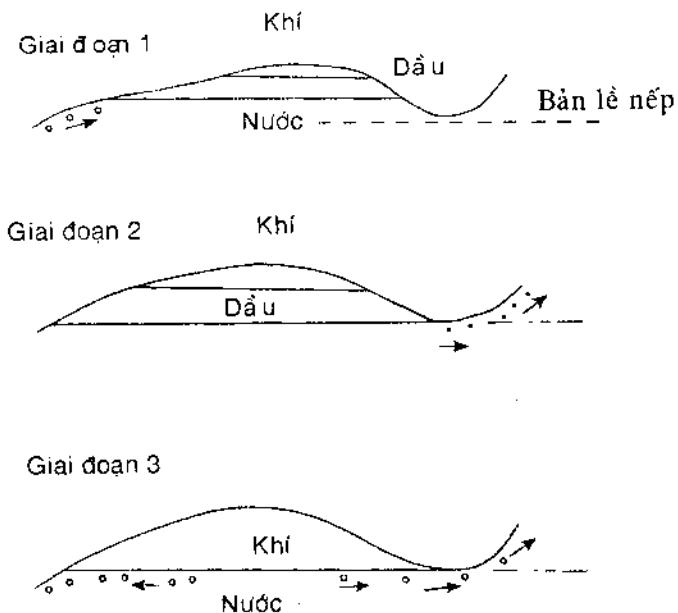
XIV.3.1. Lý thuyết thành tạo các vĩa dầu và khí

Có nhiều lý thuyết về sự tích tụ dầu và khí. Nhưng những lý thuyết này không loại trừ lẫn nhau mà chỉ phản ánh tính chất đa dạng của các quá trình tích tụ dầu khí mà đã quan sát được ở những mỏ khác nhau. Trong số các lý thuyết về sự thành tạo các mỏ dầu và khí phổ biến nhất là các lý thuyết sau:

a. Lý thuyết nếp lồi (còn gọi là lý thuyết trọng trường)

Đây là lý thuyết cổ nhất trong số các lý thuyết chung về sự thành tạo các vĩa dầu-khí. Mặc dầu vậy, cho đến nay nó vẫn còn giá trị định hướng cho công tác tìm kiếm các tích tụ dầu. Theo lý thuyết này các tích tụ dầu được tạo nên ở vòm các nếp uốn do sự di chuyển của dầu và khí dưới tác dụng của lực trọng trường. Sự khác nhau về tỷ trọng là nhân tố cơ bản gây ra sự nổi và chuyển động lên phía trên của dầu và khí.

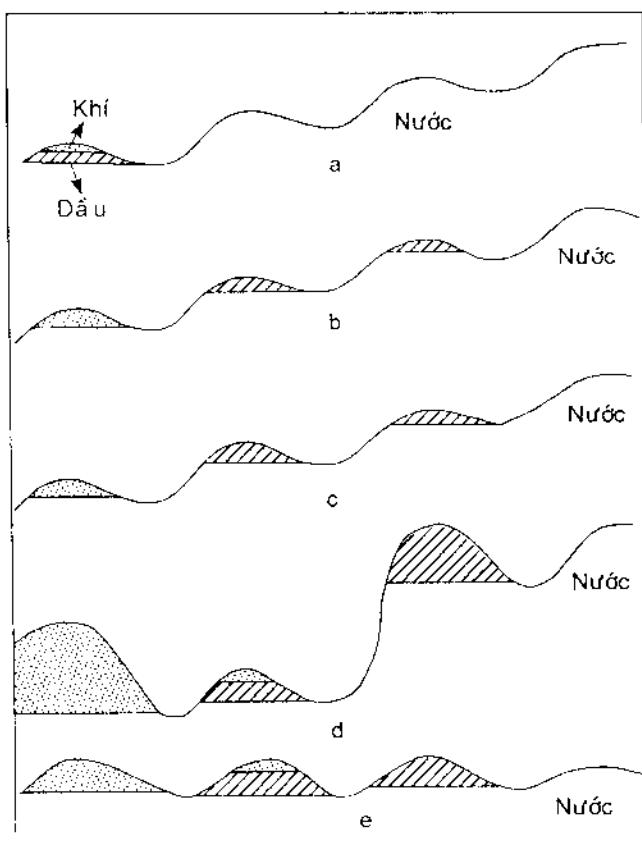
Chuyển động của dầu và khí lên phía trên, dưới tác dụng của lực nổi, có thể bắt đầu khi chúng đã tập hợp thành, lớn hơn lực mao dẫn. Các khối dầu hoặc khí này sẽ di chuyển theo hướng thẳng đứng tới lớp mài không thấm, rồi tiếp tục di chuyển theo



Hình XIV.3. Khi đẩy dầu ra khỏi bãy.

chiều nghiêng của mái lén phía trên. Trên đường di chuyển các khối dầu này sẽ tăng dần kích thước do sự kết hợp với các giọt dầu-khí phân tán trong nước, kết quả là lực nổi của các khối dầu khí này tăng lên. Cuối cùng dầu và khí được tập trung ở vòm của các nếp lõi. Tại bẫy chứa dầu kiểu này khí sẽ chiếm phần trên cùng sau đó là dầu và dưới cùng là nước.

Nếu như dầu và khí vẫn tiếp tục đi vào bẫy thì sẽ tới lúc bẫy cấu tạo này được lắp đầy hoàn toàn bởi dầu và khí, từ lúc này trở đi, dầu dần dần sẽ bị khí mới dịch chuyển đến đuôi ra khỏi bẫy này và tiếp tục di chuyển theo hướng nhô lên của vỉa (hình XIV.3). Do đó khi có một bẫy cấu tạo liên tục nhau, cái nọ nằm ở vị trí cao hơn cái kia thì sẽ xảy ra sự tích tụ phân đị.



Hình XIV.4. Sơ đồ lý thuyết giải thích sự tích tụ phân đị.

Nội dung của quá trình tích tụ phân đị có thể tóm tắt như sau: Trong quá trình di chuyển mang tính khu vực ở vỏ Trái Đất, dầu và khí sẽ dần dần tích tụ vào các bẫy

có ở dọc đường đi. Nếu khối lượng dầu và khí vượt quá sức chứa của bẫy thì dầu khí bắt đầu bị khí đẩy qua bản lề cấu tạo và tiếp tục di chuyển lên trên theo hướng nhô của lớp, di vào bẫy tiếp theo. Khi nào mặt phân chia dầu - khí đạt tới bản lề của nếp uốn thì trong bẫy chỉ còn toàn khí. Từ lúc đó, khí được vận chuyển tới sẽ tiếp tục di chuyển lên bẫy tiếp theo và tạo thành "mũ khí" ở bẫy thứ hai này. Quá trình lấp đầy dầu và khí ở bẫy thứ hai sẽ xảy ra như đã xảy ra ở bẫy thứ nhất. Kết quả là những bẫy thấp nhất chứa toàn khí, tiếp theo là những bẫy chứa vừa dầu vừa khí, cao hơn là những bẫy chứa toàn dầu và trên cùng là các bẫy chỉ chứa nước (hình XIV.4).

Hiện tượng tích tụ phân dị trên đây thực tế đã xảy ra. Ví dụ ở vùng Lost Soldier ở Wyoming và vùng Kansastrung (Mỹ), vùng Kraxnodarxki (Liên Xô cũ)... Nhưng cần lưu ý một số điểm sau:

- Ở nơi xảy ra sự tích tụ phân dị hoàn toàn không có sự di chuyển của nước, ở đó yếu tố trọng trường đóng vai trò cơ bản trong sự di chuyển của các hydrocacbua.

- Hiện tượng những bẫy cấu tạo ở sâu nhất hoàn toàn chỉ chứa khí có thể có liên quan với sự thay đổi chất lượng của các hydrocacbua theo chiều sâu: ở những độ sâu lớn, hiện tượng "cracking" (bể gãy mối nối trong cấu trúc phân tử) có thể xảy ra, do đó chỉ còn lại các hydrocacbua ở trạng thái khí.

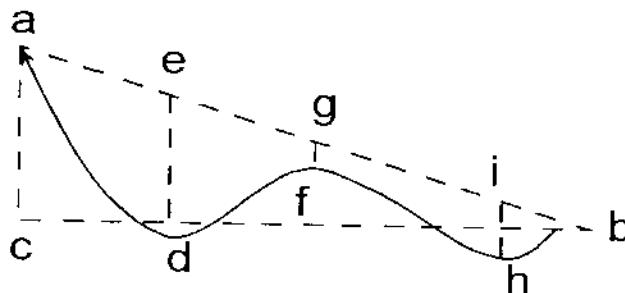
- Hiện tượng tích tụ phân dị được già thiết trên cơ sở tính ổn định của từng trạng thái cân bằng trong suốt lịch sử địa chất của các vỉa dầu và khí, nhưng trong thực tế, có thể xảy ra sự phân bố lại các tích tụ dầu, khí và nước do sự biến đổi bình đồ cấu tạo của vùng nghiên cứu.

b. Lý thuyết thuỷ lực

Trong quá trình di chuyển của các hydrocacbua theo dòng nước bên trong các két chứa, dưới ảnh hưởng của thuỷ lực, xảy ra sự phân dị dần vật chất do sự khác nhau về tỷ trọng và độ linh động. Sự phân dị này dẫn tới sự tích tụ dầu và khí trong các bẫy gặp trên đường di chuyển.

Khi nghiên cứu hiện tượng di chuyển của nước ngầm, nhận thấy hầu như không có một bể trầm tích nào mà hệ thống thuỷ lực lại hoàn toàn rơi vào chế độ ngừng trệ. Sự vận động của nước ngầm luôn luôn xảy ra ở những nơi nào có sự chênh lệch về thuỷ lực. Sự biến đổi gradient thuỷ lực lại thường xuyên xảy ra trong những thời kỳ địa chất

khác nhau. Vào những giai đoạn đầu tiên trong lịch sử phát triển của bể, khi mà hiện tượng sụt lún và trầm tích xảy ra mạnh mẽ, có sự khác nhau về áp lực giữa vùng lún chìm sâu nhất (thường là vùng trung tâm bể) và vùng ven rìa. Sự di chuyển này sẽ xảy ra dễ dàng ở những lớp đá có độ thấm tốt. Sau đó các hiện tượng uốn nếp, đứt gãy, bóc mòn đã làm thay đổi phương hướng và cường độ dịch chuyển của nước ngầm. Tốc độ và phương hướng của dòng chảy phụ thuộc vào độ lớn của gradient thuỷ lực, tức là vào



Hình XIV.5. Sự chuyển động của nước từ vùng cung cấp a tới vùng thoát nước b qua các nếp lồi và nếp lõm.

độ cao vùng cung cấp so với mặt chuẩn - thường là mực nước biển. Chúng không tỷ lệ với mức độ biến đổi của áp lực thuỷ tĩnh dọc theo dòng nước. Ví dụ, nước sẽ chuyển động từ khu vực có áp lực vỉa thấp tới khu vực có áp lực vỉa cao, phù hợp với sự hạ thấp của bể mặt thế áp theo hướng này.

Hình XIV.5 diễn tả sự chuyển

động của nước từ vùng cung cấp a tới vùng thoát nước b, qua các nếp lồi và nếp lõm. Áp lực vỉa ở điểm f, tương ứng với cột nước có chiều cao fg, rõ ràng là nhỏ hơn áp lực vỉa ở điểm d, tương ứng với cột nước có chiều cao de, do vậy nước vẫn chảy từ điểm d tới điểm f.

Hình XIV.5. Sự chuyển động của nước từ vùng cung cấp a tới vùng thoát nước b, qua các nếp lồi và nếp lõm

Sự di chuyển của nước tạo điều kiện thuận lợi cho sự di chuyển của hydrocacbua. Dầu và khí ở trạng thái phân tán thành các giọt nhỏ trong nước hoặc ở dưới dạng hoà tan sẽ được nước vận chuyển đi cho tới khi nào gặp được các bẫy cầu tạo hoặc bẫy thạch học, hay do sự biến đổi về áp suất, nhiệt độ và các điều kiện hoá lý khác mà dầu đã tách ra khỏi nước, tập hợp thành các phần tử lớn hơn, có khả năng dịch chuyển dưới tác dụng của yếu tố trọng lực. Tùy theo đặc tính của bẫy, sự tích tụ dầu và khí có thể xảy ra theo hai cách:

- Khi các giọt dầu hoặc bọt khí đã ở phần vòm của bẫy cầu tạo thì áp lực nổi của chúng sẽ ngăn cản sự dịch chuyển tiếp theo cùng với nước. Kết quả là dầu và khí được tích tụ ở phần cao nhất cầu tạo. Nếu như độ lớn của gradient thuỷ lực đủ lớn thì

mặt phân chia dầu - nước sẽ nằm nghiêng theo hướng dòng chảy. Tỷ trọng của dầu càng lớn, góc nghiêng này càng lớn.

- Trong trường hợp bầy kiều thạch học (sự vát nhọn của đá chứa dầu, do giảm độ thấm theo hướng nhô của lớp) hướng chuyển động của nước sẽ có tác dụng lớn đến sự tích tụ của dầu và khí, nguyên nhân là trong hầu hết trường hợp, độ không thấm của màn chắn là yếu. Nếu nước di chuyển từ trên xuống dưới, ngược lại với chiều nổi của dầu và khí thì hiện quả chắn của đá ít thấm sẽ tăng lên, kết quả là hầu hết dầu và khí sẽ bị giữ lại trước đới chắn. Ngược lại, nếu nước di chuyển từ dưới lên trên theo hướng nhô của lớp, tác dụng đồng thời của thuỷ động lực nổi sẽ tạo điều kiện cho dầu và khí chiếm lấy những lỗ hổng ngày càng nhỏ hơn và cuối cùng có thể xuyên qua màn chắn thạch học. Kết quả là nếu như via có được thành tạo trước màn chắn này thì lượng dầu và khí trong via cũng không đáng kể.

c. Lý thuyết vắt hay nén chặt

Lý thuyết này chủ yếu giải thích sự di chuyển của các hydrocacbua từ đá sét vào các đá có độ hạt lớn hơn, đóng vai trò của bầy. Lý thuyết này được phát triển cùng với những quan điểm cơ bản của lý thuyết thuỷ lực về sự chuyển động của dầu và khí lên trên theo hướng nhô của via.

Như ta đã biết, lúc mới lắng đọng sét chứa tới 85% nước. Trong những điều kiện thuận lợi, vật liệu hữu cơ ban đầu được tích tụ cùng với sét sẽ biến thành các hydrocacbua. Khi bị lún chìm xuống sâu, sét bị nén, hydrocacbua sẽ theo nước thoát ra khỏi sét và di chuyển đến những nơi chịu áp lực nhỏ hơn. Trong quá trình sụt lún, các lớp sét chịu hai lực nén, trọng lực của các lớp đất đá nằm trên nén theo chiều thẳng đứng và sự co ngắn của các lớp tạo ra sức nén theo chiều nằm ngang.

Áp suất đứng, yếu tố cơ bản gây ra sự chuyển động từ dưới lên trên của nước, dầu và khí được quyết định bởi tải trọng của các lớp đất đá nằm trên. Do tốc độ sụt lún ở phần trung tâm của bể trầm tích thường lớn hơn ở phần ven rìa, hay nói khác đi do bề dày trầm tích ở phần trung tâm thường lớn hơn ở phần ven rìa nên thường có những điều kiện thuận lợi cho sự di chuyển dầu - khí từ phần trung tâm tới các đới ven rìa. Ở phần trung tâm bể, ưu thế là tướng sét, còn ở phần ven rìa ưu thế là tướng cát. Như đã biết, trầm tích sét dễ bị nén hơn và sự co rút thể tích của sét xảy ra từ từ, tăng dần theo chiều sâu. Khi bị nén sâu 200m, sét bị mất 20% chiều dày ban đầu, sâu 600m mất 35%

và sâu 2.000 m thì mất 47% (theo Athy, 1954). Kết quả là độ rỗng của sét bị giảm và nước - dầu - khí bị đuổi ra khỏi sét. Thể tích của nước - dầu - khí bị vắt ra khỏi sét tăng lên theo chiều sâu lún chìm. Theo biểu đồ của Hobson (1954), một lớp sét có chiều dày 200m sẽ giải phóng ra 8 lít nước cho mỗi cm^2 bề mặt bị lún sâu 1.500m. Như vậy cứ mỗi km^2 bề mặt đã giải phóng ra 80 triệu tấn nước.

Đối với cát, hiệu quả trọng lượng các lớp đá nằm trên lại biểu hiện theo một cách khác. Thực nghiệm của Van Tuyl đã chứng minh rằng cát có độ lỗ hổng ban đầu 42,6% sẽ đạt được độ lỗ hổng 27,5% ở áp suất 230kG/cm² (tương đương với 1.000m trầm tích), rồi từ đó dù có tăng áp suất thì độ lỗ hổng cũng hầu như không thay đổi.

Kết quả của những hiện tượng trên đây là nước - dầu - khí bị đuổi ra khỏi sét và di chuyển về phía các lớp không bị nén, có độ lỗ hổng dù lớn. Nếu tầng chứa dầu bị bao vây hoàn toàn giữa các đá không thấm (trường hợp các thấu kính cát hoặc các ám tiêu giữa tầng đá sét), dưới tác dụng của sức căng bề mặt dầu sẽ tách khỏi nước, tập trung trong các đá thấm tốt và tạo nên vỉa dầu hoặc khí. Nhưng nếu tầng dễ thấm này phát triển rộng có liên quan ít nhiều với mặt đất thì nước - dầu - khí bị đuổi ra khỏi sét sẽ di chuyển lên trên các đồi cao hơn, nơi chịu một áp lực nhỏ hơn, tạo thành một dòng thuỷ động lực hướng từ trung tâm bể ra ven rìa. Nói khác đi, nước - dầu - khí di chuyển từ các lớp trầm tích dẻo, thường là dày, ở trung tâm bể về phía các lớp trầm tích mỏng hơn, ít chịu nén hơn và độ lỗ hổng lớn hơn ở ven rìa bể. Những bẫy nằm ở vùng ven rìa bể trầm tích hoặc ở ven những chỗ nhô cao là những bẫy có khả năng lớn nhất về sự tích tụ dầu khí.

Mặt khác, hiện tượng sụt lún của bể trầm tích còn tạo ra sự dồn ép của các lớp trầm tích theo chiều ngang. Kết quả của hiện tượng này cũng giống như hiện tượng nén chặt theo chiều thẳng đứng, nghĩa là dầu bị đuổi từ các đá bị nén chặt sang các đá bị nén yếu hơn, tạo thành một dòng thuỷ động lực hướng về phía ven rìa bể.

Chúng ta thường hình dung chuyển động sụt lún sẽ dẫn tới hiện tượng kéo dài đường đáy của bể trầm tích (do vông xuống). K.F. Dallmus đã chỉ ra rằng, sự hạ dần của đáy bể sẽ là sự dồn ép ngắn các lớp trầm tích lại để đạt tới mức của dây cung nối hai đáy của bể trầm tích. Kết quả là lớp trầm tích vông xuống phải chịu một lực ép ngang. Lực ép ngang này phụ thuộc vào kích thước bể và chiều sâu sụt lún (bảng XIV.1). Qua bảng này ta thấy áp lực ngang lại còn cao hơn áp lực do tải trọng của các lớp đất đá nằm trên

Bảng XIV.I. Áp lực ngang sinh ra do sự sụt lún (theo Dallmus)

Đường kính của bể		Chiều sâu sụt	Áp lực đứng,	Áp lực ngang,
Cung độ	km	sụt (m)	kG/cm ²	kG/cm ²
1	111,3	242,9	53	59
3	333,9	2185,7	480	519
5	556,5	6070,0	1335	1412

Ngược lại với hiện tượng dồn ép trên đây, nếu đáy bể trầm tích sau khi đạt tới vị trí của dây cung nối hai đầu bể mà vẫn tiếp tục sụt lún thì nó lại chịu một sức căng hình thành do sự kéo dài các lớp trầm tích. Chính sự xuất hiện của sức căng sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho sự hình thành các đứt gãy thuận và các khe nứt mở. Kết quả là đối này sẽ tăng độ lỗ hổng trung bình và giảm áp lực. Ở một bể trầm tích, trong quá trình sụt lún, đường bờ lề của sức căng sẽ tiến dần về phía bờ, trong đới phát triển cực đại các đá chứa dầu (cát và ám tiêu) và các bẫy kiểu địa tầng. Kết quả là dầu - khí - nước thoát ra từ trung tâm bể theo sự nén chặt theo chiều đứng và ngang sẽ di chuyển về phía bờ, nơi tồn tại sức căng.

d. Lý thuyết thành tạo via dưới tác dụng của lực mao dẫn.

Hiện tượng mao dẫn chỉ có ý nghĩa đối với sự thành tạo các via ở trong các thành hệ sinh dầu và nó có vai trò quan trọng, cùng với hiện tượng nén chặt của đá, ở các giai đoạn sớm của quá trình thành tạo via.

XIV.3.2. Thời gian thành tạo các via dầu và khí

Muốn có được các via dầu và khí, cần phải có hàng loạt các điều kiện, trong số đó hai điều kiện cơ bản là:

- Sự có mặt của dòng dầu - khí di chuyển.
- Sự có mặt của các bẫy, tức là những nơi mà ở đó có những điều kiện hoá lý, thạch học và địa kiến tạo thuận lợi cho sự tích tụ dầu và khí.

Xuất phát từ hai điều kiện cơ bản trên đây, rõ ràng thời gian thành tạo các via dầu có liên quan chặt chẽ với thời gian xuất hiện các hydrocacbua và thời gian hình thành các bẫy để giữ các hydrocacbua đó lại. Thời gian xuất hiện các bẫy thuận lợi cho

sự tích tụ dầu - khí là vấn đề quan trọng. Một số nhà nghiên cứu cho rằng via có thể được thành tạo ngay sau khi trầm tích đã vây quanh. Trong lúc đó, một số người khác lại cho rằng tất cả các via dầu khí trên Trái Đất đều được hình thành vào Kainozoi. Các quan điểm này không phù hợp với tất cả các vùng chứa dầu - khí mà chỉ phản ánh những hiện tượng cục bộ của một vùng nào đó. Để giải quyết vấn đề này, ta hãy nghiên cứu sơ lược lịch sử phát triển của một bể trầm tích dầu (nói chính xác hơn, bể trầm tích vật liệu hữu cơ tạo dầu).

Các nhà nghiên cứu thuộc trường phái hữu cơ gần như thống nhất với nhau rằng dầu được sinh thành từ vật liệu hữu cơ khác phong phú trong các trầm tích hạt mịn. Cho đến nay người ta vẫn chưa khẳng định được vào thời gian nào vật liệu hữu cơ biến thành các hydrocacbua. Nhưng có nhiều tài liệu để có thể giả định rằng “dầu nguyên sinh” được sinh thành trong “đá mẹ” ngay sau khi trầm tích và quá trình tạo hydrocacbua này vẫn tiếp tục kéo dài trong các giai đoạn địa chất tiếp theo.

Các hydrocacbua sẽ được các trầm tích hạt mịn cùng với nước dưới tác dụng của sự nén chặt do trọng lượng các lớp đá nằm trên và của áp lực ngang do sụt lún. Các chất lỏng và khí thoát khỏi các trầm tích hạt mịn sẽ đi vào các thành tạo có độ thấm lớn hơn và chịu áp lực nhỏ hơn. Tùy theo quan hệ của các đá thấm này với các đá hạt mịn có thể xảy ra hai trường hợp:

- Nếu các thế đá thấm này là những thấu kính nằm giữa các thấu kính hạt mịn cùng với nước dưới tác dụng của lực mao dẫn dầu sẽ chui vào các đá có độ hạt thô hơn này. Trong lúc đó, nước vẫn có khả năng thấm qua các đá hạt mịn để đi lên phía trên, nơi có áp suất nhỏ hơn. Ta có thể nghĩ rằng hiện tượng này tiếp tục xảy ra cho đến chừng nào bẫy hoàn toàn no dầu hoặc cho đến chừng nào gần như tất cả dầu đã bị đuổi ra khỏi đá mẹ và hiện tượng nén chặt đã kết thúc.

- Nếu tầng đá thấm này phát triển rộng hơn, chiếm một phần quan trọng của diện tích bể thì giai đoạn di chuyển thứ hai - giai đoạn di chuyển thứ sinh bắt đầu. Trong quá trình di chuyển của chất lỏng và khí từ các đối áp suất cao ở trung tâm bể về phía có áp suất thấp ở ven rìa bể, nhờ sự chêch lệch về tỷ trọng, các hydrocacbua tách khỏi nước, tập hợp ở bên dưới các lớp mái của két chứa và di chuyển lên các vị trí cao hơn thì sẽ tích tụ ở đó để tạo nên các via dầu và khí, nếu không thì chúng cứ tiếp tục di chuyển lên đến mặt đất rồi phân tán vào khí quyển.

Giai đoạn đầu của sự di chuyển thứ sinh này xảy ra ngay trong thời gian còn đang trầm tích. Ngoài các bẫy kiểu địa tầng và thạch học còn có cả các bẫy cấu tạo được hình thành vào thời gian này. Nguyên nhân hình thành các bẫy cấu tạo này có thể khác nhau: Các vùng nâng cao (tương đối) do sự phân dị sụt lún, các "nếp lồi già" do mức độ nén chặt khác nhau của đất đá hoặc do địa hình tích tụ không bằng phẳng, các vòm muối do áp suất không đều tác dụng lên các đá trầm tích có đặc tính dẻo... Đây là những bẫy thuận lợi cho sự tích tụ dầu.

Sau thời kỳ trầm tích, ở khu vực của bể có thể xảy ra một hoặc nhiều pha chuyển động tạo núi, làm thay đổi bình đồ cấu tạo của vùng, đẩy các hydrocacbua di chuyển đến những vùng được nâng cao hơn. Kết quả là các tích tụ dầu khí được phân bố lại.

Như vậy là từ khi vật liệu hữu cơ lắng đọng cùng với các vật liệu vô cơ hạt mịn và trong những điều kiện thuận lợi biến thành các hydrocacbua cho tới nay đã xảy ra sự di chuyển liên tục của dầu - khí từ nơi này đến nơi khác. Cường độ và phương hướng của sự di chuyển thay đổi theo thời gian địa chất. Nhưng rõ ràng là sự di chuyển đó không trải đều toàn bộ lịch sử địa chất của bể dầu mà chủ yếu xảy ra vào những giai đoạn nhất định. Các nhà nghiên cứu gọi các giai đoạn có sự di chuyển tích cực này là những pha di chuyển dầu - khí. Các tích tụ dầu - khí đã được thành tạo vào các pha này. Phát triển quan điểm về tính nhiều pha của sự thành tạo các vỉa dầu, I.O. Brod và N. A. Eremeko cho rằng ít nhất cũng có 3 pha chủ yếu tạo các vỉa dầu - khí. Pha dầu của sự thành tạo vỉa xảy ra ở giai đoạn sớm trong lịch sử phát triển của bể trầm tích. Các vỉa bắt dầu được thành tạo ở các két chứa kín bên trong các hệ tầng sinh dầu. Độ nghiêng của vỉa trước hết là do sự vồng khu vực của bể và có thể liên quan với độ nghiêng ban đầu của trầm tích. Do chuyển động phân dị của đáy bể, những yếu tố dương bên trong bể trầm tích có thể tạo ra nhiều bẫy thuận lợi cho sự thành tạo các vỉa dầu và khí mà nhiều khi có quy mô rất lớn.

Pha thứ hai có sự phân dị kiến tạo sau đó của vùng. Nó trùng với sự kết thúc chế độ sụt lún chung trên một khu vực rộng lớn của vỏ Trái Đất và bắt đầu biểu hiện những chuyển động theo hướng ngược lại. Chính vào thời gian này có sự phân dị rõ rệt của bể thành các đới nâng lên và đới tụt xuống. Vào các pha này, các vỉa lớn bên trong bể được thành tạo.

Sự phát triển kiến tạo tiếp theo của bể trầm tích đưa sự thành tạo các vỉa dầu - khí vào pha thứ ba. Vào giai đoạn này chuyển động nâng lên đóng vai trò chủ yếu. Những nơi trước kia bị sụt lún mạnh nhất thường là những nơi bị nâng lên mạnh nhất. Kết quả là độ nghiêng khu vực của các lớp bị biến đổi. Ngoài sự phát triển của những khu vực nâng cao và khu vực sụt lún mới. Bình đồ cấu tạo của vùng đã bị biến đổi về cơ bản. Tương ứng với sự biến đổi này hệ thống thuỷ động lực cũng bị thay đổi. Dầu và khí trong các bãy đã xuất hiện trước kia có thể bị nước quét đi một phần hoặc toàn bộ, có sự phá huỷ các vỉa dầu đã được thành tạo ở các pha trước. Do đó, ở những nơi khác, mới xuất hiện những điều kiện thuận lợi cho sự tích tụ dầu, có thể dầu - khí được giữ lại và tạo thành các vỉa dầu - khí mới. Nhưng cần phải chú ý rằng, sự ra đời của những vỉa dầu mới này sẽ xảy ra trên cơ sở sự phá huỷ những vỉa dầu cũ, có nghĩa là ngoài một lượng dầu nhất định được tập trung trong các bãy mới được hình thành, một khối lượng rất lớn dầu có thể bị phân tán mất. Cũng vào pha thứ ba này, ngoài các khối nâng được hình thành, sự xuất hiện một hệ thống các đứt gãy lớn nhỏ cũng rất đặc trưng. Do đó, đặc điểm của giai đoạn này là phát triển sự di chuyển ngoài két chứa dần tới sự thành tạo các vỉa dầu - khí nhiều khi nằm rất xa các đá sinh dầu.

Tóm lại, chúng ta thấy rằng quy luật phân bố các vỉa dầu liên quan chặt chẽ với lịch sử phát triển địa chất của vùng nghiên cứu. Do đó, việc phân tích cổ kiến tạo là một trong những khâu quan trọng nhất, cho phép ta tìm ra quy luật phân bố các vỉa dầu và khí của vùng tiến hành công tác tìm kiếm. Sự hiểu biết đầy đủ quy luật phân bố lại đảm bảo cho thành công của công tác tìm kiếm thăm dò.

XIV.4. SỰ PHÁ HUỶ CÁC VỈA DẦU - KHÍ

Quá trình di chuyển của dầu - khí, nếu như trong những điều kiện nào đó có thể dẫn tới sự thành tạo các vỉa dầu khí thì trong những điều kiện khác nó cũng có thể dẫn tới sự phá huỷ các vỉa dầu - khí đã được thành tạo. Những nguyên nhân cơ bản sau gây ra sự phá huỷ các vỉa dầu khí:

- *Sự khuếch tán và phun khí*: Hiện tượng khuếch tán khí xảy ra trong suốt các thời kỳ địa chất lâu dài, là một quá trình phân tán khí quan trọng. Nói chung cường độ của quá trình này không lớn, nhưng nó xảy ra trên toàn bộ diện tích bể và ở mọi khoảng thời gian địa chất, nên trong những điều kiện thuận lợi, nó có thể phân tán một khối lượng khí đáng kể. Nhưng dù sao, so với các quá trình phân tán khác thì hiện

tương khuếch tán và phun khí thường không giữ vai trò chủ đạo.

- *Sự thấm và nổi của dầu - khí theo các khe nứt và lỗ hổng:* Quá trình này dẫn tới sự phân tán nhanh chóng hơn các tích tụ dầu - khí, đặc biệt khi có các đới nứt nẻ và đứt gãy giữ vai trò của những đường dẫn dầu - khí. Thường các hydrocacbua theo các đường dẫn này đi lên tới bề mặt Trái Đất và phân tán vào trong khí quyển. Dầu, trong trường hợp thường mất đi các thành phần nhẹ còn các thành phần nặng dần dần biến thành các vật chất cứng chứa bitum.

- *Sự vận chuyển dầu - khí bởi nước:* Sự vận động của nước là một trong những nguyên nhân cơ bản nhất gây ra sự phá huỷ các tích tụ dầu. Ta biết rằng khi mặt thế áp của nước nằm ngang tức là áp lực via ở mọi điểm có độ cao giống nhau đều bằng nhau thì mặt phân chia dầu - nước nằm ngang. Khi bề mặt thế áp này nằm nghiêng tức là khi xuất hiện các gradient thuỷ động lực, nước sẽ chuyển động và làm cho mặt phân chia dầu - nước cũng nghiêng theo chiều dịch chuyển của nước. Độ nghiêng của mặt phân chia dầu - nước có thể tính theo công thức sau:

$$\Delta z = \frac{P_n}{P_n - P_h} \Delta_n,$$

trong đó:

Δ - độ dốc của mặt phân chia dầu - nước hoặc khí - nước, m/km;

Δ_n - độ dốc mặt thế áp (m/km);

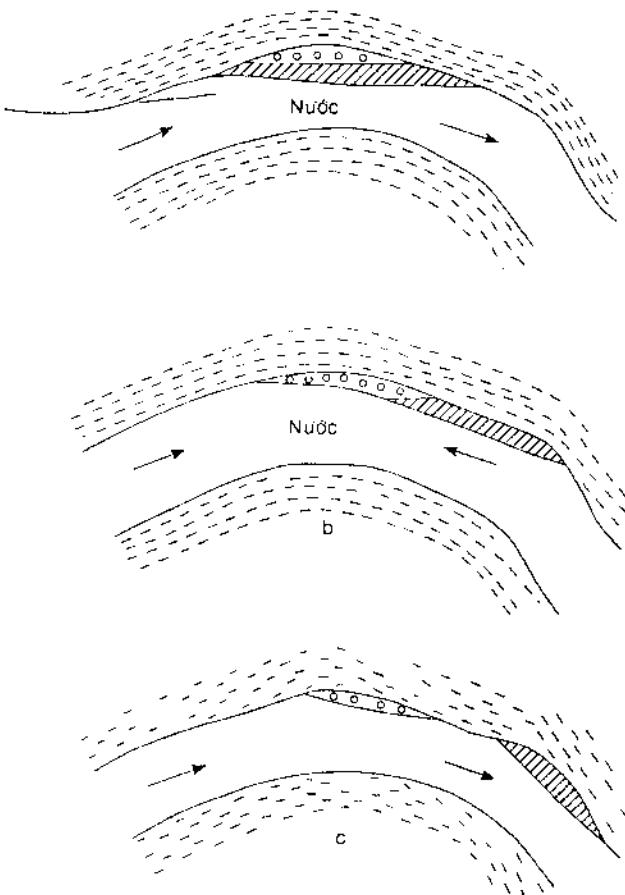
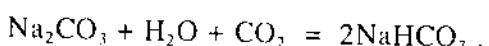
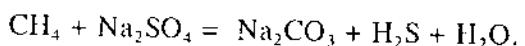
P_n - tỷ trọng nước;

P_h - Tỷ trọng của hydrocacbua.

Phương trình này chứng tỏ rằng sự di chuyển hay là sự phá huỷ các vỉa dầu tùy thuộc vào mặt nghiêng thuỷ động lực, tức là vào tốc độ chuyển dịch của nước và vào tỷ trọng hydrocacbua. Khả năng phá huỷ vỉa dầu - khí càng lớn khi mặt nghiêng thuỷ động lực càng lớn và tỷ trọng của hydrocacbua càng gần với tỷ trọng của nước. Trong trường hợp có mặt cả dầu và khí, do tỷ trọng của chúng rất khác nhau có thể xảy ra sự tách dầu khỏi khí (hình XIV.6). Nếu như mặt nghiêng của đường phân chia dầu - nước vượt quá bán kính của cấu tạo thì một phần dầu bị vận chuyển ra ngoài bể, mặc dù sức chứa của bể vẫn còn lớn hơn lượng dầu có trong bể. Toàn bộ lượng dầu có trong bể sẽ bị dòng nước quét sạch khi độ dốc của mặt phân chia dầu - nước vượt quá độ dốc

của các đá thành tạo mái của bãy. Trường hợp này xảy ra khi cấu tạo rất thoái.

- *Sự oxy hoá các hydrocacbua bởi các sulfat của nước ngầm:* Yếu tố phá huỷ ở đây là tác dụng hoá học của nước ngầm có chứa các sulfat hòa tan. Ví dụ, một trong các phản ứng có thể xảy ra như sau:



Hình XIV.6. Ánh hưởng chuyển động của nước đến sự phân bố dầu khí trong bãy (theo Kinghubbert).

Sự vận chuyển mạnh của nước sulfat tới dời tiếp xúc với hydrocacbua bào đàm cho lượng sulfat được cung cấp đầy đủ sẽ đẩy nhanh quá trình phá huỷ via. Kết quả là các via dầu - khí bị biến đổi cơ bản và có thể xảy ra sự phá huỷ hoàn toàn.

Quá trình oxy hoá dầu (và do đó phá huỷ via) dẫn tới sự tăng tỷ trọng dầu và làm xuất hiện trong đó một lượng lớn các hợp chất của lưu huỳnh làm cho chất lượng dầu bị giảm.

Ngoài ra, ở các đới gần mặt đất, các vi sinh vật sống bằng các hydrocacbua cũng đóng vai trò tích cực trong quá trình oxy hoá các via dầu - khí.

- *Biến chất*: Dưới tác động của nhiệt độ và áp suất cao có thể xảy ra sự phá huỷ hoàn toàn các tích tụ dầu - khí.

XIV.5. ĐIỀU KIỆN BẢO TỒN CÁC TÍCH TỤ DẦU KHÍ

Để giữ cho dầu - khí khỏi bị di chuyển ra ngoài các tích tụ của chúng, điều kiện trước tiên là phải có mái chắn tốt. Sự có mặt của các lớp mái trên các tầng sản phẩm không những quyết định mức độ bảo tồn của các via dầu khí mà còn quyết định sự phân bố của các tầng sản phẩm trong mặt cắt của các mỏ và các đới chứa dầu. Điều đó giải thích tại sao việc nghiên cứu số lượng và sự biến đổi của các lớp mái cho ta cơ sở để dự đoán được quy mô của via và đới khi cá quy mô của bể dầu - khí.

Thành phần thạch học của lớp đá mái có thể rất khác nhau. Về nguyên tắc đó là những đá không thấm. Trong thực tế không có đá tuyệt đối không thấm, nhưng nếu một loại đá nào đó chỉ có các lỗ hổng mao dẫn với độ thấp rất yếu thì có thể đóng vai trò của các đá mái. Những lỗ hổng do nứt nẻ thường có kích thước lớn hơn lỗ hổng mao dẫn, do đó một loại đá muốn trở thành đá mái tốt còn phải có đặc tính dẻo nữa. Những đặc tính không thấm, dẻo có thể tìm thấy ở các đá sét, một số cacbonat...

Ở những vùng kiến tạo yên tĩnh, lớp đá mái tương đối mỏng cũng có thể đủ để duy trì các tích tụ dầu - khí bên dưới. Trong thực tế, có những tầng đá sét chỉ dày có 7m cũng là tầng đá chắn tốt. Ngược lại, ở những vùng hoạt động kiến tạo mạnh, các lớp mái phải có độ dẻo lớn để chống lại các đứt gãy và nứt nẻ có thể xảy ra. Trong trường hợp này, để bảo tồn các tích tụ dầu phải có lớp mái khá dày. Thuận lợi nhất cho sự phân bố cũng như bảo vệ các tích tụ dầu khí là sự xen kẽ của các tầng đá chứa dầu và tầng đá mái.

Đóng vai trò quan trọng trong sự di chuyển của dầu - khí là hoạt động kiến tạo của bể trầm tích kể từ khi tích tụ cho đến nay, Quá trình phá huỷ các tích tụ dầu đã thành tạo xảy ra đặc biệt mạnh vào pha phát triển các chuyển động di lên. Vào lúc này,

các tầng đá chứa dầu – khí bị đưa lên gần mặt đất, thậm chí lộ ra trên mặt đất.

Trong suốt thời gian phát triển lịch sử địa chất, các cấu tạo khu vực cũng như cục bộ đã nhiều lần bị biến đổi theo. Dầu và khí di chuyển khỏi các cấu tạo cũ đã bị giãn ra và đi vào các cấu tạo khác, trong đó có các cấu tạo mới được hình thành. Điều kiện tốt nhất để bảo tồn các tích tụ dầu khí là các cấu tạo đóng vai trò của bẫy phải là những cấu tạo kín trong suốt quá trình lịch sử từ khi via được tích tụ cho tới nay. Mặt khác trong suốt cả thời gian này các cấu tạo đó chưa lần nào bị đưa lên khỏi mặt đất.

Ngoài các điều kiện về sự có mặt của lớp mài và điều kiện kiến tạo, sự bảo tồn của các tích tụ dầu và khí còn phụ thuộc phần lớn vào điều kiện địa chất thuỷ văn cổ và thuỷ động lực cổ xảy ra trong suốt các thời kỳ phát triển địa chất của vùng. Các via dầu và khí tiếp xúc thường xuyên với nước via, khi nước via chuyển động đủ mạnh các via dầu khí có thể hoàn toàn bị phá huỷ. Để bảo toàn các via dầu – khí và điều kiện thuận lợi nhất là trong suốt thời gian phát triển địa chất của vùng các via này phải luôn nằm trong một chế độ địa chất thuỷ văn tương đối ổn định bảo đảm không có sự trao đổi nước trong via chứa dầu.

Chương XV

CÁC CƠ SỞ ĐỊA CHẤT ĐÁNH GIÁ TRIỂN VỌNG

CHỦA DẦU - KHÍ

Sự phát triển của ngành công nghiệp dầu mỏ hoàn toàn phụ thuộc vào sự phát hiện ra những diện tích chứa dầu-khí mới hoặc những vỉa dầu khí mới trong phạm vi khu vực mỏ đã biết. Quá trình tìm kiếm thăm dò, phát hiện ra các vỉa dầu mới hoặc các diện tích chứa dầu mới chủ yếu tùy thuộc vào sự hiểu biết của nhà địa chất về các yếu tố khác nhau quyết định triển vọng độ chứa dầu khí của một vùng nhất định. Nhiệm vụ của nhà địa chất dầu là phải vạch ra được những khu vực có triển vọng nhất để đặt những lỗ khoan tìm kiếm dầu đầu tiên. Để đạt được mục đích này, người làm công tác địa chất dầu không phải có những hiểu biết chung về địa chất dầu mà còn phải nắm vững các yếu tố khống chế sự thành tạo các tích tụ dầu khí, các quy luật phân bố các tích tụ đó trong vỏ Trái Đất và phải biết sử dụng các biểu hiện dầu khí ở trên mặt trong công tác tìm kiếm dầu khí.

XV.1. CÁC YẾU TỐ KHÔNG CHẾ SỰ THÀNH TẠO CÁC TÍCH TỤ DẦU VÀ KHÍ

Vào những thời kỳ đầu tiên của tìm kiếm dầu, những biểu hiện trực tiếp của dầu khí ở trên mặt đã là cơ sở duy nhất để người ta đặt lỗ khoan với hy vọng khám phá ra các tích tụ dầu khí nằm dưới sâu. Nhưng cách tiến hành như vậy rõ ràng là khó đạt được hiệu quả cao mà phụ thuộc vào sự may rủi nhiều hơn. Bởi vì các vết lô dầu khí không phải luôn luôn nằm trực tiếp bên trên các vỉa dầu khí, mật độ cường độ của các biểu hiện dầu khí này cũng không có sự liên quan trực tiếp với trữ lượng của chúng ở dưới sâu.

Thời gian tiếp theo, người ta bắt đầu chú ý tới sự trùng hợp của các tích tụ dầu với các cấu tạo lồi hoặc cấu tạo dạng vòm. “Định luật nếp lồi” của I.C.White đã trở thành một công cụ quý giá cho những người làm công tác tìm kiếm dầu. Có thể nói

rằng “định luật nếp lồi” đã mở ra một kỷ nguyên mới trong lịch sử địa chất dầu khí. Nó đã đóng một vai trò lớn lao trong sự phát triển công tác thăm dò dầu khí ở tất cả các lục địa. Nhưng đồng thời thực tế rộng lớn của công tác tìm kiếm thăm dò trong những năm gần đây cũng chỉ ra rằng ngay cả ở những vùng dầu khí đã biết cũng gặp không ít những cấu tạo lồi và vòm không chứa các vỉa dầu khí, mặc dù trong mặt cắt có những đá có khả năng chứa dầu tốt. Mặt khác, ở nhiều vùng người ta đã phát hiện được các tích tụ dầu khí không có liên quan đến các cấu tạo lồi và dạng vòm. Như vậy rõ ràng là sự có mặt của các cấu tạo lồi và dạng vòm không phải là yếu tố duy nhất khống chế sự thành tạo các tích tụ dầu khí.

Những thành tựu của ngành địa chất dầu khí trong những năm gần đây đã chỉ ra rằng quá trình thành tạo các tích tụ dầu khí trong vỏ Trái Đất là kết quả tổng hợp của các yếu tố địa chất mà quan trọng là các yếu tố sau đây:

- Đặc điểm cấu kiến tạo của vùng có xét đến quá trình diễn biến của nó trên toàn bộ lịch sử phát triển địa chất.
- Đặc điểm cổ địa lý của sự tích tụ trầm tích.
- Điều kiện địa chất thuỷ văn và thuỷ động lực của vùng có xét đến sự biến đổi của nó trong lịch sử phát triển địa chất.
- Khả năng trở thành đá chứa dầu cũng như đá màn chắn của các trầm tích tham gia trong cấu trúc của vùng. Yếu tố này liên quan chặt chẽ với trầm tích tướng đá (cổ địa lý).

XV.1.1. Yếu tố kiến tạo

Lịch sử phát triển của một bể dầu có thể khái quát như sau. Vào một thời kỳ địa chất nào đó, vùng nghiên cứu xuất hiện chuyển động võng xuống. Điều kiện kiến tạo cần thiết để tích tụ vật liệu hữu cơ ban đầu và biến nó thành các hydrocacbua là chế độ sụt lún tương đối ổn định. Nếu như có những điều kiện cổ địa lý thuận lợi thì phức hệ sinh dầu khu vực sẽ được thành tạo. Độ võng càng lớn thì bể dày phức hệ sinh dầu càng lớn. Sự phân佈 sụt lún sẽ tạo ra sự di chuyển dầu tiên của dầu từ trung tâm ra ven rìa bể và tạo thành đới tích tụ dầu trên con đường di chuyển đó. Khi mà phương hướng chung của chuyển động kiến tạo thay đổi, các chuyển động sụt lún được thay thế bằng các chuyển động nâng lên, độ nghiêng khu vực của vùng nghiên cứu bị thay

đổi thì cũng xảy ra sự phân bố lại các tích tụ dầu đã có từ trước. Ở những vùng rơi vào dối chuyển động nâng lên mạnh, xảy ra sự trao đổi nước tích cực và hiện tượng bốc mòn cũng như phong hoá sẽ xảy ra sự phá huỷ hoàn toàn hoặc một phần các tích tụ dầu và khí đã được thành tạo từ trước.

Như vậy, có thể thấy rằng yếu tố kiến tạo đóng vai trò chủ đạo trong sự tích tụ vật liệu hữu cơ ban đầu và biến chúng thành hydrocacbua. Trong sự di chuyển dầu vào các bãy, sự bảo tồn cũng như phá huỷ các tích tụ dầu khí đã được thành tạo.

XV.1.2. Yếu tố cổ địa lý

Phức hệ sinh dầu bao gồm những thành tạo rất khác nhau về mặt trầm tích - tướng đá. Trong một số trường hợp chúng là các thành tạo lục nguyên, trong những trường hợp khác chúng là các thành tạo cacbonat. Về mặt cổ địa lý, chúng được thành tạo trong những giai đoạn rất khác nhau từ nền cho tới ven bờ, thậm chí cả lục địa. Nhưng đặc điểm chung của tất cả các thành tạo đó là sự tích tụ trong điều kiện nước nóng với môi trường khử hoặc môi trường khử yếu tức là môi trường yếm khí.

Thông qua điều kiện cổ địa lý và trầm tích tướng đá khi tích tụ trầm tích có thể dự đoán lượng vật liệu hữu cơ ban đầu lắng đọng cùng với vật liệu vô cơ, khả năng biến đổi chúng thành hydrocacbua phân tán. Mặt khác, đặc điểm trầm tích tướng đá của quá trình tích tụ cùng với các đặc điểm của quá trình hoá đá sau đó cũng quyết định sự phân bố không gian của các đá chứa dầu và đá mái, quyết định cả điều kiện di chuyển và tích tụ của các hydrocacbua trong két chứa. Một kiểu bãy có liên quan chặt chẽ với điều kiện trầm tích - tướng đá, đó là kiểu bãy thạch học.

XV.1.3. Yếu tố địa chất thuỷ văn và thuỷ động lực

Trong lòng đất dầu và khí liên quan chặt chẽ với nước via trong các trầm tích chứa dầu khí. Nước via đóng vai trò rất lớn trong quá trình di chuyển của dầu khí. Bởi vậy khi nghiên cứu những quy luật thành tạo các tích tụ dầu khí không thể không nghiên cứu chi tiết điều kiện địa chất thuỷ văn, hướng chuyển động của nước via và nước khe nứt. Không những phải nghiên cứu các đặc điểm địa chất thuỷ văn và thuỷ động lực của bình đồ cẩn tạo hiện nay mà phải còn nghiên cứu những biến đổi đã xảy ra trong các thời kỳ địa chất khác nhau. Hay nói khác đi, chúng ta phải nghiên cứu địa chất thuỷ văn và lịch sử của vùng. Chỉ có sự hiểu biết thấu đáo phương hướng biến đổi

của chế độ thuỷ động lực trong suốt các thời kỳ địa chất kể từ khi bể được thành tạo cho đến nay. Kết hợp chặt chẽ với yếu tố cổ kiến tạo mới có thể vạch ra một cách đúng đắn phương hướng di chuyển của dầu khí trong các thời kỳ địa chất khác nhau và do đó vạch ra được những khu vực có triển vọng về có dầu khí.

Như vậy, muốn đánh giá một cách có cơ sở khoa học triển vọng độ chứa dầu khí của một khu vực nhất định của vỏ Trái Đất, phải nghiên cứu tổng hợp tất cả các yếu tố khống chế sự thành tạo và phân bố các tích tụ dầu khí. Những trong số những yếu tố khống chế đã kể trên, yếu tố kiến tạo giữ vai trò chủ đạo.

XV.2. ĐẶC ĐIỂM PHÂN BỐ CÁC TÍCH TỤ DẦU KHÍ TRONG VỎ TRÁI ĐẤT

XV.2.1. SỰ PHÂN BỐ ĐỊA LÝ CÁC TÍCH TỤ DẦU VÀ KHÍ

Những tích tụ dầu và khí phân bố rộng rãi. Nhưng đứng trên quan điểm số lượng thì dầu và khí tập trung ở một vùng nhất định. Ở Tây Bán Cầu chúng tập trung ở những vùng tiếp giáp với vịnh Mêhicô, còn ở Đông Bán Cầu là những vùng xung quanh biển Caspien và vịnh Ba Tư. Những vùng này được gọi là các “cực tích tụ dầu khí” (I. O. Brod, V.G. Levinson và N.A. Eremenkov). Nhưng ngoài “cực tích tụ dầu khí” này cũng có không ít những vùng chiếm một trữ lượng dầu đáng kể. Ví dụ vùng Volga, Tây Canada, Tây Xibia và những mỏ khí rất lớn mới phát hiện được trong thời gian gần đây ở Bắc Phi, ở Biển Bắc, Đông Nam Á... . Như vậy sự tồn tại của những “cực tích tụ dầu khí” phản ánh mức độ nghiên cứu chưa đầy đủ ở nhiều nơi trên hành tinh của chúng ta, nhất là ở những vùng đại dương rộng lớn...

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Biển Đông đã thu được hiệu quả đáng kể ở phần Đông Nam (Indonesia) lẫn phần Tây Nam (phía Đông Malaysia) và Nam Việt Nam của biển này...

Những tài liệu của các nhà địa chất xác định sự phân bố của dầu khí là rất không đồng đều trong vỏ Trái Đất. Tuy nhiên mức độ nghiên cứu trong lòng đất chưa đều nhau ở những vùng khác nhau đặc biệt là ở những diện tích bị nước phủ. Những tiến bộ về mặt này có thể sẽ đem lại những hiểu biết mới về sự phân bố các tích tụ dầu khí ở các vùng khác nhau của vỏ Trái Đất.

Theo đánh giá của M.Xebytin (1987), trong vỏ Trái Đất có khoảng gần 600 bể dầu khí phân bố ở lục địa và thềm lục địa, trong số đó có 160 mỏ đạt trữ lượng công

nghiệp, 240 bể dầu khí đã tìm kiếm nhưng không đạt trữ lượng công nghiệp, còn gần 200 bể nghiên cứu còn sơ sài hoặc chưa nghiên cứu.

Diện tích chung của tất cả các bể dầu khí khoảng 77,6 triệu km², trong số đó 51,2 triệu km² thuộc lục địa, còn 26,4 triệu km² ở đại dương.

XV.2.2. Sự phân bố địa tầng các tích tụ dầu khí

Cho đến nay, người ta đã biết các vỉa dầu và khí có mặt trong trầm tích của tất cả các kỷ từ Cambri cho tới Plioxen muộn. Chúng cũng có mặt trong các thành tạo cổ hơn (tiền Cambri) và trẻ hơn (Đệ Tứ) với trữ lượng không đáng kể. Sự phân bố của các tích tụ dầu và khí không đều trên mặt cắt địa tầng.

Từ trước đến nay đã có nhiều tác giả cố gắng đánh giá trữ lượng và sản lượng dầu khí theo các kỷ địa chất. Tất cả những tính toán như vậy đều mang tính chất định hướng và tất nhiên không tránh khỏi phải sửa đổi do sự phát hiện ra ngày càng nhiều các trữ lượng mới.

Trữ lượng của các mỏ dầu và khí phân bố theo tuổi địa tầng như sau: (%):

	Dầu	Khí
Kainozoi	35	9
Mezozoi	55	60
Paleozoi	10	31

Thế giới hiện nay sản xuất được 76 triệu thùng dầu mỗi ngày, riêng lượng tiêu thụ hàng ngày của Mỹ chiếm 20 triệu thùng (bao gồm 8 triệu thùng sản xuất trong nước và 12 triệu thùng nhập khẩu). Mức tiêu thụ dầu của Mỹ và phần còn lại trên thế giới đều tăng. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế, lượng dầu tiêu thụ sẽ lên tới 86 triệu thùng/ngày vào năm 2010. Chính sách Năng lượng quốc gia do chính phủ Mỹ công bố hồi tháng 5-2001, ước tính lượng tiêu thụ dầu của Mỹ vào năm 2020 là 37 triệu thùng/ngày.

*Bảng XV.I. Những nước tiêu thụ và sản xuất dầu chủ yếu trên thế giới
Đơn vị: triệu thùng/ngày (2001)*

Nước	Tiêu thụ	Sản lượng khai thác
(1)	(2)	(3)
Mỹ	20	8,0

Bảng XV.1 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)
Nhật Bản	5	-
Trung Quốc	4	3,2
Nga và các nước thuộc Liên Xô cũ	4	8,3
Đức	3	-
Pháp	2	-
Italia	2	-
Anh	2	2,5
Mêhicô	2	3,4
Arậpxêút	1,2	9,1
Iran	1,1	3,7
Vénézuela	0,5	3,1
Irắc	0,4	2,5
Các tiểu vương quốc Arập thống nhất	0,3	2,5
Na Uy	0,2	3,4
Cô Oét	0,2	2,0
Tổng số	75,5	76,0

Bảng XV.2. Trữ lượng dầu đã thăm dò (Đơn vị: tỷ thùng)

Nước	Trữ lượng
Arậpxêút	263
Trung Á	Khoảng 235
Irắc	112
Cô Oét	94
Vénézuela	72
Các tiểu vương quốc Arập thống nhất	63
Nga	52
Trung Quốc	34
Li Bi	29
Mêhicô	28
Nigiêria	25
Mỹ	24
Angiêri	13
Indônêxia	8
Ănggôla	8
Na Uy	8

XV.3. VÀI NÉT VỀ DẦU MỎ THÊM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Thềm lục địa Việt Nam có diện tích 1.000.000 km² gồm các bể Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Tư Chính... đã có 182 giếng khoan thăm dò, với 71 giếng khoan gặt dầu khí...

Kết quả thăm dò đã xác định được các đá sinh dầu có tuổi từ Oligoxen đến Mioxen và các đá chứa dầu bao gồm: đá phun trào granit, granodiorit tuổi MZ, đá vôi tuổi D_{2,3}, C-P, trầm tích lục nguyên tuổi Oligoxen, Mioxen và Plioxen.

Tầng đá mè chủ yếu ở các bể trầm tích là các tập sét và sét than tuổi Oligoxen được thành tạo trong môi trường hố, đầm hố có hàm lượng TOC trung bình: 1,94%, S₂: 1,59 - 12,6mg/g, HI: 174-300mg/gTOC, kerogen loại I và loại II (bể Cửu Long), TOC: 0,54 - 6,9%, S₂ = 0,47 - 5,89 mg/g, HI = 47 - 136 mg/gTOC, kerogen loại III & II (bể Sông Hồng), TOC = 0,51 - 7,91%, S₂: 0,52 - 13,71mg/g, HI = 128 - 180 mg/gTOC, kerogen loại III & II (bể Nam Côn Sơn).

Đá chứa ở các bể đã được xác minh gồm đá granit nứt nẻ tuổi trước Đệ Tam (Creta) với thân chứa dầu lên tới trên 1000 m (bể Cửu Long), đá vôi D₁, C-P (bể Sông Hồng), đá chứa cát kết tuổi Oligoxen, Mioxen và Plioxen sớm có độ rỗng thay đổi phức tạp từ 10 - 31% và bể dày không lớn, đá chứa cacbonat Mioxen giữa - muộn có độ rỗng khá tốt từ 17 - 39% chủ yếu tập trung ở bể Nam Côn Sơn và bể Sông Hồng.

Đá chấn phổ biến ở các bể mang tính khu vực là các tập sét biển tuổi Plioxen, có bể dày khá lớn tại các trũng sâu. Song đá chấn quan trọng đối với các tích tụ dầu khí đã phát hiện là các tập sét địa phương Oligoxen - Mioxen, tướng hố, vũng vịnh xen kẽ với các tập chứa trong lát cắt thẳng đứng. Ở nhiều cấu tạo đặc biệt là ở bể Nam Côn Sơn, vai trò chấn của đứt gãy hết sức quan trọng.

Bãy chứa dầu khí đã được xác minh ở các bể gồm bãy dạng khối cao đá móng nứt nẻ - phong hoá, bãy cấu tạo khối - đứt gãy, bãy cacbonat nền và ám tiêu, bãy thạch học - địa tầng.

Nguyễn Tiến Bảo và n.n.k (1998) sử dụng cách loại phân loại và đánh giá trữ lượng theo chương trình PRIS (Smedvig Technologies Petroleum Resource Inventory System). Trữ lượng dầu khí của các bể trầm tích lần lượt được đánh giá theo một hệ thống nhất quán. Tuy nhiên do mức độ tin cậy của các thông tin địa chất ở các bể rất

khác nhau nên độ chính xác của các kết quả đánh giá cũng khác nhau.

Kết quả biện luận lựa chọn các tham số và chạy chương trình tính toán đã xác định được trữ lượng hydrocacbon ở các bể trám tích xem các bảng XV.3; XV.4, XV.5, XV.6, XV.7, XV.8, XV.9.

Bảng XV.3. Trữ lượng hydrocacbon bể Sông Hồng (Ngoài thềm lục địa)

Giá trị trung bình		Dầu (106m ³)	Khí hòa tan (109 m ³)	Khí tự do (109 m ³)	Condensat (106 m ³)	Tổng TL dầu quy đổi (106 m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi				209,150	9,131	299,29
Tiềm năng chưa phát hiện	Giả định	30,409	4,510	198,434	32,521	265,866
	Tính toán	11,161	1,636	53,717	11,536	78,050
Tổng		41,571	6,146	542,309	53,179	643,206

Bảng XV.4. Trữ lượng hydrocacbon miến vịnh Hà Nội (trên đất liền)

Giá trị trung bình		Dầu (106 m ³)	Khí hòa tan (109 m ³)	Khí tự do (109 m ³)	Condensat (106 m ³)	Tổng TL dầu quy đổi (106 m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi	Trong kế hoạch	2,860	0,450	2,120	1,015	6,447
	Ngoài kế hoạch	1,716	0,27			1,986
Tiềm năng chưa phát hiện	Giả định	2,030	0,320	1,910	0,640	4,911
	Tính toán	0,915	0,145	1,008	0,330	2,269
Tổng		7,526	1,187	5,032	1,497	15,243
Đã khai thác				0,5		0,5
Còn lại		7,526	1,187	5,03	1,497	14,743

Bảng XV.5. Trữ lượng hydrocacbon bể Phú Khánh

Giá trị trung bình		Dầu (106m ³)	Khí hoà tan (109m ³)	Khí tự do (109m ³)	Condensat (106m ³)	Tổng TL dầu quy đối (106m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi						
Tiềm năng chưa phát hiện	Giá định	253,627	102,087			355,715
	Tính toán	107,206	46,595			153,802
Tổng		362,280	148,683			509,517

Bảng XV.6. Trữ lượng hydrocacbon bể Cửu Long

Giá trị trung bình		Dầu (106m ³)	Khí hoà tan (109m ³)	Khí tự do (109m ³)	Condensat (106m ³)	Tổng TL dầu quy đối (106m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi	Trong kế hoạch	377,05	54,28	6,68	2,67	400,68
	Ngoài kế hoạch	153,655	24,790			178,444
Tiềm năng chưa phát hiện	Giá định	117,207	31,197			148,404
	Tính toán	153,364	42,995			196,341
Tổng		766,252	159,672	6,68	2,67	930,719
Đã khai thác		56,040	14,040			70,080
Còn lại		710,212	145,632	6,68	2,67	860,639

Bảng XV.7. Trữ lượng hydrocacbon bể Nam Côn Sơn

Giá trị trung bình		Dầu (106m ³)	Khí hòa tan (109m ³)	Khí tự do (109m ³)	Condensat (106m ³)	Tổng TL dầu quy đổi (106m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi	Trong kế hoạch	75,960	5,952	171,23	31,370	284,510
	Ngoài kế hoạch	27,040	1,220			28,260
Tiềm năng chưa phát hiện	Giá định	161,746	43,315	74,956	13,480	243,479
	Tính toán	129,710	40,05	56,330	8,800	234,890
Tổng		394,450	90,987	302,516	53,650	841,159
Đã khai thác		3,5				3,5
Còn lại		390,950	90,987	283,310	43,846	837,659

Bảng XV.8. Trữ lượng hydrocacbon bể Malay - Thổ Chu

Giá trị trung bình		Dầu (106m ³)	Khí hòa tan (109m ³)	Khí tự do (109m ³)	Condensat (106m ³)	Tổng TL dầu quy đổi (106m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi		13,640	2,100	29,110	1,720	46,570
Tiềm năng chưa phát hiện	Giá định	29,820	5,260	39,010	3,970	78,060
	Tính toán	62,970	10,270	131,330	8,360	212,930
Tổng		106,430	17,630	199,450	14,040	337,560

Bảng XV.9. Trữ lượng hydrocacbon vùng Tư Chính

Giá trị trung bình		Dầu (106m ³)	Khí hòa tan (109m ³)	Khí tự do (109m ³)	Condensat (106m ³)	Tổng TL dầu quy đổi (106m ³)
Trữ lượng đã phát hiện có thể thu hồi						
Tiềm năng chưa phát hiện	Giá định	486,888	120,996	463,608	72,870	1144,362
	Tính toán	170,848	55,405	172,278	26,697	425,230
Tổng		657,736	176,401	635,886	99,568	1569,529
Còn lại		7,526	1,187	5,03	1,497	14,743

ĐƠN VỊ ĐỘ NHỚT

Độ nhớt trọng lực μ (theo thuật ngữ trước kia là độ nhớt tuyệt đối η) tính bằng $N.s/m^2$.

$$1 \text{ N.s/m}^2 = 1 \text{ kg/ms} \text{ (vì trong hệ SI: } 1 \text{ N} = 1 \text{ kg.m/s}^2)$$

Thường gặp đơn vị đo là poazơ (P):

$$1 \text{ poazơ} = 0,1 \text{ N.s/m}^2 = 1 \text{ dyn.s/cm}^2 = 1 \text{ g/cm.s}$$

Độ nhớt của nước ở $20,2^\circ\text{C}$ bằng 1 cP (centipoazơ) = $0,01 \text{ P}$ (poazơ) = 1 mPa.s

Độ nhớt động học ν là tỷ số giữa độ nhớt động lực của chất lỏng và tỷ trọng của nó ($\nu = \mu/\rho$) được tính bằng $\text{m}^2/\text{s} = 100 \text{ cSt}$ (centistoc).

Độ nhớt tỷ đối là tỷ số giữa độ nhớt của chất lỏng và độ nhớt của chất lỏng chuẩn (thường là nước) ở cùng nhiệt độ hoặc ở 0°C (hệ số nhớt của nước ở 0°C là $1,79 \text{ cP}$, ở 20°C là $1,002 \text{ cP}$).

Ghi chú:

- Trong một số ngành kỹ thuật người ta gọi độ nhớt tỷ đối là độ nhớt riêng.
- Trong sách báo còn gặp thuật ngữ độ nhớt riêng (η_r):

$$\eta_r = \eta_{ref} - 1$$

η_{ref} : độ nhớt tỷ đối;

$$\eta_{ref} = \frac{t_1 \rho_1}{t_2 \rho_2}$$

t_1, ρ_1 - thời gian chảy và tỷ trọng của chất nghiên cứu;

t_2, ρ_2 - thời gian chảy và tỷ trọng của chất chuẩn.

Độ nhớt cũng tính bằng các đơn vị kỹ thuật, thứ nguyên của chúng là kg.s/m^2 , đơn vị kỹ thuật của độ nhớt = $1 \text{ kg.s/m}^2 = 98,1 \text{ P}$; $1 \text{ P} = 0,0102$ đơn vị kỹ thuật.

Đại lượng nghịch đảo của độ nhớt gọi là độ lưu (thường tính bằng poazơ nghịch đảo) ký hiệu là $1/\mu$;

$$1 \text{ poazơ nghịch đảo} = 10 \text{ m}^2/\text{N.s} = 10 \text{ m.s/kg}.$$

Trong kỹ thuật người ta dùng rộng rãi nhót kế Engle để xác định độ nhớt quy ước, tính bằng độ Engle ("E). Số độ Engle là tỷ số giữa thời gian cháy (bằng giây) của 200 ml chất khảo sát và thời gian cháy (bằng giây) của 200 ml nước ở 20°C.

Cách ghi: E_{20}^{50} : chữ số trên ghi nhiệt độ khi xác định thời gian cháy của chất lỏng khảo sát; chữ số dưới ghi nhiệt độ của nước khi đo.

- Tương quan giữa "E và độ nhớt μ (hay là η) tính bằng poaz:

$$\mu = [0,0731 E - (0,63/E)] \cdot \rho$$

trong đó ρ là khối lượng riêng, g/cm³.

- Tương quan giữa "E và độ nhớt động v , tính bằng cm²/s.

$$v = 0,0731 E - (0,631/E)$$

⁰ E	1	2	3	4	5	7,5
v	0,0100	0,1147	0,1983	0,2766	0,3529	0,5398
"E	10	15	20	30	40	50
v	0,7247	1,0928	1,4588	2,1909	2,9224	3,6537

Đổi tỷ trọng d_t^1 của chất lỏng về d_4^1

Trong các sách tra cứu, người ta thường ghi tỷ trọng của chất lỏng đối với nước ở 4°C (d_4^1). Vì vậy trong những trường hợp của chất lỏng (d) được xác định ở nhiệt độ (t) giống nhiệt độ cho trong bảng tra cứu, còn dụng cụ dùng để xác định d lại cho giá trị d_t^1 (ví dụ $d_{20}^{20}, d_{15,56}^{15,56}, \dots$) thì cần chuyển d_t^1 về d_4^1 .

Chuyển d_t^1 về d_4^1 theo công thức sau:

$$d_4^1 = d_t^1 - d_t^1 (1 - D)$$

D - tỷ trọng của nước ở nhiệt độ t.

Ví dụ, ta có $d_{20}^{20}=1,2160$ thì đổi thành:

$$d_4^1 = 1,2160 - 1,2160 \times 0,0018 = 1,2160 - 0,0022 = 1,2138$$

t°C	1 - D						
0	0,00013	13	0,00060	17,6	0,0013	22	0,0022
4	0,00000	14	0,00073	18	0,0014	23	0,0024
10	0,00027	15	0,00087	19	0,0016	24	0,0027
11	0,00037	15,6	0,00097	20	0,0018	25	0,0029
12	0,00048	16	0,00100	21	0,0020	30	0,0044
12,5	0,00054	17	0,00127				

QUAN HỆ GIỮA ĐƠN VỊ ANH VÀ ĐƠN VỊ MÉT

Đơn vị đo độ dài

1 mile (đọc là mailo, ký hiệu là mile) = 1760 yard = 1,609 km;

1 nautical mile (đọc là noticon mailo) = 1,853 km;

1 yard (đọc là yadơ, ký hiệu là yd) = 3 foot (fut, ft) = 36 inch (inhsơ, in);

1 yard = 0,9144 m; 1 foot = 30,48 cm; 1 inch = 25,400 mm.

Đơn vị đo bề mặt

1 square mile (sque mailo, sq. mile) = 640 acre = 258,99 ha

1 acre (âycrơ, A) = 4840 square yard = 0,4047 ha

1 square yard (sq. yd.) = 9 square foot = 0,8361 m²

1 square inch (sq.in.) = 6,42 cm²

Đơn vị đo thể tích

1 cubic yard (kiubic yadơ, cu.yd.) = 27 cubic foot = 0,7646 m³

1 cubic foot (cu. ft.) = 1728 cubic inch = 0,02832 m³

1 cubic inch (cu.in.) = 16,387 cm³.

Đơn vị đo dung tích chất lỏng

1 gallon (galon, gal.) = 4 quart (cuoto, qt.) = 8 pint (painto)

1 barrel (beron, bbl.) (Mỹ) = 31,5 gallon = 1,59 l

(Anh) 1 gallon = 4,546 l; 1 quart = 1,136 l; 1 pint = 0,586 l

(Mỹ) 1 gallon = 3,785 l; 1 quart = 0,946 l; 1 pint = 0,473 l

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trần Anh Ngoan, Phạm Hồng Huấn, Hoàng Đức Ngọc, Nguyễn Văn Cần. Địa chất các mỏ khoáng công nghiệp. Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, 1993.
2. Đồng Văn Nhì, Trần Văn Trị. Phân loại tài nguyên trữ lượng. Tạp chí Địa chất A/229:1-8, Hà Nội, 1995.
3. Trương Đình Hợi. Đặc tính dầu thô Việt Nam. Tập san Hội nghị Khoa học Dầu khí. Hà Nội, 1997.
4. Trần Ngọc Toản, Nguyễn Trọng Tín. Tiềm năng dầu khí thăm lục địa Cộng hoà Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam. Hội nghị Khoa học Viện Dầu khí 20 năm xây dựng tương lai và phát triển, Hà Nội, 1998.
5. M.R.Ilingworth, Hoàng Ngọc Đăng. Các phương pháp tính tổng tiềm năng hydrocacbon của Việt Nam. Hội nghị Khoa học Viện Dầu khí 20 năm xây dựng tương lai và phát triển, Hà Nội, 1998.
6. Nguyễn Trọng Tín. Phân loại bảy dầu khí ở các bể trầm tích thăm lục địa Đông Nam Việt Nam. Hội nghị Khoa học Viện Dầu khí 20 năm xây dựng tương lai và phát triển, Hà Nội, 1998.
7. Nguyễn Bích Hà. Nghiên cứu đá mẹ bể trầm tích Sông Hồng. Hội nghị Khoa học Viện Dầu khí, Hà Nội, 1998.
8. Đinh Ngọc Lưu, Đặng Văn Bát. Địa mạo đại cương. Nhà xuất bản Giao thông vận tải, Hà Nội, 2000.
9. Phạm Văn Trường, Nguyễn Quang Luật. Sinh khoáng học. Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, 2000.
10. Đỗ Cảnh Dương, Nguyễn Văn Cần. Địa chất các mỏ khoáng sản nhiên liệu. Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, 2000.
11. Nguyễn Tiến Bào, Đỗ Cảnh Dương. Đánh giá lại tài nguyên năng lượng và khả năng dăm bảo dự trữ tài nguyên cho phát triển năng lượng có xét đến yếu tố kinh tế và môi trường". Đề tài KHCN- 09- 01, Hà Nội, 1999.
12. Nguyễn Tiến Bào, Nguyễn Văn Cần, Đỗ Cảnh Dương. Xây dựng bảng phân loại nhũn hiệu than Việt Nam. Hội nghị khoa học đại học Mỏ - Địa chất lần thứ 14, Hà Nội, 2000.
13. Trần Văn Trị, Nguyễn Trí Vát. Tài nguyên khoáng sản Việt Nam (Khoáng sản Nhiên liệu). Cục Địa chất khoáng sản Việt Nam, 2000.

14. Nguyễn Văn Chiển, Trịnh Ích, Phan Trường Thị. Thạch học. Nhà xuất bản Giao thông vận tải, Hà Nội, 2001.
15. Lê Như Lai. Địa chất cấu tạo. Nhà xuất bản Xây dựng, Hà Nội, 2001.
16. Đinh Thị Ngọ. Hoá học dầu mỏ và khí. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, 2001.
17. Lê Văn Hiếu. Công nghệ chế biến dầu mỏ. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, 2001.
18. Nguyễn Thị Minh Hiền. Công nghệ chế biến khí tự nhiên và khí đồng hành. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, 2002.
19. Alan M. Bateman. Economic mineral deposits . By John Wiley & Sons. Inc. Toronto.1979.
20. С. Н. Тюремцов. Торфяные месторождения, Москва, Недра, 1976.
21. Б.А. Соколов. Осадочные бассейны и их нефте-газоность. Издательство Наука, 1983.
22. К.В. Миронов. Справочник геолога – угольщика. Недра, 1991.
23. М.Т. Маковски, Э. Щтак. Петрология углей. Мир,1978.
24. Г.А. Иванова. Основные закономерности стрения и образования угленосных формаций и методы прогноза угленосности. Недра, 1985.
25. И.С. Бредикин. Методика поисков и разведки угольных месторождений Нетровского Бассейна. Недра, 1981.
26. В.И. Смирнов. Геология полезных ископаемых. Недра, 1982.
27. В.К. Тихомиров. Ботаника, Высшая школа, 1978.
28. С.В. Тихомиров. Этапы осадконакопления девона русской платформы и общие вопросы развития и строения стратисферы. Недра, 1985.
29. И.В. Высоцкий. Основные геологии горючих ископаемых. Недра, 1987.
30. И.В. Высоцкий. Геология нефти и газа. 1976.
31. Я.М. Черноусов. Геология угольных месторождений. Высшая школа, 1977.
32. В.К. Прошляков. Лигология и литолого-фаунистический анализ. Недра, 1981.
33. До Кань Зыонг. Строение толоценовых отложений в Ханойском грабене и сопоставление с сибирскими образованиями в других регионах. Геология и разведка. Москва, 1996.
34. До Кань Зыонг. Толоцен Ханойского грабена и связанное с ним торфонакопление. Диссертация кандидата геолого – минералогических. Наук Москва, 1996.

MỤC LỤC

PHẦN 1

SỰ BIẾN ĐỔI VẬT LIỆU HỮU CƠ BẢN ĐẦU THÀNH KHOÁNG SẢN CHÁY - PHẦN LOẠI KHOÁNG SẢN CHÁY

<i>Chương I. Vật liệu hữu cơ ban đầu của khoáng sản cháy và các quá trình biến đổi chúng.....</i>	5
I.1. Vật liệu hữu cơ ban đầu của các khoáng sản cháy	5
I.2. Quá trình phân huỷ các di tích hữu cơ.....	7
I.3. Sự biến đổi vật chất hữu cơ thuộc dây than	10
I.4. Sự biến đổi vật chất hữu cơ thuộc dây dầu	12
<i>Chương II. Phân loại khoáng sản cháy</i>	13

PHẦN 2

THAN KHOÁNG

<i>Chương III. Thành phần thạch học của than khoáng.....</i>	15
III.1. Các thành phần tạo than	16
III.2. Các vi tổ phần	17
III.3. Các tổ phần	18
<i>Chương IV. Tính chất vật lý, đặc tính hóa học và công nghệ của than</i>	23
IV.1. Tính chất vật lý của than	23
IV.2. Đặc tính hóa học và công nghệ của than	31
IV.3. Khả năng luyện cốc của than	41
<i>Chương V. Nguồn gốc than</i>	47
V.1. Thực vật tạo than và sự tiến hoá của chúng	47
V.2. Quá trình tích tụ các vật liệu thực vật tạo than	52
V.3. Sự thành tạo than bùn	54
V.4. Đầm lầy than bùn và sự thành tạo chúng	63
V.5. Số lược về các giai đoạn biến đổi vật chất hữu cơ của than	69
<i>Chương VI. Biến chất than</i>	71
VI.1. Những khái niệm cơ bản	71
VI.2. Sự biến đổi của vật chất than ở các giai đoạn biến chất khác nhau	73
VI.3. Các chỉ tiêu đặc trưng cho mức độ biến chất than	76
VI.4. Những quy luật biến chất than	77
VI.5. Các lý thuyết biến chất than	82
<i>Chương VII. Phong hoá và hiện tượng tự cháy của than</i>	89
VII.1. Những biến đổi tính chất vật lý của than khi bị phong hoá	89
VII.2. Những biến đổi tính chất hóa học và cộng sinh của than khi bị phong hoá	90

VII.3. Hiện tượng tự cháy của than.....	92
Chương VIII. Phân loại than	95
VIII.1. Phân loại theo nguồn gốc của than	95
VIII.2. Phân loại công nghiệp than	97
Chương IX. Trầm tích chứa than và các vỉa than vài nét về than Việt Nam	109
IX.1. Trầm tích chứa than	109
IX.2. Vỉa than	113
IX.3. Các khái niệm liên quan	119
IX.4. Vài nét về than ở Việt Nam	121
PHẦN 3	
DẦU MỎ VÀ KHÍ	
Chương X. Thành phần, tính chất dầu mỏ, khí đốt	131
X.1. Thành phần hóa học của dầu mỏ và khí đốt.....	131
X.2. Tính chất vật lý của dầu mỏ	137
Chương XI. Nguồn gốc dầu mỏ và khí đốt	143
XI.1. Những giả thuyết về nguồn gốc vô cơ của dầu khí	143
XI.2. Giả thuyết về nguồn gốc hữu cơ của dầu khí	144
XI.3. Vấn đề nguồn gốc dầu mỏ hiện nay	152
Chương XII. Đặc tính của các đá sinh dầu, chứa dầu, các két và bãy chứa dầu.....	155
XII.1. Đá mẹ sinh dầu.....	155
XII.2. Các đá chứa dầu	159
XII.3. Các bãy dầu và khí	165
Chương XIII. Các vỉa dầu và khí	169
XIII.1. Các khái niệm cơ bản và các thông số của vỉa dầu	169
XIII.2. Sự phân bố của nước, dầu và khí trong vỉa	171
XIII.3. Áp suất, nhiệt độ trong các vỉa dầu và khí	172
XIII.4. Phân loại các vỉa dầu khí.....	174
Chương XIV. Sự di chuyển của dầu và khí sự thành tạo và phá huỷ các tích tụ của chúng.....	187
XIV.1. Những nguyên nhân cơ bản gây ra sự di chuyển của dầu và khí	187
XIV.2. Khoảng cách di chuyển của dầu và khí.....	191
XIV.3. Sự thành tạo các vỉa dầu và khí	193
XIV.4. Sự phá huỷ các vỉa dầu - khí	202
XIV.5. Điều kiện bảo tồn các tích tụ dầu khí	205
Chương XV. Các cơ sở địa chất đánh giá triển vọng chứa dầu - khí.....	207
XV.1. Các yếu tố khống chế sự thành tạo các tích tụ dầu và khí.....	207
XV.2. Đặc điểm phân bố các tích tụ dầu khí trong vỏ Trái Đất.....	210
XV.3. Vài nét về dầu mỏ thăm lục địa Việt Nam	213

204039



Giá: 36.000đ