

BỘ GIÁO DỤC
VÀ ĐÀO TẠO

VIỆN HÀN LÂM KHOA HỌC
VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM

HỌC VIỆN KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ



LÊ ĐỨC LƯƠNG

**NGHIÊN CỨU ĐỊA HÓA KHÍ TRONG TRẦM TÍCH
KHU VỰC TÂY NAM TRỮNG SÂU BIỂN ĐÔNG**

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KHOÁNG VẬT HỌC VÀ ĐỊA HÓA HỌC

Hà Nội – 2023

BỘ GIÁO DỤC
VÀ ĐÀO TẠO

VIỆN HÀN LÂM KHOA HỌC
VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM

HỌC VIỆN KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ

LÊ ĐỨC LƯƠNG

NGHIÊN CỨU ĐỊA HÓA KHÍ TRONG TRÀM TÍCH
KHU VỰC TÂY NAM TRUNG SÂU BIỂN ĐÔNG

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KHOÁNG VẬT HỌC VÀ ĐỊA HÓA HỌC

Mã số: 9 44 02 05

Xác nhận của Học viện

Thầy hướng dẫn 1

Thầy hướng dẫn 2

Khoa học và Công nghệ



PGS.TS. Nguyễn Hoàng

PGS.TSKH. Renat B. Shakirov

Hà Nội - 2023

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận án: "Nghiên cứu địa hoá khí trong trầm tích khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông" là công trình nghiên cứu của chính mình dưới sự hướng dẫn khoa học của tập thể hướng dẫn. Luận án sử dụng thông tin trích dẫn từ nhiều nguồn tham khảo khác nhau và các thông tin trích dẫn được ghi rõ nguồn gốc. Các kết quả nghiên cứu của tôi được công bố chung với các tác giả khác đã được sự nhất trí của đồng tác giả khi đưa vào luận án. Các số liệu, kết quả được trình bày trong luận án là hoàn toàn trung thực và chưa từng được công bố trong bất kỳ một công trình nào khác ngoài các công trình công bố của tác giả. Luận án được hoàn thành trong thời gian tôi làm nghiên cứu sinh tại Học viện Khoa học và Công nghệ, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Hà Nội, ngày 06 tháng 12 năm 2023

Tác giả luận án



Lê Đức Lương

LỜI CẢM ƠN

Luận án được Nghiên cứu sinh hoàn thành tại Học viện Khoa học và Công nghệ, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam, dưới sự hướng dẫn khoa học của PGS.TS. Nguyễn Hoàng và PGS.TSKH Renat B. Shakirov. Trong suốt quá trình học tập, nghiên cứu và hoàn thiện luận án, Nghiên cứu sinh (NCS) đã nhận được sự hướng dẫn tận tình, chu đáo của các thầy, NCS xin bày tỏ lòng biết ơn sâu sắc vì sự hướng dẫn quý báu đó. Ngoài ra, NCS xin chân thành cảm ơn sự giúp đỡ của GS. Anatoly Obzhurov và GS. Ryuichi Shinjo trong quá trình thực hiện luận án.

Nghiên cứu sinh cũng xin bày tỏ sự cảm ơn chân thành tới của Ban lãnh đạo, phòng Đào tạo, các phòng chức năng của Học viện Khoa học và Công nghệ, Ban lãnh đạo Viện Địa chất, Phòng Địa chất Đệ tứ, Viện Địa chất, đã giúp đỡ, tạo điều kiện thuận lợi cho Nghiên cứu sinh trong suốt quá trình học tập và nghiên cứu. Ngoài ra, NCS cũng xin cảm ơn bạn bè, đồng nghiệp đã luôn đồng viên, khích lệ và giúp đỡ trong suốt quá trình học tập và hoàn thiện luận án.

Trong quá trình hoàn thiện luận án, NCS nhận được sự hỗ trợ kinh phí của đề tài “Nghiên cứu đặc điểm bùn sét đáy biển khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và khả năng ứng dụng của chúng”, mã số VAST05.03/20-21 cũng như sự hỗ trợ một phần của đề tài “Nghiên cứu hoạt động magma Neogene – Đệ Tứ khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và kế cận làm tiền đề tìm kiếm khoáng sản rắn” mã số KC.09.31/16-20 do PGS.TS. Nguyễn Hoàng làm chủ nhiệm và Nhiệm vụ hợp tác quốc tế “Khảo sát, nghiên cứu địa chất, địa vật lý, và hải dương học lần thứ 1 giữa VAST và FEBRAS bằng tàu Viện sĩ Lavrentyev trong vùng biển Việt Nam” mã số QTRU.02.05/19-20. Nghiên cứu sinh xin cảm ơn sự hỗ trợ quý báu nói trên.

Nghiên cứu sinh cũng xin cảm ơn các nhà khoa học, cán bộ, thuyền trưởng và các thủy thủ trên hai hải trình của tàu DK105 vào tháng 8, 9 năm 2019 và tàu R/V Akademik Lavrentyev vào tháng 11 năm 2019 đã tận tình hướng dẫn, giúp đỡ trong công tác thực địa lấy mẫu trên biển.

Cuối cùng, NCS xin cảm ơn gia đình và người thân đã luôn bên cạnh đồng viên nghiên cứu sinh trong suốt quá trình học tập và hoàn thiện luận án.

Hà Nội, ngày 06 tháng 12 năm 2023

Tác giả luận án



Lê Đức Lương

MỤC LỤC

MỞ ĐẦU.....	1
CHƯƠNG 1. ĐIỀU KIỆN TỰ NHIÊN CỦA VÙNG NGHIÊN CỨU.....	8
1.1. Vị trí địa lý và đặc điểm địa hình khu vực nghiên cứu	8
1.1.1. Vị trí địa lý	8
1.1.2. Đặc điểm địa hình	9
1.2. Đặc điểm khí tượng, hải văn khu vực nghiên cứu.....	11
1.2.1. Đặc điểm khí hậu	11
1.2.2. Đặc điểm hoàn lưu	11
1.3. Đặc điểm địa chất.....	12
1.3.1. Khái quát chung	12
1.3.2. Tình hình nghiên cứu địa chất khoáng sản trong lòng biển, đại dương trên thế giới và tại Biển Đông Việt Nam	14
1.3.3. Địa tầng	15
1.3.4. Các thành tạo magma	19
1.3.5. Đặc điểm kiến tạo Kainozoi.....	21
1.4. Kết luận chương 1	23
CHƯƠNG 2. CƠ SỞ LÝ THUYẾT VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU.....	25
2.1. Cơ sở lý thuyết	25
2.1.1. Cơ sở lý thuyết địa hóa khí trong trầm tích.....	25
2.1.2. Tình hình nghiên cứu địa hóa khí tại Biển Đông và khu vực nghiên cứu	35
2.2. Các phương pháp nghiên cứu	41
2.2.1. Khảo sát thực địa và lấy mẫu trên biển	41
2.2.2. Nhóm các phương pháp phân tích độ hạt và địa hóa trầm tích.....	45
2.2.3. Phương pháp chiết tách và phân tích khí từ các mẫu trầm tích tầng mặt	48
2.2.4. Xử lý thông kê.....	52
2.3. Kết luận chương 2	55
CHƯƠNG 3. THÀNH PHẦN VÀ NGUỒN GỐC KHÍ TRONG TRẦM TÍCH TẦNG MẶT TẠI KHU VỰC TÂY NAM TRỮNG SÂU BIỂN ĐÔNG.	57
3.1. Thành phần khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trững sâu Biển Đông.....	57

3.1.1. Các thành phần khí.....	57
3.1.2. Các thông số thống kê.....	60
3.1.3. Hàm lượng phong, ngưỡng và các giá trị dị thường của các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	67
3.2. Nguồn gốc khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông.....	77
3.2.1. Luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon	77
3.2.2. Luận giải nguồn gốc khí carbonic, hydro và heli	88
3.3. Kết luận chương 3	110
CHƯƠNG 4. ĐẶC ĐIỂM PHÂN BỐ KHÍ TRONG TRẦM TÍCH TẦNG MẶT TẠI KHU VỰC TÂY NAM TRŨNG SÂU BIỂN ĐÔNG	112
4.1. Đặc điểm phân bố khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	112
4.1.1. Đặc điểm phân bố khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	112
4.1.2. Đặc điểm phân bố khí carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	120
4.2. Triển vọng dầu khí tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông trên cơ sở đặc điểm địa hóa khí.....	127
4.2.1. So sánh đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt giữa khu vực nghiên cứu với bồn trũng Phú Khánh, bồn trũng Sông Hồng, và khu vực vịnh Bắc Bộ.....	127
4.2.2. So sánh đặc điểm khí metan trong trầm tích tầng mặt giữa khu vực nghiên cứu và các vùng biển khác trên thế giới	133
4.2.3. Đánh giá triển vọng dầu khí tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	134
4.3. Kết luận chương 4	135
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	138
DANH MỤC CÔNG TRÌNH CỦA TÁC GIẢ	140
TÀI LIỆU THAM KHẢO	141

DANH MỤC CÁC BẢNG BIỂU

Bảng 2.1. Các loại hình kerogen và tiềm năng sinh dầu khí của đá mẹ [30]..	27
Bảng 2.2. Các giá trị thành phần đồng vị cacbon của khí metan tại các vùng biển khác nhau trên thế giới [2]	31
Bảng 2.3. So sánh đặc điểm dầu khí hai bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn [4]	32
Bảng 2.4. Hàm lượng trung bình của các khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại các vùng biển mở và nước biển tại các vùng đại dương mở (nl/l) [2]	34
Bảng 3.1. Hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông.....	57
Bảng 3.2. Các thông số thống kê của hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông	61
Bảng 3.3. Các giá trị thống kê của hàm lượng khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông theo chuỗi số liệu	66
Bảng 3.4. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí metan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS.....	68
Bảng 3.5. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS.....	69
Bảng 3.6. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí etan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS.....	70
Bảng 3.7. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí propan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS	71
Bảng 3.8. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS	73
Bảng 3.9. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS.....	74

Bảng 3.10. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS.....	75
Bảng 3.11. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS.....	76
Bảng 3.12. Các tỷ số của khí hydrocacbon $C_1/(C_2+C_3)$, C_1/C_2 , C_2/C_{2+1} , $(C_2+C_3)/C_1$ tại các điểm lấy mẫu	78
Bảng 3.13. Các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của khí carbonic và khí metan trong trầm tích tầng mặt tại bồn trũng Nam Côn Sơn [43]	88
Bảng 3.14. Kết quả phân tích thành phần kích thước hạt của 38 mẫu trầm tích tầng mặt tại 19 ống phóng	90
Bảng 3.15. Kết quả phân tích thành phần nguyên tố chính của 20 mẫu trầm tích tầng mặt.....	92
Bảng 3.16. Kết quả phân tích thành phần nguyên tố vết 20 mẫu trầm tích tầng mặt (ppm).....	93
Bảng 3.17. Các chỉ tiêu địa hóa hữu cơ của 20 mẫu trầm tích tầng mặt trong vùng nghiên cứu.....	95
Bảng 3.18. Các đặc trưng địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt tại các trạm lấy mẫu bằng ống phóng trọng lực theo chiều từ Nam lên Bắc tại BTNCS	105
Bảng 4.1. Các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm phân bố dị thường của khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS.....	115
Bảng 4.2. Các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm phân bố dị thường của khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS.....	115
Bảng 4.3. Các giá trị thống kê của khí carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông theo số liệu tổng hợp và theo khu vực.....	121

Bảng 4.4. Các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm phân bố dị thường của khí cacbonic, heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu.....	125
Bảng 4.5. So sánh đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và các bồn trầm tích Phú Khánh và Sông Hồng.....	129
Bảng 4.6. So sánh giá trị trung bình của các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và khu vực Vịnh Bắc Bộ	132
Bảng 4.7. So sánh hàm lượng khí metan (ppm) trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông với các vùng biển khác trên thế giới	134

DANH MỤC CÁC HÌNH

Hình 0.1. Vị trí lấy mẫu ống phóng trọng lực tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông qua hai hải trình của tàu DK105 (hình thoi màu đỏ) và tàu Lavrentyev (hình tròn màu tím).....	5
Hình 1.1. Vị trí khu vực nghiên cứu của luận án (nguồn http://gebco.net , [5])	8
Hình 1.2. Bản đồ độ sâu đáy biển và mặt cắt địa hình theo chiều từ tây bắc xuống đông nam khu vực Tây Nam Trũng sâu Biển Đông và kế cận (Nguồn http://gebco.net ; [5]).....	10
Hình 1.3. Sơ đồ địa chất khu vực nghiên cứu (Theo Bản đồ địa chất Campuchia, Lào và Việt Nam, tỷ lệ 1:1.500.000 [22])	13
Hình 1.4. Sơ đồ địa chấn kiến tạo Việt Nam và Biển Đông và vùng nghiên cứu [24].....	22
Hình 2.1. Sơ đồ thể hiện các khí hydrocacbon được sinh ra theo nhiệt độ và độ sâu. Nhiệt độ và độ sâu theo tỷ lệ giả định gradien địa nhiệt là 40°C/km [1]28	
Hình 2.2. Cơ chế đứt vỡ (cracking) phân tử hydrocacbon [3]	30
Hình 2.3. Vị trí Biển Đông Việt Nam nằm trong vành đai hydrat khí thuộc các biển rìa Thái Bình Dương phía đông Châu Á [38].....	36
Hình 2.4. Hải trình của tàu nghiên cứu Akademik Boris Petrov năm 2017 (A) và năm vùng thoát khí metan dọc theo hải trình (B) [44, 45].....	37
Hình 2.5. Hải trình của tàu nghiên cứu biển Akademik M.A. Lavrentyev trong năm 2019 [49]	38
Hình 2.6. Vị trí các điểm lấy mẫu thuộc các hải trình của tàu Lavrentyev và tàu DK105 trong mối quan hệ với các hệ thống đứt gãy [53].....	42
Hình 2.7. Công tác lấy mẫu trầm tích bằng ống phóng trọng lực trên tàu DK105.....	43
Hình 2.8. Ống phóng trọng lực sau khi được kéo lên và được xử lý trong phòng lấy mẫu trên tàu Lavrentyev	44

Hình 2.9. Phân tích mẫu trầm tích tầng mặt bằng máy phân tích độ hạt LA960 – Horiba	45
Hình 2.10. Các mẫu được đặt vào cốc sứ và được đưa vào lò nung KDF và sau đó được phân tích trên máy ZSX Primus II	46
Hình 2.11. Chuẩn bị mẫu trong phòng hóa sạch và phân tích mẫu bằng máy X series-2 ICP-MS (Thermo Fisher Scientific)	47
Hình 2.12. Công tác lấy mẫu khí trên boong tàu DK105	49
Hình 2.13. Lấy mẫu bằng xi lanh 60ml trong phòng mẫu trên tàu Lavrentyev50	
Hình 2.14. Chuẩn bị bộ chứa mẫu và kết nối với bộ tách khí chân không.....	51
Hình 2.15. GS. Anatoly Obzhirov trong phòng thí nghiệm địa hóa khí và mẫu khí sau khi chiết tách xong sẵn sàng để phân tích trên tàu	51
Hình 2.16. Cấu trúc của biểu đồ boxplot	54
Hình 3.1. Biểu đồ tần suất (histogram) của hàm lượng khí metan, etylen, etan và propan trong trầm tích tầng mặt.....	62
Hình 3.2. Biểu đồ tần suất (histogram) của hàm lượng khí butan, carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt.....	63
Hình 3.3. Biểu đồ tần suất (histogram) theo phân bố logarit của hàm lượng khí metan, etylen, etan và propan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	64
Hình 3.4. Biểu đồ tần suất (histogram) theo phân bố logarit của hàm lượng khí butan, carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	65
Hình 3.5. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí metan tại KVPTS (A) và BTNCS (B), với các giá trị dị thường phát hiện tại các mẫu LV88-10GC-3 (440 ppm) và LV88-07GC-2 (400 ppm) tại BTNCS.....	68

Hình 3.6. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B) với các giá trị dị thường phát hiện được ở cả KVPTS và BTNCS.	69
Hình 3.7. Hàm lượng khí etan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B) với giá trị dị thường phát hiện được ở cả KVPTS và BTNCS ...	70
Hình 3.8. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí propan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B) với giá trị dị thường phát hiện được ở cả KVPTS và BTNCS.....	71
Hình 3.9. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS với các giá trị dị thường được phát hiện	72
Hình 3.10. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B).....	74
Hình 3.11. Biểu đồ boxplot thể hiện hàm lượng khí heli (A) và hydro (B) tại KVPTS.....	75
Hình 3.12. Biểu đồ boxplot thể hiện hàm lượng khí heli (A) và hydro (B) tại BTNCS	76
Hình 3.13. Tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ của các khí metan, etan và propan trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước	80
Hình 3.14. Đồ thị thể hiện tỷ số C_1/C_2 và nhiệt độ của trầm tích [36]	81
Hình 3.15. Tỷ số C_1/C_2 của các khí etan và etylen trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước.....	82
Hình 3.16. Tỷ số $(C_2+C_3)/C_1$ của các khí metan, etan và propan trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước	83
Hình 3.17. Tỷ số $C_2/C_{2:1}$ của các khí etan và etylen trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước.....	84

Hình 3.18. Môi quan hệ giữa tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ và giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của khí metan tại các vị trí hòng phun thủy nhiệt, diện rò rỉ khí và trầm tích tại các vùng biển gần Hoa Kỳ [2].	86
Hình 3.19. Đường cong tích lũy phân bố độ hạt các mẫu trầm tích tầng mặt khu vực nghiên cứu	89
Hình 3.20. Vị trí các ống phóng trọng lực trong khu vực nghiên cứu	91
Hình 3.21. Đồ thị chuẩn hóa theo chondrite các nguyên tố đất hiếm các mẫu trầm tích tầng mặt.....	93
Hình 3.22. Các giá trị dị thường của kim loại As, Cu, Mo và Pb tại ống phóng LV88-12GC	97
Hình 3.23. Các ống phóng có biểu hiện khí H_2S được ghi nhận qua hải trình của tàu Lavrentyev năm 2019	98
Hình 3.24. Đồ thị tương quan giữa thành phần độ hạt và hàm lượng khí trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông	101
Hình 3.25. Vị trí thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt thuộc BTNCS tại vùng nghiên cứu [59]	105
Hình 3.26. Phân bố hàm lượng khí hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS theo chuyến khảo sát của tàu Lavrentyev [43].....	108
Hình 4.1. Phân bố hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu (A) và theo độ sâu ống mẫu (B)	114
Hình 4.2. Biểu đồ phân bố hàm lượng khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt của BTNCS dọc theo tuyến khảo sát từ điểm đầu LV88-01GC	119
Hình 4.3. Phân bố hàm lượng khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và theo độ sâu ống mẫu	122
Hình 4.4. Phân bố hàm lượng khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và theo độ sâu ống mẫu.....	123

Hình 4.5. Phân bố hàm lượng khí heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và theo độ sâu ống mẫu.....	124
Hình 4.6. Sơ đồ phân bố của hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt trong các ống phóng trọng lực tại khu vực Tây Biển Đông.....	130
Hình 4.7. Phân bố khí metan trong cột nước biển tầng mặt (A) và tầng đáy (B) tại khu vực Tây Biển Đông theo hải trình của tàu Lavrentyev tháng 11 năm 2019 [65].....	131
Hình 4.8. Sơ đồ phân vùng triển vọng dầu khí khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông.....	135

DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT

Ký hiệu	Tên đầy đủ
C ₁	Hàm lượng khí metan
C ₂	Hàm lượng khí etan
C _{2:1}	Hàm lượng khí etylen
C ₃	Hàm lượng khí propan
C ₄	Hàm lượng khí butan
δ ¹³ C	Thành phần đồng vị Cacbon
IQR	Interquartile range
KVNC	Khu vực nghiên cứu
KHCN	Khoa học công nghệ
NCS	Nghiên cứu sinh
R/V	Research vessel
UCC	Upper continental crust
VCHC	Vật chất hữu cơ
KVPTS	Khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông
BTNCS	Bồn trũng Nam Côn Sơn

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết

Biển Đông, biển rìa lớn nhất phía Tây Thái Bình Dương, nằm tại nơi giao nhau của ba mảng kiến tạo Âu Á, Thái Bình Dương và Úc - Ấn. Trong những thập kỷ gần đây, Biển Đông thu hút nhiều sự quan tâm của các nhà khoa học không chỉ vì lịch sử hình thành và tiến hoá của nó, mà còn là vị trí địa chính trị quan trọng và tiềm năng dầu khí phong phú. Các nghiên cứu về Biển Đông chủ yếu tập trung vào các lĩnh vực địa chất, địa vật lý và hải dương học. Trong đó, những nghiên cứu của các nhà khoa học quốc tế, tiêu biểu là Nga, Trung Quốc, Hoa Kỳ, Pháp và Nhật Bản về địa chất khoáng sản tại khu vực bắc và trung tâm Biển Đông đã được thực hiện khá chi tiết. Ngoài ra, một số nghiên cứu đã tập trung về các trường địa hóa khí tại Biển Đông, cụ thể là các nghiên cứu về sự phân bố của khí metan trong nước Biển Đông và tại ranh giới nước-khí quyển, hoặc phân bố metan trong trầm tích tại phía Bắc Biển Đông. Tuy nhiên, hiện chưa có công bố nào về sự phân bố khí trong trầm tích tại phía Nam Biển Đông, mà khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông là một điển hình. Hơn nữa, một số các nghiên cứu điều tra địa chất khoáng sản biển tại Việt Nam chủ yếu được thực hiện từ 100 m nước trở vào và các nghiên cứu chi tiết tại các vùng biển nước sâu còn tương đối ít.

Khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông, nơi có độ sâu thay đổi từ 200 tới hơn 4000 m nước, có nhiều triển vọng về dầu khí và các loại hình khoáng sản rắn như sắt, mangan, coban, đất hiếm... Các loại hình khoáng sản này được hình thành trực tiếp từ vật liệu núi lửa, các điểm phun thủy nhiệt hoặc kết tủa từ môi trường nước biển. Tuy nhiên, trên một khu vực rộng lớn của trũng sâu Tây Nam Biển Đông, việc khảo sát, đánh giá quy mô và diện phân bố không gian của các loại hình khoáng sản là một công việc phức tạp và có nhiều thách thức, đòi hỏi phải kết hợp một cách chặt chẽ và đầy đủ các nghiên cứu về địa hình, địa mạo, trầm tích, kiến tạo, địa hóa, magma... Trong đó, các đặc điểm địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt là một trong những dấu hiệu và tiền đề quan trọng để đánh giá triển vọng các mỏ dầu khí trong khu vực nghiên cứu [1, 2, 3, 4]. Phương pháp nghiên cứu địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt là một phương pháp địa hóa cơ bản trong tìm kiếm thăm dò dầu khí [3]. Phương pháp này nghiên cứu các loại khí hữu cơ và vô cơ trong trầm

tích tầng mặt, là lớp trầm tích trên cùng của đáy biển, tại các khu vực chưa có lỗ khoan sâu, với mục đích làm sáng tỏ đặc điểm về thành phần, nguồn gốc và sự phân bố của chúng, từ đó chỉ ra và khoanh định các khu vực có triển vọng dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

Do đó, đề tài luận án “*Nghiên cứu địa hoá khí trong trầm tích khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông*” được đặt ra sẽ góp phần giải quyết các vấn đề cấp thiết đã đề cập ở trên.

2. Mục tiêu và nội dung nghiên cứu

❖ Mục tiêu:

Làm sáng tỏ đặc điểm địa hóa khí hydrocacbon, hydro, heli và carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông làm căn cứ cho việc đánh giá, khoanh định các khu vực có triển vọng dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

❖ Nội dung nghiên cứu:

- Nghiên cứu đặc điểm các thành phần và nguồn gốc khí hydrocacbon, hydro, heli và carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông.

- Nghiên cứu đặc điểm phân bố khí hydrocacbon, hydro, heli và carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông, từ đó chỉ ra các khu vực có triển vọng dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

❖ Đối tượng nghiên cứu:

Các loại khí hydrocacbon, hydro, heli và carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông.

❖ Phạm vi nghiên cứu:

Khu vực nghiên cứu thuộc Tây Nam trũng sâu Biển Đông, kéo dài từ thềm lục địa Nam Trung Bộ đến khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông, cụ thể phân bố trong giới hạn:

Từ 9° đến 11° vĩ Bắc, và

Từ 109° đến 111° kinh Đông

Đây là khu vực có địa hình núi lửa ngầm, các thung lũng giữa núi và vực sâu, ranh giới giữa lục địa và đại dương. Khu vực khảo sát có độ sâu dao động từ 50 đến hơn 4000 m.

4. Luận điểm bảo vệ

❖ Luận điểm 1:

Khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu có hai kiểu nguồn gốc, là nhiệt dưới sâu tại khu vực phía Đông bồn trũng Nam Côn Sơn, và nguồn gốc hỗn hợp tại khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông. Tại khu vực bồn trũng Nam Côn Sơn, khí cacbonic trong trầm tích tầng mặt phần lớn có nguồn gốc nhiệt trong khi các khí hydro và heli có các dị thường nguồn gốc nhiệt dưới sâu tại vài điểm đơn lẻ. Hệ thống đứt gãy Vách dốc Đông Việt Nam (kinh tuyến 109°), cùng với hệ thống các đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam có thể đóng vai trò kênh dẫn chính của các khí có nguồn gốc nhiệt dưới sâu tại khu vực này.

❖ Luận điểm 2:

Khí metan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu có hàm lượng cao vượt trội so với các khí hydrocacbon khác. Hàm lượng các khí hydrocacbon, khí cacbonic và khí heli trong trầm tích tầng mặt thu được tại bồn trũng Nam Côn Sơn cao hơn nhiều so với khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông. Hàm lượng khí hydro phân bố không theo quy luật theo không gian với các điểm dị thường phân bố rải rác trong vùng nghiên cứu. Khu vực nghiên cứu tồn tại một đới thoát khí hydrocacbon lớn, phân bố trong khoảng rộng, từ $8^{\circ}25'$ tới gần $9^{\circ}40'$ vĩ Bắc, dọc theo khu vực sườn lục địa của bồn trũng Nam Côn Sơn, là khu vực có triển vọng tìm kiếm thăm dò dầu khí.

5. Cơ sở tài liệu

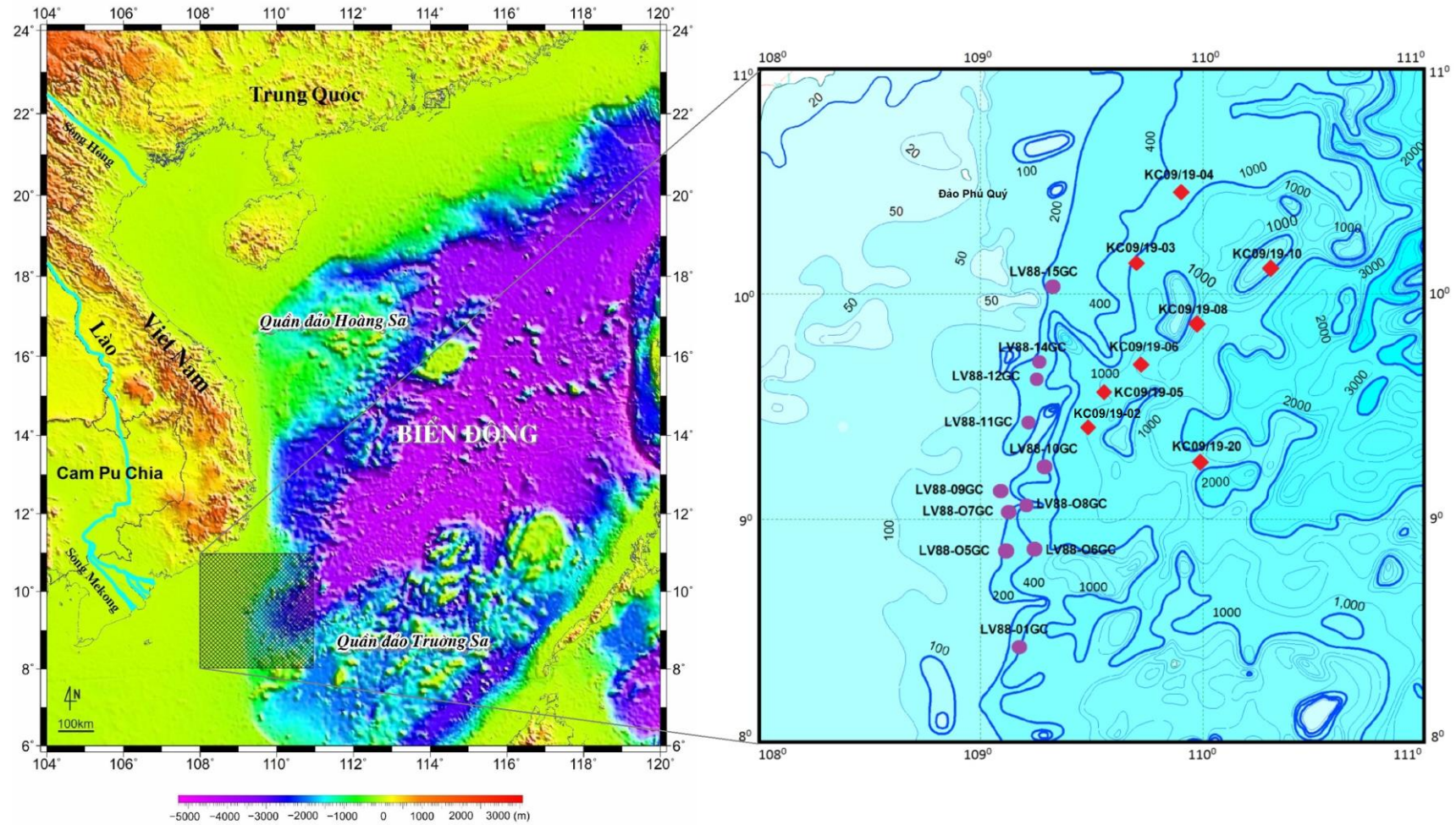
Trong quá trình thực hiện luận án, nghiên cứu sinh đã tiến hành phân tích 39 mẫu khí trong trầm tích tầng mặt từ 19 ống phóng trọng lực được lấy trong vùng nghiên cứu qua hai hải trình của tàu DK105 vào tháng 8, 9 năm 2019 và tàu R/V Akademik Lavrentyev vào tháng 11 năm 2019. Các hải trình này lần lượt thuộc về

Chương trình KH&CN trọng điểm cấp quốc gia KC09/16-20 và nhiệm vụ hợp tác quốc tế “Khảo sát, nghiên cứu địa chất, địa vật lý, và hải dương học lần thứ 1 giữa VAST và FEBRAS bằng tàu Viện sĩ Lavrentyev trong vùng biển Việt Nam” mã số QTRU.02.05/19-20 (Hình 1).

Trong 39 mẫu khí đã được phân tích, có 17 mẫu khí từ 8 ống phóng trọng lực trong hải trình của tàu DK-105 đã được phân tích bằng cách sử dụng phương pháp “head space”. Ngoài ra, 22 mẫu khí từ 11 ống phóng trọng lực từ hải trình của tàu Lavrentyev đã được thu thập tại phòng thí nghiệm địa hóa khí trên tàu dựa trên phương pháp chiết tách khí chân không.

Để phục vụ cho các nội dung nghiên cứu của luận án, NCS còn tiến hành thu thập và tổng hợp các kết quả phân tích mẫu trầm tích tầng mặt thuộc Đề tài “Nghiên cứu đặc điểm bùn sét đáy biển khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông và khả năng ứng dụng của chúng”, mã số VAST05.03/20-21 do chính NCS làm chủ nhiệm. Trong đó, các số liệu được tổng hợp, thu thập và phân tích bao gồm 38 mẫu thành phần độ hạt, 20 mẫu thành phần nguyên tố chính và vết, 20 mẫu chỉ tiêu hữu cơ như tổng cacbon hữu cơ (TOC), protein, tổng sulfua, tổng nitơ. Các kết quả phân tích mẫu được tiến hành tại các phòng thí nghiệm của Trường Đại học Ryukyus, Nhật Bản và các phòng thí nghiệm thuộc Viện Địa chất, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Ngoài ra, NCS đã thu thập nhiều tài liệu như công trình công bố, báo cáo đề tài khoa học, các bản đồ liên quan tới lĩnh vực nghiên cứu và khu vực nghiên cứu... Các tài liệu này được trình bày trong mục Tài liệu tham khảo.



Hình 0.1. Vị trí lấy mẫu ống phóng trọng lực tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông qua hai hải trình của tàu DK105 (hình thoi màu đỏ) và tàu Lavrentyev (hình tròn màu tím)

6. Những điểm mới của Luận án

Các loại khí hydrocacbon, heli, hydro và carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông đã được nghiên cứu chi tiết và luận án đã thu được bộ số liệu địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu. Đây là những số liệu địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông lần đầu tiên được công bố trên các tạp chí chuyên ngành trong và ngoài nước.

Các đặc điểm địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông đã được nghiên cứu bao gồm đặc điểm thành phần và sự phân bố của các khí hydrocacbon, carbonic, heli và hydro. Trên cơ sở kết quả nghiên cứu bằng các phương pháp hiện đại như tỷ số khí hydrocacbon, đồng vị cacbon, địa hóa trầm tích, phân tích thống kê, luận án đã xác định được nguồn gốc của các hợp phần khí trong trầm tích tại khu vực nghiên cứu.

Từ việc luận giải các số liệu địa hóa khí kết hợp với các tài liệu nghiên cứu trước đây, luận án đã đề xuất về sự tồn tại của một đới thoát khí quy mô lớn trong khu vực nghiên cứu làm tiền đề phục vụ cho tìm kiếm thăm dò dầu khí.

7. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn

❖ Ý nghĩa khoa học:

Luận án đã góp phần làm sáng tỏ quy luật phân bố các thành phần khí hydrocacbon, carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và đã xác định được nguồn gốc của chúng.

❖ Ý nghĩa thực tiễn:

Luận án cung cấp các tài liệu góp phần cho công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam

8. Bố cục của luận án

Luận án có bố cục như sau:

Mở đầu

Chương 1. Điều kiện tự nhiên của vùng nghiên cứu

Chương 2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Chương 3. Đặc điểm địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Chương 4. Đặc điểm phân bố khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Kết luận và kiến nghị

Danh mục công trình của tác giả

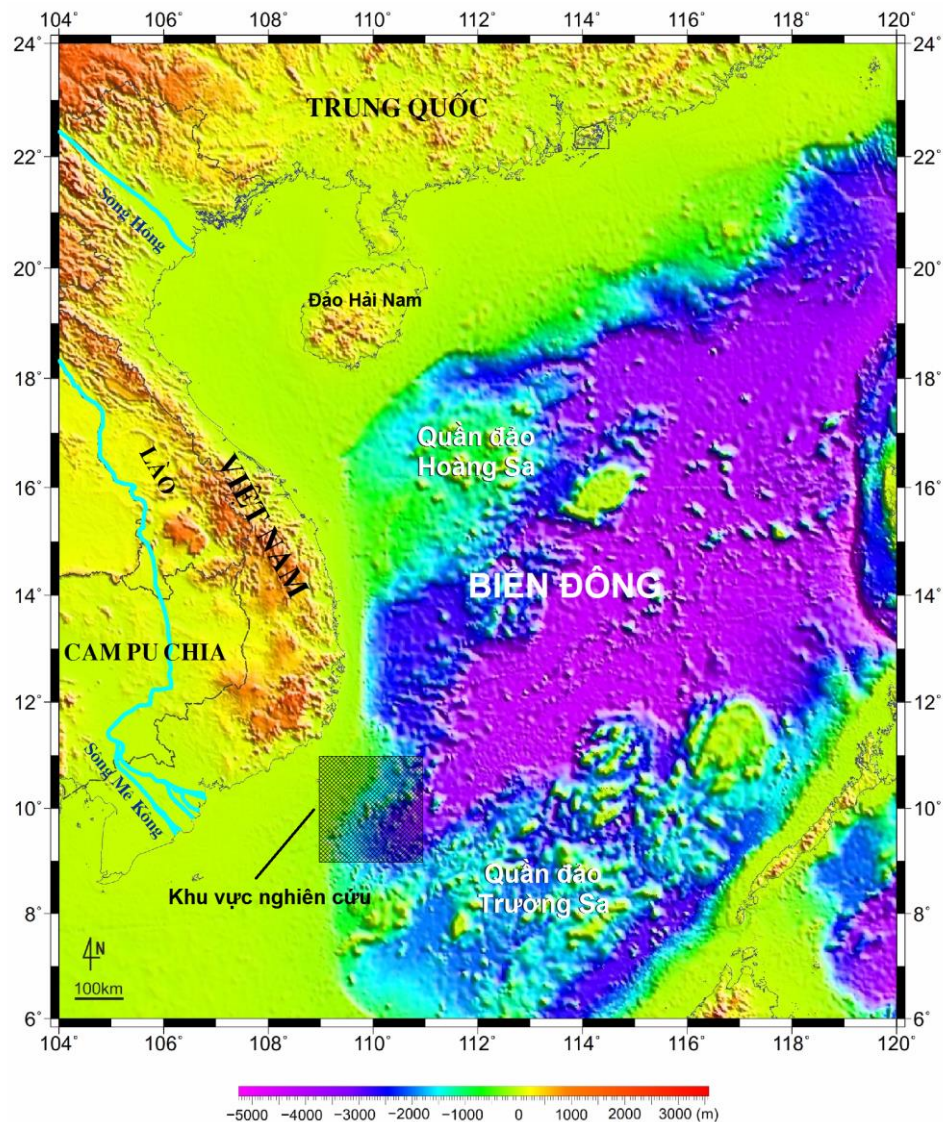
Tài liệu tham khảo

CHƯƠNG 1. ĐIỀU KIỆN TỰ NHIÊN CỦA VÙNG NGHIÊN CỨU

1.1. Vị trí địa lý và đặc điểm địa hình khu vực nghiên cứu

1.1.1. Vị trí địa lý

Khu vực nghiên cứu thuộc vùng biển phía Tây Nam Biển Đông Việt Nam, nằm trong giới hạn từ 9°B đến 11°B, 109°Đ đến 111°Đ, kéo dài từ thềm lục địa Nam Trung Bộ đến khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Đây là khu vực có địa hình núi lửa ngầm, các thung lũng giữa núi và vực sâu, ranh giới giữa lục địa và đại dương (Hình 1.1).



Hình 1.1. Vị trí khu vực nghiên cứu của luận án (nguồn <http://gebco.net>, [5])

Diện tích của vùng nghiên cứu chủ yếu thuộc về phạm vi phía Đông của bồn trũng Nam Côn Sơn và một phần thuộc vùng trũng tách giãn của phụ trũng Tây Nam của trũng sâu Biển Đông. Như vậy, vùng nghiên cứu có đặc điểm địa hình trái

dài từ thềm lục địa đến đồng bằng biển thẳm với độ sâu thay đổi từ 200 m đến trên 4000 m, có độ dốc tăng dần theo hướng từ tây nam về phía đông bắc.

1.1.2. Đặc điểm địa hình

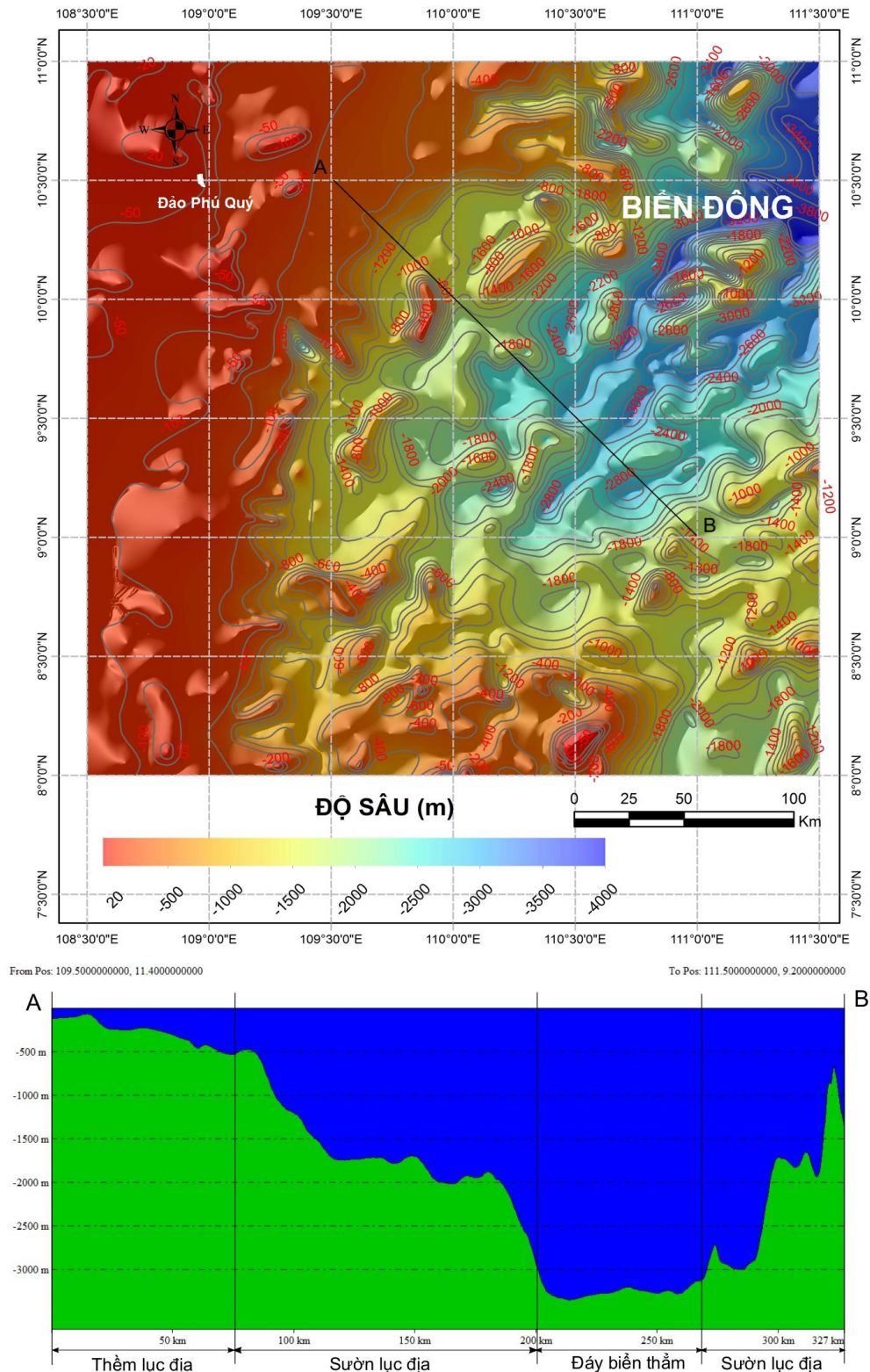
Địa hình khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông tương đối phức tạp. Mặt cắt ở khu vực này thể hiện rõ tính liên tục của một rìa lục địa điển hình bao gồm: thềm lục địa, sườn lục địa, đáy biển thẳm và đảo ngầm (Hình 1.1).

1.1.2.1. Địa hình thềm lục địa

Thềm lục địa khu vực nghiên cứu là một dải địa hình kéo dài 80 km, có độ sâu từ 0 mét nước đến 200 m. Khu vực này có địa hình tương đối bằng phẳng với góc dốc trung bình trên toàn chiều dài nhỏ hơn 1° . Tại khu vực chuyển tiếp giữa thềm sang sườn, độ dốc tăng đến 37° hay 77° . Tuy nhiên, bề mặt địa hình có nhiều gò nổi cao và các hố trũng với độ chênh cao địa hình giữa các vùng nổi cao và trũng lên đến 50 m.

1.1.2.2. Địa hình sườn lục địa

Địa hình sườn lục địa chiếm phần lớn diện tích vùng nghiên cứu. Đây là một dải bao quanh thềm lục địa theo phương tây bắc đông nam, kéo dài từ mép thềm đến độ sâu 2500 m có nơi đến trên 3000 m, với góc dốc dao động trong khoảng từ 2° đến 14° , có nơi lên tới 40° . Là một đơn vị hình thái kiến trúc chuyển tiếp giữa thềm lục địa và đáy biển sâu, địa hình sườn lục địa phản ánh tính phức tạp với đầy đủ các kiểu địa hình âm và dương xen kẽ nhau, từ đồng bằng, các bề mặt bóc mòn đến đồi núi (Hình 1.2). Địa hình sườn lục địa được chia ra làm 3 phần gồm: sườn cao (upper slope), sườn giữa (middle slope) và sườn thấp (lower slope):



Hình 1.2. Bản đồ độ sâu đáy biển và mặt cắt địa hình theo chiều từ tây bắc xuống đông nam khu vực Tây Nam Trũng sâu Biển Đông và kế cận (Nguồn <http://gebco.net>; [5])

Sườn cao: là bậc địa hình sườn lục địa từ độ sâu nhỏ hơn 300 m, chiếm một diện tích nhỏ hẹp thuộc rìa tây bắc của vùng nghiên cứu.

Sườn giữa: là phần địa hình sườn lục địa trong khoảng độ sâu từ 300 đến 1000 m, phân bố nối tiếp phần địa hình trên và tạo thành dải kéo dài khá rộng theo phương á kinh tuyến ở khu vực phía tây bắc khu vực nghiên cứu. Phần dưới phần địa hình này phát triển một số hẻm, rãnh cắt sâu bề mặt sườn lục địa với tiết diện dạng chữ V.

Sườn thấp: là dạng địa hình sườn lục địa cuối cùng với độ sâu từ 1000 đến 2500 m, là phần nối tiếp của dạng địa hình trên, chiếm phần lớn diện tích vùng sườn lục địa khu vực nghiên cứu. Chúng tạo thành dải rộng kéo dài theo phương á đông bắc – tây nam với diện tích khá lớn ở phần đông nam khu vực nghiên cứu. Trên bề mặt địa hình này phát triển nhiều rãnh, hẻm cắt sâu bề mặt sườn lục địa.

1.1.2.3. Địa hình đáy biển thẳm

Đáy biển thẳm là khu vực có cấu trúc vỏ đại dương. Đây là dạng địa hình đồng bằng tích tụ, phân bố ở độ sâu trên 3500 m, phát triển trên đới tách giãn Biển Đông có bề mặt khá phẳng, ít bị chia cắt. Ngoài ra còn thấy các khối và dãy núi ngầm phân bố riêng lẻ, rải rác trên bề mặt của đồng bằng biển thẳm và nhô cao khỏi đáy khoảng trên dưới 1000 m.

1.2. Đặc điểm khí tượng, hải văn khu vực nghiên cứu

1.2.1. Đặc điểm khí hậu

Khu vực nghiên cứu nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa điển hình, ít biến đổi theo mùa, hầu như nóng quanh năm nhiệt độ trung bình mùa hè khoảng 28°C, mùa đông là 25°C, độ ẩm không khí khoảng 82%. Lượng mưa tương đối cao và có thể chia ra làm 2 mùa: mùa khô từ tháng 1 đến tháng 6, mùa mưa từ tháng 7 đến tháng 12 với lượng mưa trung bình năm là 1.100 - 1.200 mm/năm. Chế độ gió cũng có 2 mùa: gió mùa đông bắc vào mùa đông và gió tây Nam vào mùa hè. Khu vực này thuộc nơi ít xuất hiện bão hơn so với khu vực phía bắc Biển Đông.

1.2.2. Đặc điểm hoàn lưu

Khu vực nghiên cứu là một phần nhỏ của Biển Đông, do vậy, đặc điểm hải văn phụ thuộc vào hoạt động hải văn của Biển Đông nói chung. Theo Lê Đức Tổ và nnk (2003) [6], bức tranh khái quát hoàn lưu Biển Đông như sau: Trong thời kỳ từ tháng 11 đến tháng 3 năm sau (mùa đông), khối nước lạnh hơn và mặn hơn xâm

nhập vào Biển Đông qua eo biển Đài Loan và eo biển Luzon. Sau đó, chúng tiếp tục lan truyền đến tận vùng biển ven bờ miền Trung Việt Nam dưới dạng dòng nước ổn định. Dòng này được tăng cường bởi dòng nước từ vịnh Bắc Bộ chảy xuống phía nam, ở đây tốc độ cực đại có thể đạt tới 60 -70cm/s. Trong khi đó, ở trung tâm của Biển Đông hình thành một xoáy thuận. Cùng với sự tác động của nước dâng gió mùa ở nam Trung Bộ, một dòng nước ven bờ ở đây dồn ép khối nước ngọt của sông Mekong vào vùng bờ Minh Hải – Cà Mau. Trong thời kỳ từ tháng 6 đến tháng 8 (mùa hè), gió mùa tây nam ngự trị đã tạo ra những dòng nước mạnh xuất phát từ biển Java qua eo biển phía Nam xâm nhập thẳng vào Biển Đông và hình thành dòng nước uốn theo địa hình và đường bờ biển Việt Nam chuyển động theo hướng tây nam – đông bắc và cuối cùng thoát ra eo biển Đài Loan và Bashi. Trong thời gian này, ở vùng biển phía nam Biển Đông cũng xuất hiện một xoáy nghịch quy mô lớn có tọa độ tâm vào khoảng 7° vĩ độ Bắc và 110° kinh độ Đông, còn ranh giới phía Bắc của xoáy ở khoảng vĩ độ 14 – 15 ° vĩ độ Bắc. Trong khi đó dòng chảy sát bờ Borneo có hướng song song với bờ và chảy ngược lên phía bắc theo đường bờ đảo Palawan (Philippines).

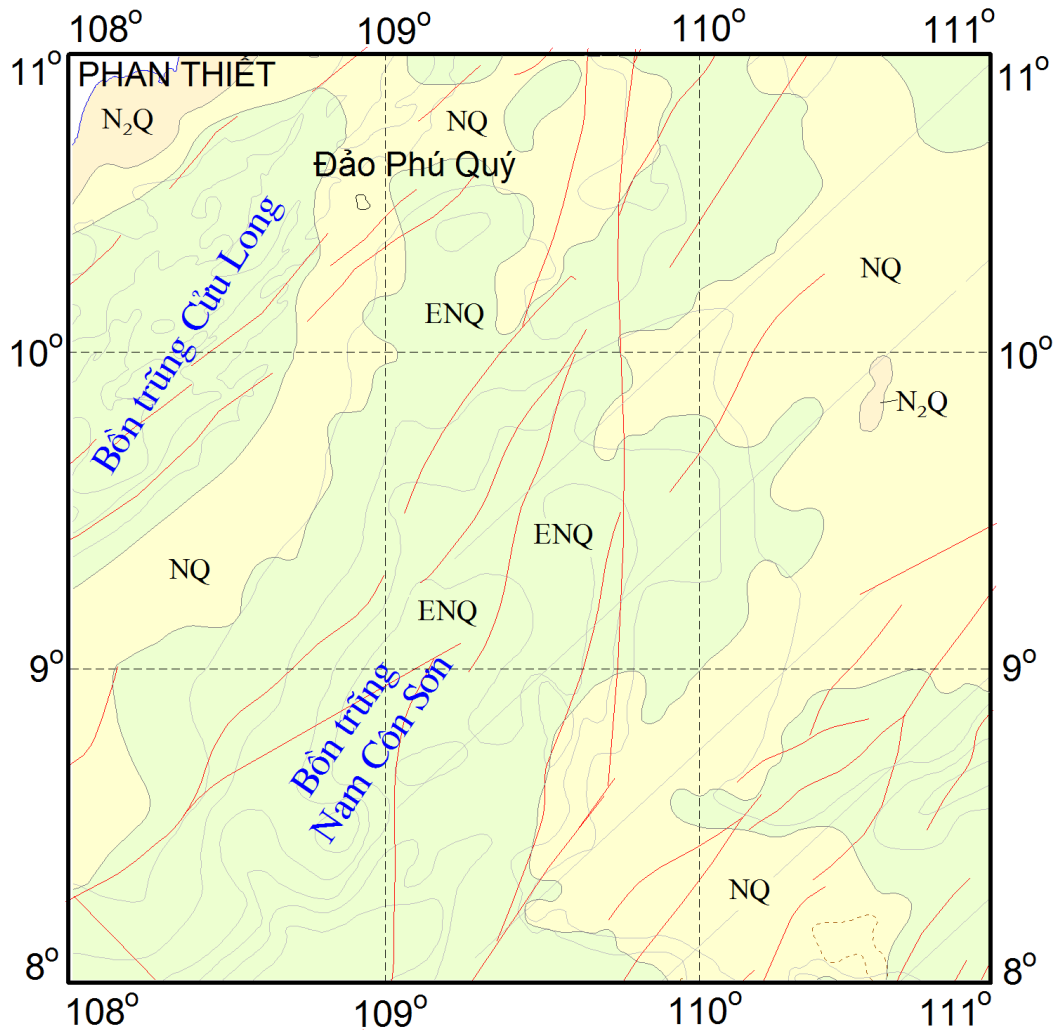
1.3. Đặc điểm địa chất

1.3.1. Khái quát chung

Biển Đông Việt Nam nằm tại nút giao của các mảng Âu-Á, Thái Bình Dương và Úc-Án [7]. Quá trình mở Biển Đông xảy ra vào thời kỳ Kanozoi theo cơ chế tách vỡ lục địa, kéo theo sự hình thành vỏ đại dương. Theo các nghiên cứu của Taylor và Hayes (1980, 1983), Briais et al. (1993) và Li et al. (2015) [7, 8, 9, 10], quá trình mở Biển Đông xảy ra trong Kainozoi, khởi đầu và kết thúc trong khoảng 32 đến 16 triệu năm trước (Oligocen – Miocen). Hoạt động núi lửa bazan xảy ra rộng khắp trong và sau quá trình tách giãn vỏ đại dương, kéo dài cho tới ngày nay. Vị trí lỗ khoan U1433 của chương trình khám phá đại dương thế giới (IODP) chuyến 349 nằm tại trũng sâu Tây Nam của Biển Đông ghi nhận nhiều đợt phun trào nhất [7].

Trong vài thập kỷ gần đây, nhiều nghiên cứu về địa chất và địa vật lý đã được tiến hành tại khu vực Tây Nam Biển Đông nhằm mục đích thăm dò và khai thác dầu khí [11]. Ngoài ra, một số nghiên cứu [12, 13, 14, 15, 16, 17, 18] đã tập

trung vào các quá trình trầm tích, kiến tạo và magma tại khu vực phụ trũng Tây Nam Biển Đông. Khu vực nghiên cứu bao gồm một phần khu phụ trũng sâu vực Tây Nam Biển Đông và phần phía Đông bồn Nam Côn Sơn. Tại khu vực phụ trũng Tây Nam tồn tại một trục tách giãn kéo dài 400km theo hướng Tây Nam từ 23,6 đến 16 triệu năm trước [7, 12, 13].



Chú giải:

N₂Q	Các thành tạo Pliocen - Đệ tứ	ENQ	Các thành tạo Paleogen - Neogen - Đệ tứ
NQ	Các thành tạo Neogen - Đệ tứ	/	Các đứt gãy chính

Hình 1.3. Sơ đồ địa chất khu vực nghiên cứu (Theo Bản đồ địa chất Campuchia, Lào và Việt Nam, tỷ lệ 1:1.500.000 [22])

Theo Petro Việt Nam (2005) [11], có 2 hệ thống đứt gãy trong khu vực bồn trũng Nam Côn Sơn, bao gồm hệ thống đứt gãy phương Bắc – Nam phân bố ở phần

phía tây và hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc – Tây Nam phân bố từ trung tâm bồn trũng và phát triển về phía đông (Hình 1.3). Các hệ thống đứt gãy đóng vai trò quan trọng là kênh dẫn di chuyển của khí từ dưới sâu liên bề mặt đáy biển, hình thành nên các đới thoát khí có quy mô khác nhau.

Liu et al. (2016) [19] chỉ ra rằng, bán đảo Đông Dương đóng góp một lượng lớn trầm tích đổ ra Biển Đông, chủ yếu từ sông Hồng ở phía Bắc và sông Mekong ở phía Nam. Lưu lượng trầm tích từ sông Mekong đổ ra phần phía Nam Biển Đông ước tính là 166 triệu tấn/năm [19]. Schimanski và Stattegger (2005) [20] ước tính lượng trầm tích Holocen dọc thềm lục địa Việt Nam và chỉ ra rằng vùng thềm phía nam có tốc độ tích tụ trầm tích thấp, khoảng 5-10 cm/1000 năm. Wang và Li (2009) [21] ghi nhận rằng trầm tích bề mặt tại khu vực nghiên cứu bao gồm cát lục nguyên gần bờ, bột ở vùng nước nông và sét, sét bột ở vùng nước sâu.

1.3.2. Tình hình nghiên cứu địa chất khoáng sản trong lòng biển, đại dương trên thế giới và tại Biển Đông Việt Nam

Trên thế giới, các nước đi đầu trong lĩnh vực nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò và khai thác các khoáng sản trong lòng biển và đại dương bao gồm Nhật Bản, Mỹ, Nga, Úc, Trung Quốc ... và đã đạt được những thành tựu rất đáng kể trong những năm gần đây.

Tại Biển Đông Việt Nam, các nhà khoa học Pháp đã tiến hành các chuyến khảo sát từ lâu, đó là các chuyến khảo sát của tàu De Lanessan vào năm 1923 và 1927, tàu Magelen năm 1978, tàu Jean-Charcot vào năm 1984, chương trình PONAGA năm 1995-1997. Tàu SONNE của Đức đã tiến hành nhiều chuyến khảo sát trên Biển Đông như SONNE-115 năm 1997, SONNE-132 năm 1998, SONNE-140 năm 1999, SONNE-187 năm 2006; và đã thu được các mẫu ở khu vực biển nước sâu và thềm lục địa Việt Nam.

Các nghiên cứu địa chất quy mô tại Biển Đông được các nhà địa chất Việt Nam và Liên Xô hợp tác thực hiện sử dụng tàu nghiên cứu Vulcanolog bắt đầu từ năm 1979, 1981, 1982 và 1987. Ngoài ra, còn có các đợt khảo sát khác sử dụng các tàu nghiên cứu như Viện sĩ Lavrenchev (1987) hoặc giáo sư Bogorov (1988 và 1994). Từ những đợt nghiên cứu này, các nhà khoa học đã xác lập được những tư liệu đầu tiên về địa tầng và cấu trúc vỏ Biển Đông. Nằm trong chương trình hợp tác

JOMSRE giữa Việt Nam và Philipine, từ năm 1996 đến năm 2007, hai bên đã tổ chức 4 chuyến khảo sát chung trên Biển Đông vào các năm 1996, 2000, 2005 và 2007 bằng tàu của Philipine và Việt Nam. Cụ thể là tàu RPS Explorer năm 1996, tàu BRP Hydrographer Presbitero năm 2005 và 2007.

Từ sau các tuyến khảo sát Vulcanolog của Liên Xô trong thời gian kể trên cho đến nay, các đề tài, đề án KH-CN quốc gia về nghiên cứu biển ở nước ta đã được triển khai và đã có một số thành tựu về địa chất, địa vật lý và môi trường Biển Đông. Một số đề tài, đề án liên quan đến khảo sát tiềm năng dầu khí, băng cháy, hay khoáng vật nặng như titan, zircon trong sa khoáng ven biển. Tuy nhiên, các đề tài, đề án vẫn chỉ là những nghiên cứu cơ bản về địa chất, kiến tạo, địa động lực, môi trường, khoanh vùng có triển vọng khoáng sản trên Biển Đông; ngoài ra, chưa có các nghiên cứu trực tiếp về đặc điểm địa hóa khí trong trầm tích Biển Đông, đặc biệt là tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông.

1.3.3. Địa tầng

Đặc điểm địa tầng trong khu vực nghiên cứu được tổng hợp theo hai bồn trũng Nam Côn Sơn và Tư Chính – Vũng Mây, là hai bồn trũng chiếm phần lớn diện tích vùng nghiên cứu. Đặc điểm các thành tạo Kainozoi như sau:

1.3.3.1. Hệ Paleogen

- Trầm tích Oligocen
- ❖ Hệ tầng Vũng Mây (E₂-E₃? vm):

Hệ tầng Vũng Mây phân bố tại khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây. Nóc Oligocen bị gián đoạn bởi các đứt gãy và có biểu hiện của sự bào mòn, cắt gọt. Thành phần thạch học chủ yếu gồm trầm tích lục nguyên hạt từ mịn đến thô lắng đọng trong các bán địa hào, địa hào phủ trực tiếp lên móng như Phúc Nguyên, Bắc Phúc Tần, Tây Nam Vũng Mây.

Trầm tích hình thành trong điều kiện sông hồ, vũng vịnh, đồng bằng ven biển. Trầm tích hệ tầng Vũng Mây gồm các đá lục nguyên: cát kết, sét kết rắn chắc, có các mảnh vụn than phủ bất chỉnh hợp trên móng trước Kainozoi và có mặt ở cánh đới nâng rìa [11].

Khu vực đới nâng rìa có lẽ là vùng cao cổ trong thời kỳ Oligocen liên quan đến hoạt động núi lửa. Giữa Oligocen và Miocen dưới có mặt bất chỉnh hợp góc. Bề dày hệ tầng dao động trong khoảng 500-1000 m [11].

❖ Hệ tầng Cau (E_{3c}):

Hệ tầng Cau phân bố ở phần phía Đông Bắc bể Nam Côn Sơn. Hệ tầng Cau lần đầu tiên được mô tả chi tiết tại giếng khoan Dừa – IX (lô 12) từ độ sâu 3680m [11]. Mặt cắt đầy đủ được tổng hợp có thể chia thành 3 phần chính như sau:

- Phần dưới chứa nhiều cát kết từ hạt mịn đến thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn và cuội kết màu xám sáng, sáng phớt nâu, phân lớp dày hoặc dạng khối.

- Phần giữa có thành phần hạt mịn chiếm ưu thế gồm các tập sét kết phân lớp dày đến dạng khối xen kẽ ít bộ kết, cát kết khá giàu vôi và vật chất hữu cơ cùng các lớp sét kết chứa than.

- Phần trên có thành phần cát kết hạt thô đến vừa, đôi chỗ chứa glauconit, trùng lỗ, bột kết, sét kết màu xám nâu đến xám xanh.

Đá sét kết của hệ tầng Cau thường chứa vật chất hữu cơ cao nên được coi là tầng sinh dầu khí, đồng thời nhiều nơi cũng được coi là tầng chắn tốt.

Đặc điểm trầm tích nêu trên chứng tỏ hệ tầng Cau được hình thành trong giai đoạn đầu tạo bể. Ở thời kỳ đầu, phát triển trầm tích tương lục địa bao gồm các thành tạo lũ tích xen trầm tích đầm hồ, vũng vịnh, nhiều khu vực xảy ra hoạt động núi lửa tạo nên một số lớp phun trào andesit, bazan, diabas và tuf. Vào giai đoạn sau các thành tạo trầm tích có xu hướng mịn dần, đôi nơi cát kết có chứa glauconit và hóa thạch biển. Trầm tích được lắng đọng trong môi trường tam giác châu, vũng vịnh đến biển ven bờ. Hệ tầng Cau phủ bất chỉnh hợp trên các đá móng trước Đệ tam. Bề dày chung của hệ tầng là 100-500m [11].

1.3.3.2. Hệ Neogen

a. Trầm tích Miocen dưới (N_1^1)

❖ Hệ tầng Phúc Nguyên (N_1^1pn):

Hệ tầng Phúc Nguyên phân bố ở bể Tur Chính – Vũng Mây, bao gồm cát kết hạt nhỏ lựa chọn tốt, xi măng cacbonat, nhiều glauconit, ít mảnh than, xen ít bột sét, sét kết, các lớp đá vôi mỏng [11].

Thành phần thạch học chủ yếu lắng đọng trong môi trường chuyên tiếp từ các đầm hồ, vũng vịnh, tương đối tách biệt sang môi trường đồng bằng ven biển đến biển nông ven bờ.

Trầm tích Miocen dưới chuyển lên Miocen giữa có bất chỉnh hợp góc. Chiều dày đạt 200-2000 m, nơi dày nhất nằm ở phần trung tâm bể [11].

❖ Hệ tầng Dừa (N_1^1d):

Hệ tầng Dừa phân bố ở bể Nam Côn Sơn. Mặt cắt chuẩn của hệ tầng Dừa được xác lập ở giếng khoan Dừa – IX [11].

Phân bố rộng rãi trong vùng, hệ tầng Dừa chủ yếu gồm cát kết, bột kết màu xám sáng, xám lục xen kẽ với sét kết màu xám, các lớp sét chứa vôi, sét giàu vật chất hữu cơ hoặc có chứa các lớp than mỏng. Hóa thạch trong hệ tầng Dừa tương đối phong phú bao gồm bào tử phân hoa, trùng lỗ và vi hóa thạch động vật trôi nổi đặc trưng cho trầm tích Miocen dưới. Các lớp giàu vật chất hữu cơ của hệ tầng Dừa được coi là tầng sinh dầu khí.

Các trầm tích của hệ tầng Dừa phát triển trong môi trường châu thổ đến biển nông.

Hệ tầng Dừa nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Cau. Bề dày thay đổi từ 100 đến hơn 1000 m [11].

b. Trầm tích Miocen giữa (N_1^2)

❖ Hệ tầng Tur Chính (N_1^{2tc}):

Hệ tầng Tur Chính phân bố ở bể Tur Chính – Vũng Mây và bị phủ bởi trầm tích Miocen trên. Thành phần thạch học của hệ tầng bao gồm đá vôi ám tiêu màu trắng, dạng khối, ít dolomit, các tập cát, sét kết xen kẽ được thành tạo trong điều kiện biển ven bờ ở các phần cao (Tur Chính, Phúc Nguyên, Phúc Tân), còn phần dưới chủ yếu là các thành tạo lục nguyên.

Mặt cắt tại giếng khoan PV094-2X, Miocen giữa được đặc trưng bằng các tập cát kết, cát kết xen kẽ, sét màu đen, sét vôi màu xám. Trầm tích Miocen giữa nằm bất chỉnh hợp trên trầm tích Miocen dưới, chiều dày 300-1000 m [11].

❖ Hệ tầng Thông - Mãng Cầu (N_1^{2t-mc}):

Hệ tầng Thông - Mãng Cầu phân bố ở bể Nam Côn Sơn. Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng Thông – Mãng Cầu được mô tả ở giếng khoan Dừa – IX bao gồm phần dưới chủ yếu là cát kết chứa glauconit và xi măng carbonat xen những lớp mỏng sét kết, sét vôi, chuyển lên phần trên là sự xen kẽ giữa trầm tích lục nguyên và đá vôi [11].

Hóa thạch phong phú đặc trưng cho trầm tích Miocen giữa. Môi trường trầm tích ở phía Tây chủ yếu là đồng bằng châu thổ đến rìa nước châu thổ, còn ở phía Đông chủ yếu là biển nông. Hệ tầng Thông – Mãng Cầu nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Dừa. Bề dày thay đổi từ 300 – 1500 m [11].

c. Trầm tích Miocen trên (N_1^3)

❖ Hệ tầng Phúc Tần (N_1^{3ph}):

Hệ tầng Phúc Tần phân bố ở bể Tư Chính – Vũng Mây. Thành phần thạch học chủ yếu là cát, bột, sét tương biển và đá vôi dạng thềm, đá vôi san hô ám tiêu ở các đới cao. Trầm tích Miocen trên phát hiện ở giếng khoan PV-94-2X, chủ yếu là đá vôi, đá vôi san hô xám, trắng, nứt nẻ. Trầm tích có mặt nhiều lỗ hổng, hang hốc do phát triển mạnh các quá trình dolomit và hòa tan, độ rỗng tốt. Trầm tích được thành tạo trong môi trường biển nông, ấm và sạch.

Hệ tầng nằm bất chỉnh hợp lên các trầm tích Miocen giữa của hệ tầng Tư Chính và bị các trầm tích Pliocen – Đệ tứ phủ bất chỉnh hợp lên trên. Hệ tầng có chiều dày 500 – 1500 m [11].

❖ Hệ tầng Nam Côn Sơn (N_1^{3ncs}):

Hệ tầng phân bố ở bể Nam Côn Sơn. Hệ tầng Nam Côn Sơn được xác định trên cơ sở mặt cắt đặc trưng tại giếng khoan Dừa – IX (đoạn độ sâu 1868-2170 m), gồm cát kết hạt mịn, xám trắng xen các lớp bột kết, sét kết giàu carbonat và các lớp đá vôi. Các trầm tích này chứa nhiều hóa thạch sinh vật biển (Trùng lỗ) [11].

Phân bố rộng rãi trong bể, hệ tầng Nam Côn Sơn có sự biến đổi tướng đá mạnh mẽ giữa các khu vực khác nhau của bể. Các đặc điểm trầm tích và cổ sinh cho thấy hệ tầng Nam Côn Sơn được hình thành trong môi trường biển nông thuộc đới trong của thềm ở khu vực phía Tây, còn thuộc đới giữa – ngoài thềm ở khu vực phía Đông. Hệ tầng Nam Côn Sơn nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Thông – Mãng Cầu. Bề dày 200 – 1000 m [11].

1.3.3.3. Hệ Neogen – Hệ Đệ tứ

❖ Trầm tích Pliocen – Đệ tứ

Tại bể Nam Côn Sơn, các thành tạo Pliocen – Đệ tứ được ghép vào hệ tầng Biển Đông, có chiều sâu tăng dần từ lân cận gờ nâng Côn Sơn về phía Đông đến 2000 m. Độ sâu đáy biển cũng tăng theo chiều tương ứng từ vài chục mét đến trên 1000 m, có nơi (ở phần trung tâm bể) lên đến độ sâu trên 2000 m qua đới nâng của móng ở rìa phía Đông ở khoảng 100° kinh Đông. Đặc trưng của tập trầm tích này là cấu trúc nôm lẩn hướng phát triển về phía trũng nước sâu Biển Đông [11].

Hệ tầng Biển Đông không chỉ phân bố trong bể Nam Côn Sơn mà trong toàn khu vực Biển Đông. Trầm tích Pliocen gồm cát kết màu xám, vàng nhạt và bột kết xen lẫn với sét kết nhiều vôi chứa nhiều glauconit và rất nhiều hóa thạch trùng lỗ, gắn kết yếu hoặc bở rời. Trầm tích Đệ Tứ bao gồm cát gắn kết yếu, xen kẽ với sét và bùn chứa nhiều di tích sinh vật biển.

Trầm tích của hệ tầng Biển Đông được hình thành trong môi trường biển nông ven bờ, biển nông đến biển sâu. Hệ tầng Biển Đông có bề dày trầm tích thay đổi rất lớn từ vài trăm mét đến vài nghìn mét, nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Nam Côn Sơn.

1.3.4. Các thành tạo magma

Vùng biển nghiên cứu có hoạt động magma phức tạp. Ngoài các thể núi lửa nêu trên trong phần địa tầng còn có magma xâm nhập.

Magma xâm nhập ở vùng biển được xác định trên cơ sở dị thường từ, dị thường trọng lực và các tuyến địa chấn. Theo tài liệu các lỗ khoan dầu khí, móng của các bồn Nam Côn Sơn, Tư Chính – Vũng Mây được cấu thành chủ yếu từ các thành tạo magma phun trào, xâm nhập tuổi Mesozoi (J-K). Hoạt động magma

Kainozoi trên toàn vùng Biển Đông Việt Nam nói chung và trong vùng nghiên cứu nói riêng là hoạt động núi lửa bazan Pliocen – Đệ tứ rất mạnh mẽ. Trên bình đồ kiến trúc hiện đại của vùng Biển Đông Việt Nam hoạt động magma phun trào bazan được ghi nhận trong các bể Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Tư Chính – Vũng Mây, Hoàng Sa và trũng Biển Đông. Chúng còn phân bố trên một số đảo và đáy biển quanh các đảo gần bờ ở vùng biển Bình Thuận như đảo Phú Quý, Hòn Tro, Hòn Hải... và ở gờ nâng Côn Sơn. Trong hệ tầng Biển Đông (N₂-Q) ở bể Nam Côn Sơn và gờ nâng Côn Sơn có mặt bazan và một số dạng đá vụn núi lửa [11].

Kết quả nghiên cứu các thành tạo Kainozoi trên đất liền và các hải đảo gần bờ cho thấy các thành tạo bazan Pliocen – Đệ tứ vùng biển Việt Nam thuộc về nhóm tuổi bazan pha muộn và bazan Holocen. Kết quả xác định tuổi tuyệt đối cho thấy:

- Bazan ở đảo Phú Quý và đảo Hoa Hồng (khu vực Hòn Tro) có tuổi 1,27 ±0,06 triệu năm đến 2,5 triệu năm.
- Bazan ở đảo Đình Trung (Bình Thuận) có tuổi K/Ar 0,4 triệu năm.
- Bazan ở đảo Tro xuất hiện năm 1923.

Khác với hoạt động núi lửa bazan pha sớm (tuổi 17,6 đến 3,2 triệu năm) đặc trưng bởi kiểu phun trào theo khe nứt, các núi lửa bazan pha muộn (3,2 đến 0,37 triệu năm) và núi lửa hiện đại (kiểu Hòn Tro) chủ yếu thuộc kiểu phun trung tâm, mang tính phun nổ rõ rệt, thường để lại các kiến trúc núi lửa đặc trưng. Đáng chú ý là hoạt động núi lửa bazan Pliocen – Đệ tứ vùng Biển Đông Việt Nam nói chung, và vùng biển Phú Khánh – TC – Vũng Mây nói riêng, có xu hướng tập trung vào một số đới nhất định, chủ yếu là đới động lực của hệ đứt gãy Vách dốc đông Việt Nam (kinh tuyến 109°). Quy luật phân bố này còn phát hiện được cả trong pha hoạt động núi lửa sớm (Miocen – Pliocen sớm). Ở vùng Biển Đông Việt Nam, đồng thời với quá trình sụt lún phân dị trong Kainozoi, có thể ghi nhận được sự tăng cường các hoạt động nội sinh khá mạnh và thành tạo các tập hợp đá núi lửa bazan khá liên tục trong suốt Pliocen và Đệ Tứ [11].

1.3.5. Đặc điểm kiến tạo Kainozoi

Các hoạt động kiến tạo trong Kainozoi ở khu vực nghiên cứu chịu sự chi phối chặt chẽ của hoạt động tách giãn theo trục Đông Bắc – Tây Nam và chuyển động xoay của địa khối Đông Dương trong Kainozoi [11]. Dựa vào kết quả đo trọng lực vệ tinh Biên Đông và tài liệu thăm dò địa chấn dầu khí có thể thấy các hệ thống đứt gãy chính trong khu vực phát triển theo phương Đông Bắc – Tây Nam (trùng với phương tách giãn Biên Đông) và phương Tây Bắc – Đông Nam (Trùng với phương trượt bằng của các hệ thống đứt gãy chính trên lục địa Đông Dương). Đứt gãy Vách dốc Đông Việt Nam (kinh tuyến 109⁰) nằm hoàn toàn trong khu vực nghiên cứu và có ảnh hưởng lớn tới cấu trúc kiến tạo khu vực này [24, 25]. Ngoài ra còn có các hệ thống đứt gãy kém phát triển hơn chạy theo phương á kinh tuyến và á vĩ tuyến. Các hệ thống đứt gãy này cùng với quá trình tách giãn tạo bề đã làm cho khu vực nghiên cứu bị chia cắt thành các khối cấu trúc khác nhau.

Dưới đây là mô tả cho các khối cấu trúc nêu trên:

a. Địa lũy Hòn Hải

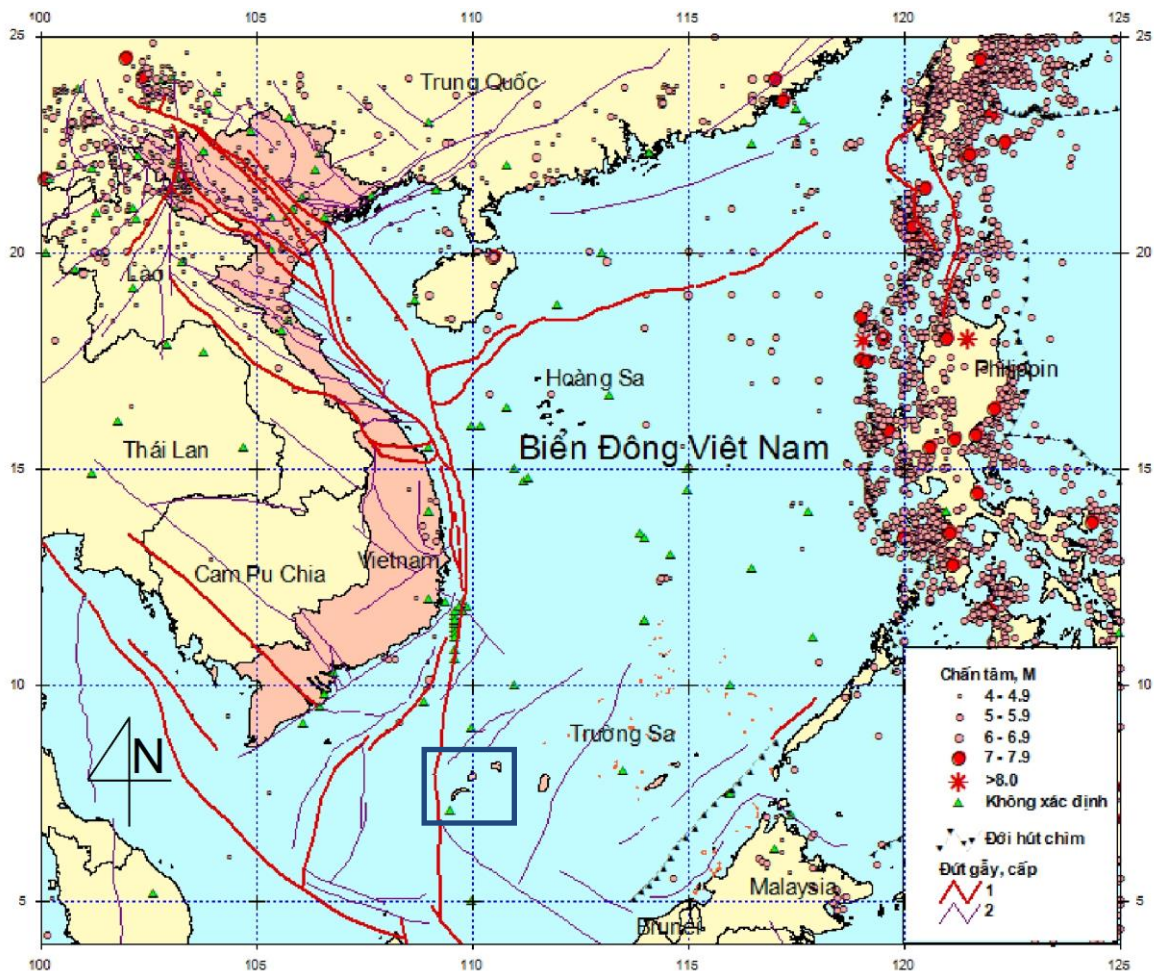
Địa lũy Hòn Hải kéo dài theo phương Đông Bắc – Tây Nam khoảng 190 km, ngăn cách phần Đông Bắc của các bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. Kiến trúc chung có dạng khối đứt gãy. Phần trung tâm của địa lũy nhô cao trong các pha tách giãn và lún chìm của các bể Cửu Long và Nam Côn Sơn vào Kainozoi sớm. Trầm tích Đệ Tam chủ yếu là các đá lục nguyên và đá vôi san hô tuổi Miocen, Pliocen – Đệ tứ. Phần Đông Bắc của địa lũy bị lún chìm với biên độ khá lớn do các hoạt động tách giãn của các kiến trúc vùng rìa thềm và sườn lục địa vào Pliocen – Đệ tứ, về phía Đông Bắc ở khoảng vĩ độ 11⁰ địa lũy Hòn Hải tiếp giáp với đới cắt trượt Tuy Hòa [11].

b. Gò nâng Côn Sơn

Trên bình đồ kiến trúc hiện đại, gò nâng Côn Sơn nằm theo phương Đông Bắc – Tây Nam, ngăn cách bể Cửu Long với các bể Nam Côn Sơn, Malay – Thổ Chu. Phía Đông Bắc tiếp giáp với địa lũy Hòn Hải qua hệ đứt gãy phương á kinh tuyến Cù Lao Thu – Hòn Hải. Móng trước Kainozoi của của gò nâng Côn Sơn đặc trưng là các thành tạo núi lửa – pluton rìa lục địa, bao gồm các đá xâm nhập và

phun trào thành phần axit tuổi Jura – Creta. Chúng là các tập hợp đá tạo nên các đảo vùng Côn Đảo, hòn Trống Lớn, hòn Trống Bê.

Các thành tạo Đệ Tam của gờ nâng Côn Sơn chủ yếu có tuổi Miocen muộn và Pliocen – Đệ tứ tạo nên các kiến trúc có quy mô khác nhau. Nhìn chung gờ nâng Côn Sơn chìm dần về hướng Đông Bắc, tiếp giáp với địa lũy Hòn Hải. Vào giai đoạn trước và đồng tách giãn (Eocen? – Miocen sớm) gờ nâng này tồn tại dưới dạng một kiến trúc dương bao gồm các khối đứt gãy, ngăn cách hai bề Cừ Long và Nam Côn Sơn. Vào giữa Miocen phần lớn các kiến trúc hợp phần của gờ nâng Côn Sơn bị sụt lún cùng với các bề Cừ Long và Nam Côn Sơn. Các thành tạo Kainozoi bị uốn nếp cùng lúc với pha uốn nếp sát nóc Miocen muộn ở các bề trên vùng Đông Nam thêm lục địa Việt Nam [11].



Hình 1.4. Sơ đồ địa chấn kiến tạo Việt Nam và Biển Đông và vùng nghiên cứu [24]

c. Bể Nam Côn Sơn

Trên bình đồ kiến trúc hiện đại bể Nam Côn Sơn có ranh giới phía Bắc và Tây Bắc là gờ nâng Côn Sơn và địa lũy Hòn Hải, phía Tây Nam là các bể Malay – Thổ Chu và Tây Natuna, phía Nam là vòm nâng Natuna và bể Đông Natuna, phía Đông và Đông Nam là bể nước sâu Biển Đông và bể Tư Chính – Vũng Mây.

Trong số các đới sụt lún trên thềm lục địa (chủ yếu nằm ở phía thềm trong) thì bể Nam Côn Sơn lại nằm ở phần rìa của thềm và kề áp ở phía Tây đới đứt gãy kiểu đường khâu Hải Nam – Eo biển Sunda (đứt gãy Vách dốc Đông Việt Nam hay kinh tuyến 109⁰). Đây là đới đứt gãy trải dài gần 1000 km trên vùng thềm lục địa miền Trung và Nam Trung Bộ Việt Nam. Một phần phía Đông bể này đã bị cắt bởi hệ thống đứt gãy đường khâu này. Các cấu trúc sụt bậc khu vực địa hào và xu thế tăng chiều dày trầm tích cũng như độ nghiêng của các trầm tích trẻ nhất về phía Đông chưa quan sát thấy sự kết thúc [11].

d. Bể Tư Chính – Vũng Mây

Bể Tư Chính – Vũng Mây thường được ghép vào loại các bể nước sâu. Các kết quả khảo sát địa chấn và khoan cho phép xây dựng những mô hình cấu trúc địa chất của kiến trúc chuyển tiếp lục địa – đại dương.

Bể Tư Chính – Vũng Mây được lấp đầy bởi các thành tạo trầm tích lục nguyên, lục nguyên – carbonat có bề dày thay đổi từ 2 - 3 km ở các vùng nâng, đến 7 – 8 km ở các trũng địa hào hay bán địa hào. Mặt cắt địa tầng ở đây bao gồm móng trước Kainozoi, Eocen (?) – Oligocen, Miocen dưới, Miocen giữa, Miocen trên và Pliocen – Đệ tứ. Những tài liệu hiện có cho thấy bể này có cấu trúc khá phức tạp, bao gồm hai kiến trúc chính là đới nâng rìa và bể Vũng Mây [11].

1.4. Kết luận chương 1

Từ những phân tích tổng hợp những kết quả nghiên cứu trong và ngoài nước liên quan đến nội dung nghiên cứu của luận án và những cơ sở tài liệu vùng nghiên cứu có thể rút ra một số kết luận sau:

Khu vực nghiên cứu thuộc vùng biển phía Tây Nam Biển Đông Việt Nam, kéo dài từ thềm lục địa Nam Trung Bộ đến khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Khí hậu chi phối khu vực là chế độ nhiệt đới gió mùa điển hình, ít biến đổi theo

mùa, hầu như nóng quanh năm. Đây là khu vực có địa hình tương đối phức tạp, có núi lửa ngầm, các thung lũng giữa núi và vực sâu, ranh giới giữa lục địa và đại dương. Địa hình thềm và sườn lục địa có xu hướng mở rộng ở phía bắc, nam và thu hẹp ở giữa. Mặt cắt ở khu vực này thể hiện rõ tính liên tục của một rìa lục địa điển hình bao gồm: thềm lục địa, sườn lục địa, đáy biển thẳm và đảo ngầm.

Các nghiên cứu về địa chất khoáng sản tại các vùng biển và đại dương trên thế giới đã được tiến hành từ lâu với các nghiên cứu quy mô và trang thiết bị khảo sát hiện đại. Tuy nhiên, tại các khu vực nước sâu của Biển Đông Việt Nam, đặc biệt là tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông chưa được điều tra, nghiên cứu nhiều về địa chất khoáng sản, trong đó có địa hóa khí trong trầm tích bởi các nhà khoa học cả trong và ngoài nước. Các nghiên cứu vẫn ở quy mô nhỏ lẻ và rời rạc.

Biển Đông Việt Nam nằm tại giao lộ của các mảng Âu-Á, Thái Bình Dương và Úc-Ấn. Tại khu vực nghiên cứu, có 2 hệ thống đứt gãy trong khu vực bồn trũng Nam Côn Sơn, bao gồm hệ thống đứt gãy phương Bắc – Nam phân bố ở phần phía tây và hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc – Tây Nam phân bố từ trung tâm bồn trũng và phát triển về phía đông. Đứt gãy kinh tuyến 109⁰ nằm hoàn toàn trong khu vực nghiên cứu (còn gọi là đứt gãy kiểu đường khâu Hải Nam – Eo biển Sunda).

Tầng sinh dầu khí triển vọng ở bể Nam Côn Sơn được phát hiện đến nay chủ yếu là trầm tích có tuổi Oligocen (Hệ tầng Cau) giàu vật chất hữu cơ nguồn đầm hồ, phân bố trong các địa hào và trầm tích Miocen dưới (Hệ tầng Dừa) phân bố rộng rãi trong bể.

CHƯƠNG 2. CƠ SỞ LÝ THUYẾT VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

2.1. Cơ sở lý thuyết

2.1.1. Cơ sở lý thuyết địa hóa khí trong trầm tích

2.1.1.1. Khái niệm chung

Phương pháp địa hóa khí để phục vụ cho công tác tìm kiếm khoáng sản đã được ứng dụng từ lâu [1, 26, 27, 28]. Theo Nguyễn Văn Phở (2002), địa hóa khí là một nhánh của địa hóa học, nghiên cứu về sự phân bố, nguồn gốc, di chuyển và khả năng sử dụng khí tự nhiên làm nguyên liệu công nghiệp [27].

Như vậy, các đối tượng nghiên cứu của địa hóa khí rất rộng, bao gồm cả trong môi trường không khí, môi trường nước và trong lòng đất. Các nội dung nghiên cứu bao gồm thành phần khí, nguồn gốc và phân bố khí trong môi trường cụ thể. Trong đó, thành phần các khí dưới đất liên quan tới các đá và điều kiện nhiệt động nơi chúng tồn tại [28]. Các đối tượng nghiên cứu có thể là khí núi lửa, khí từ các bồn tích tụ hydrocacbon dưới sâu, khí trong trầm tích. Các ứng dụng điển hình có thể kể đến như là các khí hydrocacbon được sử dụng rất hiệu quả trong tìm kiếm các mỏ dầu khí, các khí radon và heli trong đất giúp phát hiện các mỏ khoáng urani ẩn, khí lưu huỳnh đioxit đã được sử dụng làm chỉ thị cho các sulfur bị oxy hóa [27, 28]. Các dị thường của các khí này liên quan tới các đới dập vỡ kiến tạo của vỏ Trái Đất có thể đi kèm với các mỏ quặng khác nhau [27].

Nhìn chung, các khí trong trầm tích có thành phần đa dạng, chủ yếu có nguồn gốc dưới sâu, từ quá trình thành đá và biến đổi vật chất hữu cơ và rất ít từ khí quyển trên mặt. Nội dung nghiên cứu của luận án là nghiên cứu đặc điểm và giải đoán nguồn gốc cũng như quy luật phân bố của các thành phần khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Trong đó, thành phần khí được nghiên cứu chủ yếu là các khí hydrocacbon, khí heli, khí hydro và khí carbonic. Các khí bị bắt giữ trong các trầm tích gắn kết lỏng lẻo, chủ yếu là các trầm tích sét bột hoặc bột sét. Đây cũng

chính là các nội dung chính của các công trình nghiên cứu ngoài nước tại các vùng biển và đại dương trên thế giới.

2.1.1.2. Cơ sở lý thuyết nguồn gốc khí hydrocacbon

a. Về nguồn gốc dầu khí

Các nghiên cứu trước đã chỉ ra rằng, thành phần khí trong trầm tích đáy và nước biển có mối quan hệ chặt chẽ với nguồn gốc sinh thành như nguồn gốc sinh vật hoặc nguồn gốc nhiệt dưới sâu [1, 2, 29]. Hoàng Đình Tiến (2006) [3] cho rằng có ba quan điểm về nguồn gốc dầu khí, đó là nguồn gốc vô cơ, nguồn gốc vũ trụ và nguồn gốc hữu cơ. Theo Trần Nghi (2010) [30], hiện nay có hai trường phái về nguồn gốc dầu mỏ, đó là trường phái vô cơ và trường phái hữu cơ. Trong đó, quan điểm về nguồn gốc vô cơ có các giả thuyết cacbua, nguồn gốc magma, và nguồn gốc vũ trụ. Tuy nhiên, cùng với các tài liệu về địa chất ngày càng nhiều và những tiến bộ của khoa học ngày nay đã giúp cho việc củng cố vững chắc cho quan điểm nguồn gốc hữu cơ của dầu khí. Theo đó, vật liệu tạo nên bitum và dầu mỏ là vật liệu hữu cơ như phytoplanton và zooplanton, là những sinh vật trôi nổi phát triển ở những vùng nước nông gần bờ như thềm lục địa, vũng vịnh và cửa sông [3, 30].

Về điều kiện tích tụ và bảo tồn các loại vật liệu hữu cơ nói trên, Trần Nghi (2010) [30] cho rằng, môi trường lưu trữ các vật liệu hữu cơ phải là nơi có trầm tích là các loại hạt mịn, lắng đọng ở những nơi có độ sâu vừa phải, môi trường nước tương đối yên tĩnh, nghèo oxy, chứ không phải ở các đới ven bờ (nơi có sóng, giàu oxy), cũng không phải ở những đới quá sâu (nơi vật liệu hữu cơ dễ bị phân huỷ trước khi lắng xuống đáy). Đây chính là điều kiện rất quan trọng trong việc tích tụ các vật liệu hữu cơ và môi trường thuận lợi đó chính là những miền biển nông, thềm lục địa, vũng vịnh [30]. Từ đó, tác giả cho rằng, các điều kiện có thể được liệt kê như sự phong phú của vật chất hữu cơ (VCHC), quá trình trưởng thành của vật chất hữu cơ và quá trình sinh thành hydrocacbon, quá trình di cư của hydrocacbon. Theo Trần Nghi (2010) [30], các nhà nghiên cứu trên thế giới đã phân loại VCHC theo kerogen, tức thành phần VCHC

có mặt trong đá trầm tích không tan trong dung môi hữu cơ. Theo đó, kerogen là sản phẩm polyme hoá các phân tử hữu cơ được tách ra từ xác sinh vật [30]. Sau đó, từ kerogen biến thành dầu khí trong giai đoạn biến đổi hậu sinh và biến sinh. Bảng 2.1 thể hiện ba loại kerogen ứng với các tiềm năng sinh dầu khí khác nhau.

Bảng 2.1. Các loại hình kerogen và tiềm năng sinh dầu khí của đá mẹ [30]

Tiềm năng sinh dầu khí của đá mẹ	Hàm lượng VCHC (TOC %)	Loại kerogen	Chỉ số hydrogen (HI)	Sản phẩm
Kém	≤ 0.5	Loại III (thực vật thượng đẳng)	< 200	Sinh khí chủ yếu
Trung bình	0.5-1.0			
Tốt	1.0-3.0	Loại II (động vật biển, lipit của thực vật)	200-300	Sinh dầu và khí
Rất tốt	3.0-5.0			
Cực tốt	≥ 5.0	Loại I (Rong tảo)		Sinh dầu

b. Quá trình chuyển hóa và hình thành khí hydrocacbon

Theo Claypool and Kvenvolden (1983) [2], khí metan trong trầm tích và nước biển được hình thành từ hai nguồn gốc chính là 1) do sự phân hủy của sinh vật; 2) là sản phẩm của quá trình chuyển hóa hydrocacbon dưới sâu.

Quá trình chuyển hóa hydrocacbon dưới sâu đã được nhiều tác giả quan tâm chú ý [1, 3, 30].

Theo White (2003) và Hoàng Đình Tiến (2006) [1, 3], quá trình biến đổi VCHC chôn vùi được tóm tắt như sau:

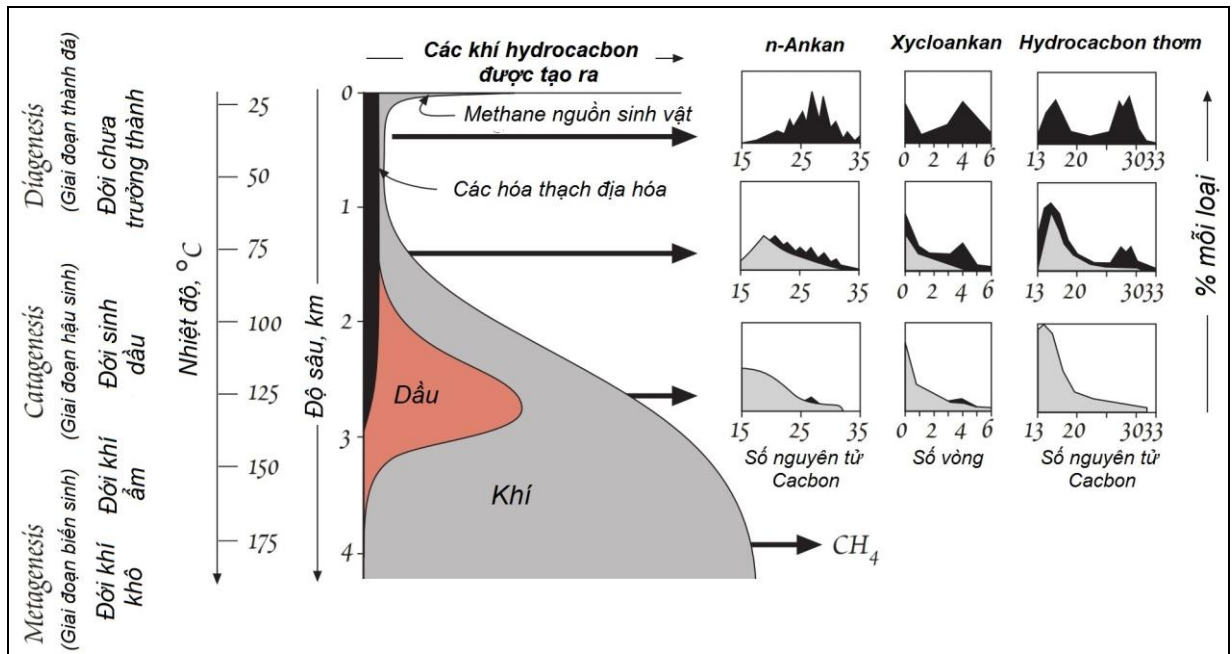
+ Đầu tiên, sau khi VCHC bị chôn vùi ở độ sâu nhỏ ($< 1\text{m}$), xảy ra quá trình khử oxygen ở nhiệt độ thấp. Khi VCHC chìm sâu hơn nữa sẽ bị phân hủy bởi vi khuẩn trong điều kiện yếm khí ở độ sâu 8m, có nơi đạt tới 100-200m. Tại các độ sâu này sẽ xảy ra quá trình khử sunfat SO_4^{2-} và NO_x . Giai đoạn này thuộc giai đoạn diagenesis và hậu sinh (catagenesis) sớm nhiệt độ chỉ đạt $< 50^\circ\text{C}$ (Hình 2.1). Các sản phẩm ở giai

đoạn này nảy CO₂, H₂S, CH₄ và H₂O [1, 3].

+ Khi VCHC tiếp tục lún chìm, nhiệt độ tăng dần từ 50°C tới 160°C thì VCHC chuyển hóa mạnh sang dầu. Trong giai đoạn này, hàng loạt các hydrocarbon được sinh ra [1]. Nhiều người gọi đây là giai đoạn trưởng thành hoặc pha chủ yếu sinh dầu (Giai đoạn hậu sinh Catagenesis, Hình 2.1).

+ Nếu VCHC chìm sâu hơn và nhiệt độ đạt 160 – 260°C, lúc này VCHC sẽ trải qua giai đoạn biến sinh (Metagenesis) và sẽ xảy ra đứt các mạch phức tạp hydrocarbon cho sinh ra khí ẩm và condensat (Hình 2.1, Hình 2.2) [1, 3].

+ Nếu chìm sâu hơn nữa, nhiệt độ môi trường đạt 260-300°C, các mạch phức tạp tiếp tục đứt vỡ, thậm chí cả hydrocarbon cao phân tử cũng đứt vỡ sinh ra khí khô (Hình 2.1, Hình 2.2) [1, 3].



Hình 2.1. Sơ đồ thể hiện các khí hydrocarbon được sinh ra theo nhiệt độ và độ sâu.

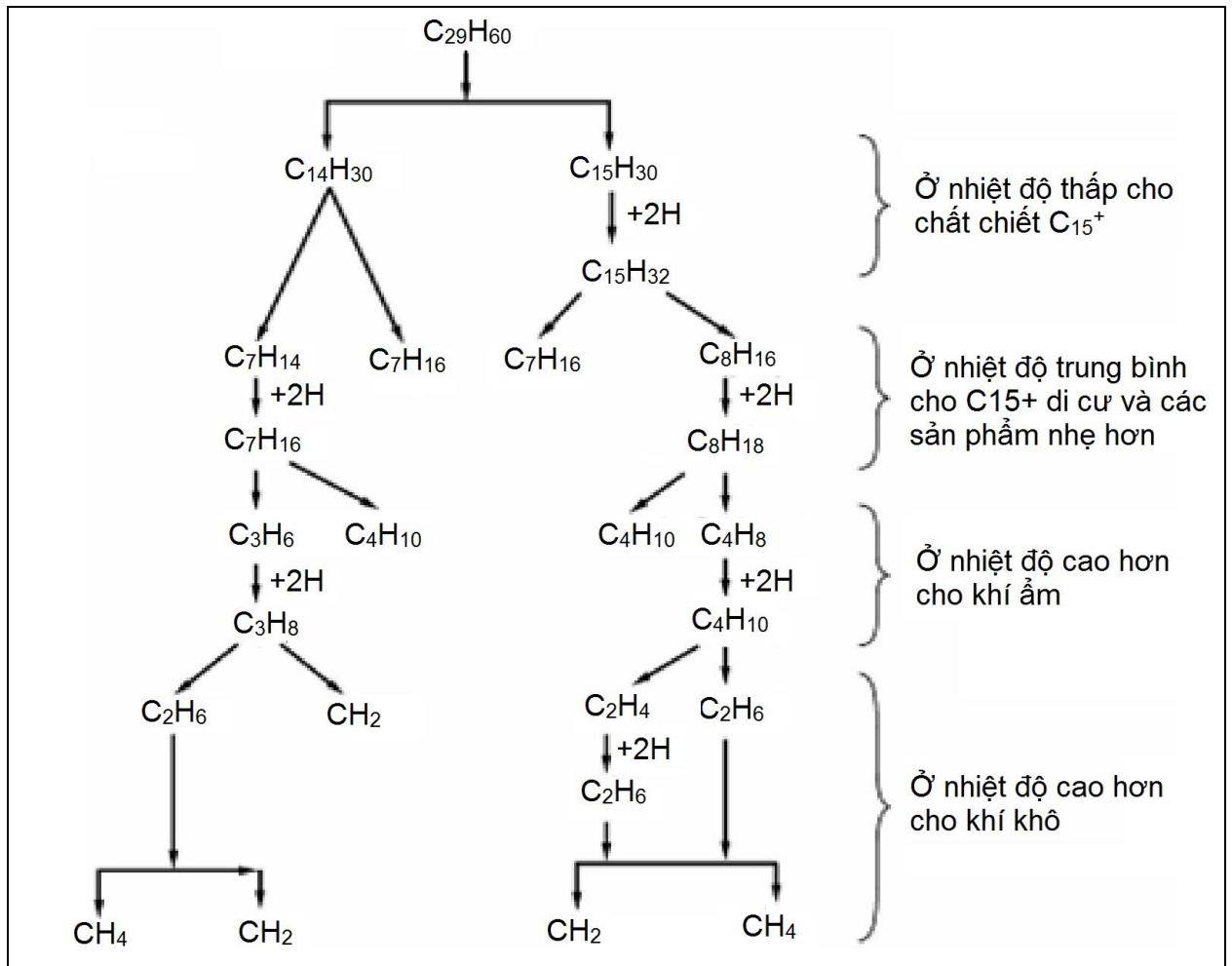
Nhiệt độ và độ sâu theo tỷ lệ giả định gradien địa nhiệt là 40°C/km [1]

+ Nếu lún chìm tiếp tục, khi nhiệt độ >300°C thì khí hydrocarbon không còn được sinh ra vì cạn kiệt hydrogen. Khi đó, khí acid sẽ được sinh ra như CO₂, H₂S và cacbon được làm giàu biến chất tạo thành graphit [1, 3].

Theo Trần Nghi (2008) [25], độ trưởng thành của VCHC là khái niệm để chỉ quá trình biến đổi và chuyển hoá của chúng thành hydrocacbon trong điều kiện nhiệt độ và áp suất tăng cao. Dưới tác dụng của nhiệt độ sinh ra do gradien địa nhiệt và nhiệt độ do nén ép kiến tạo, VCHC đều bị biến đổi cùng với trầm tích chứa nó và đạt tới một trình độ biến đổi nhất định [25]. Theo White (2003) [1], các vật liệu hữu cơ bị chôn vùi trải qua các quá trình biến đổi với nhiệt độ và áp suất tăng dần cùng với quá trình lún chìm của chúng.

White (2003) [1] chỉ ra rằng hầu hết các VCHC sau khi lắng đọng bị các vi khuẩn phân hủy một cách nhanh chóng thành các metan và hydrocacbon nặng có cấu trúc phức tạp. Mặc dù các quá trình này xảy ra mạnh mẽ trên bề mặt, chúng có thể tiếp tục xảy ra ở dưới sâu hơn, thậm chí ở độ sâu gần 3km, với nhiệt độ lên tới 175°C [20]. Khi các hoạt động phân hủy bởi vi khuẩn chấm dứt, phân hủy tàn dư của VCHC vẫn tiếp tục với tốc độ chậm hơn nhiều. Một số các phản ứng xảy ra khi các VCHC tồn tại cân bằng với môi trường có điều kiện nhiệt độ và áp suất cao hơn. Tổng hợp các quá trình trên được gọi là diagenesis và catagenesis. Trong khi diagenesis là kết quả của hoạt động trao đổi chất của vi sinh vật, catagenesis là kết quả của phản ứng nhiệt động học liên quan tới nhiệt độ và áp suất [1].

Khi nhiệt độ đạt tới khoảng 100-150°C, một hỗn hợp phức tạp bao gồm hydrocacbon, dầu khí được sản sinh ra cùng với một lượng ít hơn bitum, asphan và nhựa đường [3]. Ở nhiệt độ trên 150-170°C, khí metan và than chì là các sản phẩm cuối cùng của quá trình metagenesis (Hình 2.1, 2.2) [1].



Hình 2.2. Cơ chế đứt vỡ (cracking) phân tử hydrocarbon [3]

c. Nghiên cứu nguồn gốc của khí hydrocarbon trong trầm tích tại các vùng biển và đại dương trên thế giới dựa trên các tỷ số khí hydrocarbon và thành phần đồng vị:

Liên quan đến việc xác định nguồn gốc khí hydrocarbon, các tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$, C_1/C_2 , $C_2/C_{2:1}$, $(C_2+C_3)/C_1$ là các tỷ số quan trọng đã được sử dụng từ lâu trong các công trình nghiên cứu của Bernard et al. (1976), Cline và Holmes (1977), Kvenvolden và Redden (1980), Kvenvolden et al. (1981), Claypool và Kvenvolden (1983), Kvenvolden (1988), Pimmel và Claypool (2001) và Yatsuk et al. (2019) [31-37]. Trong đó, các ký hiệu C_1 , C_2 , $C_{2:1}$, C_3 lần lượt đại diện cho hàm lượng của các khí metan, etan, etylen và propan. Các tỷ số này đã được các tác giả sử dụng và lý giải rất thành công trong việc xác định nguồn gốc khí hydrocarbon trong trầm tích tại các vùng biển

khác nhau. Nhờ vậy, việc tính toán các tỷ số khí hydrocacbon như trên đã được tiến hành để luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon trong trầm tích đáy biển tại khu vực nghiên cứu. Ngoài ra, Claypool và Kvenvolden (1983) [2] đã thống kê giá trị của thành phần đồng vị cacbon của khí metan trong trầm tích tại rất nhiều các vùng biển khác nhau trên thế giới (Bảng 2.2).

Bảng 2.2. Các giá trị thành phần đồng vị cacbon của khí metan tại các vùng biển khác nhau trên thế giới [2]

STT	Địa điểm	Giá trị $\delta^{13}\text{C}$ (‰)
1	Vịnh Mexico	- 84,0 đến - 48,7
2	Biển Địa Trung Hải	- 77,8 đến - 72,6
3	Biển Caribe	- 81,3 đến - 69,1
4	Rãnh Carioca	- 76,3 đến - 59,6
5	Biển Bering, Bắc Thái Bình Dương	- 78,8 đến - 62,7
6	Biển Ả rập	- 82,8 đến - 61,0
7	Vịnh Aden	- 76,2 đến - 70,2
8	Rãnh Timor	- 77,0 đến - 58,6
9	Biển Ross	- 78,9 đến - 67,5
10	Biển Nhật Bản	- 72,0 đến - 67,4
11	Biển Na Uy	- 87,3 đến - 71,2
12	Biển Đen	- 72,0 đến - 63,0
13	Rãnh Nhật Bản	- 83,8 đến - 67,6
14	Vịnh California	- 79,2 đến - 40,4

d. So sánh đặc điểm dầu khí ở hai bồn trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn

Khu vực nghiên cứu hầu hết thuộc về phía Đông bể Nam Côn Sơn. Do đó, việc nghiên cứu đặc điểm dầu khí của bể trầm tích này rất có ý nghĩa khi nghiên cứu nguồn gốc khí hydrocacbon trên bề mặt đáy biển.

Khi so sánh đặc điểm địa hóa đá mẹ và dầu khí ở hai bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn, Hoàng Đình Tiến và nnk (2008) [4] đã cho rằng, dầu khí và condensat ở hai bể trầm tích này được sinh ra từ hai nguồn vật liệu hữu cơ khác nhau. Tại bể Cửu Long là kerogen loại II, là sản phẩm từ rong tảo, cỏ biển được tích lũy trong môi trường cửa sông, đầm lầy ven biển, biển nông. Tại bể Nam Côn Sơn, vật liệu hữu cơ chủ yếu thuộc kerogen loại III (sét than và than), được tích lũy trong môi trường lục địa từ thực vật trên cạn, trong đó có nhiều thực vật bậc cao thuộc môi trường lòng sông,

bãi bồi, đầm lầy và đồng bằng châu thổ [4]. Chính do nguồn vật liệu hữu cơ, sản phẩm chủ yếu của bể Cửu Long là dầu và khí còn ở bể Nam Côn Sơn, sản phẩm chủ yếu là condensat, khí và một ít dầu (Bảng 2.3).

Bảng 2.3. So sánh đặc điểm dầu khí hai bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn [4]

STT	Chỉ tiêu	Bể Cửu Long	Bể Nam Côn Sơn
1	Tuổi tầng đá mẹ	Eocen + Oligocen dưới, đáy Oligocen trên	Eocen + Oligocen, Miocen dưới
2	Loại Kerogen	Chủ yếu loại II, thứ yếu loại I và III	Chủ yếu loại III, thứ yếu loại II
3	Loại vật liệu hữu cơ	Sapropel: Dong tảo, cỏ biển được tái tạo bởi vi khuẩn (xét chuyển tiếp và biển)	Humic: thực vật trên cạn và thực vật bậc cao (trầm tích sông, bãi bồi, đầm lầy) (sét than và than)
4	Môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ	Nước lợ, cửa sông, biển ven và biển nông	Sông, bãi bồi, đầm lầy và đồng bằng ngập nước ngọt (ảnh hưởng của delta)
5	Sản phẩm	Chủ yếu dầu, phần nhỏ khí và condensat	Chủ yếu khí, condensat, phần nhỏ dầu

Từ Bảng 2.3, ta có thể thấy rõ sản phẩm chủ yếu sinh dầu, phần nhỏ khí và condensat ở Bể Cửu Long là các loại vật liệu hữu cơ như dong tảo, cỏ biển trong trầm tích Oligocen dưới + Eocen và phần đáy của trầm tích Oligocen trên. Theo Hoàng Đình Tiến và nnk (2008) [4], phần lớn thể tích của trầm tích Oligocen trên tại bể Cửu Long vẫn rất phong phú vật liệu hữu cơ và đang sinh dầu trong khi đối với trầm tích Miocen dưới, vật liệu hữu cơ chưa trưởng thành, chưa sinh ra dầu khí. Ở bể Nam Côn Sơn, vai trò chủ đạo để sinh dầu khí là vật liệu hữu cơ là các thực vật trên cạn và thực vật bậc cao trong các trầm tích Oligocen, Eocen và Miocen dưới [4]. Sản phẩm chủ yếu ở bể Nam Côn Sơn là khí, condensat và phần nhỏ dầu (Bảng 2.3).

Qua việc so sánh trên ta thấy, bể Nam Côn Sơn chủ yếu có tiềm năng về khí và ít tiềm năng về dầu. Đây cũng là nguồn cung cấp khí hydrocacbon khổng lồ cho trầm tích đáy và nước biển theo các kênh dẫn là các hệ thống đứt gãy.

2.1.1.3. Sự phân bố của khí hydrocacbon trong trầm tích tại các vùng biển và đại dương trên thế giới

Sự phân bố của khí hydrocacbon trong trầm tích tại các vùng biển, đại dương trên thế giới đã được các nhà khoa học nghiên cứu từ khá sớm [2, 31-37]. Các nghiên cứu đã được tiến hành tại hầu khắp các đại dương và vùng biển rộng lớn, như Thái Bình Dương, Đại Tây Dương, biển Bering, biển Caribe, Địa Trung Hải, biển Ả Rập, ... Trong các nghiên cứu này, hàm lượng của khí hydrocacbon trong trầm tích đáy biển đã được ghi nhận và đã được thảo luận về nguồn gốc của các khí này.

Trong một nghiên cứu tổng quát về khí hydrocacbon trong trầm tích biển, Claypool và Kvenvolden (1983) [2] đã thống kê hàm lượng của các khí hydrocacbon trong trầm tích gần bề mặt tại các vùng biển mở và trong nước tại các vùng đại dương mở. Trong đó, C_1 , C_2 , $C_{2=}$, C_3 , $C_{3=}$ và C_4 (i-C₄ + n-C₄) lần lượt là ký hiệu của các khí metan, etan, etylen, propan, propen, butan. Kết quả cho thấy hàm lượng của các khí hydrocacbon trong trầm tích lớn hơn rất nhiều so với trong nước biển (Bảng 2.4). Từ đó, các tác giả đã chỉ ra khí có nguồn gốc dưới sâu và khí có nguồn gốc sinh vật từ các hoạt động phân hủy hợp chất hữu cơ của các vi sinh vật là các nguồn cung cấp chính của khí hydrocacbon trong trầm tích.

Công trình nghiên cứu của Shakirov et al. (2017) [38] đã cho rằng Biển Đông Việt Nam nằm trong vành đai khí hydrat (băng cháy) thuộc các biển rìa Thái Bình Dương phía đông Châu Á. Trong những năm gần đây, đã có những nghiên cứu về khí hydrocacbon trong trầm tích tại các khu vực biển rìa thuộc vành đai này. Tiêu biểu là các nghiên cứu của Mishukova và Shakirov (2017) [39] tại khu vực Biển Okhotsk, Yatsuk et al. (2019) [37] tại khu vực Biển Nhật Bản và Shakirov et al. (2020) [40] tại Biển Đông Siberi.

Bảng 2.4. Hàm lượng trung bình của các khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại các vùng biển mở và nước biển tại các vùng đại dương mở (nl/l) [2]

Khí hydrocacbon	Nước tại các đại dương mở	Trầm tích tầng mặt
C ₁	50	1000 – 100.000
C ₂	0,5	20 – 100
C ₂₌	5	10 – 200
C ₃	0,3	10 – 50
C ₃₌	1,4	5 – 100
C ₄ (i-C ₄ + n-C ₄)	0,05	0 – 25

2.1.1.4. Sự phân bố và nguồn gốc của các khí heli và hydro

Trong một nghiên cứu trước đây, O’Nions and Oxburgh (1983) [41] đã chứng minh rằng các dòng khí heli từ manti được tích tụ mạnh mẽ tại các sống núi giữa đại dương, nhưng cũng tồn tại ở các bồn trũng đại dương đầu đó liên quan tới hoạt động magma nội mảng và rìa mảng. Shakirov et al. (2016) [42] khi nghiên cứu về sự phân bố của khí heli và khí hydro trong trầm tích và nước biển ở vùng dốc Sakhalin, biển Okhotsk, đã ghi nhận các dị thường heli và hydro lần lượt lên tới 60 ppm và 120 ppm. Các dị thường này được ghi nhận trong các trầm tích chứa hydrat thuộc các đới đứt gãy. Chính vì thế, các đứt gãy sâu thường được nhận diện bởi các dị thường heli trong trầm tích tầng mặt và nước tầng đáy. Ngoài ra, khí hydro thường có mặt trong nhiều khí núi lửa, các ống phun thủy nhiệt, hoặc các đứt gãy sâu. Ngoài ra, trong nghiên cứu của Syrbu et al. (2021) [43], các tác giả đã chỉ ra rằng do khí heli và hydro có nguồn gốc nội sinh, không liên quan đến các quá trình sinh học, do vậy các cấu trúc như đứt gãy sâu mang dị thường heli và hydro sẽ có quy mô nhỏ hơn so với các loại khí hydrocacbon.

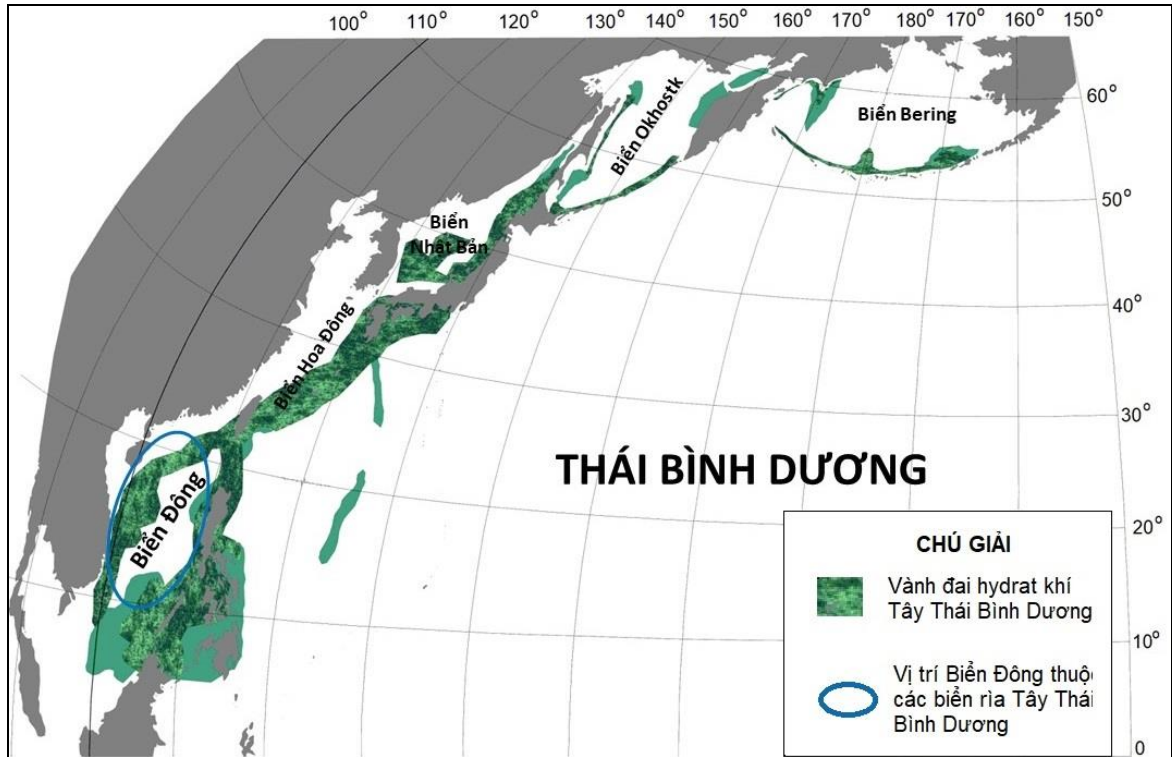
2.1.2. Tình hình nghiên cứu địa hóa khí tại Biển Đông và khu vực nghiên cứu

2.1.2.1. Tình hình nghiên cứu địa hóa khí tại Biển Đông và khu vực nghiên cứu từ trước tới nay

Trong khoảng từ 1980 đến 1995, các nghiên cứu địa hoá khí phục vụ tìm kiếm khoáng sản rắn (thí dụ, băng cháy) và dầu khí ở nước ta đã được tiến hành, sử dụng các tàu nghiên cứu của Liên Xô (sau này là Liên Bang Nga). Nhưng phải đến năm 2004, GS A.I. Obzhirov và các cộng sự mới lần đầu tiên công bố các kết quả nghiên cứu về địa hóa khí và tiềm năng khoáng sản các vùng biển rìa, trong đó có Biển Đông.

Trong nghiên cứu gần đây, Shakirov et al. (2017) [38] đã đề xuất rằng Biển Đông Việt Nam nằm trong vành đai khí hydrat (băng cháy) thuộc các biển rìa Thái Bình Dương phía đông Châu Á (Eastern Asia gas hydrate belt). Vành đai này bao gồm Biển Bering, Biển Okhotsk, Biển Nhật Bản, Biển Hoa Đông, và Biển Đông Việt Nam kéo xuống phía Nam tới ngoài khơi New Zealand (Hình 2.3). Trong đó, khí hydrat được nghiên cứu chủ yếu phân bố trong các trầm tích Pleistocen và Holocen.

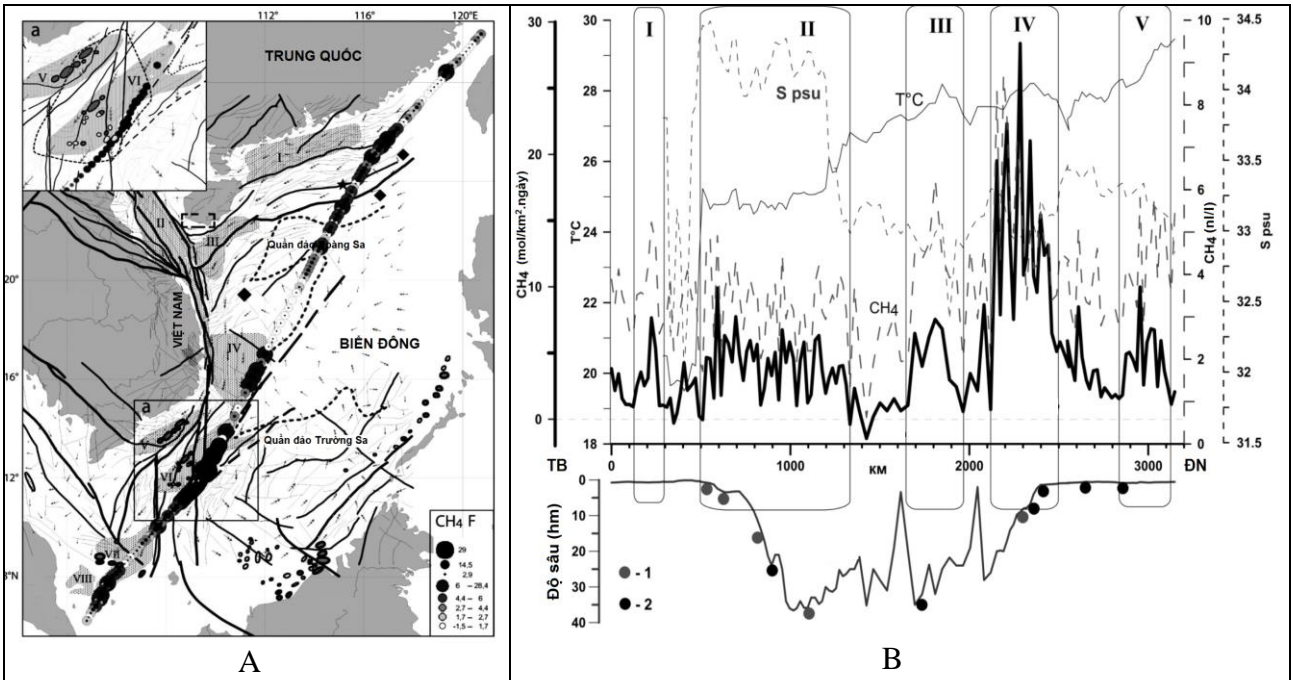
Một số các tác giả như Tseng et al. (2017), Shakirov et al. (2018, 2019), Luong et al. (2019) đã nghiên cứu về sự phân bố của khí metan trong nước Biển Đông, tại ranh giới nước-khí quyển, hoặc trong trầm tích tại phía Bắc Biển Đông [44-47]. Tuy nhiên, hiện chưa có nghiên cứu nào về sự phân bố khí trong trầm tích tại phía Nam Biển Đông, hay tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông.



Hình 2.3. Vị trí Biển Đông Việt Nam nằm trong vành đai hydrat khí thuộc các biển rìa Thái Bình Dương phía đông Châu Á [38]

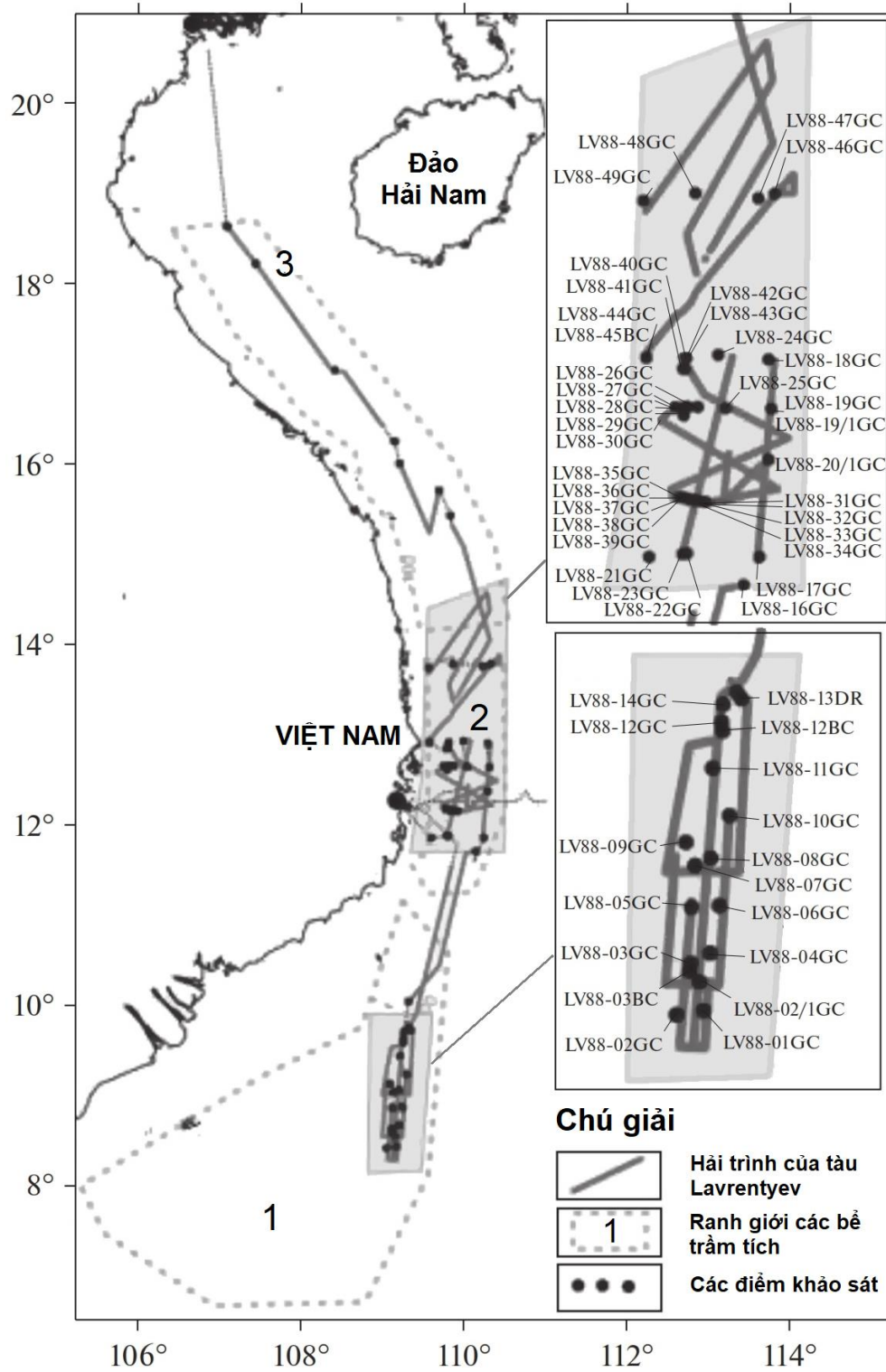
Tại Biển Đông, chuyến khảo sát của tàu nghiên cứu biển Akademik Boris Petrov năm 2017 đã xác định được 5 vùng thoát khí metan theo tuyến từ eo biển Đài Loan tới thềm của bán đảo Malacca dựa trên các kết quả phân tích hàm lượng khí metan tại ranh giới nước-khí quyển) [44, 45]. Trong 5 vùng này, vùng thứ 4 phân bố ở phần phía đông bồn trũng Nam Côn Sơn, phía Nam thềm lục địa Việt Nam đã được các tác giả chỉ ra là vùng có hàm lượng khí metan thoát ra cao nhất đạt 28 mol/km^2 và hàm lượng khí metan lên đến 9 nM/l (Hình 2.4). Các tác giả đã nhấn mạnh triển vọng dầu khí của khu vực này liên quan đến các tích tụ hydrocarbon dưới sâu, phân bố dọc theo các đứt gãy sâu, mà các mỏ khí đốt Lan Đỏ và Lan Tây là một điển hình (Hình 2.4). Theo các nghiên cứu của Shakirov et al. (2018, 2019) [44, 45], hàm lượng metan cao tại khu vực này có liên hệ mật thiết với cấu trúc địa chất. Theo một nghiên cứu trước đây của Obzhirov (1993) [48], cũng tại khu vực này, một trường dị thường metan lớn cũng được tìm thấy trong nước tầng đáy. Luong et al. (2019) [46] đã báo cáo về hàm

lượng metan trong nước tầng đáy ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam ở độ sâu từ 110-280 m nước có giá trị cao nhất, lên tới 1540 nl/l. Trường phân bố hàm lượng metan cao này nằm ở bồn trũng Nam Côn Sơn, không xa khu vực nghiên cứu này về phía Tây.



Hình 2.4. Hải trình của tàu nghiên cứu Akademik Boris Petrov năm 2017 (A) và năm vùng thoát khí metan dọc theo hải trình (B) [44, 45]

Gần đây, chuyến khảo sát của tàu nghiên cứu Akademik M.A Lavrentyev vào tháng 11 năm 2019 trên vùng biển phía Tây Biển Đông đã được thực hiện tại 3 vùng, bao gồm khu vực Tây Nam Biển Đông thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn, bồn trũng Phú Khánh, và bồn trũng Sông Hồng (Hình 2.5) [49]. Nhiều dữ liệu quan trọng về địa vật lý, địa chất và hải dương học thu được trong hải trình này đã bộc lộ những đặc trưng mới quan trọng về địa hóa và khoáng vật trong vùng thềm lục địa Việt Nam và các bồn trũng sâu lân cận. Dựa vào những dữ liệu trên, những đặc trưng địa hóa của trường khí trong trầm tích tại các vùng địa hóa khí phía Tây Biển Đông cũng đã xuất hiện.



Hình 2.5. Hải trình của tàu nghiên cứu biển Akademik M.A. Lavrentyev trong năm 2019 [49]

Nghiên cứu gần đây của Syrbu et al. (2021) [43] đã cho thấy các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic và khí metan trong trầm tích tại các bồn trũng phía Tây Biển Đông như bồn trũng Sông Hồng, bồn trũng Phú Khánh và bồn trũng Nam Côn Sơn. Trong đó, các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại bồn trũng Nam Côn Sơn dao động từ -24,8‰ đến -17,6‰. Bên cạnh đó, thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí metan trong trầm tích tầng mặt tại bồn trũng này phần lớn có giá trị của đồng vị nặng từ -29,4‰ đến -25,7‰, ngoại trừ mẫu 6 lấy tại trạm LV88-02/1GC thuộc phần phía cực Nam có giá trị của đồng vị nhẹ -64,6‰. Ngoài ra, nghiên cứu này cũng ghi nhận các dị thường của các khí hydro và heli trong trầm tích tại khu vực nghiên cứu, với các giá trị cao nhất lên tới 148.3 ppm và 12,7 ppm của hydro và heli [43].

Các công trình nghiên cứu liên quan đến địa hóa khí trong trầm tích biển do các tác giả Việt Nam thực hiện đã được tiến hành ở khu vực Vịnh Bắc Bộ [50, 51]. Trong đó, nghiên cứu của Lê Đức Anh và nnk (2014) [50] đã chỉ ra hàm lượng trung bình của khí hydro và heli tại khu vực này lần lượt là 12 ppm và 10,87 ppm. Ngoài ra, khi nghiên cứu về trường địa hóa khí tại khu vực cửa sông phía tây bắc Vịnh Bắc Bộ, Dương Quốc Hưng và nnk (2019) [51] đã tính toán hàm lượng phong của khí metan trong trầm tích tầng mặt là 4 ppm. Đây là kết quả nghiên cứu do các nhà khoa học thuộc Viện Địa chất và Địa vật lý biển, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam hợp tác cùng các nhà khoa học Liên Bang Nga thực hiện [50, 51].

Ngoài ra, trong những năm gần đây, Trung tâm quy hoạch và Điều tra Tài nguyên – Môi trường biển khu vực phía Bắc, Bộ Tài nguyên và Môi trường, đã tiến hành Đề án thăm dò GasHydrate tại các vùng biển thuộc chủ quyền của Việt Nam tại Biển Đông. Đề án này sẽ cung cấp các dữ liệu quan trọng phục vụ đánh giá tiềm năng GasHydrate tại các vùng biển trên.

2.1.2.2. Đặc điểm phân bố khí metan khu vực Tây Biển Đông theo các tài liệu trước

Thềm lục địa Việt Nam được chia thành 3 khu vực dựa trên sự phân bố metan: khu vực phía Bắc, khu vực trung tâm, và khu vực phía Nam [46]. Khu vực phía Bắc phân bố từ vĩ độ 15°N tới 18°N, khu vực trung tâm giới hạn trong khoảng vĩ độ 15°N - 11°N, và khu vực phía Nam trải dài từ vĩ độ 7°N tới 11°N.

Các dị thường khí metan trong nước tầng đáy đã được tìm thấy tại vùng phía Bắc của thềm lục địa Việt Nam. Tại điểm 18°00'25N, 107°39'27E, ở độ sâu 70m nước và điểm kế tiếp 17°40'10N, 108°00'10E ở độ sâu 88m nước, các giá trị lớn nhất của khí metan được ghi nhận lần lượt là 250 nl/l và 230 nl/l [46]. Các sự phân bố này của khí metan cho thấy sự tồn tại của các tích tụ dầu khí trong bồn trũng Sông Hồng và sự có mặt của sự di chuyển khí trong cột nước biển. Khí metan di chuyển từ trầm tích vào cột nước biển thông qua các hệ thống đứt gãy, cũng được thấy rõ qua hàm lượng cao của khí CO₂ (0,4-0,5 ml/l) [46]. Ở độ sâu cột nước nông hơn (khoảng 50m) tại vùng phía Bắc, có rất ít các nghiên cứu về các trường địa hóa khí.

Các hàm lượng phong của khí metan từ 30-40 nl/l ở độ sâu 100-400m đã được ghi nhận tại vùng trung tâm của thềm lục địa Việt Nam. Hàm lượng khí CO₂ vào khoảng 0,74-0,79 ml/l đã được ghi nhận tại các độ sâu 200-400m nước [46]. Các hàm lượng thấp của khí metan và cao của khí CO₂ chỉ ra rằng khu vực này ít có hoạt động địa chấn, nằm trên cấu trúc núi lửa Mesozoi gần bề mặt.

Hàm lượng cao 1540 nl/l của khí metan đã được ghi nhận tại phần phía nam của thềm lục địa tại tọa độ 09°07'N, 108°08'E ở độ sâu 230m [46]. Trường dị thường metan với hàm lượng trong khoảng 500-1000 nl/l, vượt quá giá trị hàm lượng phong khoảng 10-50 lần đã được ghi nhận trong nước tầng đáy ở độ sâu 110-280m xung quanh khu vực này [46]. Các giá trị thấp của hàm lượng các khí hydrocacbon nặng hơn (etan và propan) vào khoảng 0,5-1,0 nl/l đã được ghi nhận trong trường dị thường metan này.

Sự tương phản rõ nét của hàm lượng khí metan hòa tan trong nước tầng đáy của khu vực tây Biển Đông đã được ghi nhận [46, 48]. Cụ thể là, khí metan có hàm lượng

thấp (10-20 nl/l) đã được tìm thấy tại khu vực nước sâu (500-3800 m). Tại các khu vực thềm lục địa (30-200 m) và sườn lục địa (200-500 m), giá trị phong của khí metan tăng tới 30-40 nl/l. Các giá trị dị thường của khí metan đã được tìm thấy ở phía bắc và phía nam thềm lục địa Việt Nam.

Như vậy, mức độ tương phản của hàm lượng khí metan cao liên quan tới tiềm năng dầu khí tại thềm lục địa Biển Đông. Các giá trị hàm lượng cao chủ yếu tìm thấy trong vùng phía Bắc và phía Nam của thềm lục địa Việt Nam. Chúng chỉ ra sự khuếch tán lâu dài của khí metan trong trầm tích vào cột nước mà không phải là từ các hòng phun thủy nhiệt như trường hợp của trũng Okinawa tại biển Hoa Đông [46]. Các số liệu này cung cấp một cái nhìn tổng quan về sự phân bố của các dị thường metan trong nước tầng đáy tại thềm và sườn lục địa phía Tây Biển Đông. Theo Shakirov et al. (2018, 2019) [44, 45], lượng khí metan thoát vào khí quyển tại Biển Đông nhỏ hơn 10 lần so với biển Okhotsk. Một trong những nguyên nhân quan trọng là hoạt động địa chấn nhỏ của nền đáy biển tại khu vực này.

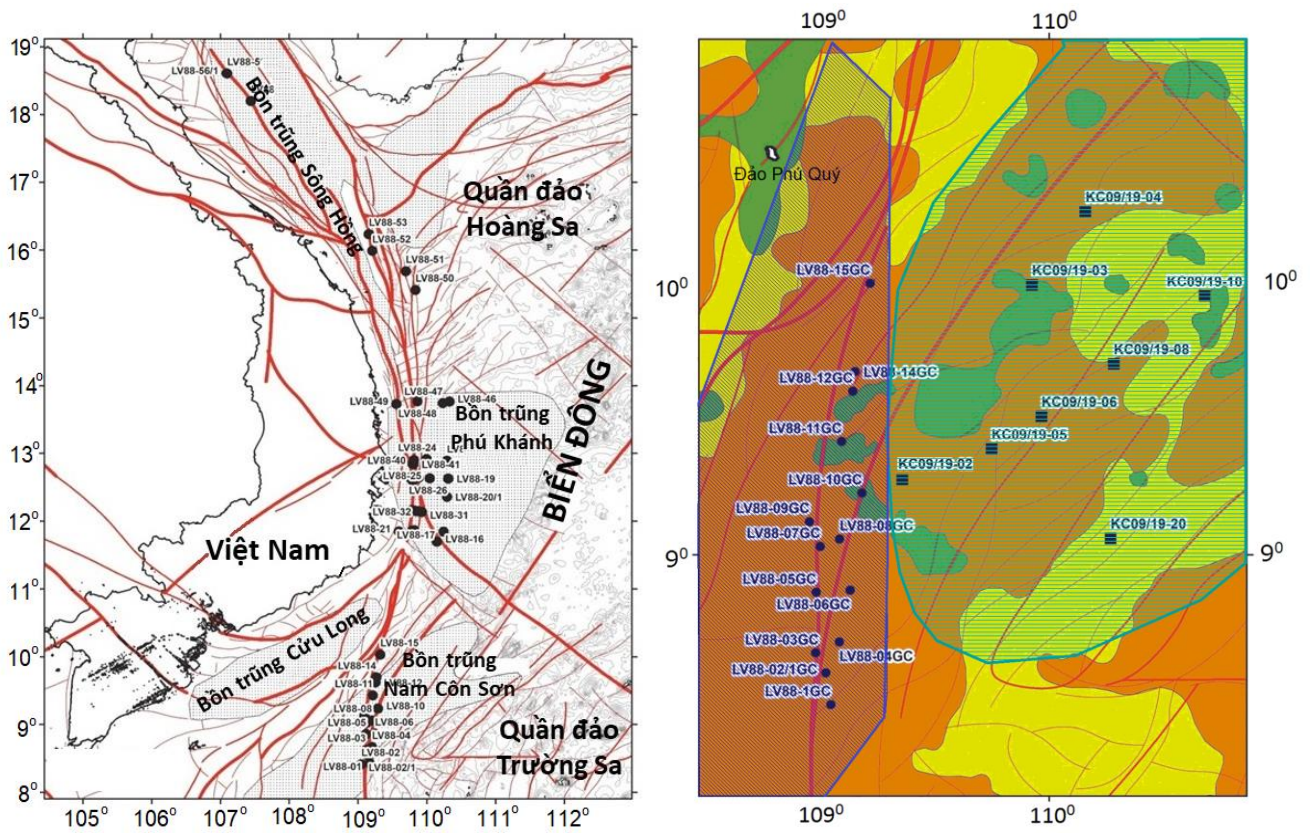
2.2. Các phương pháp nghiên cứu

2.2.1. Khảo sát thực địa và lấy mẫu trên biển

Khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông được xem là đơn vị cấu trúc cuối cùng sau khi Biển Đông ngừng tách giãn vào khoảng 16 triệu năm trước. Do đặc điểm địa hình địa mạo phụ bề Tây Nam thuộc vùng nước sâu (độ sâu dao động trong khoảng 50 – 4000m) việc thu thập mẫu đòi hỏi phải có tàu lớn và chuyên dụng, được trang bị các hệ thống lấy mẫu hiện đại.

Các mẫu trầm tích tầng mặt được lấy bằng ống phóng trọng lực qua hai hải trình của tàu DK105 vào tháng 8, 9 năm 2019 và tàu R/V Akademik Lavrentyev vào tháng 11 năm 2019. Các hải trình này lần lượt thuộc về Chương trình KH&CN trọng điểm cấp quốc gia KC09/16-20 và nhiệm vụ hợp tác quốc tế “Khảo sát, nghiên cứu địa chất, địa vật lý, và hải dương học lần thứ 1 giữa VAST và FEBRAS bằng tàu Viện sĩ Lavrentyev trong vùng biển Việt Nam” mã số QTRU.02.05/19-20. Vị trí của các ống phóng trọng lực được chỉ ra trên Hình 1.

Trong khi các điểm lấy mẫu trong hải trình của tàu DK-105 được phân bố rải rác trong khu vực nghiên cứu Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông với các đứt gãy nhỏ lẻ và rời rạc, các điểm lấy mẫu trầm tích tầng mặt trong hải trình của tàu Lavrentyev được tập trung dọc theo khu vực ảnh hưởng của đứt gãy vách dốc Đông Việt Nam (kinh tuyến 109°) và hệ thống đứt gãy Đông Bắc – Tây Nam trong bồn trũng Nam Côn Sơn (Hình 2.6) [53]. Sự phân bố này có ý nghĩa đặc biệt quan trọng và ảnh hưởng rất lớn tới hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu.

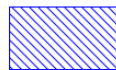


Chú giải

● Điểm khảo sát của tàu Lavrentyev

■ Điểm khảo sát của tàu DK105

— Đứt gãy



Bồn trũng Nam Côn Sơn (BTNCS)



Khu vực phụ trũng sâu Tây Nam Biển Đông (KVPTS)

Hình 2.6. Vị trí các điểm lấy mẫu thuộc các hải trình của tàu Lavrentyev và tàu DK105 trong mối quan hệ với các hệ thống đứt gãy [53]

Ống phóng trọng lực trên tàu DK105 được sử dụng để lấy cột mẫu trầm tích (Hình 2.7). Ống được gắn quả nặng 300 kg trên đầu, được thả bằng bộ cáp gắn trên tàu, sau đó sẽ cắt sâu vào địa tầng tại vị trí lấy mẫu nhờ trọng lượng của quả nặng. Sau khi ống phóng được kéo lên, ống mẫu PVC gắn bên trong sẽ được kéo ra để phục vụ cho công tác lấy mẫu diễn ra ngay sau đó.



Hình 2.7. Công tác lấy mẫu trầm tích bằng ống phóng trọng lực trên tàu DK105

Trên tàu R/V Akademik Lavrentyev, mẫu được lấy lên sử dụng ống phóng trọng lực với quả tạ 500 kg gắn ở đầu (Hình 2.8). Ống nhựa PVC lấy mẫu có chiều dài 5m được cắt đôi, sau đó được đưa vào bên trong ống phóng. Sau khi xác định độ sâu lấy mẫu bằng máy đo sâu hồi âm, ống phóng được thả bằng bộ cáp có sức nâng 12 tấn tới hết chiều sâu tại điểm lấy mẫu. Sức nặng của ống phóng cho phép ống phóng cắt sâu

vào địa tầng tại vị trí lấy mẫu. Sau khi ống phóng được đưa lên, ống mẫu sẽ được kéo ra và đưa vào xử lý trong phòng mẫu.

Công tác lấy mẫu trầm tích tầng mặt trong ống nhựa PVC được tiến hành ngay sau khi mẫu được lấy lên ở cả hai hải trình của tàu DK105 và tàu Lavrentyev. Các mẫu trầm tích tầng mặt được lấy đại diện tại 08 ống phóng tại các vị trí đầu, giữa và cuối ống phóng. Mẫu được đựng trong túi nhựa đựng mẫu và được ghi đầy đủ các thông số như ký hiệu mẫu, khoảng độ sâu lấy mẫu trong ống phóng. Mẫu sau đó được bảo quản trong tủ lạnh để giữ nguyên được tính chất về vật lý, hóa học của mẫu.



Hình 2.8. Ống phóng trọng lực sau khi được kéo lên và được xử lý trong phòng lấy mẫu trên tàu Lavrentyev

2.2.2. Nhóm các phương pháp phân tích độ hạt và địa hóa trầm tích

2.2.2.1. Phương pháp phân tích độ hạt và tính toán các tham số độ hạt

Phương pháp này nhằm xác định tỷ lệ phần trăm các cấp hạt khác nhau của mẫu trầm tích tầng mặt để xây dựng các biểu đồ đường cong tích lũy độ hạt và đường cong phân bố độ hạt. Kết quả thành phần độ hạt được sử dụng để đánh giá tương quan với đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt. Mẫu sau khi xử lý được phân tích bằng máy phân tích độ hạt bằng laser LA960 tại phòng Địa chất Đệ tứ, thuộc Viện Địa chất, Viện Hàn lâm KH&CN Việt Nam (Hình 2.9). Đây là máy phân tích kích thước hạt dựa trên tán xạ ánh sáng mới nhất của HORIBA (Nhật Bản), với dải đo của máy từ 10nm (0,01 μ m) – 5mm (5000 μ m).

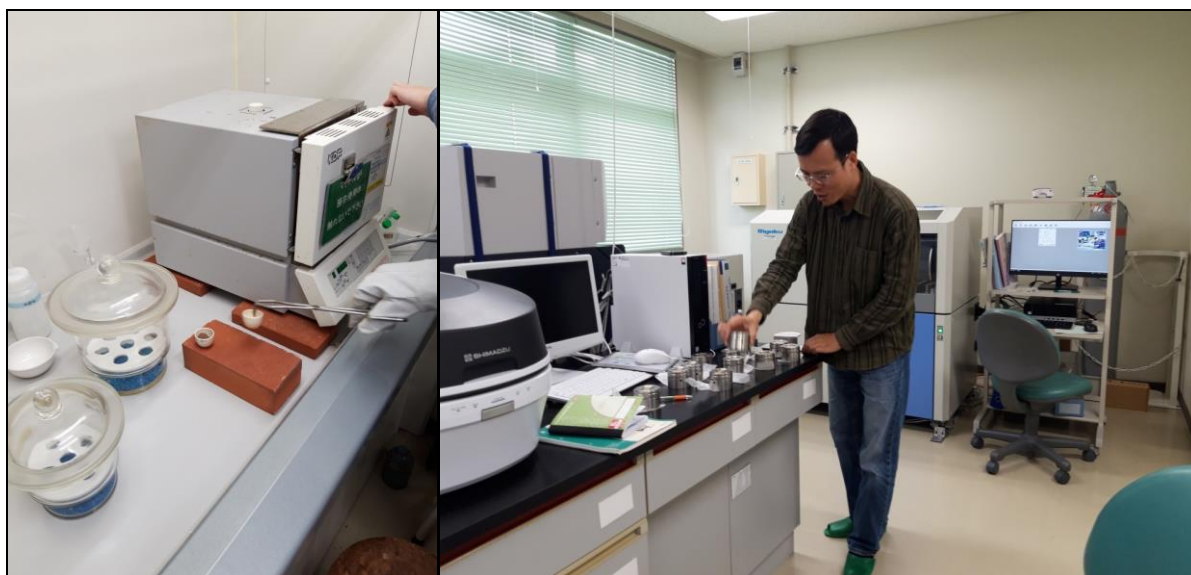


Hình 2.9. Phân tích mẫu trầm tích tầng mặt bằng máy phân tích độ hạt LA960 – Horiba

2.2.2.2. Phương pháp phân tích thành phần nguyên tố chính

Thành phần nguyên tố chính (SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , MnO , MgO , CaO , Na_2O , K_2O , P_2O_5 , và Cr_2O_3) được xác định bằng phương pháp huỳnh quang tia X (XRF) sử dụng máy ZSX Primus II tại Trường Đại học Ryukyus, Nhật Bản, trên viên nén thủy tinh. Quy trình có thể tóm tắt như sau. Cân khoảng 2 gram mẫu bột trong cốc

sứ và nung khoảng 10 giờ trong lò nung KDF tại nhiệt độ 900°C để loại bỏ hoàn toàn nước bề mặt, vật liệu hữu cơ và các khoáng vật thứ sinh (Hình 2.10). Mẫu sau đó để nguội trong tủ chân không, và được cân lại để xác định lượng mất khi nung. Để làm viên nén thủy tinh, cân 1g mẫu sau nung, trộn với 5g chất trợ dung Li-tetraborate ($\text{Li}_2\text{B}_2\text{O}_7$) trong cốc platin (tỉ lệ 1:5), sau đó hỗn hợp trong cốc platin được nung nóng lần lượt tại nhiệt độ 800°C và 1200°C trong 2 phút và 5 phút sử dụng máy TK-4200 Bead & Fuse-Sampler. Bộ mẫu chuẩn của Sở Địa chất Nhật Bản được sử dụng để xây dựng đường hiệu chuẩn. Để đánh giá tính chính xác của phương pháp phân tích, mẫu chuẩn BHVO-2 được phân tích đồng thời với các mẫu nghiên cứu.

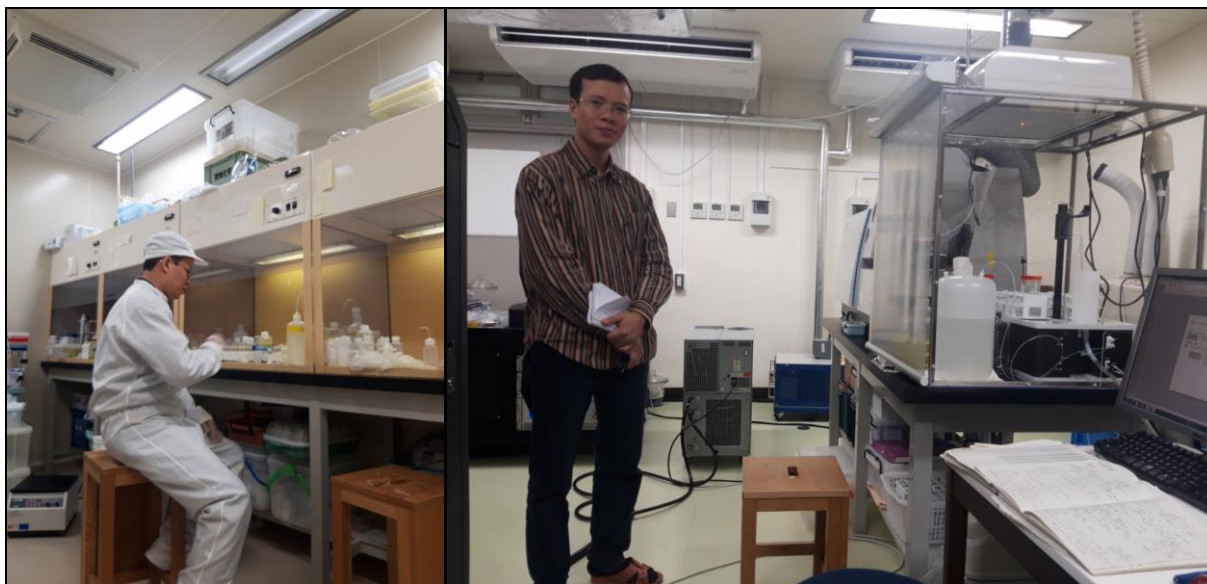


Hình 2.10. Các mẫu được đặt vào cốc sứ và được đưa vào lò nung KDF và sau đó được phân tích trên máy ZSX Primus II

2.2.2.3. Phương pháp phân tích thành phần nguyên tố vết

Mẫu trầm tích tầng mặt được phơi khô tự nhiên trong phòng kín sau đó được nghiền thành bột trong cối mã nã. Mẫu được xử lý và phân tích thành phần nguyên tố vết được tiến hành tại phòng thí nghiệm địa hoá Trường Đại học Ryukyus, Okinawa, Nhật Bản, sử dụng khối phổ X series-2 ICP-MS (Thermo Fisher Scientific, Hình 2.11). Quy trình phân tích có thể được tóm tắt như sau. Cân khoảng 50 mg mẫu bột sau xử lý trong lọ Teflon 15 ml, cho vào khoảng 3 ml hỗn hợp axit HNO_3 và axit HF đậm đặc, tỷ

lệ 1:2. Đặt lọ Teflon trên bếp nóng tại nhiệt độ 120°C trong 48 giờ, và cho bay hơi. Mẫu sau khi bay hơi hoàn toàn, cho vào 1ml axit HNO₃ 15M và tiếp tục cho bay hơi hoàn toàn. Tiếp tục cho axit nitric đậm đặc, nếu cần thiết, để đảm bảo mẫu được hòa tan hoàn toàn.



Hình 2.11. Chuẩn bị mẫu trong phòng hóa sạch và phân tích mẫu bằng máy X series-2 ICP-MS (Thermo Fisher Scientific)

Cân khoảng 3ml axit HNO₃ 2M để tạo ra dung dịch có hệ số pha loãng (dilution factor: F) trong khoảng 58-63 lần, đóng nắp lọ Teflon, và đặt trên bếp nóng qua đêm tại nhiệt độ 80°C. Cuối cùng, cân khoảng 0,164g dung dịch và hòa với khoảng 10,5 – 12,1g axit HNO₃ 0.3M để tạo nên hệ số pha loãng khoảng 3980-4040 lần. Để phân tích và xác định tính chính xác của phương pháp ICP-MS sử dụng máy X series-2 ICP-MS (Thermo Fisher Scientific), mẫu ‘trắng’ (blank) và bộ mẫu địa chất chuẩn như BHVO-2, JB-1a và JA-2 được phân tích đồng thời để lập đường hiệu chuẩn và để xác nhận tính chính xác của kết quả phân tích, theo đó, tính chính xác của phương pháp khoảng ±3-4% đối với Nd và ±2% đối với các nguyên tố còn lại. Kết quả phân tích thành phần nguyên tố vết được sử dụng trong phân tích thống kê để tìm ra mối quan hệ với đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt.

2.2.2.4. Phương pháp phân tích địa hóa hữu cơ

Hàm lượng tổng cacbon hữu cơ của các mẫu trầm tích được phân tích theo phương pháp Walkley Black (TCVN-9941:2011). Các hợp chất hữu cơ trong mẫu bị oxy hóa với dung dịch $K_2Cr_2O_7$ trong axit sulfuric đậm đặc. Lượng $K_2Cr_2O_7$ dư được chuẩn độ bằng dung dịch muối Fe (II).

Để phân tích hàm lượng protein, hợp chất nitơ trong mẫu trầm tích tầng mặt được phân hủy bằng axit sulfuric đậm đặc và làm nóng để thu được amoni sulfat (phương pháp Kjeldahl). Sản phẩm phân hủy sau đó được trộn với dung dịch natri hydroxit, và amoniac được giải phóng bằng cách chưng cất vào dung dịch axit boric. Cùng cuối, amoniac được chuẩn độ bằng dung dịch axit chuẩn.

Để phân tích hàm lượng tổng sulfua và tổng nitơ, các mẫu nghiên cứu lần lượt được phân tích theo phương pháp khối lượng (TCVN 9296 : 2012) và phương pháp Kjeldahl (TCVN 6498 : 1999).

Kết quả phân tích thành phần địa hóa hữu cơ được sử dụng để tìm ra mối quan hệ với đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt.

2.2.3. Phương pháp chiết tách và phân tích khí từ các mẫu trầm tích tầng mặt

Các mẫu khí trình bày trong luận án được lấy trên boong tàu từ 19 ống phóng trọng lực trong các hải trình của tàu DK105 vào tháng 8 và tháng 9 năm 2019 và tàu Lavrentyev vào tháng 11 năm 2019.

Trong đó, 17 mẫu khí từ 8 ống phóng trọng lực trong các tuyến hải trình của tàu DK-105 (Hình 1) đã được phân tích bằng cách sử dụng phương pháp “head space”. Các mẫu trầm tích được lấy từ ống phóng bằng cách sử dụng xi lanh 20ml được cất ở đầu. Các mẫu được lấy đại diện tại các vị trí đầu, giữa và cuối ống mẫu, tùy thuộc vào chiều dài của ống mẫu cũng như thành phần thạch học quan sát được trong ống mẫu. Sau đó, các mẫu được đựng trong lọ thủy tinh 20ml và được làm đầy bằng dung dịch muối bão hòa và được bảo quản trong tủ lạnh cho tới khi phân tích trong phòng thí nghiệm trên đất liền (Hình 2.12). Các loại khí hydrocacbon và khí carbonic trong các

mẫu trầm tích tầng mặt được phân tích tại Phòng thí nghiệm Địa hóa khí tại Viện Hải dương học Thái Bình Dương, Phân nhánh Viễn Đông Viện Hàn lâm Khoa học Nga bằng máy sắc ký khí CrystalLux – 4000M. Máy sắc ký khí Gasochrome 2000 có độ nhạy cao đã được sử dụng để phân tích heli và hydro.



Hình 2.12. Công tác lấy mẫu khí trên boong tàu DK105

Ngoài ra, 22 mẫu khí từ 11 ống phóng trọng lực từ hải trình của tàu Lavrentyev đã được thu thập tại phòng thí nghiệm địa hóa khí trên tàu dựa trên phương pháp chiết tách khí chân không. Đầu tiên, các mẫu trầm tích được lấy bằng cách sử dụng xi lanh 60ml được cất ở đầu ngay sau khi ống phóng trọng lực được kéo lên (Hình 2.13). Các mẫu được lấy đại diện tại các vị trí đầu, giữa và cuối ống mẫu, tùy thuộc vào chiều dài của ống mẫu cũng như thành phần thạch học quan sát được trong ống mẫu. Sau đó, các mẫu trầm tích trong xi lanh được đưa vào hệ thống chiết tách khí chân không để thu mẫu khí trong dung dịch muối bão hòa (Chi tiết theo quy trình dưới đây). Sau đó, các mẫu khí được đưa đến phòng phân tích để xác định hàm lượng các khí trong mẫu trầm tích tầng mặt. Trong đó, các khí hydrocarbon và khí carbonic được xác định bằng máy sắc ký khí CrystalLux – 4000M. Các khí heli và hydro được phân tích bằng máy sắc ký khí Gasochrome 2000 có độ nhạy cao.



Hình 2.13. Lấy mẫu bằng xi lanh 60ml trong phòng mẫu trên tàu Lavrentyev

❖ Quy trình chiết tách khí chân không

Quá trình chiết tách khí được thực hiện trong phòng thí nghiệm địa hóa trên tàu Lavrentyev. Cán bộ Viện Địa chất tiến hành chiết tách khí dưới sự hướng dẫn trực tiếp của GS. Anatoly Obzhurov (Hình 2.14, Hình 2.15). Quá trình chiết tách khí như sau:

- + Chuẩn bị bộ chứa mẫu
- + Kết nối bộ chứa mẫu với bộ tách khí
- + Bật máy bơm hút chân không trong 3 phút để tạo chân không
- + Kết nối bộ chứa mẫu với bình trung gian
- + Đưa mẫu vào và lắc đều
- + Bật máy bơm hút chân không, điều chỉnh van của bình trung gian để đưa khí từ bộ chứa mẫu vào ống chính. Sau đó điều chỉnh van để đóng bình chính lại, tắt máy hút



Hình 2.14. Chuẩn bị bộ chứa mẫu và kết nối với bộ tách khí chân không

+ Điều chỉnh van để khí đi từ bình chính sang ống thu (lưu ý đưa bình trên cùng xuống để hạ mực nước để khí dễ dàng đi vào ống thu)

+ Tiếp tục các bước như trên đến khi không còn khí trong bộ lấy mẫu

+ Khí lúc này ở trong bộ ống thu. Điều chỉnh van để lấy mẫu, dùng lọ nhỏ để trong chậu đựng dung dịch muối bão hòa thu khí để khí không thoát ra ngoài.



Hình 2.15. GS. Anatoly Obzhirov trong phòng thí nghiệm địa hóa khí và mẫu khí sau khi chiết tách xong sẵn sàng để phân tích trên tàu

Các mẫu khí sau khi chiết tách xong được mang thẳng đến phòng phân tích trên tàu Lavrentyev để phân tích hàm lượng các khí có trong mẫu.

2.2.4. Xử lý thống kê

2.2.4.1. Các thông số thống kê

Theo Nguyễn Văn Phở (2002, 2014) [27, 28], phương pháp toán thống kê là công cụ duy nhất trong xử lý dữ liệu địa hóa và cho phép hệ thống hóa dữ liệu một cách khoa học. Theo đó, các tham số thống kê bao gồm hàm lượng trung bình hay hàm lượng nền (\bar{x}), độ lệch chuẩn (S), hàm lượng dị thường tối thiểu hay ngưỡng dị thường ($\bar{x} \pm S$).

Để lựa chọn đúng phương pháp xử lý số liệu địa hóa, các thuộc tính cơ bản của tập dữ liệu địa hóa cần phải được xác định (Reimann et al., 2005) [54] bao gồm:

+ Các dữ liệu là độc lập về không gian

+ Tại mỗi điểm lấy mẫu, có nhiều yếu tố sẽ tác động tới các giá trị đo đạc, phân tích (vd: mẫu đất: đá gốc, địa hình, thảm thực vật, khí hậu, vật chất hữu cơ, pH, khoáng vật...). Với hầu hết các tính toán thống kê, rất cần có các mẫu có phân bố như nhau, điều này là không khả thi nếu các quá trình khác nhau ảnh hưởng tới các mẫu khác nhau.

+ Các số liệu địa hóa (như nhiều số liệu khoa học tự nhiên) là không chính xác, chúng bao hàm việc không chắc chắn không thể tránh được tại thời điểm lấy mẫu, chuẩn bị và phân tích mẫu.

Các thông số thống kê trong luận án bao gồm trung vị, trung bình, nhỏ nhất, lớn nhất và độ lệch chuẩn.

2.2.4.2. Phương pháp tính hàm lượng phong, ngưỡng và dị thường

Theo Nguyễn Văn Phở (2002, 2014) [27, 28], xác định hàm lượng phong rất quan trọng, vì chỉ có trên cơ sở hàm lượng phong mới đánh giá được các dị thường. Luận giải các dị thường địa hóa được tiến hành nhằm mục đích đánh giá các khu vực

có triển vọng và gồm các tiêu chí sau: 1. Mức trị số hàm lượng các nguyên tố và phong; 2. Kích thước của các khu vực dị thường; 3. Đặc điểm địa chất; 4. Phạm vi ảnh hưởng của môi trường địa phương đến hàm lượng và hình dáng dị thường; 5. Tính phân đới địa hóa của các dị thường và mỏ.

Một khu vực hoặc một đới tương địa chất nhất định không chịu ảnh hưởng của quá trình khoáng hóa được gọi là phong địa hóa. Hàm lượng phong của một nguyên tố hóa học là hàm lượng trung bình của các nguyên tố đó trong phong. Hàm lượng các nguyên tố thành phần trong phong thấp và dao động trong khoảng nhất định. Khái niệm này có thể được áp dụng trong nghiên cứu địa hóa khí. Theo không gian, trong một khu vực tương đồng về địa chất phong địa hóa khí là bộ phận nằm cách xa đới thoát khí mang đặc điểm chung của vùng. Dị thường địa hóa của một nguyên tố khí là giá trị hàm lượng cao bất thường của nguyên tố đó so với giá trị trung bình xác định trong toàn vùng tương đồng về đặc điểm địa chất.

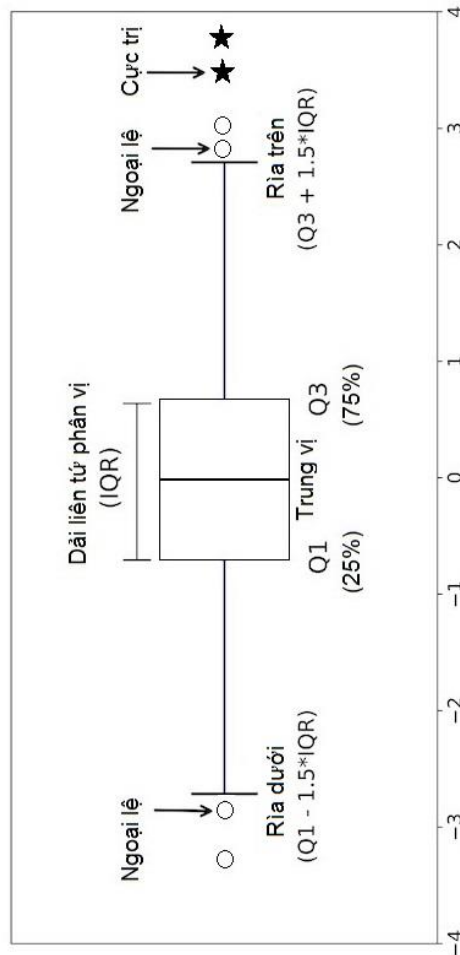
Theo Reimann et al. (2005) [54], việc xác định các giá trị ngưỡng để phân tách các giá trị dị thường và tập dữ liệu phong đã được tiến hành từ lâu. Trong một thời gian khá dài, các nhà nghiên cứu đã sử dụng công thức $[\text{mean} \pm 2 \text{ sdev}]$ (trung bình số học ± 2 lần độ lệch chuẩn) để tính các giá trị ngưỡng. Công thức này cung cấp một bộ lọc xác định khoảng 2½% dữ liệu để kiểm tra vào thời điểm mà máy tính để thực hiện các phép toán số không được phổ biến rộng rãi và không có phương pháp thực hành nào khác [54]. Tuy nhiên, các phân tích cho thấy việc tính toán theo công thức này không chính xác khi tỷ lệ của số giá trị dị thường là lớn so với dải dữ liệu phong. Do đó, Reimann et al. (2005) [54] đề xuất sử dụng phương pháp boxplot khi tỷ lệ số giá trị dị thường so với tập dữ liệu nhỏ hơn 15%.

Biểu đồ hộp (Boxplot) là một dạng biểu đồ thể hiện phân phối dữ liệu của các thuộc tính số thông qua các tứ phân vị và được giới thiệu bởi Tukey 1977 [55]. Biểu đồ hộp (Boxplot) hay còn gọi là biểu đồ hộp và râu (Box and whisker plot) diễn tả 5 vị trí phân bố của dữ liệu, đó là giá trị nhỏ nhất (min), tứ phân vị thứ nhất (quartile 1 – Q1), tứ phân vị thứ hai hay trung vị (median), tứ phân vị thứ ba (quartile 3 – Q3) và giá trị

lớn nhất (max). Các giá trị Q1, trung vị và Q3 chia tập hợp dữ liệu theo trật tự từ bé đến lớn thành 4 phần có số lượng quan sát đều nhau (Hình 2.16).

Ngoài ra, còn có các giá trị ngoại lệ (outlier) và cực trị (extreme). Đây là các điểm dữ liệu khác biệt đáng kể so với các giá trị khác, có thể là do thay đổi trong phép đo hoặc là lỗi. Trong nghiên cứu địa hóa, đây chính là các điểm dị thường và các điểm này được loại khỏi tập dữ liệu khi tính toán hàm lượng phong. Để tìm các giá trị ngoại lệ và cực trị, ta sử dụng khái niệm dải liên tứ phân vị (IQR – Interquartile Range) được tính toán theo công thức sau:

$$IQR = Q3 - Q1$$



Hình 2.16. Cấu trúc của biểu đồ boxplot

Khi đó, các điểm ngoại lệ sẽ là các điểm có giá trị nhỏ hơn $Q1 - 1.5 \times IQR$ và lớn hơn $Q3 + 1.5 \times IQR$ (Hình 2.16). Theo Reimann et al. (2005) [54], các điểm cực trị là các điểm có giá trị nhỏ hơn $Q1 - 3 \times IQR$ và lớn hơn $Q3 + 3 \times IQR$ (Hình 2.16).

Áp dụng phương pháp Boxplot của Reimann et al. (2005) [54] và phần mềm SPSS, các giá trị ngưỡng của các chuỗi số liệu khí metan, etylen, etan, propan, butan, hydro, heli và carbonic đã được xác định. Khi đó, các giá trị trong khoảng giới hạn bởi ngưỡng sẽ thuộc về tập dữ liệu thông, và hàm lượng thông sau đó là trung bình số học của toàn bộ tập dữ liệu sau khi đã loại ra các giá trị dị thường vượt quá giá trị ngưỡng (Pham Tich Xuan et al., 2020) [56].

2.3. Kết luận chương 2

Khí hydrocacbon trong trầm tích tại các vùng biển, đại dương trên thế giới đã được các nhà khoa học nghiên cứu từ khá sớm về hàm lượng và nguồn gốc của các khí này. Ngoài ra, sự phân bố và nguồn gốc của các khí heli và hydro cũng đã được ghi nhận. Các nghiên cứu này cung cấp phương pháp luận giải rõ ràng, thuyết phục và có thể áp dụng trong luận án.

Các nghiên cứu trước đây đã cung cấp các hướng dẫn chi tiết, cụ thể để tính toán xác định các đặc trưng địa hóa khí trong trầm tích như dị thường, ngưỡng và hàm lượng thông, là cơ sở tốt để áp dụng trong luận án.

Phương pháp khảo sát thực địa và lấy mẫu trên biển cho phép trực tiếp lấy các mẫu trầm tích và mẫu khí phục vụ cho các nội dung nghiên cứu của luận án. Các mẫu này được lấy bằng ống phóng trọng lực qua hai hải trình của tàu DK105 vào tháng 8, 9 năm 2019 và tàu R/V Akademik Lavrentyev vào tháng 11 năm 2019.

Các mẫu trầm tích thu thập được gia công, phân tích thành phần độ hạt và các thông số địa hóa trầm tích như thành phần nguyên tố chính, nguyên tố vết, thành phần khoáng vật, địa hóa hữu cơ. Các thông số này sẽ được sử dụng trong việc luận giải nguồn gốc của khí trong trầm tích tầng mặt.

Tổng cộng 39 mẫu khí từ 19 ống phóng trọng lực đã được lấy từ hai hải trình của tàu DK105 và tàu R/V Akademik Lavrentyev. Trong đó, 17 mẫu khí từ 8 ống

phóng trọng lực trong hải trình của tàu DK-105 đã được phân tích bằng cách sử dụng phương pháp “head space”. Còn lại, 22 mẫu khí từ 11 ống phóng trọng lực từ hải trình của tàu Lavrentyev đã được thu thập tại phòng thí nghiệm địa hóa khí trên tàu dựa trên phương pháp chiết tách khí chân không. Trong đó, các khí hydrocarbon và khí carbonic được xác định bằng máy Gas Chromatograph CrystalLux – 4000M. Các khí heli và hydro được phân tích bằng Máy Portable Gas Chromatograph Gasochrome 2000 có độ nhạy cao.

Phương pháp toán thống kê đã được các nhà nghiên cứu sử dụng từ lâu để xử lý số liệu địa hóa nói chung và địa hóa khí nói riêng. Phương pháp Boxplot của Reimann et al. (2015) [54] được áp dụng để tính toán các giá trị ngưỡng và xác định các điểm dị thường, từ đó tính toán hàm lượng phong cho các đối tượng địa hóa khí.

CHƯƠNG 3. THÀNH PHẦN VÀ NGUỒN GỐC KHÍ TRONG TRẦM TÍCH TẦNG MẶT TẠI KHU VỰC TÂY NAM TRƯNG SÂU BIỂN ĐÔNG

3.1. Thành phần khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

3.1.1. Các thành phần khí

Các khí được phân tích trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông bao gồm khí carbonic, các khí heli và hydro, nhóm khí hydrocarbon từ metan, etylen, etan, propen, propan, và hai đồng phân i-butan và butan.

Kết quả phân tích 39 mẫu khí từ 19 ống phóng trọng lực qua hai chuyến khảo sát của tàu DK105 và tàu Lavrentyev được trình bày tại Bảng 3.1.

Bảng 3.1. Hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

STT	Hải trình	Ký hiệu mẫu	Độ sâu (m nước)	Độ sâu lấy mẫu tính từ đáy biển (cm)	CO ₂ (%)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	C ₃ H ₆ (ppm)	C ₃ H ₈ (ppm)	i-C ₄ H ₁₀ (ppm)	C ₄ H ₁₀ (ppm)	He (ppm)	H ₂ (ppm)
1	Tàu DK-105 tháng 8, 9 năm 2019 (KVPTS)	KC09/19-02-1	754	20	0,11	1,4	0,08	0	0	0,04	0	0	1,8	1,3
2		KC09/19-02-2		100	0,10	4,2	0,17	0,09	0	0,09	0	0	2,9	11,8
3		KC09/19-02-3		200	0,13	3,2	0,13	0,02	0	0,04	0	0	2,1	4,6
4		KC09/19-03-1	1113	20	0,10	3,7	0,20	0,02	0	0,03	0	0,01	1,5	7,4
5		KC09/19-03-2		100	0,13	3,8	0,14	0,01	0	0,03	0	0	0,8	7,3
6		KC09/19-04-1	640	20	0,12	2,3	0,11	0	0	0,03	0	0	2,1	10,6
7		KC09/19-04-2		100	0,12	3,5	0,08	0	0	0,03	0,02	0	0,8	8,7
8		KC09/19-05-1	754	20	0,09	2,9	0,13	0	0	0,04	0	0	1,6	37
9		KC09/19-05-2		100	0,07	5,7	0,11	0	0	0,05	0	0	1,4	7,6
10		KC09/19-06-1	1677	50	0,10	1,1	0,09	0	0	0,05	0	0	1,4	11,8
11		KC09/19-06-2		100	0,14	1,1	0,09	0	0	0,03	0	0	1,2	20,5
12		KC09/19-08-1	1985	20	0,08	0,7	0,06	0	0	0	0	0	0	0,2
13		KC09/19-08-2		100	0,07	0,9	0,10	0	0	0	0	0	0,4	56,7

14		KC09/19-10-1	1373	20	0,08	0,7	0,16	0,02	0	0,04	0	0	1,1	26
15		KC09/19-10-2		100	0,14	1,3	0,13	0,01	0	0,03	0	0	0,9	7,4
16		KC09/19-20-1	2123	20	0,13	0,5	0,13	0,01	0	0,03	0	0	0,5	9,1
17		KC09/19-20-2		100	0,14	0,8	0,08	0	0	0	0	0	0,3	6,3
18	Tàu Lavrentyev tháng 11 năm 2019 (BTNCS)	LV88-01GC-1	400	20	1,59	98,3	11,07	34,87	0	10,55	0	1,67	-	-
19		LV88-01GC-2		160	0,63	34,7	4,43	10,41	0	2,45	0	0,44	8,4	17,2
20		LV88-05GC-1	243	20	1,12	146,1	7,87	59,28	0	19,38	0,35	3,77	-	-
21		LV88-05GC-2		130	0,93	74,3	6,78	25,66	0	9,58	0,27	3,78	5,2	13,7
22		LV88-06GC-1	852	330	0,56	60	10	20	0	0	0	0	1,7	7,5
23		LV88-07GC-1	196	40	0,77	154	20	45	0	10	0	6	1,7	1,6
24		LV88-07GC-2		100	2,40	400	64	124	0	24	0	8	1,7	4,2
25		LV88-08GC-1	682	70	0,60	68	12	18	0	7	0	1	-	-
26		LV88-08GC-2		260	1,67	256	56	56	0	14	0	0	2,1	29,5
27		LV88-09GC-1	159	30	0,91	300	0	10	0	0	0	0	-	-
28		LV88-09GC-2		70	0,70	57	6	20	0	50	0	1	3,4	2,3
29		LV88-10GC-1	1011	40	1,95	79	11	18	0	4	0	1	-	-
30		LV88-10GC-2		180	0,61	220	30	25	0	5	0	0	1,5	50,4
31		LV88-10GC-3		310	1,57	440	70	65	0	24	0	0	0,8	1,5
32		LV88-11GC-1	267	60	2,54	75,9	6,23	30,38	0	9,35	0	1,48	3,7	23,9
33		LV88-11GC-2		260	2,24	66,4	4,67	17,38	0	5,43	0	0,94	1,3	4,8
34		LV88-12GC-1	263	20	0,56	175,4	4,30	12,65	0	1,99	0	0	-	-
35		LV88-12GC-2		70	0,27	27,3	2,50	3,58	0	1,06	0	0	0,9	1,8
36		LV88-14GC-1	256	60	3,13	35,9	7,01	8,16	0	3,39	5,27	1,28	0,9	1,4
37		LV88-14GC-2		210	1,54	42,5	9,32	8,83	0	2,94	4,96	0,84	0,9	4
38		LV88-15GC-1	236	60	1,22	42,9	5,62	13,29	0	4,37	4,48	1,11	2	13,1
39		LV88-15GC-2		210	1,86	47,1	6,30	7,20	0	2,08	3,45	0,49	12,7	148,3

Ghi chú:

(-) Không xác định

KVPTS: Khu vực Tây Nam phụ trững sâu Biển Đông

BTNCS: Bồn trững Nam Côn Sơn

Đối với toàn bộ khu vực nghiên cứu, hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt dao động trong khoảng rộng, từ 0,5 ppm đến 440 ppm. Khí metan được phát hiện trong 100% số mẫu phân tích với hàm lượng trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại bồn trũng Nam Côn Sơn cao hơn nhiều lần so hàm lượng trong các mẫu lấy từ khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông. Trong khi tại khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông (KVPTS), khí metan trong trầm tích tầng mặt dao động trong khoảng 0,5-5,7 ppm, thì tại bồn trũng Nam Côn Sơn (BTNCS), khí metan dao động trong khoảng 27,3 - 440 ppm.

Hàm lượng các khí hydrocacbon nặng hơn metan như etylen, etan, propan, i-butan và butan trong trầm tích tầng mặt cũng được xác định. Khí etylen được ghi nhận trong 97,4% mẫu phân tích trong toàn vùng nghiên cứu và dao động trong khoảng 0 - 70 ppm. Trong đó, khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS lần lượt dao động trong khoảng 0,06 - 0,2 ppm và 0 - 70 ppm.

Tương tự, khí etan đã được xác định trong 74,4% mẫu trầm tích tầng mặt trong toàn vùng nghiên cứu và dao động trong khoảng 0 - 124 ppm. Cũng như khí metan và etylen, có sự chênh lệch rõ rệt về giá trị hàm lượng khí etan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS. Tại KVPTS, hàm lượng khí etan trong trầm tích tầng mặt dao động trong khoảng 0 - 0,09 ppm. Tại BTNCS, giá trị này dao động trong khoảng 3,58 - 124 ppm.

Có 87,2% mẫu trầm tích tầng mặt thu thập trong toàn vùng nghiên cứu xác định có khí propan, có hàm lượng dao động trong khoảng 0 - 50 ppm. Theo quy luật chung, khí propan tại KVPTS dao động trong khoảng 0 - 0,09 ppm, thấp hơn hẳn so với khoảng dao động 0 - 50 ppm trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS.

Khí butan được trình bày với hai đồng phân là butan và i-butan, lần lượt là 38,5% và 17,9% mẫu phân tích phát hiện thấy. Tại KVPTS hầu như không phát hiện thấy hai khí này, trong khi tại BTNCS, hàm lượng khí butan và i-butan lần lượt dao động trong khoảng 0 - 8 ppm và 0 - 5,27 ppm.

Khí carbonic trong trầm tích tầng mặt có hàm lượng trong dải từ 0,07% đến 3,13% trên toàn vùng nghiên cứu. Cũng giống như các khí hydrocacbon, hàm lượng khí CO₂ trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS cao hơn hẳn so với KVPTS (Bảng 3.1). Trong khi tại BTNCS, giá trị này dao động trong khoảng 0,27 – 3,13%, thì tại KVPTS giá trị này dao động từ 0,07% đến 0,14%.

Khí heli và khí hydro trong trầm tích tầng mặt được xác định qua cả hai tuyến khảo sát của tàu DK105 và tàu Lavrentyev (Bảng 3.1). Bảng 3.1 cho thấy, hàm lượng khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu dao động trong một dải khá rộng, từ 0,2 ppm đến 148,3 ppm. Trong khi đó, hàm lượng khí heli dao động trong khoảng 0 - 12,7 ppm. Nhìn chung, hàm lượng khí hydro và khí heli trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS cao hơn so với KVPTS. Đặc điểm này khá tương đồng với các khí hydrocacbon và khí carbonic như đã mô tả ở trên. Tuy nhiên, một số điểm thuộc KVPTS có hàm lượng khí hydro và heli cao hơn đáng kể so với một số điểm thuộc BTNCS (Bảng 3.1). Kết quả phân tích số liệu tại KVPTS và BTNCS cho thấy, hàm lượng khí hydro trong trầm tích tầng mặt lần lượt dao động trong các khoảng 0,2 - 56,7 ppm và 1,4 – 148,3 ppm. Khác với khí hydro, khí heli trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS dao động trong một khoảng khá hẹp, từ 0 đến 2,9 ppm. Tại BTNCS, khí heli dao động trong khoảng 0,8-12,7 ppm.

3.1.2. Các thông số thống kê

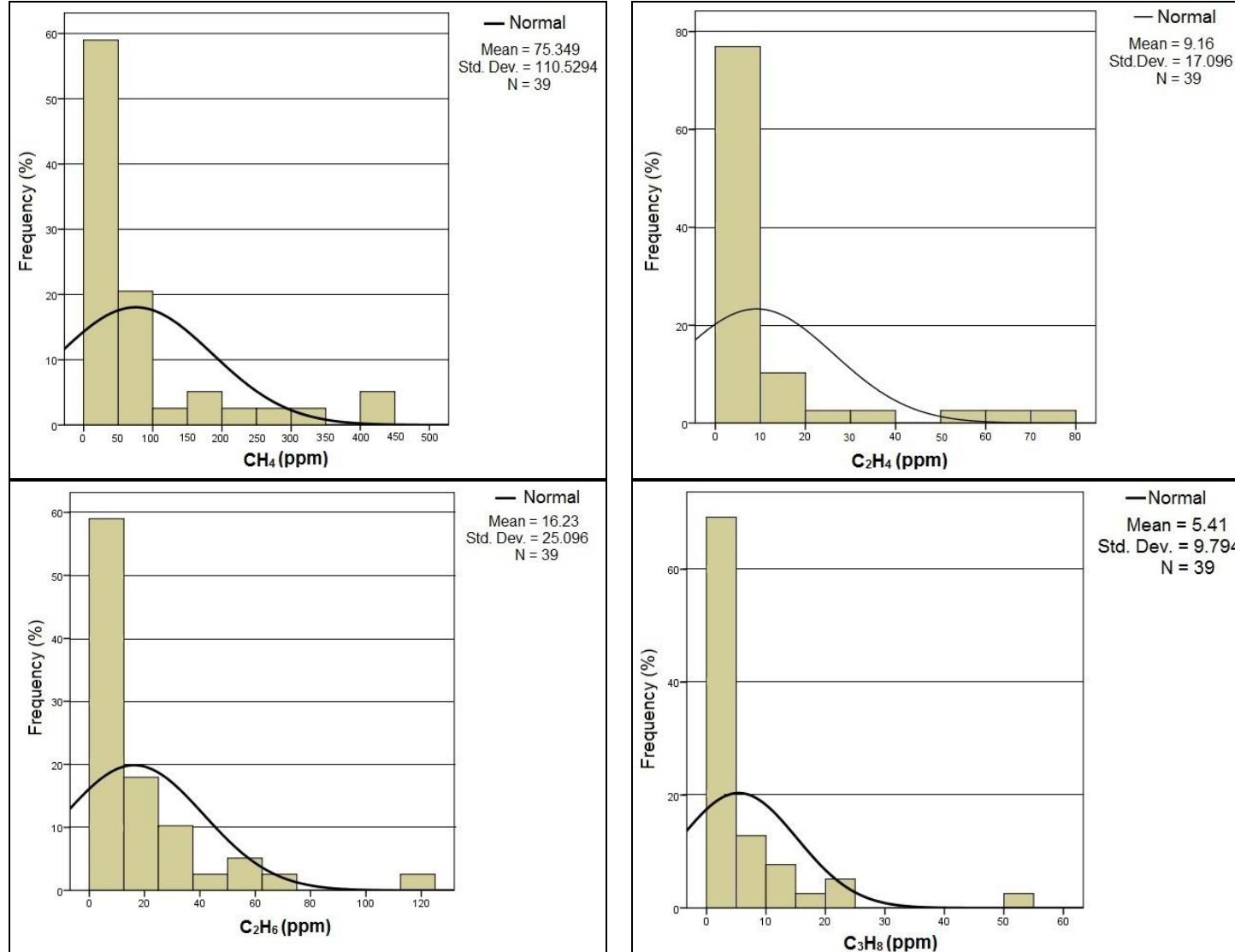
Từ số liệu của Bảng 3.1, các giá trị thống kê của hàm lượng khí trong trầm tích khu vực nghiên cứu đã được tính toán (Bảng 3.2, Hình 3.1, Hình 3.2). Do khí propen (C₃H₆) và iso-butan (i-C₄H₁₀) không được phát hiện thấy hoặc được phát hiện với một tỷ lệ nhỏ trong tổng số các mẫu nên các số liệu này không được thống kê. Phần mềm SPSS được sử dụng để thực hiện công việc này.

Bảng 3.2. Các thông số thống kê của hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

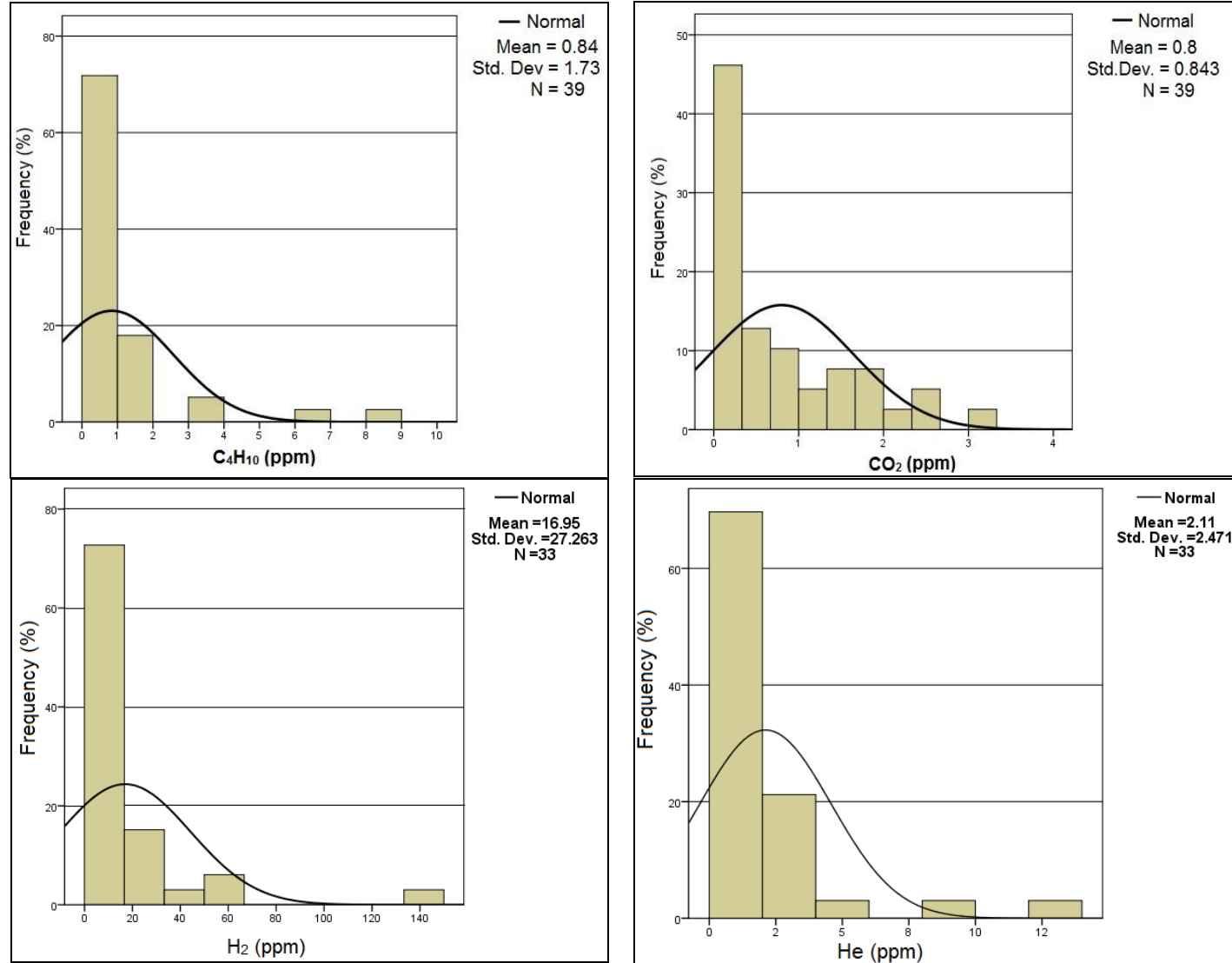
Khí	Số giá trị	Trung vị	Trung bình	Nhỏ nhất	Lớn nhất	Độ lệch chuẩn
CH ₄ (ppm)	39	35,9	75,35	0,5	440	110,529
C ₂ H ₄ (ppm)	39	4,3	9,16	0	70	17,096
C ₂ H ₆ (ppm)	39	8,16	16,23	0	124	25,096
C ₃ H ₈ (ppm)	39	1,06	5,41	0	50	9,794
C ₄ H ₁₀ (ppm)	39	0	0,84	0	8	1,730
CO ₂ (%)	39	0,56	0,80	0,07	3,13	0,843
H ₂ (ppm)	33	8,7	16,95	0,2	148,3	27,263
He (ppm)	33	1,2	2,11	0	12,7	2,471

Hình 3.1 và Hình 3.2 thể hiện biểu đồ tần suất của hàm lượng các khí hydrocacbon, carbonic, heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Qua phân tích cho thấy đường cong biến thiên xác suất hàm lượng có dạng lệch trái, đây là các dạng đường cong thường gặp trong nghiên cứu địa hóa. Tuy nhiên, khi thay các giá trị hàm lượng các khí bằng giá trị logarit, các đường cong này hầu hết chuyển về dạng đối xứng (Hình 3.3, Hình 3.4). Do đó, các số liệu địa hóa khí trong luận án hầu hết tuân theo luật phân bố chuẩn logarit.

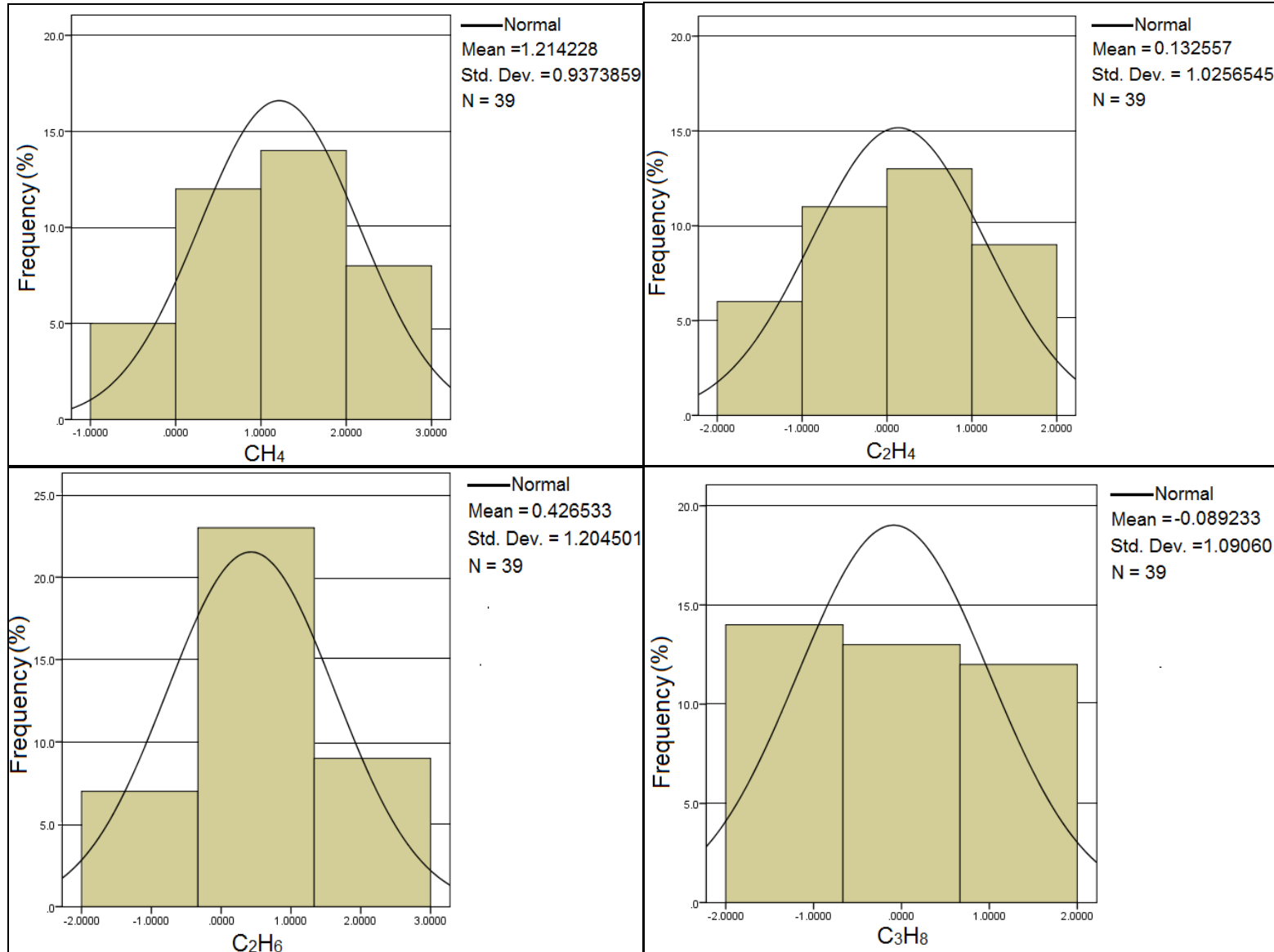
Tuy nhiên, như đã trình bày tại Chương 2, phương pháp biểu đồ hộp (boxplot) của Reimann et al. (2005) [54] đã được sử dụng rộng rãi trong việc xác định các giá trị ngưỡng và dị thường của các tập số liệu địa hóa. Phương pháp này rất tiện lợi so với cách tính truyền thống trước đây (trung bình số học ± 2 lần độ lệch chuẩn) và được áp dụng trong luận án để tính toán các giá trị ngưỡng, các giá trị dị thường và hàm lượng phong của các tập số liệu địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt trong vùng nghiên cứu.



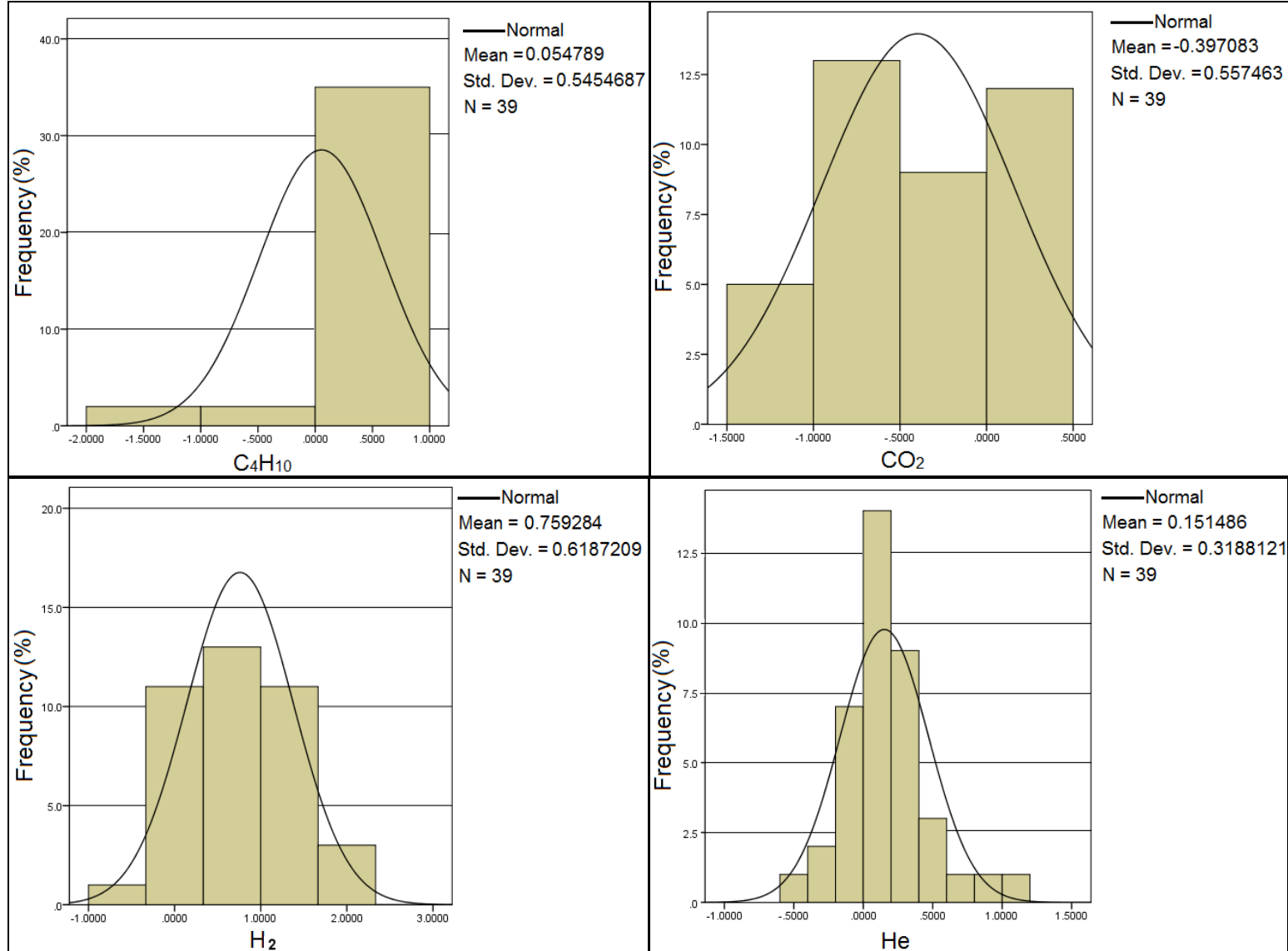
Hình 3.1. Biểu đồ tần suất (histogram) của hàm lượng khí metan, etylen, etan và propan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông



Hình 3.2. Biểu đồ tần suất (histogram) của hàm lượng khí butan, carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông



Hình 3.3. Biểu đồ tần suất (histogram) theo phân bố logarit của hàm lượng khí metan, etylen, etan và propan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông



Hình 3.4. Biểu đồ tần suất (histogram) theo phân bố logarit của hàm lượng khí butan, carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

Qua phân tích các dãy số liệu cho thấy, hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông và bồn trũng Nam Côn Sơn có sự khác biệt rất nhiều. Hàm lượng các khí như hydrocacbon, carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt thu được tại bồn trũng Nam Côn Sơn đều cao hơn nhiều so với khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông (Bảng 3.1). Điều này thể hiện rõ rệt khi so sánh các thông số lớn nhất, nhỏ nhất, trung bình, trung vị qua Bảng 3.3 thể hiện phân bố hàm lượng khí trong trầm tích tầng mặt theo hai khu vực trên.

Bảng 3.3. Các giá trị thống kê của hàm lượng khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông theo chuỗi số liệu

Khí		Số giá trị	Trung vị	Trung bình	Nhỏ nhất	Lớn nhất	Độ lệch chuẩn
CH ₄ (ppm)	KVPTS	17	1,4	2,22	0,5	5,7	1,564
	BTNCS	22	75,1	131,85	27,3	440	120,129
C ₂ H ₄ (ppm)	KVPTS	17	0,11	0,117	0,06	0,2	0,037
	BTNCS	22	7,44	16,14	0	70	20,288
C ₂ H ₆ (ppm)	KVPTS	17	0	0,01	0	0,09	0,022
	BTNCS	22	19	28,76	3,58	124	27,609
C ₃ H ₈ (ppm)	KVPTS	17	0,03	0,03	0	0,09	0,021
	BTNCS	22	5,22	9,57	0	50	11,490
C ₄ H ₁₀ (ppm)	KVPTS	17	0	0,0006	0	0,01	0,002
	BTNCS	22	0,97	1,49	0	8,0	2,098
CO ₂ (%)	KVPTS	17	0,11	0,11	0,07	0,14	0,025
	BTNCS	22	1,17	1,34	0,27	3,13	0,774
H ₂ (ppm)	KVPTS	17	8,7	13,78	0,2	56,7	14,325
	BTNCS	16	6,15	20,33	1,4	148,3	36,650
He (ppm)	KVPTS	17	1,2	1,22	0	2,9	0,750
	BTNCS	16	1,7	3,06	0,8	12,7	3,254

Ghi chú:

+ KVPTS: Khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông

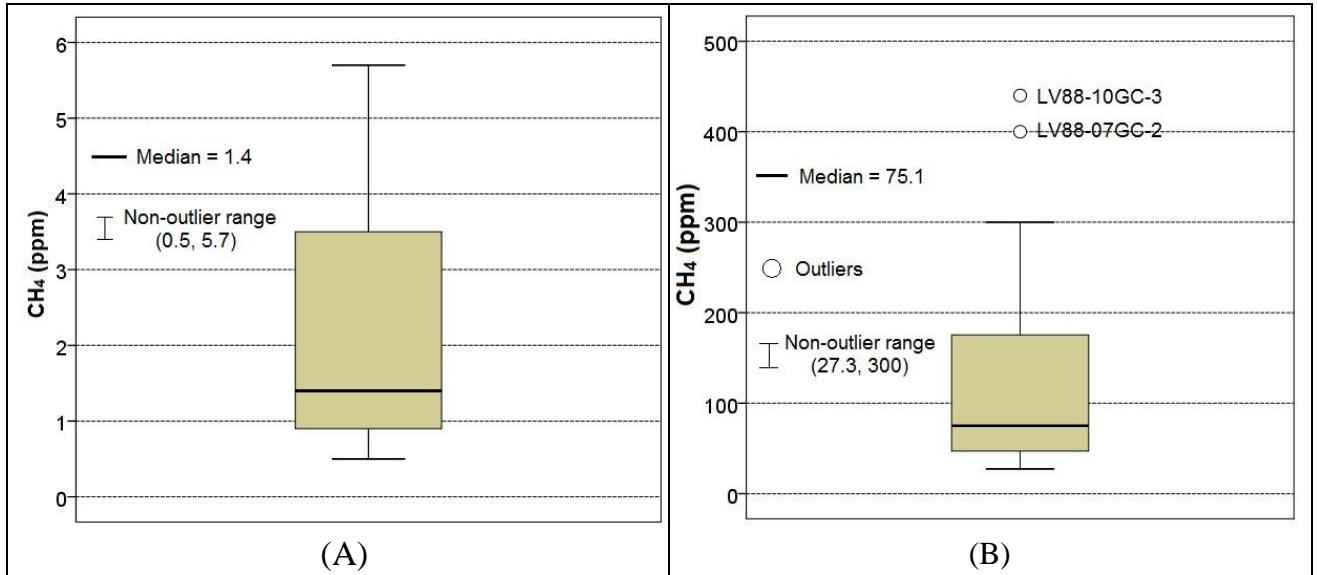
+ BTNCS: Bồn trũng Nam Côn Sơn

Nguyên nhân của sự khác biệt này có thể do sự khác biệt về cấu trúc địa chất. Trong khi các điểm lấy mẫu tại khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông có các đứt gãy nhỏ và phân bố rải rác, các điểm lấy mẫu tại bồn trũng Nam Côn Sơn được tập trung dọc theo khu vực ảnh hưởng của đứt gãy Vách dốc Đông Việt Nam (Kinh tuyến 109°) và hệ thống đứt gãy Đông Bắc – Tây Nam (Hình 2.7). Thành phần khí trong trầm tích đáy và nước biển có mối quan hệ chặt chẽ với nguồn gốc sinh thành ra nó đồng thời hệ thống đứt gãy được xem là kênh vận chuyển chính các chất khí này từ các cấu trúc sâu bên dưới đi lên bề mặt đáy biển [29]. Đây cũng có thể là nguyên nhân khiến cho hàm lượng các khí trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS lớn hơn nhiều so với KVPTS.

3.1.3. Hàm lượng phong, ngưỡng và các giá trị dị thường của các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Việc tính toán hàm lượng phong, ngưỡng và các giá trị dị thường của các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông được tiến hành tại hai khu vực để đảm bảo tính tương đồng về cấu trúc địa chất tại hai khu vực này như đã chỉ ra ở trên. Phương pháp tính toán đã được trình bày chi tiết tại Chương 2. Hình 3.5 biểu diễn đồ thị boxplot của hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS. Điểm nổi bật có thể thấy được đó là giá trị cao vượt trội của hàm lượng khí metan tại BTNCS so với KVPTS. Trong khi không phát hiện các giá trị dị thường tại KVPTS, 02 giá trị dị thường dương đã được phát hiện tại các mẫu LV88-10GC-3 (440 ppm) và LV88-07GC-2 (400 ppm) tại BTNCS.

Các giá trị ngưỡng và hàm lượng phong của khí metan tại KVPTS và BTNCS đã được xác định (Bảng 3.4). Giá trị ngưỡng lần lượt là 5,7 ppm và 300 ppm đối với KVPTS và BTNCS. Hàm lượng phong tại 2 khu vực sẽ là trung bình số học của tập dữ liệu phong đã loại bỏ các giá trị dị thường. Các tập dữ liệu phong của khí metan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS dao động trong khoảng 0,5 – 5,7 ppm và tại BTNCS dao động trong khoảng 27,3 - 300 ppm. Từ đó, ta có các hàm lượng phong của khí metan lần lượt là 2,2 ppm và 103 ppm đối với KVPTS và BTNCS.



Hình 3.5. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí metan tại KVPTS (A) và BTNCS (B), với các giá trị dị thường phát hiện tại các mẫu LV88-10GC-3 (440 ppm) và LV88-07GC-2 (400 ppm) tại BTNCS

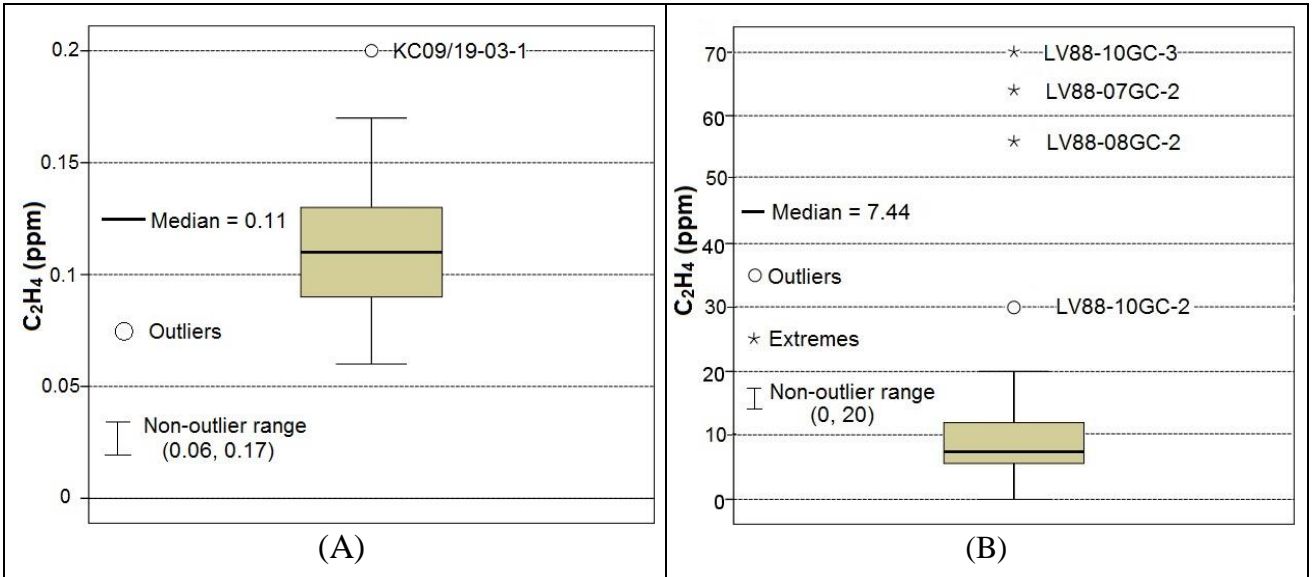
Bảng 3.4. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí metan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS

Khu vực	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
KVPTS	5,7	2,2	-	-	-
BTNCS	300	103	LV88-10GC-3	440	Ngoại lệ - Dị thường dương
			LV88-07GC-2	400	Ngoại lệ - Dị thường dương

Tương tự như trên, Hình 3.6 biểu diễn đồ thị boxplot của hàm lượng khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS. Cũng như khí metan, hàm lượng khí etylen tại BTNCS cao hơn nhiều so với KVPTS. Về tổng thể, hàm lượng khí etylen thấp hơn đáng kể so với hàm lượng khí metan ở cả hai chuỗi.

Trong khi tại KVPTS phát hiện thấy 01 điểm dị thường dương (mẫu KC09/19-03-1) thì tại BTNCS phát hiện thấy 04 điểm dị thường dương (các mẫu LV88-10GC-3, LV88-07GC-2, LV88-08GC-2, LV88-10GC-2). Đáng chú ý là tại các mẫu LV88-10GC-3 và LV88-07GC-2 có giá trị dị thường cao nhất của khí etylen cũng phát hiện thấy các dị thường của khí metan. Tập dữ liệu phong tại KVPTS và BTNCS lần lượt

dao động trong khoảng 0,06-0,17 ppm và 0-20 ppm. Hàm lượng phong tương ứng của khí etylen trong trầm tích tầng mặt đối với KVPTS và BTNCS lần lượt là 0,11 ppm và 7,45 ppm (Bảng 3.5).



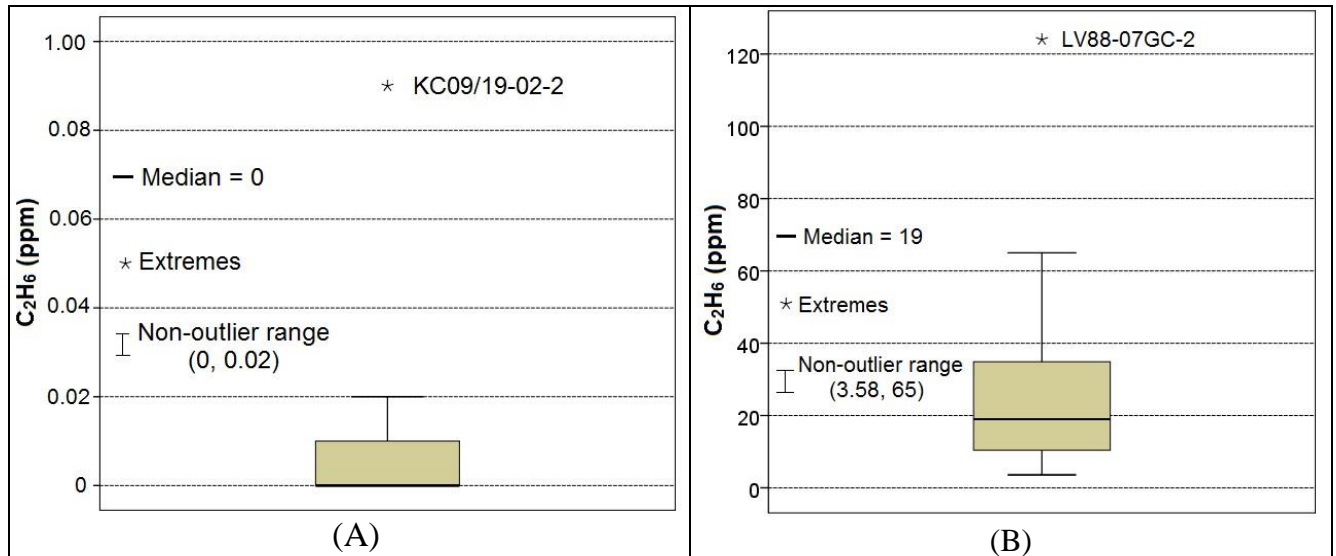
Hình 3.6. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B) với các giá trị dị thường phát hiện được ở cả KVPTS và BTNCS.

Bảng 3.5. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS

Khu vực	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
KVPTS	0,17	0,11	KC09/19-03-1	0,2	Ngoại lệ - Dị thường dương
BTNCS	20	7,45	LV88-10GC-3	70	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-07GC-2	64	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-08GC-2	56	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-10GC-2	30	Ngoại lệ - Dị thường dương

Hàm lượng khí etan tại KVPTS và BTNCS được biểu diễn tại Hình 3.7 và có các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường được trình bày trong Bảng 3.6. Cũng như khí metan và khí etylen, hàm lượng khí etan tại KVPTS thấp hơn nhiều so

với BTNCS. Hàm lượng khí etan trong trầm tích tầng mặt tại hai khu vực cũng thấp hơn hẳn hàm lượng khí metan.



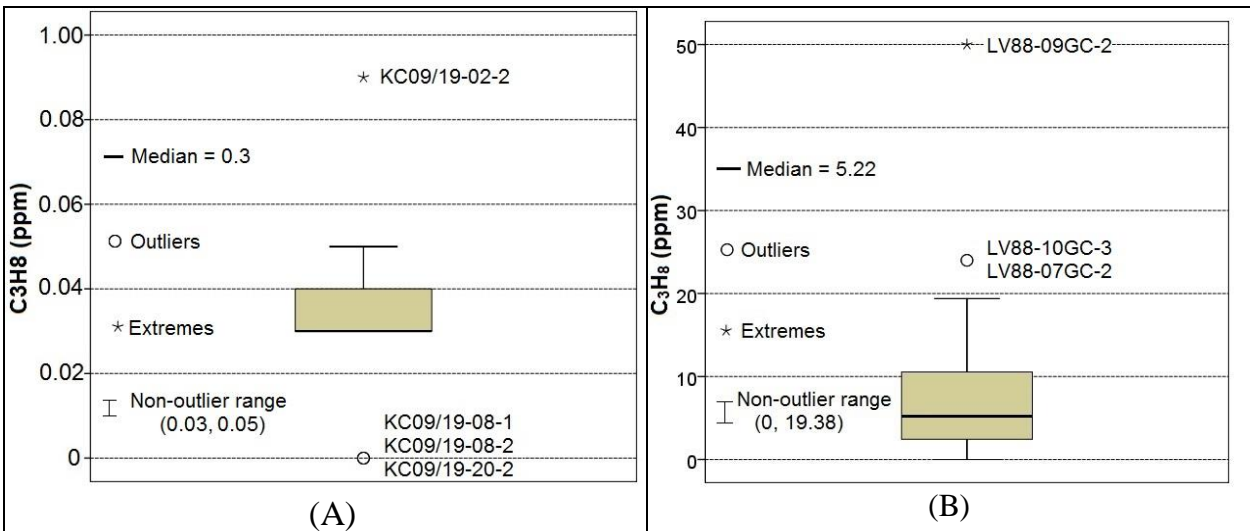
Hình 3.7. Hàm lượng khí etan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B) với giá trị dị thường phát hiện được ở cả KVPTS và BTNCS

Có thể dễ dàng thấy được các điểm dị thường dương tại hai khu vực, mẫu KC09/19-02-2 tại KVPTS và mẫu LV88-07GC-2 tại BTNCS (Hình 3.7 và Bảng 3.6). Điểm dị thường tại mẫu LV88-07GC-2 cũng được phát hiện đối với khí metan và khí etylen. Giá trị ngưỡng của khí etan lần lượt là 0,02 ppm và 65 ppm với KVPTS và BTNCS. Từ đó, hàm lượng phong của khí etan của KVPTS và BTNCS được xác định là 0,0056 ppm và 24,2 ppm (Bảng 3.6).

Bảng 3.6. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí etan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS

Khu vực	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
KVPTS	0,02	0,0056	KC09/19-02-2	0,09	Cực trị - Dị thường dương
BTNCS	65	24,2	LV88-07GC-2	124	Cực trị - Dị thường dương

Từ Hình 3.8 ta thấy các điểm dị thường của khí propan phân bố ở cả KVPTS và BTNCS. Tại KVPTS phát hiện điểm dị thường dương tại mẫu KC09/19-02-2 và các dị thường âm tại các mẫu KC09/19-08-1, KC09/19-08-2, KC09/19-20-2. Tại BTNCS phát hiện các điểm dị thường dương tại các mẫu LV88-09GC-2, LV88-10GC-3, LV88-07GC-2. Đáng chú ý là điểm dị thường tại mẫu KC09/19-02-2 cũng được quan sát thấy đối với khí etan. Các điểm dị thường tại các mẫu LV88-10GC-3, LV88-07GC-2 cũng được phát hiện đối với khí metan, etylen và etan.



Hình 3.8. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí propan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B) với giá trị dị thường phát hiện được ở cả KVPTS và BTNCS

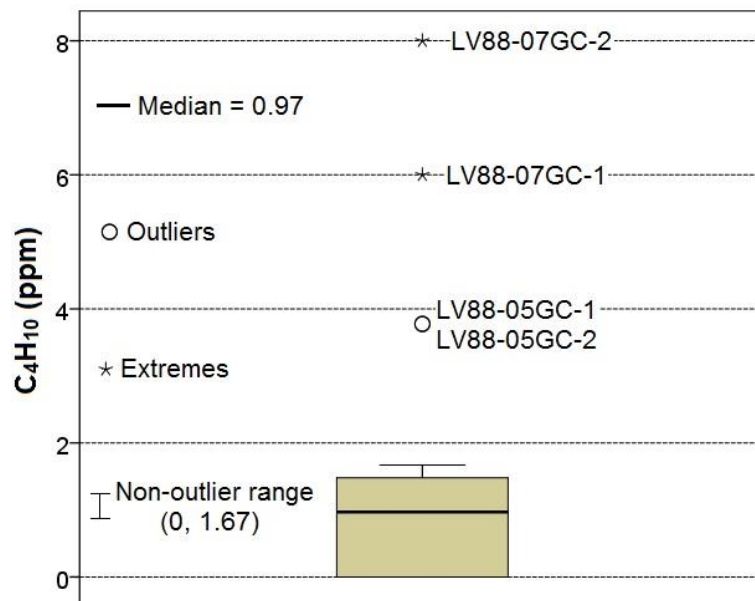
Theo quy luật chung, hàm lượng khí propan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS cao hơn nhiều so với KVPTS (Hình 3.8, Bảng 3.7). Các giá trị ngưỡng của KVPTS và BTNCS được xác định lần lượt là 0,05 ppm và 19,38 ppm. Từ đó, hàm lượng phong của khí propan được tính toán cho KVPTS và BTNCS lần lượt là 0,029 ppm và 5,92 ppm (Bảng 3.7).

Bảng 3.7. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí propan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS

Khu vực	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
KVPTS	0,05	0,029	KC09/19-02-2	0,09	Cực trị - Dị

					thường dương
			KC09/19-08-1	0	Ngoại lệ - Dị thường âm
			KC09/19-08-2	0	Ngoại lệ - Dị thường âm
			KC09/19-20-2	0	Ngoại lệ - Dị thường âm
BTNCS	19,38	5,92	LV88-09GC-2	50	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-10GC-3	24	Ngoại lệ - Dị thường dương
			LV88-07GC-2	24	Ngoại lệ - Dị thường dương

Hình 3.9 biểu diễn đồ thị boxplot của hàm lượng khí butan tại BTNCS. Do khí butan tại KVPTS hầu như không phát hiện thấy trong 17 mẫu đo đạc (chỉ phát hiện thấy tại 01 mẫu duy nhất là mẫu KC09/19-03-1 với hàm lượng rất nhỏ 0,01 ppm) nên không có đồ thị biểu diễn. Có thể thấy là hàm lượng khí butan thấp hơn đáng kể so với các khí hydrocacbon còn lại.



Hình 3.9. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS với các giá trị dị thường được phát hiện

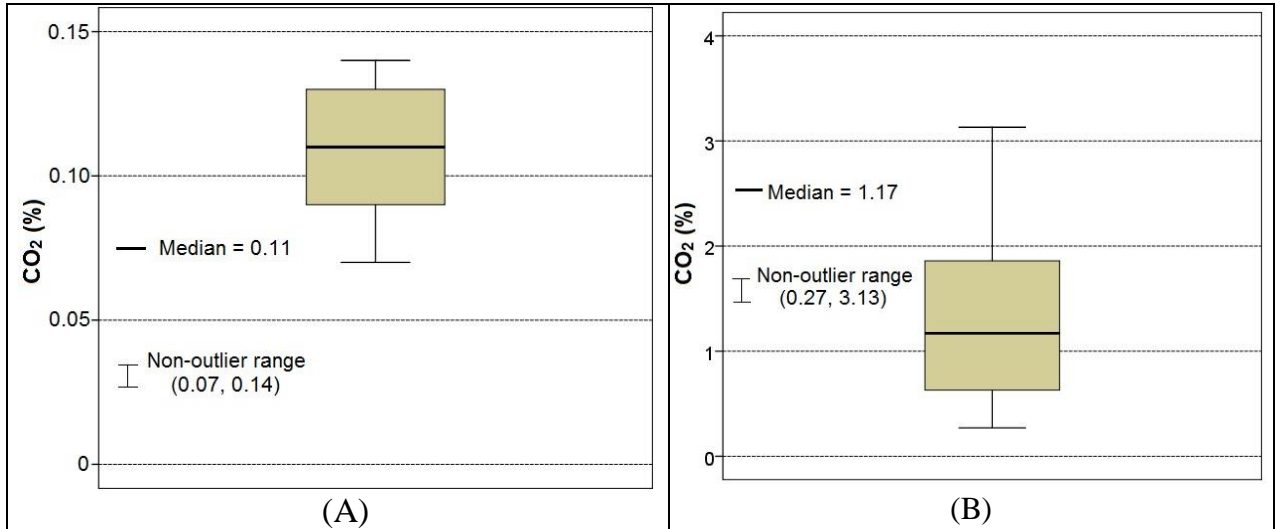
Có 04 điểm dị thường đã được phát hiện là các mẫu LV88-07GC-2, LV88-07GC-1, LV88-05GC-2, LV88-05GC-1 (Hình 3.9 và Bảng 3.8). Đặc biệt là, tại mẫu LV88-07GC-2 đều phát hiện thấy các dị thường của các khí metan, etylen, etan và propan. Tập dữ liệu phong của khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS dao động trong khoảng 0 - 1,67 ppm. Theo cách tính toán ở trên, ta có hàm lượng phong của khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS được xác định là 0,625 ppm (Bảng 3.8).

Bảng 3.8. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS

Khu vực	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
BTNCS	1,67	0,625	LV88-07GC-2	8,0	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-07GC-1	6,0	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-05GC-2	3,78	Ngoại lệ - Dị thường dương
			LV88-05GC-1	3,77	Ngoại lệ - Dị thường dương

Hàm lượng khí carbonic tại KVPTS và BTNCS được biểu diễn tại Hình 3.10. Ta có thể thấy rõ là không có điểm dị thường nào được phát hiện ở cả hai chuỗi. Cũng như các khí hydrocarbon, hàm lượng khí carbonic tại BTNCS cao hơn rõ rệt so với KVPTS.

Do không có điểm dị thường, nên tập dữ liệu phong của hàm lượng khí carbonic được xác định đối với KVPTS và BTNCS lần lượt dao động trong khoảng 0,07 – 0,14% và 0,27 – 3,13%. Hàm lượng phong của khí carbonic của KVPTS và BTNCS lần lượt là 0,14% và 3,13% (Bảng 3.9).



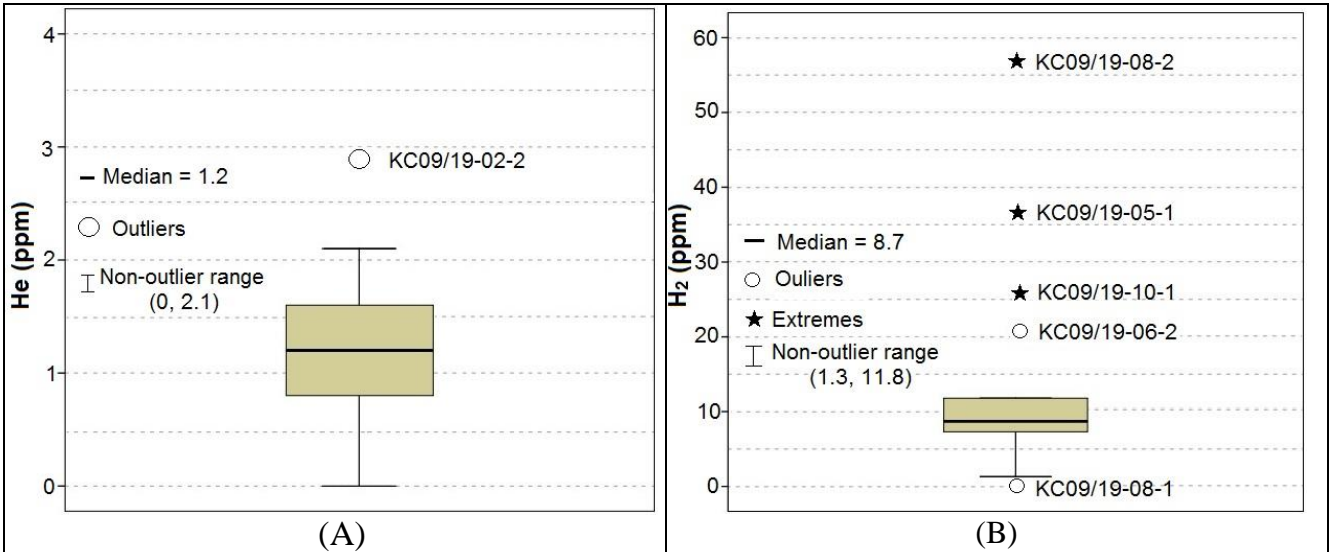
Hình 3.10. Đồ thị boxplot thể hiện hàm lượng khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS (A) và BTNCS (B)

Bảng 3.9. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phông và dị thường khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS

Khu vực	Giá trị ngưỡng (%)	Hàm lượng phông (%)	Điểm dị thường	Giá trị (%)	Đặc điểm
KVPTS	0,14	0,109	-	-	-
BTNCS	3,13	1,34	-	-	-

Hàm lượng các khí heli và hydro trong trầm tích tầng mặt được phân tích) tại KVPTS với 17 mẫu.

Đối với khí heli, có 01 điểm dị thường dương được phát hiện tại mẫu KC09/19-02-2. Đây cũng là mẫu đã phát hiện ra các dị thường khí etan và propan. Tập dữ liệu phông của khí này được xác định dao động trong khoảng 0 – 2,1 ppm (Hình 3.11). Theo như cách tính toán ở trên, hàm lượng phông của khí heli trong khu vực này được xác định là 1,12 ppm (Bảng 3.10).



Hình 3.11. Biểu đồ boxplot thể hiện hàm lượng khí heli (A) và hydro (B) tại KVPTS

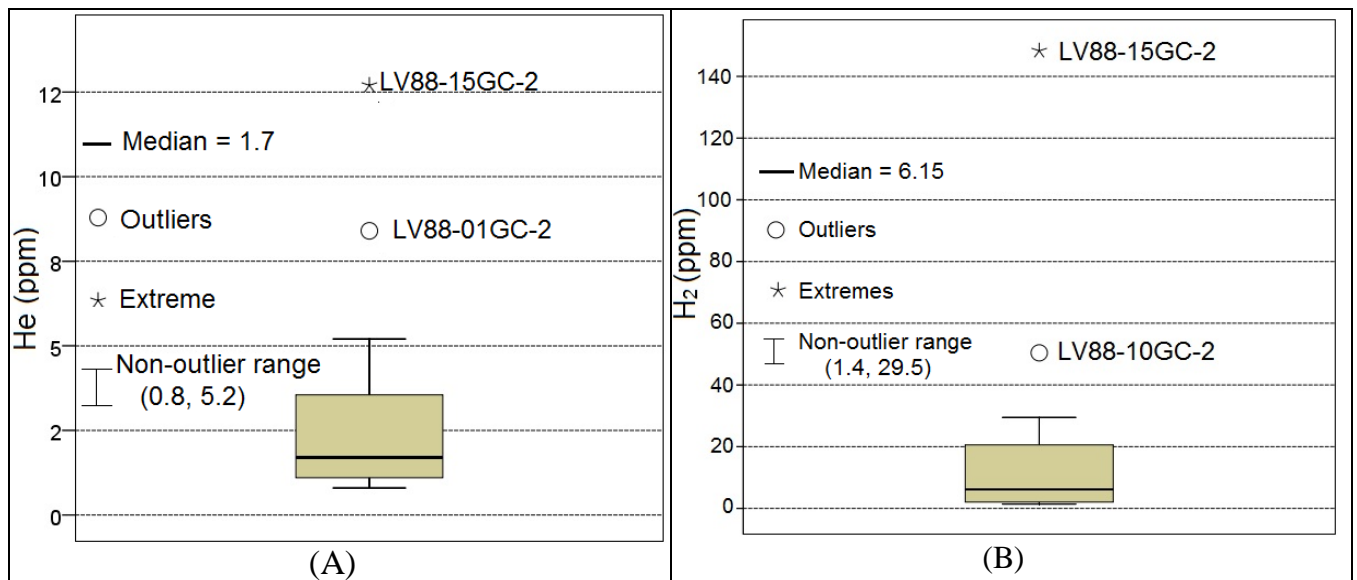
Từ Hình 3.11, ta thấy có 04 giá trị dị thường dương của khí hydro được phát hiện tại các mẫu KC09/19-08-2, KC09/19-05-1, KC09/19-10-1, KC09/19-06-2 và 01 giá trị dị thường âm tại mẫu KC09/19-08-1. Ngưỡng của tập dữ liệu phong của khí hydro được xác định là 11,8 ppm. Theo đó, hàm lượng phong của khí hydro trong khu vực này được tính toán là 7,83 ppm (Bảng 3.10).

Bảng 3.10. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS

Khu vực	Khí	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
KVPTS	Heli	2,1	1,12	KC09/19-02-2	2,9	Ngoại lệ - Dị thường dương
KVPTS	Hydro	11,8	7,83	KC09/19-08-2	56,7	Cực trị - Dị thường dương
				KC09/19-05-1	37	Cực trị - Dị thường dương
				KC09/19-10-1	26	Cực trị - Dị thường dương
				KC09/19-06-2	20,5	Ngoại lệ - Dị thường dương
				KC09/19-08-1	0,2	Ngoại lệ - Dị thường âm

Tổng số 16 mẫu khí heli và hydro trong trầm tích được phân tích qua hải trình của tàu Lavrentyev (BTNCS). Phân tích thống kê (Hình 3.12 và Bảng 3.11) cho thấy có 02 điểm dị thường dương của heli trong trầm tích tầng mặt được phát hiện tại mẫu LV88-15GC-2 và mẫu LV88-01GC-2. Sau khi loại bỏ các giá trị dị thường, hàm lượng phong của khí heli trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS được tính toán là 1,99 ppm và tập dữ liệu phong dao động trong khoảng 0,8-5,2 ppm.

Đối với khí hydro trong trầm tích, biểu đồ boxplot (Hình 3.12) cho thấy có 02 điểm dị thường dương tại mẫu LV88-15GC-2 (148,3 ppm) và mẫu LV88-10GC-2 (50,4 ppm), với tập dữ liệu phong dao động trong khoảng 1,4-29,5 ppm. Theo cách tính toán ở trên, hàm lượng phong của khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS là 9,04 ppm (Bảng 3.11).



Hình 3.12. Biểu đồ boxplot thể hiện hàm lượng khí heli (A) và hydro (B) tại BTNCS

Bảng 3.11. Tổng hợp các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và dị thường khí heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS

Khu vực	Khí	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
BTNCS	Heli	5,2	1,99	LV88-15GC-2	12,7	Cực trị - Dị thường dương
				LV88-01GC-2	8,4	Ngoại lệ - Dị

						thường dương
BTNCS	Hydro	29,5	9,04	LV88-15GC-2	148,3	Cực trị - Dị thường dương
				LV88-10GC-2	50,4	Ngoại lệ - Dị thường dương

3.2. Nguồn gốc khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

3.2.1. Luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon

3.2.1.1. Luận giải nguồn gốc khí hydrocarbon theo các tỷ số hydrocarbon

a. Khái quát chung

Bernard et al. (1976) [31] khi nghiên cứu về khí hydrocacbon trong trầm tích tại Vịnh Mexico cho rằng, khí hydrocacbon là sản phẩm của hai quá trình chủ yếu. Các khí có thể khởi nguồn từ một hoặc hai quá trình như sau: (1) Phân hủy các vật chất hữu cơ của các vi sinh vật trong môi trường thiếu khí dưới 50°C, gọi là các khí nguồn gốc sinh vật và/hoặc (2) Sản sinh từ các quá trình tiếp xúc nhiệt tác động lên vật chất hữu cơ ở nhiệt độ cao, gọi là khí nhiệt sinh.

Khi nghiên cứu về mối quan hệ giữa các hòng thoát khí metan với cấu trúc địa chất và hoạt động kiến tạo-địa chấn ở biển Okhotsk, Obzhairov et al. (2004) [29] đã chỉ ra 4 nguồn cung cấp khí metan trong cột nước biển vùng nghiên cứu, đó là trầm tích chứa dầu khí, sự phân hủy băng cháy (gas hydrate) hoặc khí tự do bên dưới, metan khí quyển xâm nhập qua bề mặt biển, quá trình sản sinh metan từ vi sinh vật. Khí hydrocacbon nguồn gốc nhiệt là sản phẩm liên quan đến quá trình chuyển hóa hydrocacbon dưới sâu, chịu tác động chính bởi nhiệt độ và áp suất [1].

Kết quả phân tích đặc điểm thành phần khí hydrocacbon là bằng chứng quan trọng trong việc xác định nguồn gốc khí hydrocacbon nói riêng và khí trong trầm tích tầng mặt nói chung tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Như đã lưu ý ở Chương 2, các tỷ số khí hydrocacbon đã được các nhà nghiên cứu trước đây sử dụng và lý giải rất thành công nguồn gốc khí hydrocacbon trong trầm tích tại các vùng biển khác nhau [31-37]. Chính vì vậy, việc tính toán các tỷ số khí hydrocacbon $C_1/(C_2+C_3)$, C_1/C_2 ,

$C_2/C_{2:1}$, $(C_2+C_3)/C_1$ được tiến hành trong luận án đề luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu (Bảng 3.12).

Bảng 3.12. Các tỷ số của khí hydrocacbon $C_1/(C_2+C_3)$, C_1/C_2 , $C_2/C_{2:1}$, $(C_2+C_3)/C_1$ tại các điểm lấy mẫu

STT	Khu vực	Ký hiệu mẫu	Độ sâu (m)	Độ sâu lấy mẫu tính từ đáy biển (cm)	C_1	$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_2	$C_2/C_{2:1}$	$(C_2+C_3)/C_1$
1	– Khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông	KC09/19-02-1	754	20	1,4	35,0	-	0	0,03
2		KC09/19-02-2		100	4,2	23,3	46,7	0,5	0,04
3		KC09/19-02-3		200	3,2	53,3	160,0	0,2	0,02
4		KC09/19-03-1	1113	20	3,7	74,0	185,0	0,1	0,01
5		KC09/19-03-2		100	3,8	95,0	380,0	0,1	0,01
6		KC09/19-04-1	640	20	2,3	76,7	-	0	0,01
7		KC09/19-04-2		100	3,5	116,7	-	0	0,01
8		KC09/19-05-1	754	20	2,9	72,5	-	0	0,01
9		KC09/19-05-2		100	5,7	114,0	-	0	0,01
10		KC09/19-06-1	1677	50	1,1	22,0	-	0	0,05
11		KC09/19-06-2		100	1,1	36,7	-	0	0,03
12		KC09/19-08-1	1985	20	0,7	-	-	0	0
13		KC09/19-08-2		100	0,9	-	-	0	0
14		KC09/19-10-1	1373	20	0,7	11,7	35,0	0,1	0,09
15		KC09/19-10-2		100	1,3	32,5	130,0	0,1	0,03
16		KC09/19-20-1	2123	20	0,5	12,5	50,0	0,1	0,08
17		KC09/19-20-2		100	0,8	-	-	0	0,00
18	Bồn trũng Nam Côn Sơn	LV88-01GC-1	400	20	98,3	2,2	2,8	3,2	0,46
19		LV88-01GC-2		160	34,7	2,7	3,3	2,4	0,37
20		LV88-05GC-1	243	20	146,1	1,9	2,5	7,5	0,54
21		LV88-05GC-2		130	74,3	2,1	2,9	3,8	0,47
22		LV88-06GC-1	852	330	60	3,0	3,0	2,0	0,33
23		LV88-07GC-1	196	40	154	2,8	3,4	2,3	0,36
24		LV88-07GC-2		100	400	2,7	3,2	1,9	0,37
25		LV88-08GC-1	682	70	68	2,7	3,8	1,5	0,37
26		LV88-08GC-2		260	256	3,7	4,6	1,0	0,27
27		LV88-09GC-1	159	30	300	30,0	30,0	-	0,03
28		LV88-09GC-2		70	57	0,8	2,9	3,3	1,23
29		LV88-10GC-1	1011	40	79	3,6	4,4	1,6	0,28
30		LV88-10GC-2		180	220	7,3	8,8	0,8	0,14

31		LV88-10GC-3		310	440	4,9	6,8	0,9	0,20
32		LV88-11GC-1	267	60	75,9	1,9	2,5	4,9	0,52
33		LV88-11GC-2		260	66,4	2,9	3,8	3,7	0,34
34		LV88-12GC-1	263	20	175,4	12,0	13,9	2,9	0,08
35		LV88-12GC-2		70	27,3	5,9	7,6	1,4	0,17
36		LV88-14GC-1	256	60	35,9	3,1	4,4	1,2	0,32
37		LV88-14GC-2		210	42,5	3,6	4,8	0,9	0,28
38		LV88-15GC-1	236	60	42,9	2,4	3,2	2,4	0,41
39		LV88-15GC-2		210	47,1	5,1	6,5	1,1	0,20

Ghi chú: C₁: Khí metan; C₂: Khí etan; C₃: Khí propan; C_{2:1}: Khí ethylen

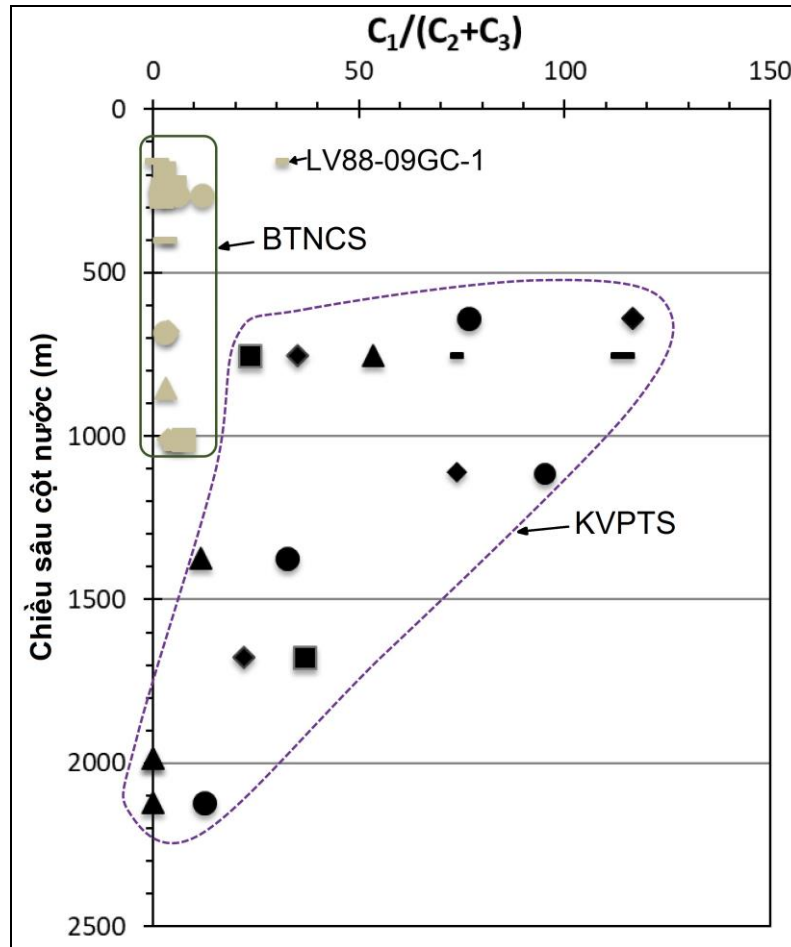
(-): Không xác định

b. Luận giải nguồn gốc khí hydrocarbon theo tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$

Một trong các nghiên cứu đầu tiên đã sử dụng tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ là của Bernard et al. (1976) [31]. Trong đó, các tác giả đã sử dụng tỷ số này để phân biệt các khí hydrocarbon có nguồn gốc sinh vật và nguồn gốc nhiệt trong các đới trầm rỉ đang hoạt động dưới đáy biển tại khu vực Vịnh Mexico. Kvenvolden và Redden (1980), Kvenvolden et al. (1981), Kvenvolden (1988) [33-35] tiếp tục sử dụng tỷ số này để xác định nguồn gốc khí hydrocarbon trong trầm tích đáy biển tại các khu vực thềm lục địa, sườn lục địa và bồn trũng tại Biển Bering và vùng phía Nam Thái Bình Dương. Theo đó, khi các giá trị của tỷ số này lớn hơn 1000 là dấu hiệu khí hydrocarbon có nguồn gốc sinh vật, là sản phẩm phân hủy các vật chất hữu cơ của các vi sinh vật. Trong khi giá trị nhỏ hơn 50 sẽ cho thấy nguồn gốc nhiệt và các giá trị trong khoảng 50-1000 là chỉ số nguồn hỗn hợp. Ngoài ra, các nghiên cứu khác của Hachikubo et al. (2010), Yatsuk et al. (2019) [37, 57] cũng sử dụng tỷ số này để xác định nguồn gốc sản sinh khí hydrocarbon lần lượt là nguồn gốc nhiệt, hỗn hợp và sinh vật.

Bảng 3.12 và Hình 3.13 biểu diễn tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ của các khí hydrocarbon theo độ sâu cột nước tại khu vực nghiên cứu. Có thể thấy rằng tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ của các mẫu tại BTNCS hầu như thấp hơn hẳn tại KVPTS, với các giá trị phần lớn nhỏ hơn 10, ngoại trừ mẫu LV88-12GC-1 ($C_1/(C_2+C_3) = 12$) và mẫu LV88-09GC-1 ($C_1/(C_2+C_3) = 30$). Các mẫu tại KVPTS có tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ dao động trong khoảng rộng hơn, từ 11,7

tới 116,7. Điều này chỉ ra rằng, khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại BTNCS có nguồn gốc nhiệt còn tại KVPTS, khí hydrocacbon có nguồn gốc hỗn hợp (nguồn sinh vật + nguồn gốc nhiệt).



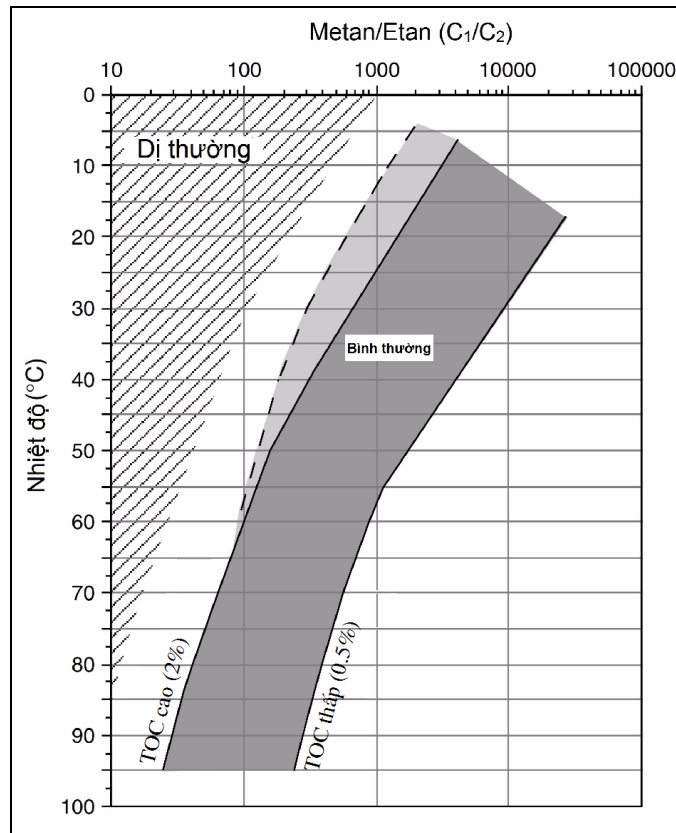
Hình 3.13. Tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ của các khí metan, etan và propan trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước

c. Luận giải nguồn gốc khí hydrocarbon theo tỷ số C_1/C_2

Theo Pimmel và Claypool (2001) [36], tỷ số C_1/C_2 thường được sử dụng để có được thông tin nhanh chóng về nguồn gốc của khí hydrocarbon, như phân biệt khí nguồn sinh học với khí được di cư từ các nguồn hydrocarbon nhiệt dưới sâu. Khi tỷ số C_1/C_2 rất cao chỉ ra quá trình hình thành khí metan có nguồn gốc sinh vật. Mặt khác, sự có mặt của một lượng lớn khí C_2 (đến C_5) tại các độ sâu nông đi kèm với quá trình sản sinh hydrocarbon nhiệt. Lượng khí C_2 (đến C_5) có thể được sản sinh trong quá trình

thành đá sớm của vật chất hữu cơ, và tăng dần theo độ sâu chôn vùi, dẫn tới việc giảm tỷ số C_1/C_2 theo chiều tăng của nhiệt độ (Hình 3.14).

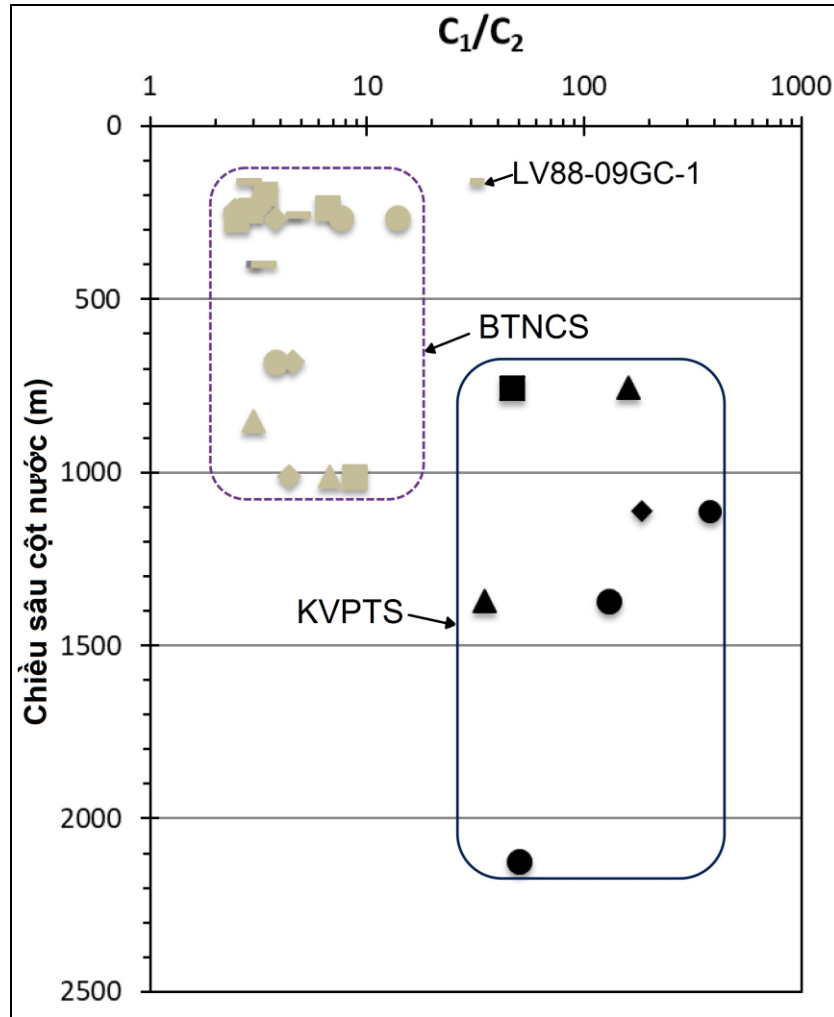
Mối quan hệ giữa tỷ số C_1/C_2 và nhiệt độ trầm tích có thể sử dụng như một tiêu chí để đánh giá trường khí hydrocarbon dị thường hoặc bình thường. Các giá trị của tỷ số C_1/C_2 thấp bất thường chỉ ra sự có mặt của nguồn hydrocarbon nhiệt được di cư từ dưới sâu [36].



Hình 3.14. Đồ thị thể hiện tỷ số C_1/C_2 và nhiệt độ của trầm tích [36]

Hình 3.14 chỉ ra vùng có giá trị dị thường với các tỷ số C_1/C_2 thấp bất thường theo nhiệt độ. Đồ thị thể hiện tỷ số C_1/C_2 tại khu vực nghiên cứu theo độ sâu cột nước được xây dựng để đánh giá nguồn gốc nhiệt hay nguồn sinh vật của khí hydrocarbon trong trầm tích của vùng nghiên cứu (Hình 3.15). Đặc điểm nổi bật là giá trị thấp hơn rõ rệt của tỷ số C_1/C_2 của khí metan và etan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS so với KVPTS. Các giá trị này hoàn toàn nằm trong trường dị thường như đánh giá của Pimmel và Claypool (2001) [36] đối với khí trong trầm tích tầng mặt. Điều này cho

thấy rằng khí hydrocacbon tại BTNCS có nguồn gốc nhiệt dưới sâu còn khí hydrocacbon tại KVPTS nghiêng về nguồn gốc hỗn hợp.



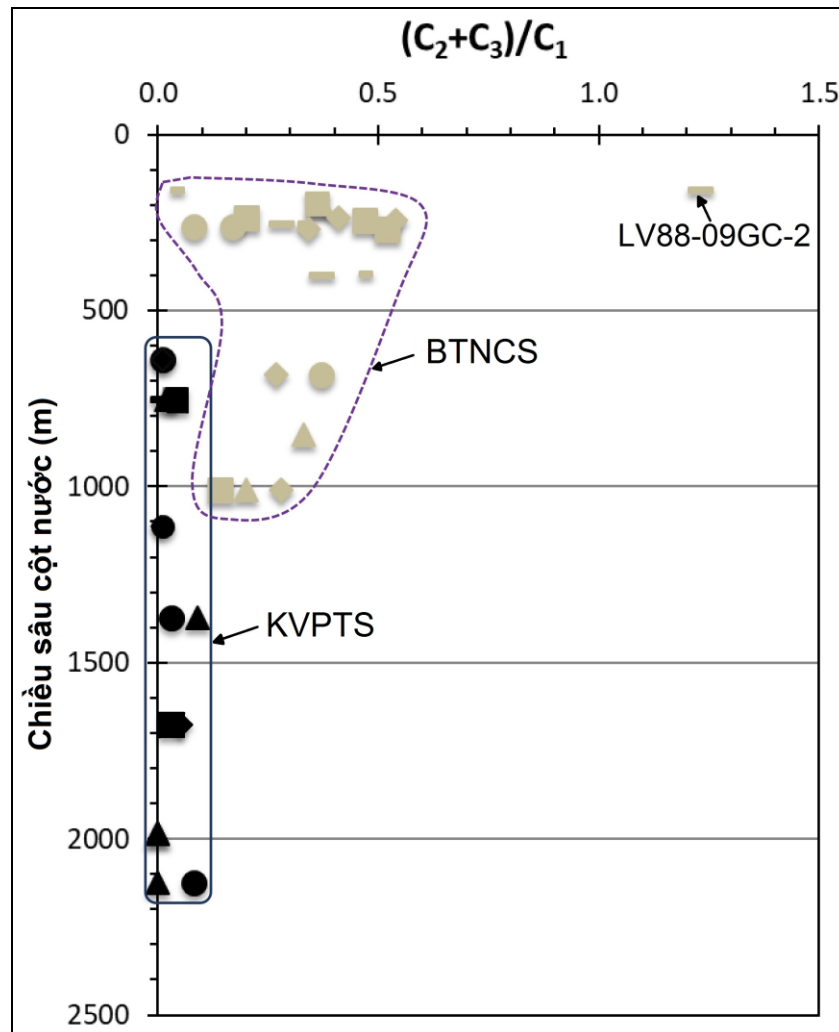
Hình 3.15. Tỷ số C_1/C_2 của các khí etan và etylen trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước

d. Luận giải nguồn gốc khí hydrocarbon theo tỷ số $(C_2+C_3)/C_1$

Ngược lại với tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$, tỷ số $(C_2+C_3)/C_1$ cũng được gợi ý sử dụng để phân biệt nguồn gốc khí hydrocarbon trong trầm tích [37]. Theo đó, khi tỷ số $(C_2+C_3)/C_1 < 0,1$, là chỉ dấu của các khí có nguồn gốc từ trầm tích hiện tại, còn khi tỷ số này lớn hơn 0,1 sẽ là chỉ dấu của các khí có nguồn gốc dầu và khí.

Hình 3.16 và Bảng 3.12 thể hiện tỷ số $(C_2+C_3)/C_1$ của khí hydrocarbon trong trầm tích tại khu vực nghiên cứu. Trong khi các giá trị của tỷ số này tại KVPTS đều

nhỏ hơn 0,1 thì tại BTNCS, tỷ số này phần lớn các giá trị lớn hơn 0,1; ngoại trừ mẫu LV88-12GC-1 ($(C_2+C_3)/C_1 = 0,08$) và mẫu LV88-09GC-1 ($(C_2+C_3)/C_1 = 0,03$).

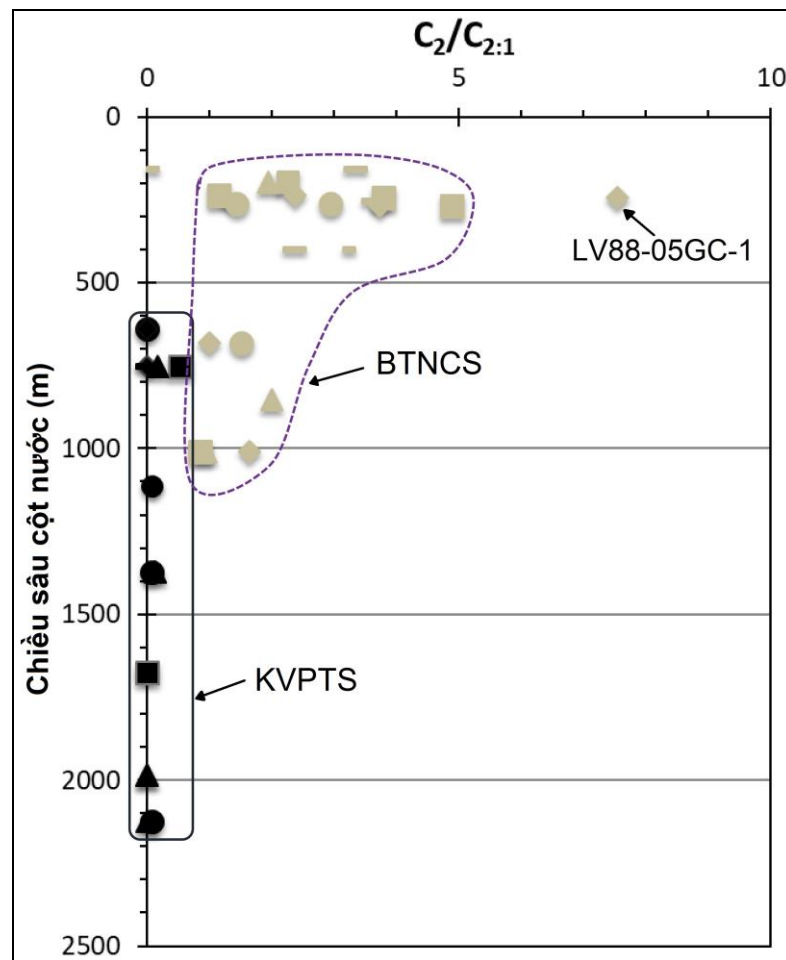


Hình 3.16. Tỷ số $(C_2+C_3)/C_1$ của các khí metan, etan và propan trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước

Dựa theo nghiên cứu của Yatsuk et al. (2019) [37] về tỷ số $(C_2+C_3)/C_1$, khí hydrocarbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại KVPTS có nguồn gốc từ trầm tích hiện đại, nghĩa là sản phẩm phân hủy các vật chất hữu cơ trong trầm tích hiện đại của các vi sinh vật. Trong khi đó, khí hydrocarbon trong các mẫu trầm tích tại BTNCS có nguồn gốc dầu và khí, được đưa từ dưới sâu lên. Điều này khá phù hợp với nguồn gốc khí hydrocarbon được kết luận khi sử dụng tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$.

e. Luận giải nguồn gốc khí hydrocarbon theo tỷ số $C_2/C_{2:1}$

Tỷ số quan trọng thứ 4 để xác định nguồn gốc của khí hydrocacbon là $C_2/C_{2:1}$. Tỷ số này đã được sử dụng trong các nghiên cứu của Cline và Holmes (1977), Kvenvolden và Redden (1980), Kvenvolden et al. (1981) [32-34]. Theo các tác giả này, do etylen là một sản phẩm của các quá trình sinh vật, trong khi etan lại có cả nguồn gốc sinh vật và nguồn gốc nhiệt, nên sự tăng cao của etan so với etylen (tỷ số $C_2/C_{2:1}$ tăng cao) có thể sẽ là chỉ dấu của khí có nguồn gốc nhiệt. Cline và Holmes (1977) [32] đã ghi nhận tỷ số $C_2/C_{2:1}$ cao bất thường (6,4) trong đới trầm rỉ dưới đáy biển ở Norton Sound, Alaska, Mỹ và nguồn cung cấp có thể là sự di chuyển của khí hydrocacbon có nguồn gốc nhiệt từ dầu khí ở dưới sâu.



Hình 3.17. Tỷ số $C_2/C_{2:1}$ của các khí etan và etylen trong trầm tích tầng mặt theo độ sâu cột nước

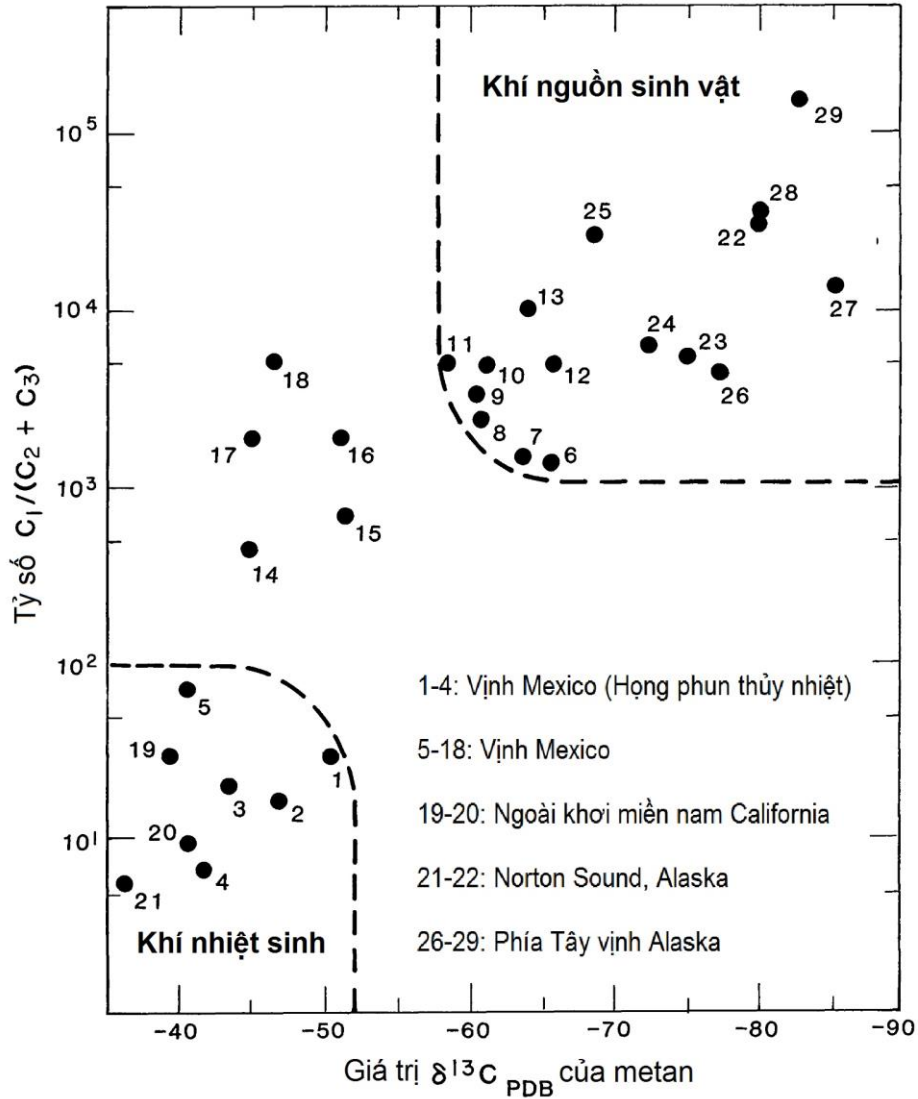
Hình 3.17 biểu diễn tỷ số $C_2/C_{2:1}$ của các khí etan và etylen trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu theo độ sâu cột nước. Dễ thấy rằng, tỷ số này đối với KVPTS nhỏ hơn nhiều so với BTNCS, với các giá trị đều nhỏ hơn 0.5 hoặc bằng 0. Trong khi đó, tỷ số này đối với các mẫu tại BTNCS phần lớn đều lớn hơn 1, đặc biệt vài điểm có giá trị cao như LV88-05GC-1 (7,5), LV88-11GC-1 (4,9), LV88-05GC-2 (3,8) và LV88-11GC-2 (3,7). Điều này càng củng cố thêm nhận định về nguồn gốc hỗn hợp nhưng thiên về nguồn sinh vật của khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại KVPTS, và nguồn gốc nhiệt của khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại BTNCS.

Một trường hợp tương tự được ghi nhận trong nghiên cứu của Kvenvolden và Redden (1980) [33]. Theo đó, trong 24 ống phóng trọng lực lấy tại vùng thềm lục địa, sườn lục địa và bồn trũng ở Biển Bering, chỉ có duy nhất một ống phóng trên thềm có dị thường, với tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ tại mẫu sâu nhất của ống phóng này là 11, là tỷ số nhỏ nhất ghi nhận được. Bên cạnh đó, tỷ số $C_2/C_{2:1}$ ghi nhận tại mẫu này là 46, cao nhất trong các mẫu phân tích. Các tỷ số này là chỉ dấu của khí hydrocacbon có nguồn gốc nhiệt tại điểm lấy mẫu này. Các tác giả cho rằng các tỷ số này rất giống với khu vực Norton Sound, Alaska, nơi mà các khí hydrocacbon và khí CO_2 có nguồn gốc dầu khí, thấm ri lên phía trên lớp trầm tích và cột nước biển [33].

3.2.1.2. Luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon theo số liệu đồng vị cacbon

Việc sử dụng thành phần đồng vị cacbon của khí metan để luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon trong trầm tích biển đã được tiến hành từ lâu trên thế giới [2]. Trong thập kỷ gần đây, đã có nhiều nghiên cứu áp dụng thành phần đồng vị cacbon để luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon trong trầm tích tại các vùng biển khác nhau [40, 43, 57]. Trong một nghiên cứu tổng quát nhất, Claypool và Kvenvolden (1983) [2] đã thống kê giá trị của thành phần đồng vị cacbon của khí metan trong trầm tích tại rất nhiều các vùng biển khác nhau trên thế giới. Theo đó, giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của metan trong phần lớn các mẫu ở trong khoảng -90‰ đến -50‰. Nếu khí metan trong trầm tích gần bề mặt có giá trị thành phần đồng vị cacbon nhỏ hơn -55‰ có thể

có nguồn gốc từ các quá trình phân hủy các hợp chất hữu cơ của các vi sinh vật. Ngược lại, các giá trị lớn hơn -55‰ có thể là chỉ dấu của khí metan có nguồn gốc nhiệt từ dưới sâu di cư lên bề mặt đáy biển. Các quá trình di cư này đến từ sự khuếch tán của khí metan từ dưới sâu qua các tầng trầm tích [2].



Hình 3.18. Mối quan hệ giữa tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ và giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của khí metan tại các vị trí họng phun thủy nhiệt, diện rò rỉ khí và trầm tích tại các vùng biển gần Hoa Kỳ [2].

Một ví dụ về mối quan hệ giữa tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ và giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của khí metan tại các vị trí họng phun thủy nhiệt, diện rò rỉ khí và trầm tích tại

một số khu vực (Hình 3.18; [2]) đã phân biệt khá rõ ràng các vị trí các khí hydrocarbon có nguồn gốc nhiệt và nguồn gốc sinh vật. Theo đó, tất cả các điểm thuộc các họng phun thủy nhiệt đều có nguồn gốc nhiệt dưới sâu (Hình 3.18).

Khi nghiên cứu về quá trình trưởng thành của hydrocarbon theo thời gian (Hình 2.1; [1]) và mối liên quan với thành phần đồng vị của cacbon, Hoàng Đình Tiến (2006) [3] đã chỉ ra sự biến đổi của vật liệu hữu cơ thể hiện ở ba pha:

- Pha đầu tiên là pha khí sinh hóa trong trầm tích sau khi lắng đọng và tiền nhiệt xúc tác (*protocatagenes*) đặc trưng bằng sinh ra khí metan có đồng vị nhẹ của carbon $\delta^{13}\text{C}$ có giá trị từ -90‰ đến -50‰.

- Pha thứ hai trong đới chủ yếu sinh dầu. Ở pha này hàm lượng dầu tăng cao và di cư do tăng lượng hydrocarbon nhẹ và khí. Đồng vị carbon đạt $\delta^{13}\text{C}$ từ -45‰ đến -25‰

- Pha thứ ba trong điều kiện nhiệt áp khắc nghiệt hơn sinh khí condensat và khí. Cuối pha này chỉ sinh khí metan với đồng vị nặng hơn nhiều, $\delta^{13}\text{C}$ có giá trị từ -30‰ đến -20‰

Từ đó, tác giả đã cho rằng nếu thấy đồng vị nặng trong thành phần khí phản ánh khả năng di cư từ dưới sâu. Tuy nhiên ở trên mặt vùng nào có dị thường hydrocarbon mới có điều kiện tăng hàm lượng khí metan và thành phần đồng vị nặng cao. Khi di cư càng xa càng có nhiều khí metan với đồng vị nhẹ. Vì vậy khi bị vi khuẩn khử thì đồng vị của khí metan giảm đi nhiều, đặc biệt khí sinh ra có giá trị $\delta^{13}\text{C}$ từ -95‰ đến -60‰ [3].

Khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông, đặc biệt là tại BTNCS thuộc bể Nam Côn Sơn, tồn tại các dị thường khí hydrocarbon (metan, etan, etylen, propan, butan) như đã chỉ ra tại Mục 3.1.3. Tại khu vực này, kết quả phân tích các tỷ số hydrocarbon đều có chung nhận định rằng các khí hydrocarbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại KVPTS có nguồn gốc hỗn hợp nhưng thiên về nguồn sinh vật và khí hydrocarbon trong các mẫu trầm tích tại BTNCS có nguồn gốc nhiệt dưới sâu. Như vậy, các ghi

nhận về dị thường của các khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS khá phù hợp với nhận định về nguồn gốc nhiệt dưới sâu của các khí này.

Bảng 3.13. Các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic và khí metan trong trầm tích tầng mặt tại bồn trũng Nam Côn Sơn [43]

Trạm đo	Mẫu	$\delta^{13}\text{C}\text{-CO}_2$, ‰	$\delta^{13}\text{C}\text{-CH}_4$, ‰
LV88-02/1GC	6	-18,9	-64,6
LV88-12GC	29	-19,7	-25,7
LV88-5GC	3	-17,6	-28,0
LV88-12GC	20	-24,8	-29,4

Nghiên cứu gần đây của Syrbu et al. (2021) [43] đã chỉ ra các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic và khí metan trong trầm tích tầng mặt tại bồn trũng Nam Côn Sơn. Các mẫu khí được lấy từ hải trình của tàu Lavrentyev năm 2019. Qua phân tích với mẫu chuẩn VPDB cho thấy, thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí metan trong trầm tích tầng mặt, ngoại trừ mẫu 6 lấy tại trạm LV88-02/1GC thuộc phần phía cực Nam của hải trình có giá trị của đồng vị nhẹ -64,6‰, các mẫu còn lại đều cho giá trị của đồng vị nặng từ -29,4‰ đến -25,7‰. Đối sánh với các nghiên cứu trước đây cho thấy các khí metan trong khu vực nghiên cứu chủ yếu có nguồn gốc nhiệt.

3.2.2. Luận giải nguồn gốc khí carbonic, hydro và heli

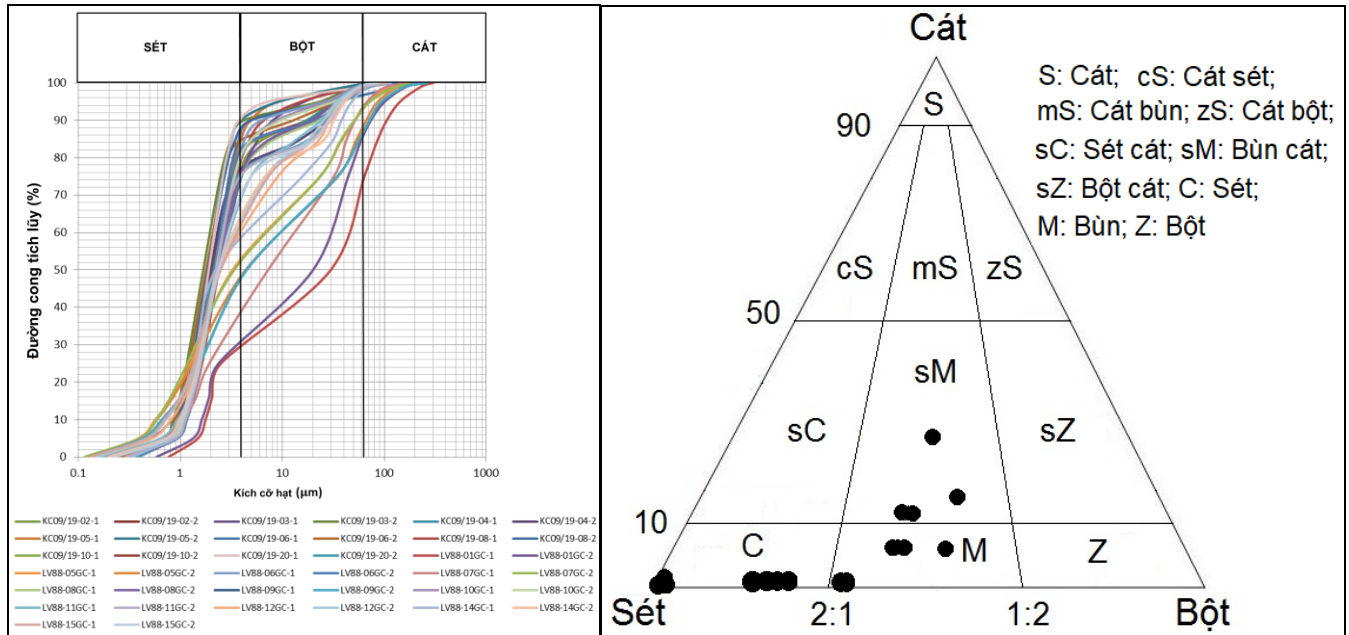
3.2.2.1. Luận giải nguồn gốc khí carbonic, hydro và heli dựa vào mối quan hệ giữa đặc điểm trầm tích tầng mặt và đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

a. Đặc điểm trầm tích tầng mặt khu vực nghiên cứu

❖ *Đặc điểm thành phần độ hạt của trầm tích tầng mặt:*

Hình 3.20 biểu diễn đường cong tích lũy thành phần các cấp hạt của 38 mẫu trầm tích tầng mặt tại 19 ống phóng trọng lực trong vùng nghiên cứu. Mẫu phân tích được lấy tại 2 vị trí trên mỗi ống phóng (chi tiết tại Bảng 3.14). Đặc điểm dễ nhận thấy là thành phần sét và bột chiếm ưu thế so với thành phần cát trong các mẫu. Mẫu trầm tích tầng mặt tại khu vực phần lớn là sét, sét bột với hàm lượng sét chiếm ưu thế từ

37,53% – 96,37 % (trung bình 76,97%); hàm lượng bột dao động từ 3,63 – 49,71 %, trung bình 18,10 %; cát chiếm hàm lượng nhỏ từ 0 – 25,68 %, trung bình 2,25 %. Trong đó, chỉ có vài mẫu có hàm lượng cát cao (hơn 15%) và chủ yếu tập trung tại phía Tây Nam khu vực nghiên cứu (mẫu LV88-01GC-1 và LV88-01GC-2). Các mẫu còn lại hầu như có hàm lượng cát rất nhỏ, không đáng kể.



Hình 3.19. Đường cong tích lũy phân bố độ hạt các mẫu trầm tích tầng mặt khu vực nghiên cứu

Bảng 3.14. Kết quả phân tích thành phần kích thước hạt của 38 mẫu trầm tích tầng mặt tại 19 ống phóng

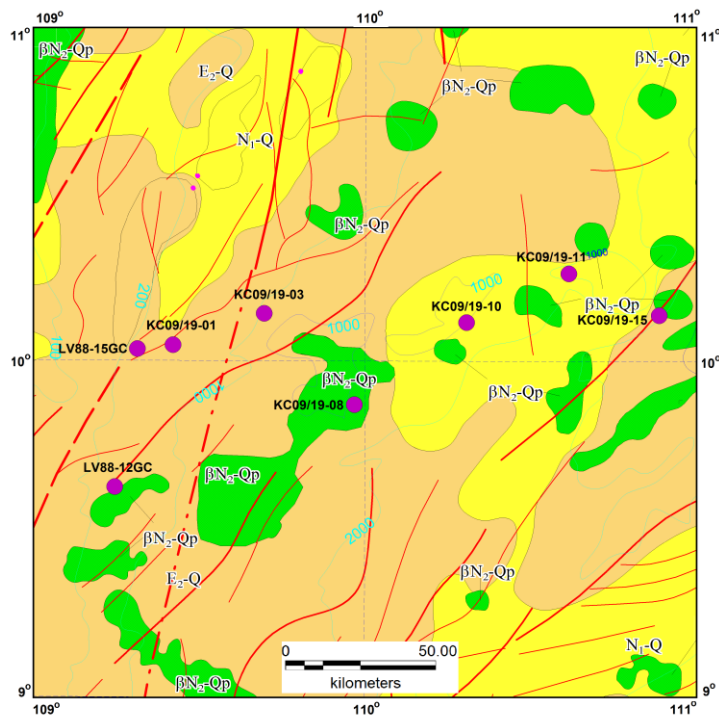
TT	Ký hiệu mẫu	Độ sâu đáy biển (m)	Kết quả thành phần kích thước hạt					
			Sét (%)	Bột (%)	Cát (%)	Md (μm)	So	Sk
1	KC09/19-02-1	754	76.9	22.5	0.6	2,33	1,52	1,09
2	KC09/19-02-2	754	81.1	18.6	0.3	2,01	1,53	1,07
3	KC09/19-03-1	1113	74.5	25.1	0.4	2,41	1,61	1,04
4	KC09/19-03-2	1113	89.3	10.4	0.3	1,68	1,46	1,02
5	KC09/19-04-1	640	74.6	24.9	0.5	2,32	1,62	1,11
6	KC09/19-04-2	640	77.8	21.5	0.7	1,97	1,61	1,15
7	KC09/19-05-1	754	84.8	14.6	0.6	2,25	1,40	1,01
8	KC09/19-05-2	754	90.2	9.4	0.4	1,84	1,41	1,00
9	KC09/19-06-1	1677	86.1	10.9	3.0	2,16	1,38	1,01
10	KC09/19-06-2	1677	85.4	13.8	0.8	1,79	1,49	1,03
11	KC09/19-08-1	1985	79.1	20.1	0.8	2,38	1,47	1,02
12	KC09/19-08-2	1985	87.4	12.0	0.6	1,86	1,44	1,01
13	KC09/19-10-1	1373	79.9	18.5	1.6	2,22	1,47	1,06
14	KC09/19-10-2	1373	81.2	17.7	1.1	2,11	1,48	1,07
15	KC09/19-20-1	2123	90.9	7.9	1.2	1,90	1,38	0,99
16	KC09/19-20-2	2123	76.4	22.8	0.8	2,13	1,60	1,17
17	LV88-01GC-1	163	37.5	36.8	25.7	29,88	5,05	0,18
18	LV88-01GC-2	163	39.2	46.9	13.9	20,06	4,33	0,26
19	LV88-05GC-1	243	53.9	39.2	6.9	3,25	4,31	2,80
20	LV88-05GC-2	243	48.6	40.0	11.4	4,36	5,18	2,43
21	LV88-06GC-1	852	82.6	16.2	1.2	2,24	1,43	1,03
22	LV88-06GC-2	852	81.2	17.1	1.7	2,20	1,44	1,06
23	LV88-07GC-1	196	44.0	49.7	6.3	7,24	4,09	1,18
24	LV88-07GC-2	196	52.1	41.0	6.9	3,37	4,49	2,44
25	LV88-08GC-1	682	75.2	23.5	1.3	2,35	1,56	1,12
26	LV88-08GC-2	682	75.3	23.8	0.9	2,31	1,58	1,11
27	LV88-09GC-1	263	47.5	39.5	13.0	4,46	4,73	2,71
28	LV88-09GC-2	263	46.4	41.2	12.4	4,32	4,88	2,68
29	LV88-10GC-1	1011	79.5	20.0	0.5	2,27	1,49	1,04
30	LV88-10GC-2	1011	80.1	18.7	1.2	2,23	1,48	1,04
31	LV88-11GC-1	267	70.4	29.1	0.5	2,41	1,79	1,29
32	LV88-11GC-2	267	75.4	23.4	1.2	2,26	1,56	1,18
33	LV88-12GC-1	263	65.1	34.2	0.7	2,47	2,49	2,17
34	LV88-12GC-2	263	65.7	33.5	0.8	2,47	2,23	1,57
35	LV88-14GC-1	256	69.2	29.1	1.7	2,22	3,31	4,61
36	LV88-14GC-2	256	68.9	30.3	0.8	2,35	2,13	1,83
37	LV88-15GC-1	236	65.1	33.9	1.0	2,48	2,32	1,62
38	LV88-15GC-2	236	71.0	28.3	0.7	2,37	1,78	1,36

Kết quả trình bày trên Bảng 3.14 và Hình 3.20 cho thấy, các mẫu trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu chủ yếu thuộc trường sét, sét bột với hàm lượng sét chiếm ưu thế, so với hàm lượng cát không đáng kể. Theo phân loại của Folk (1974) [60], các trầm tích tầng mặt này phần lớn rơi vào trường sét (C), bùn (M) và số rất ít các mẫu còn lại thuộc về trường bùn cát (sM).

Các mẫu trầm tích tầng mặt có hệ số chọn lọc S_0 dao động từ 1,38 – 5,18. Trong đó có 19 mẫu (50%) có độ chọn lọc tốt (S_0 : 1,38 – 1,58), 06 mẫu (15,8%) có độ chọn lọc trung bình (S_0 : 1,61 – 1,79), 13 mẫu (34,2%) có độ chọn lọc kém (S_0 : 2,13 – 5,18). Hệ số bất đối xứng Sk dao động từ 0,18 – 4,61. Trong đó có 21 mẫu có Sk tiệm cận 1 (0,99 – 1,15) cho thấy các mẫu này được hình thành trong môi trường có năng lượng thủy động lực ổn định lâu dài, nguồn vật liệu trầm tích là đơn nguồn. Mười bốn mẫu còn lại có $Sk > 1$ (1,17 – 4,61), các mẫu này có các cấp hạt mịn chiếm tỉ lệ cao, chứng tỏ môi trường có thời gian dài khá yên tĩnh, đặc trưng cho trầm tích được thành tạo trong môi trường biển nông.

❖ *Đặc điểm địa hóa trầm tích khu vực nghiên cứu:*

Một tập 20 mẫu được thu thập từ 8 ống phóng trọng lực trong vùng nghiên cứu (Hình 3.21) được gia công, xử lý để phân tích các chỉ tiêu hóa học bao gồm thành phần nguyên tố chính, thành phần nguyên tố vết, các chỉ tiêu hóa hữu cơ.



Hình 3.20. Vị trí các ống phóng trọng lực trong khu vực nghiên cứu

- Đặc điểm thành phần nguyên tố chính:

Kết quả phân tích thành phần nguyên tố chính của 20 mẫu trầm tích tầng mặt được trình bày trong Bảng 3.15.

Bảng 3.15. Kết quả phân tích thành phần nguyên tố chính của 20 mẫu trầm tích tầng mặt

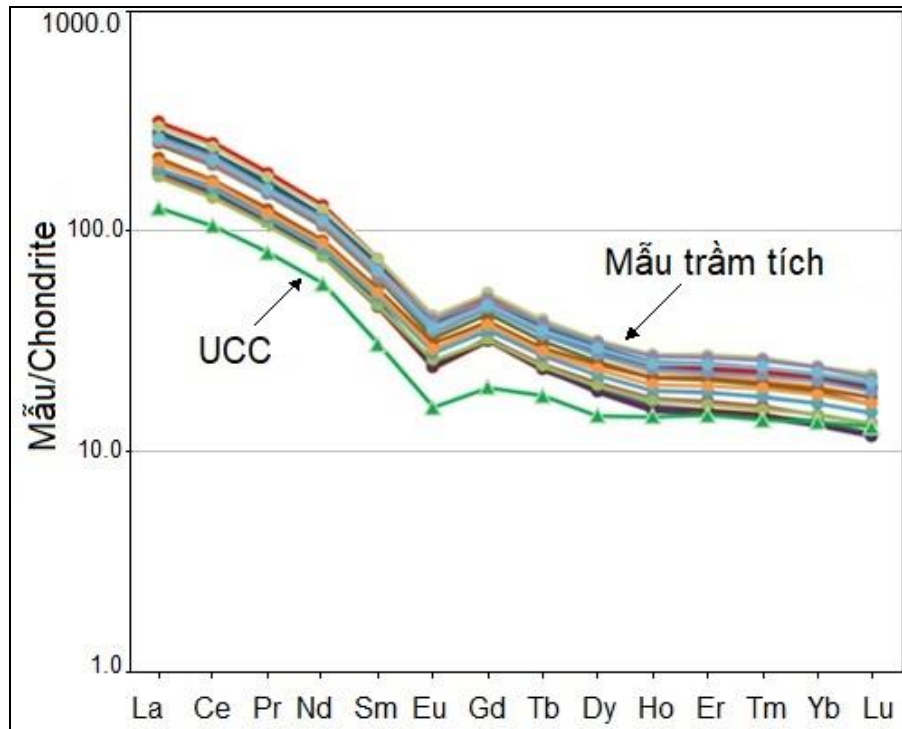
STT	Ký hiệu mẫu	SiO ₂ (wt%)	TiO ₂ (wt%)	Al ₂ O ₃ (wt%)	Fe ₂ O ₃ (wt%)	MnO (wt%)	MgO (wt%)	CaO (wt%)	Na ₂ O (wt%)	K ₂ O (wt%)	P ₂ O ₅ (wt%)	Cr ₂ O ₃ (wt%)
1	KC09/19-01-1	47,57	0,67	13,62	5,04	0,06	2,02	3,10	1,73	2,52	0,09	0,02
2	KC09/19-01-2	45,98	0,66	14,02	4,99	0,06	2,33	9,20	1,97	2,14	0,11	0,02
3	KC09/19-01-3	41,04	0,56	13,15	5,25	0,12	2,19	7,99	2,20	2,12	0,09	0,01
4	LV88-12GC-1	48,09	0,65	12,74	4,74	0,06	2,11	4,84	1,70	2,33	0,09	0,02
5	LV88-12GC-2	52,15	0,70	13,98	5,23	0,07	2,24	3,94	1,69	2,59	0,08	0,02
6	LV88-15GC	44,33	0,62	12,68	4,54	0,06	2,16	6,61	1,87	2,00	0,10	0,02
7	KC09/19-03-1	34,83	2,17	11,32	9,45	0,13	6,41	6,94	2,55	2,01	0,68	0,02
8	KC09/19-03-2	35,69	0,52	11,80	4,26	0,08	2,04	8,31	2,03	1,45	0,10	0,02
9	KC09/19-03-3	46,52	0,68	14,90	5,48	0,08	2,17	4,91	2,00	2,72	0,10	0,01
10	KC09/19-08-1	37,04	0,51	12,54	4,50	0,18	2,20	9,27	2,19	1,58	0,11	0,02
11	KC09/19-08-2	36,57	0,52	12,47	4,70	0,14	2,05	8,14	2,14	1,75	0,10	0,01
12	KC09/19-10-1	32,79	0,45	11,26	4,15	0,12	1,99	13,93	1,92	0,92	0,10	0,02
13	KC09/19-10-2	33,00	0,45	12,13	4,11	0,10	1,63	9,70	1,79	1,37	0,08	0,01
14	KC09/19-10-3	40,87	0,56	14,75	5,32	0,08	2,12	7,65	2,28	2,43	0,09	0,01
15	KC09/19-11-1	35,00	0,48	12,10	4,21	0,25	2,10	12,22	2,11	1,19	0,10	0,02
16	KC09/19-11-2	32,58	0,47	11,47	4,12	0,17	1,82	10,03	1,77	1,26	0,09	0,01
17	KC09/19-11-3	38,94	0,52	14,00	5,03	0,19	2,10	5,20	2,43	2,24	0,09	0,01
18	KC09/19-15-1	35,71	0,49	12,31	4,28	0,12	2,05	12,26	1,93	1,20	0,10	0,02
19	KC09/19-15-2	35,80	0,48	12,98	4,50	0,10	1,78	8,90	1,99	1,57	0,08	0,02
20	KC09/19-15-3	38,84	0,53	13,18	4,86	0,10	2,09	6,51	2,40	2,15	0,08	0,01

Hàm lượng các ôxit như SiO₂, Al₂O₃, CaO và Fe₂O₃ cao so với các ôxit khác.

Trong đó, hàm lượng SiO₂ dao động trong khoảng 32,58 đến 52,15 wt%; trung bình là 39,67 wt%. Hàm lượng Al₂O₃ dao động trong khoảng 11,26 đến 14,89 wt%; trung bình là 12,87. Hàm lượng CaO dao động trong khoảng 3,10 đến 13,93; trung bình là 7,98 wt%. Hàm lượng Fe₂O₃ dao động trong khoảng 4,11 đến 9,45; trung bình là 4,94 wt%.

- Đặc điểm thành phần nguyên tố vết:

Kết quả phân tích thành phần nguyên tố vết của 20 mẫu trầm tích tầng mặt được trình bày trong Bảng 3.3. Các nguyên tố được xác định hàm lượng bao gồm Ag, As, Ba, Bi, Cd, Cs, Co, Cr, Cu, Mo, Ni, Pb, Sb, Sr, Zn, Sc, Y và 15 nguyên tố thuộc dãy lanthanide.



Hình 3.21. Đồ thị chuẩn hóa theo chondrite các nguyên tố đất hiếm các mẫu trầm tích tầng mặt

Hàm lượng các nguyên tố đất hiếm trong các mẫu trầm tích tầng mặt được chuẩn hóa theo chondrite C1 (Anders and Grevesse, 1989) [61] và được trình bày trong Hình 3.21. Giá trị của vỏ lục địa trên (UCC: Upper continental crust) cũng được chuẩn hóa cùng để so sánh. Đồ thị cho thấy có sự giảm dần từ các nguyên tố đất hiếm nhẹ tới các nguyên tố đất hiếm nặng, với dị thường âm Eu rõ nét quan sát thấy ở tất cả các mẫu. Dạng phân bố tương tự cũng quan sát được đối với vỏ lục địa trên (UCC) và ở các đồng bằng hiện đại [62, 63]. Điều này cho thấy các mẫu trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu có nguồn cấp đều là lục địa.

Bảng 3.16. Kết quả phân tích thành phần nguyên tố vết 20 mẫu trầm tích tầng mặt (ppm)

STT	Nguyên tố	KC09/19-01-1	KC09/19-01-2	KC09/19-01-3	LV88-12GC-1	LV88-12GC-2	LV88-15GC	KC09/19-03-1	KC09/19-03-2	KC09/19-03-3	KC09/19-08-1
1	Ag	0,08	0,04	0,09	0,06	0,09	0,04	0,11	0,05	0,06	0,13
2	As	7,79	9,16	9,38	20,23	19,25	6,38	7,22	5,54	8,55	8,56
3	Ba	606	444	1406	659	683	411	918	674	568	1531
4	Bi	0,56	0,36	0,65	0,35	0,62	0,28	0,43	0,40	0,34	0,67
5	Cd	0,09	0,07	0,10	0,13	0,14	0,05	0,12	0,06	0,09	0,12
6	Cs	6,15	11,99	11,23	13,62	16,31	6,97	7,65	2,48	12,96	1,56

7	Co	25,06	17,20	35,11	25,33	28,34	16,63	25,00	19,12	19,43	32,05
8	Cr	133,80	91,97	140,80	136,40	145,70	90,16	126,40	87,18	97,95	135,60
9	Cu	29,76	30,07	66,15	38,16	76,63	26,49	34,14	20,48	40,49	39,27
10	Mo	0,85	0,63	0,79	32,67	12,64	0,64	0,82	0,65	0,65	0,81
11	Ni	76,05	45,84	129,20	68,85	75,49	48,95	91,85	71,38	59,66	133,00
12	Pb	3,51	10,03	3,50	8,52	21,96	4,21	3,57	1,86	5,89	8,60
13	Sb	1,34	0,98	1,81	1,72	1,48	0,87	2,07	1,75	1,48	2,88
14	Sr	654	234	687	463	431	393	601	511	303	833
15	Zn	127,10	82,63	153,60	96,62	144,00	68,86	116,80	95,95	85,30	154,80
16	Sc	23,42	15,85	26,54	23,76	26,06	15,37	23,03	16,55	17,62	25,43
17	Y	38,99	24,34	42,36	39,73	42,17	25,53	35,69	27,76	24,74	42,01
18	La	63,89	43,60	62,67	66,71	74,27	42,73	58,88	42,73	45,08	64,16
19	Ce	132,30	88,96	129,30	136,90	152,90	88,16	120,50	87,32	91,64	135,20
20	Pr	14,22	9,83	14,07	14,88	16,43	9,66	13,09	9,75	10,02	14,33
21	Nd	51,05	35,93	51,09	53,70	59,48	34,66	47,26	34,77	36,18	52,13
22	Sm	9,59	6,86	9,68	10,39	11,01	6,59	8,96	6,68	6,89	9,98
23	Eu	1,87	1,38	2,07	2,09	2,20	1,33	1,83	1,40	1,39	2,12
24	Gd	9,01	6,31	8,98	9,57	10,14	6,18	8,26	6,34	6,36	9,43
25	Tb	1,22	0,86	1,24	1,33	1,36	0,84	1,14	0,89	0,85	1,32
26	Dy	6,58	4,68	6,81	7,25	7,24	4,57	6,22	4,97	4,48	7,20
27	Ho	1,27	0,90	1,35	1,41	1,40	0,87	1,20	0,97	0,85	1,41
28	Er	3,47	2,43	3,71	3,92	3,78	2,42	3,33	2,67	2,32	3,95
29	Tm	0,51	0,35	0,54	0,56	0,55	0,35	0,48	0,38	0,34	0,57
30	Yb	3,21	2,24	3,47	3,56	3,47	2,15	3,03	2,37	2,12	3,57
31	Lu	0,44	0,30	0,48	0,48	0,48	0,30	0,41	0,33	0,29	0,49

Bảng 3.16 (tiếp). Kết quả phân tích thành phần nguyên tố vết 20 mẫu trầm tích tầng mặt (ppm)

STT	Nguyên tố	KC09/19-08-2	KC09/19-10-1	KC09/19-10-2	KC09/19-10-3	KC09/19-11-1	KC09/19-11-2	KC09/19-11-3	KC09/19-15-1	KC09/19-15-2	KC09/19-15-3
1	Ag	0,06	0,09	0,06	0,09	0,11	0,07	0,10	0,12	0,08	0,10
2	As	6,64	6,85	8,93	20,59	8,84	7,78	15,61	9,06	9,43	14,05
3	Ba	917	1334	919	959	1698	1110	1236	1759	1001	1110
4	Bi	0,46	0,80	0,68	0,47	1,00	0,68	0,27	0,95	0,50	0,44
5	Cd	0,05	0,14	0,12	0,12	0,18	0,12	0,13	0,23	0,17	0,14
6	Co	2,80	0,38	0,92	7,86	0,59	0,94	11,30	1,01	3,05	8,92
7	Cr	21,12	26,99	21,36	28,92	30,98	23,19	37,61	36,26	23,43	31,30
8	Cs	89,44	108,50	92,48	131,60	121,20	94,18	151,20	137,70	98,24	144,20
9	Cu	26,15	32,98	23,98	39,31	37,86	28,51	51,44	44,55	25,58	56,12
10	Mo	0,49	0,73	0,70	1,03	0,80	0,59	1,15	0,86	0,75	1,50
11	Ni	78,12	123,90	83,23	98,68	128,20	91,71	121,40	142,80	88,22	113,40
12	Pb	2,02	1,97	1,58	3,40	2,16	2,07	3,85	2,25	1,84	3,74
13	Sb	1,72	2,94	2,94	3,23	2,35	2,60	3,53	3,12	3,23	2,86
14	Sr	480	1010	658	589	1011	660	549	1024	567	561
15	Zn	86,55	201,20	107,70	92,95	217,00	124,20	100,80	216,80	95,90	110,60

16	Sc	16,31	19,16	17,41	24,36	23,67	17,80	29,65	24,93	19,62	27,18
17	Y	26,95	36,62	29,58	39,71	43,17	30,56	46,77	46,49	32,67	43,44
18	La	41,58	50,86	45,30	60,32	60,40	45,41	70,68	62,88	48,37	61,85
19	Ce	85,68	103,00	96,10	121,70	123,10	94,05	147,00	131,30	100,90	127,30
20	Pr	9,40	11,25	10,33	13,15	13,46	10,20	15,68	13,91	10,72	13,79
21	Nd	34,71	41,11	38,21	48,16	48,72	37,23	57,17	51,72	39,87	50,39
22	Sm	6,73	7,97	7,43	9,11	9,35	7,29	11,01	9,88	7,68	9,66
23	Eu	1,45	1,74	1,56	1,95	2,07	1,57	2,32	2,21	1,63	2,03
24	Gd	6,26	7,63	6,92	8,71	9,20	6,99	10,27	9,63	7,33	9,01
25	Tb	0,87	1,06	0,97	1,21	1,27	0,98	1,43	1,37	1,02	1,27
26	Dy	4,82	6,02	5,39	6,64	7,07	5,38	7,73	7,55	5,71	7,08
27	Ho	0,95	1,20	1,05	1,31	1,39	1,05	1,54	1,50	1,12	1,40
28	Er	2,58	3,40	2,91	3,60	3,93	2,95	4,34	4,21	3,13	3,92
29	Tm	0,37	0,49	0,42	0,53	0,57	0,42	0,63	0,62	0,46	0,58
30	Yb	2,39	3,12	2,67	3,37	3,62	2,69	3,95	3,89	2,92	3,69
31	Lu	0,33	0,44	0,37	0,46	0,51	0,37	0,56	0,53	0,41	0,51

- Địa hóa hữu cơ:

Các chỉ tiêu địa hóa hữu cơ của 20 mẫu trầm tích tầng mặt được phân tích bao gồm: Tổng cacbon hữu cơ (TOC), protein, tổng sulfua, tổng nitơ. Kết quả phân tích chi tiết được trình bày trong Bảng 3.17.

Bảng 3.17. Các chỉ tiêu địa hóa hữu cơ của 20 mẫu trầm tích tầng mặt trong vùng nghiên cứu

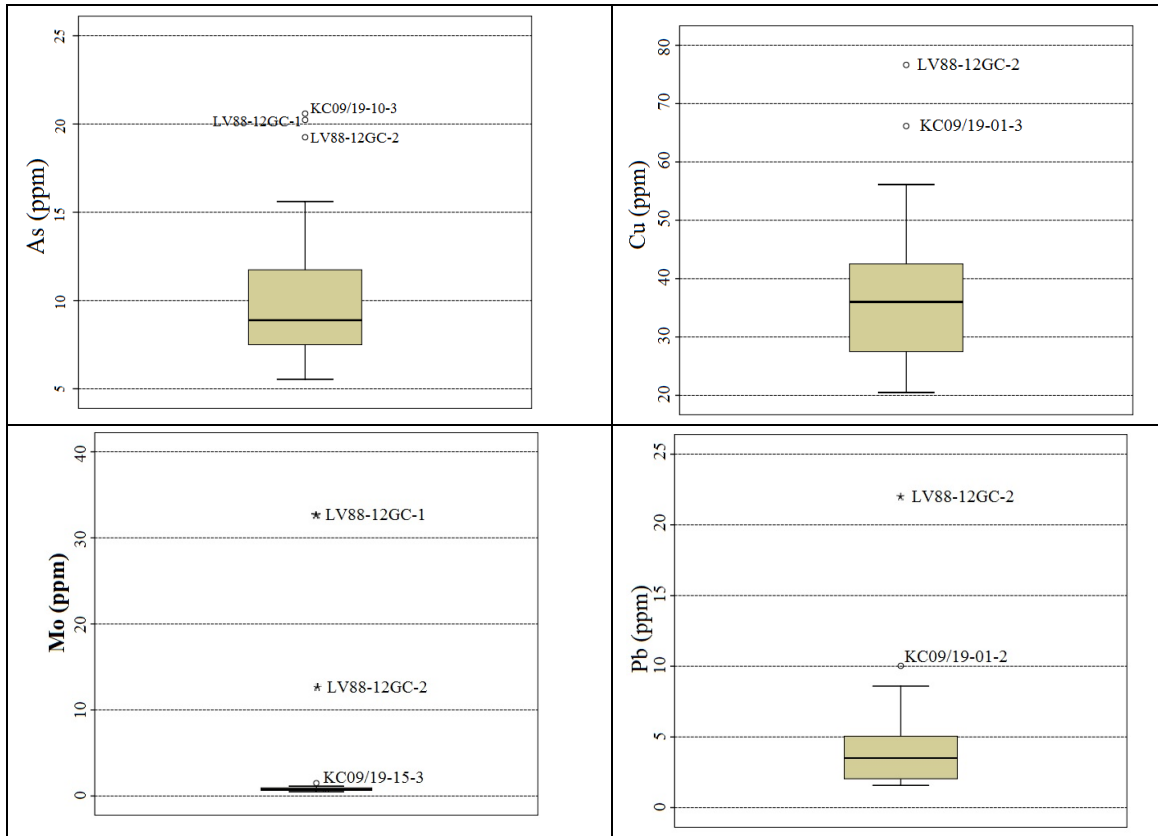
STT	Ký hiệu mẫu	Chỉ tiêu phân tích			
		TOC (%)	Protein (%)	Tổng sulfur (%)	Tổng nitơ (%)
1	KC09/19 – 01 – 1	1,45	0,39	0,137	0,095
2	KC09/19 – 01 – 2	0,18	0,26	0,542	0,067
3	KC09/19 – 01 – 3	0,52	0,30	0,348	0,074
4	LV88-12GC-1	1,09	0,41	2,339	0,078
5	LV88-12GC-2	0,91	0,35	1,922	0,095
6	LV88-15GC	1,09	0,44	0,563	0,072
7	KC09/19 – 03 - 1	1,09	0,45	0,261	0,106
8	KC09/19 – 03 - 2	1,09	0,36	0,370	0,106
9	KC09/19 – 03 - 3	0,73	0,31	0,199	0,095
10	KC09/19 – 08 – 1	1,27	0,52	0,240	0,106
11	KC09/19 – 08 – 2	0,91	0,33	0,233	0,078
12	KC09/19 – 10 – 1	0,36	0,34	0,220	0,078

13	KC09/19 – 10 – 2	0,38	0,45	0,327	0,070
14	KC09/19 – 10 – 3	0,55	0,34	0,405	0,078
15	KC09/19 – 11 – 1	0,91	0,31	0,254	0,078
16	KC09/19 – 11 – 2	1,12	0,32	0,265	0,084
17	KC09/19 – 11 – 3	0,91	0,36	0,281	0,078
18	KC09/19 – 15 – 1	0,85	0,33	0,385	0,076
19	KC09/19 – 15 – 2	0,73	0,31	0,192	0,072
20	KC09/19 – 15 – 3	0,55	0,29	0,535	0,067

Qua kết quả phân tích cho thấy hàm lượng tổng cacbon hữu cơ trong các mẫu dao động từ 0,18 đến 1,45%, trung bình là 0,83%. Hàm lượng tổng cacbon hữu cơ thể hiện sự khác biệt giữa các vị trí lấy mẫu khác nhau và trong bản thân các ống phóng. Các mẫu lấy ở độ sâu lớn thường có giá trị TOC thấp hơn các mẫu lớn ở độ sâu nhỏ. Điều này phản ánh điều kiện của nguồn cung cấp VCHC, càng xa bờ thì lượng VCHC được cung cấp càng nhỏ. Bên cạnh đó, điều này cũng phản ánh quy luật tích tụ của vật chất hữu cơ xuống đáy sau khi chết. Nếu lớp nước biển quá sâu, sinh vật sẽ bị oxy hoá hoặc phân huỷ bởi vi khuẩn ưa khí [30]. Hàm lượng protein trong các mẫu dao động trong khoảng 0,26 - 0,52%. Hàm lượng protein thể hiện sự tương đồng với hàm lượng tổng cacbon hữu cơ. Bảng 3.17 cho thấy, hàm lượng tổng sulfur trong các mẫu dao động từ 0,137 đến 2,339%. Các giá trị tổng sulfur tại các mẫu LV88-12GC-1 và LV88-12GC-2, thuộc BTNCS, cao hơn hẳn các giá trị còn lại. Bên cạnh đó, hàm lượng tổng nitơ trong các mẫu dao động từ 0,067 đến 0,106%.

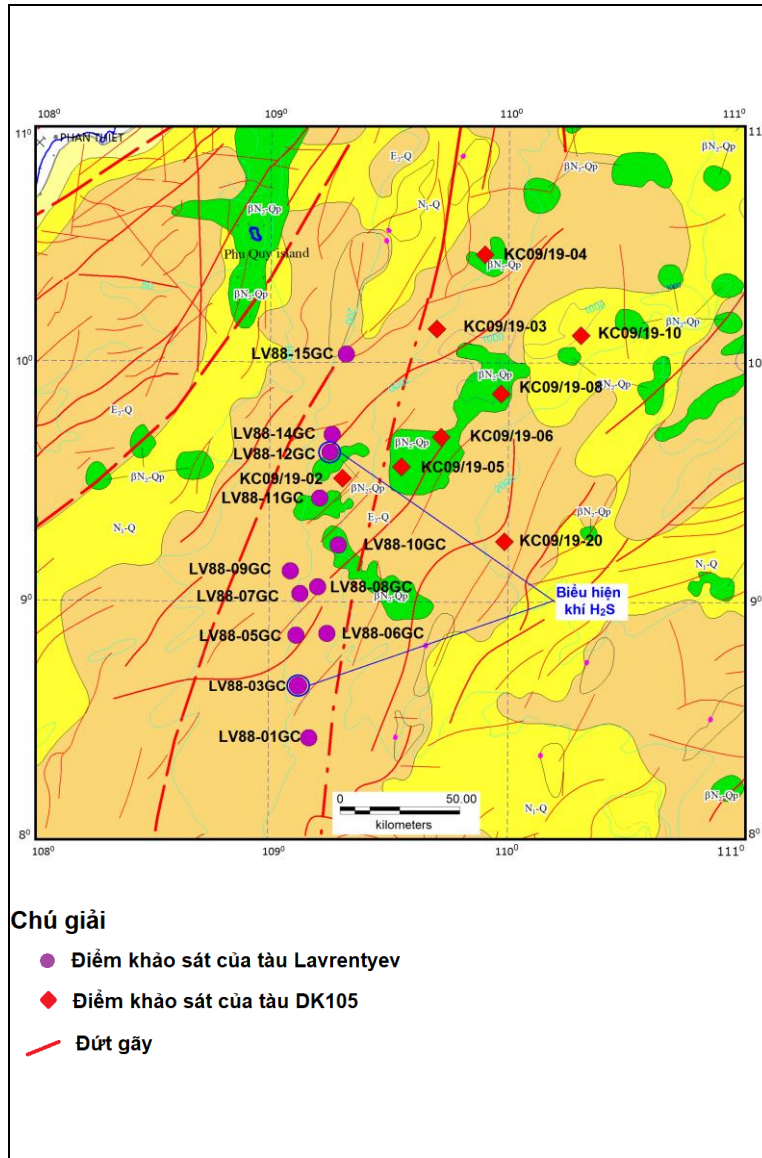
b. Mối quan hệ giữa đặc điểm địa hóa trầm tích tầng mặt và đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Kết quả phân tích thành phần nguyên tố vết của 20 mẫu trầm tích tầng mặt tại 8 ống phóng trọng lực được trình bày tại Bảng 3.16. Qua phân tích thống kê đối với từng nguyên tố cho thấy, tồn tại các giá trị dị thường dương của các nguyên tố Mo, As, Cu, Pb. Đặc biệt là, các dị thường này chủ yếu tập trung ở ống phóng LV88-12GC với các giá trị rất cao so với các mẫu còn lại (Hình 3.22). Điều này cũng xảy ra với các nguyên tố đất hiếm (Hình 3.21), có giá trị cao hơn so với phần lớn các mẫu còn lại.



Hình 3.22. Các giá trị dị thường của kim loại As, Cu, Mo và Pb tại ống phóng LV88-12GC

Các ống phóng LV88-12GC và LV88-03GC là các điểm có biểu hiện khí H_2S , có thể liên quan đến các hoạt động phun thủy nhiệt (hydrothermal vent). Trong quá trình tách mẫu khỏi ống phóng, các nhà khoa học Liên Bang Nga và Việt Nam đã phát hiện ra đặc điểm này trong phòng thí nghiệm (Hình 3.23). Khi phân tích tổng hàm lượng Sunfua của hai mẫu tại ống phóng LV88-12GC, cho thấy giá trị cao vượt trội so với các mẫu còn lại được phân tích, càng góp phần củng cố nhận định trên. Cũng tại ống phóng này, nồng độ khí metan cao nhất phát hiện thấy đạt giá trị 175,4 ppm; giá trị này rất cao và đạt ngưỡng khi phân tích thống kê khí metan trong vùng nghiên cứu.



Паспорт станции. Рейс 88 НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (24.10.2019 – 04.12.2019) Дата: 11.11.2019

Станция LV88 Время 8:30 Координаты 9,4222 Длина керна, см 88 Глубина, м 263 UTC

CH4 HeadSpace	He, H2		Вис	Газ ТВД		CH4 Вак.	ГХ MC	Газов. в.с.см.	Фор.	ПАУ	Плотность		Примечание
	№ см	V, ml		№ см	V, ml						№ см	V	
	10	11	58	50	20	50	3	29	80	4-70	88	128	10.56 ± 13,2
	20	11	59	80	20	51	20			3-20		090	50.6
	30	11				52	40					1072	80.6
	50	11				53	80						PW
	80	11				54	70						10-20
													70-80

Значит что-то в районе от 10 до 80 - давление

Смещение 18.27 09° 57.3 109° 15.3
 Дно 18.30 09° 57.563 109° 15.30
 Борт 18.31 09° 57.360 109° 13.398

Гhi nhận về biểu hiện khí H₂S tại ống phóng LV88-12GC

Паспорт станции. Рейс 88 НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (24.10.2019 – 04.12.2019) Дата: 9.11.2019

Станция LV88 Время 8:04 Координаты 08,4226 Длина керна, см 236 Глубина, м 263 UTC

CH4 HeadSpace	He, H2		Вис	Газ ТВД		CH4 Вак.	ГХ MC	Газов. в.с.см.	Фор.	ПАУ	Плотность		Примечание
	№ см	V, ml		№ см	V, ml						№ см	V	
	10	11	10	50	20	8	5	8	100	1-60	230	0-5	0905 20 4 Навр. 298
	33	20	11	100	20	9	50	19	130	5-210			0967 50 5,8 0,5 м 1,3 м/с
	34	30	11	150	20	10	20						1114 100 7 1,5 м 23,6
	53	50	11	200	20	11	250						1157 150 4 P 1002,8
	24	115	11	19	250	20	12	100					0899 200 4 0,5 см - диаметр - диаметр - диаметр
	57	100	11			13	192						± +12,9
	125	11											от 10 м до
	150	11											H2S 90 124 м
	175	11											PW
	200	11											30-40
	225	11											80-90
													130-180

№20 18.01 08° 57.538 109° 06.836
 Дно 18.04 08° 57.597 109° 06.159
 Борт 18.09 08° 57.591 109° 06.872

Гhi nhận về biểu hiện khí H₂S tại ống phóng LV88-03GC

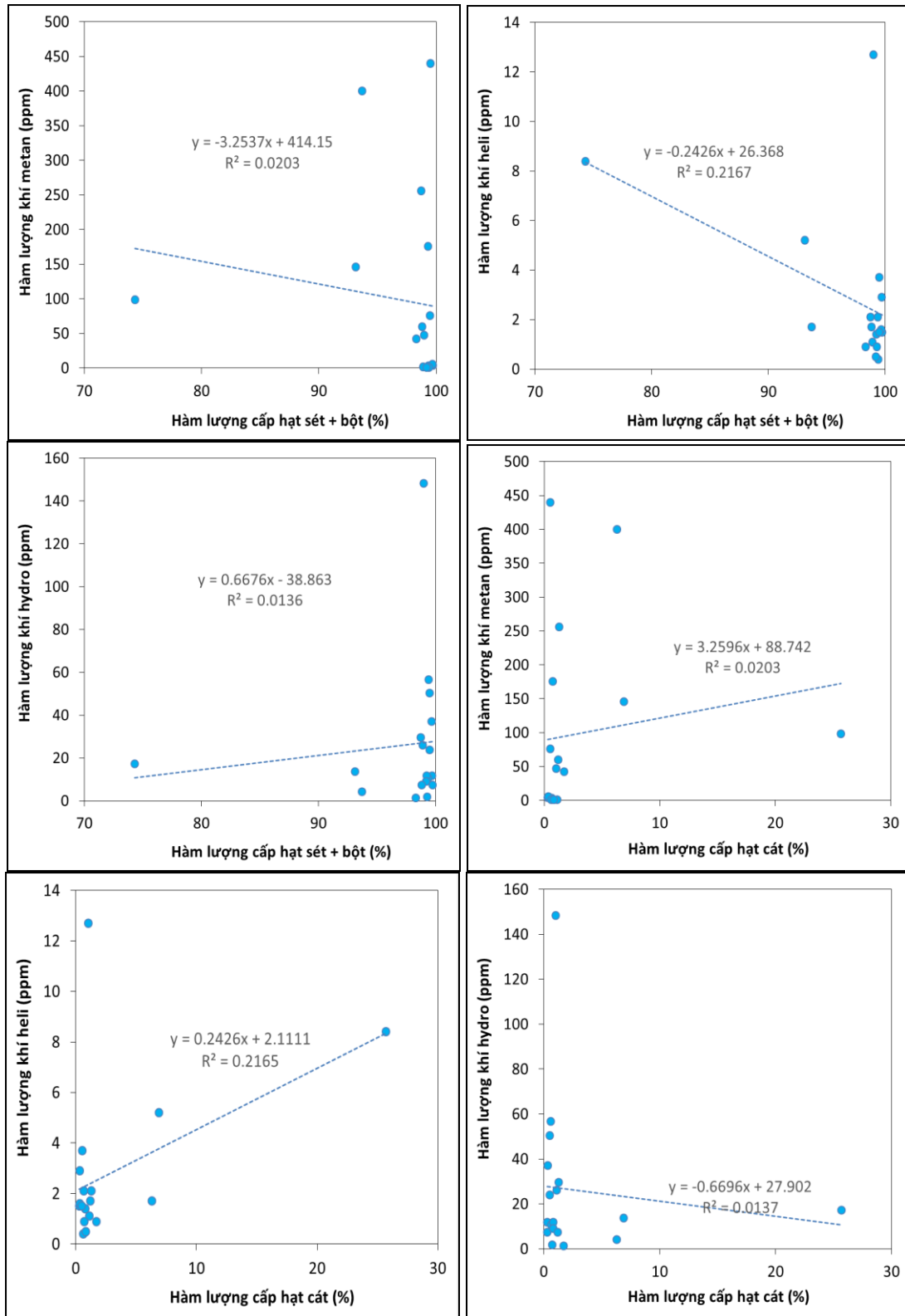
Hình 3.23. Các ống phóng có biểu hiện khí H₂S được ghi nhận qua hải trình của tàu Lavrentyev năm 2019

Shakirov et al. (2020) [40] khi nghiên cứu các trường địa hóa khí tại Biển Đông Siberi đã chỉ ra các trạm có dị thường của hàm lượng kim loại Mn, V, Mo, Cu, Co, Cd, Ag trong trầm tích phân bố ở khu vực phía Bắc. Theo đó, điều kiện thích hợp để tích lũy dị thường kim loại xảy ra trong những khu vực có dị thường khí trong những cấu trúc kiến tạo hoạt động, có cấp hạt mịn được làm giàu cùng với vật chất hữu cơ. Một nhân tố quan trọng cho sự tích lũy của các nguyên tố kim loại này là các quá trình hóa sinh học thường xảy ra tại khu vực của các hòng khí metan [40]. Các trường địa hóa hình thành tại các khu vực này có thể được áp dụng như là chỉ dấu cho khu vực tích lũy hydrocacbon, vẽ bản đồ phân bố đứt gãy, và đánh giá tác động môi trường của các dị thường khí hydrocacbon. Điều này cho thấy sự tương đồng khá rõ nét với khu vực trạm LV88-12GC như đã đề cập đến ở trên.

Đáng lưu ý, gần với trạm LV88-12GC, tại trạm LV88-15GC đã ghi nhận được dị thường khí heli và khí hydro cao hơn rất nhiều so với các mẫu tại các trạm còn lại (Mục 3.1.3). Tại BTNCS, hàm lượng khí carbonic trong trầm tích tầng mặt được ghi nhận cao vượt trội so với KVPTS, với giá trị hàm lượng trung bình cao gấp 12 lần (Bảng 3.3). Trong đó, các giá trị cao nhất tập trung tại trạm LV88-14GC và LV88-11GC, rất gần khu vực trạm LV88-12GC có biểu hiện phun thủy nhiệt. Shakirov et al. (2020) [40] cho rằng các dị thường của khí heli thậm chí còn chỉ ra sự hiện diện của các khí có nguồn gốc sâu hơn. Sự trùng hợp của dị thường heli và metan trong đới đứt gãy và sự có mặt của hydro chỉ ra sự hoạt động của cấu trúc địa chất với sự di chuyển của các dòng chất lưu. Do đó, khí được sinh ra và thoát lên bề mặt đáy biển có mối liên hệ chặt chẽ với đặc điểm cấu trúc - kiến tạo, phạm vi phân bố và quy mô của hệ thống đứt gãy kiến tạo trong khu vực nghiên cứu. Điều này càng củng cố nhận định về một đới thoát khí lớn với kênh dẫn là các đứt gãy chạy dọc theo khu vực nghiên cứu từ trạm LV88-01GC đến trạm LV88-15GC.

c. Mối quan hệ giữa thành phần độ hạt trầm tích tầng mặt và đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Để đánh giá mối quan hệ giữa đặc điểm thành phần độ hạt trầm tích tầng mặt và khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu, đồ thị tương quan giữa cấp hạt sét và bột, cấp hạt cát với hàm lượng khí metan, heli và hydro đã được xây dựng (Hình 3.24). Thông thường, khí trong trầm tích sẽ dễ dàng lưu thông và tồn tại nhiều hơn trong trầm tích có cấp hạt thô hơn. Tuy nhiên, kết quả từ các đồ thị cho thấy hầu như không thấy tương quan giữa thành phần khí metan và khí hydro với các cấp hạt sét và bột và cấp hạt cát (hệ số tương quan R^2 lần lượt là 0,0203; 0,0136; 0,0203; 0,0137), cùng với tương quan rất yếu, hầu như không đáng kể giữa thành phần khí heli với các cấp hạt nói trên (hệ số tương quan R^2 lần lượt là 0,2167 và 0, 2165). Số liệu trên cho thấy chưa tìm thấy mối quan hệ giữa hàm lượng khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và đặc điểm thành phần độ hạt của trầm tích tầng mặt.



Hình 3.24. Đồ thị tương quan giữa thành phần độ hạt và hàm lượng khí trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

3.2.2.2. Luận giải nguồn gốc khí carbonic, hydro và heli dựa vào mối quan hệ giữa khí trong trầm tích tầng mặt và hệ thống đứt gãy khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

a. Khái quát chung

Các nghiên cứu trước đã chỉ ra rằng, thành phần khí trong trầm tích đáy và nước biển có mối quan hệ chặt chẽ với nguồn gốc sinh thành ra nó đồng thời hệ thống đứt gãy được xem là kênh vận chuyển chính các chất khí này từ các cấu trúc sâu bên dưới đi lên bề mặt đáy biển [2, 29]. Khi các dòng chất bốc (fluid) từ trong vỏ Trái đất di chuyển lên trên thông qua các kênh dẫn là các đứt gãy kiến tạo, các đới thấm móng, sẽ tác động trực tiếp hoặc gián tiếp với các thành tạo trầm tích nằm bên trên [51]. Sự xâm nhập của khí từ dưới sâu có thể làm thay đổi hàm lượng của các loại khí trong trầm tích đáy từ 5 đến 20 lần. Những thay đổi này cho phép chúng ta phát hiện ra những khu vực tích tụ hydrocarbon và cấu trúc địa chất khu vực đó. Ví dụ, hàm lượng cao metan và hydrocarbon là bằng chứng của trầm tích chứa than - khí - dầu hoặc sự xâm nhập của magma có thể tạo ra sự dị thường về hydro và carbonic. Các hoạt động kiến tạo hoặc động đất có thể tạo ra sự dị thường của hydro, helium [40].

Do đó, khí được sinh ra và thoát lên bề mặt đáy biển có mối liên hệ chặt chẽ với đặc điểm cấu trúc – kiến tạo, phạm vi phân bố và quy mô của hệ thống đứt gãy kiến tạo trong khu vực nghiên cứu [51]. Khi nghiên cứu về khí metan trong cột nước biển và trầm tích đáy biển Okhotsk, Obzhirov et al. (2004) [29] cho rằng con đường chính cho sự thoát khí metan là các hệ thống đứt gãy. Theo các tác giả, hoạt động địa chấn kiến tạo có liên quan chặt chẽ tới các dòng khí metan thoát từ trầm tích đáy biển vào cột nước biển Okhotsk. Trước năm 1988, hàm lượng phong của khí metan trong nước tầng đáy dao động trong khoảng 20 - 30 nl/l và các dị thường khí metan từ 300 - 400 nl/l đã được ghi nhận. Tuy nhiên, sau trận động đất Neftegorsk năm 1988, hàm lượng phong của khí metan đã tăng cao tới 70 - 80 nl/l, với các giá trị dị thường lên tới $10^3 - 10^5$ nl/l trong lớp nước tầng đáy.

Theo Shakirov et al. (2020) [40], khí hydro sẽ di cư cùng khí metan qua bề dày lớp trầm tích theo các kênh dẫn là các đứt gãy. Các dị thường của khí heli thậm chí còn

chỉ ra sự hiện diện của các khí có nguồn gốc sâu hơn. Sự trùng hợp của dị thường heli và metan trong đới đứt gãy và sự có mặt của hydro chỉ ra sự hoạt động của cấu trúc địa chất với sự di chuyển của các dòng chất lưu [40]. Các hệ thống đứt gãy trong cấu trúc địa động lực hoạt động là điều kiện thuận lợi cung cấp các dòng chất lưu.

Các đặc điểm dị thường của các khí hydrocacbon, heli, hydro và hàm lượng khí carbonic cao được ghi nhận tại BTNCS (Mục 3.1.3) và các biểu hiện của hòng phun thủy nhiệt dọc theo khu vực khảo sát tại bồn trũng Nam Côn Sơn như đã mô tả ở trên rất phù hợp với các nhận định của các nghiên cứu trước và được thảo luận kỹ hơn ở dưới đây.

b. Mối quan hệ giữa khí trong trầm tích và hệ thống đứt gãy khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

❖ *Các tiền đề nghiên cứu*

Chuyến khảo sát của tàu nghiên cứu biển Akademik Boris Petrov trong năm 2017 đã xác định được 5 vùng thoát khí metan theo tuyến từ eo biển Đài Loan tới thềm của bán đảo Malacca dựa trên các kết quả phân tích hàm lượng khí metan tại ranh giới nước-khí quyển (Hình 2.4; [44, 45]). Trong 5 vùng này, vùng thứ IV phân bố ở phần phía đông của bồn trũng Nam Côn Sơn và bồn trũng Tư Chính – Vũng Mây, phía Nam thềm lục địa Việt Nam, khí metan có hàm lượng rất cao và chỉ ra triển vọng dầu khí của vùng nghiên cứu.

Luong et al. (2019) [46] đã chỉ ra dị thường metan trong nước tầng đáy ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam ở độ sâu từ 110-280 m nước với giá trị cao nhất lên tới 1540 nl/l. Trường phân bố dị thường metan này nằm ở bồn trũng Nam Côn Sơn, nằm không xa khu vực nghiên cứu này về phía Tây. Trong nghiên cứu gần đây nhất, Shakirov et al. (2021) [49] đã ghi nhận các dị thường metan trong cột nước biển lên tới 4000 nl/l tại khu vực nghiên cứu.

Theo các nghiên cứu của Shakirov et al. (2018, 2019) [44, 45], hàm lượng metan cao tại khu vực này có liên hệ mật thiết với cấu trúc địa chất. Đây là khu vực

điển hình của các biểu hiện dòng khí metan từ các tích tụ hydrocarbon (các mỏ Lan Đỏ, Lan Tây và các mỏ khác) dọc theo các đới đứt gãy sâu. Theo một nghiên cứu trước đây của Obzhirov (1993) [48], cũng tại khu vực này, một trường dị thường metan lớn cũng được tìm thấy trong nước tầng đáy. Giải đồ của các dòng chảy sẽ cho thấy nguồn của các đới thoát khí metan. Như vậy, các tác giả đã nhấn mạnh vai trò quan trọng của các hệ thống đứt gãy như là các kênh dẫn của khí hydrocarbon lên bề mặt đáy biển tại khu vực nghiên cứu.

- ❖ *Vai trò của hệ thống đứt gãy là kênh dẫn của khí có nguồn gốc dưới sâu lên trầm tích đáy biển từ các bằng chứng địa hóa khí*

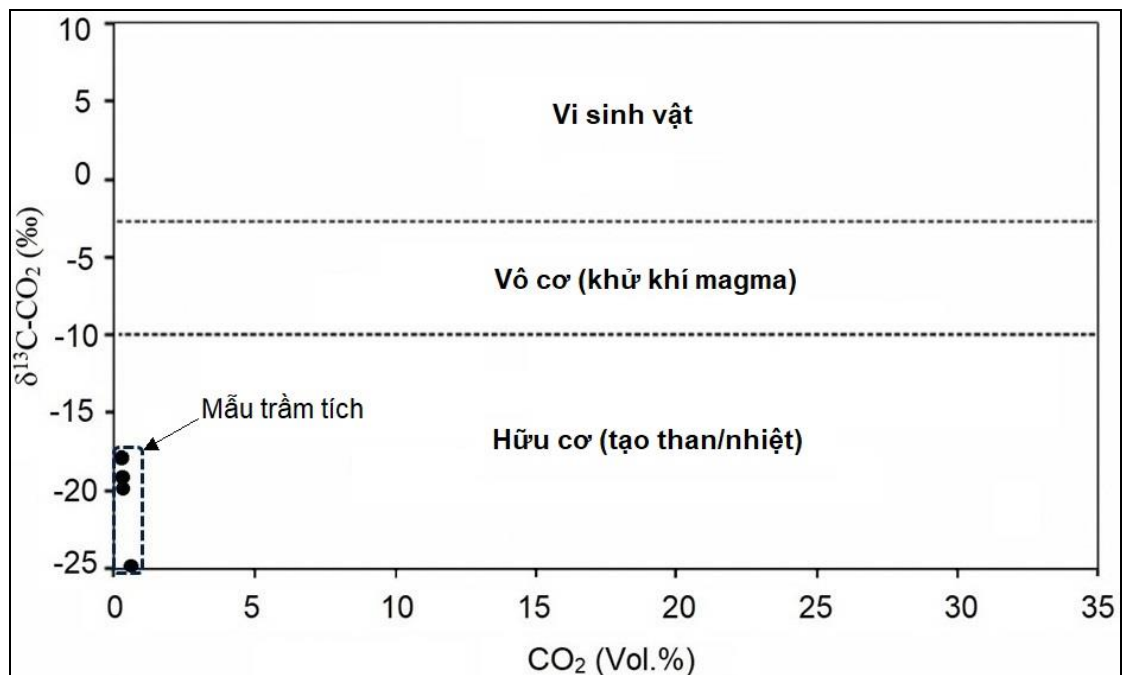
Theo các phân tích đã chỉ ra ở trên, các khí hydrocarbon trong trầm tích tại KVPTS và BTNCS có nguồn gốc lần lượt thiên về nguồn gốc hỗn hợp và nguồn gốc nhiệt. Trong đó khí hydrocarbon tại KVPTS có hàm lượng rất nhỏ và có nguồn gốc liên quan đến các trầm tích hiện đại, là sản phẩm của sự phân hủy các vật chất hữu cơ có trong các trầm tích ấy. Mặc dù tại chuỗi này tồn tại một số dị thường của khí hydro tại các mẫu KC09/19-08-2 (56,7 ppm), KC09/19-05-1 (37 ppm), KC09/19-10-1 (26 ppm), KC09/19-06-2 (20,5 ppm). Tuy nhiên, điều này là không đủ để nói lên ảnh hưởng của các đứt gãy đến thành phần khí trong trầm tích tại chuỗi này.

Do đó, khi phân tích vai trò của hệ thống đứt gãy là kênh dẫn của khí có nguồn gốc dưới sâu tại khu vực nghiên cứu, đối tượng trọng tâm nghiên cứu sẽ là các khí trong trầm tích phân bố tại BTNCS thuộc phần phía Đông bể Nam Côn Sơn và nằm trong khu vực hoạt động của đứt gãy kinh tuyến 109°, cùng với hệ thống các đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam (Hình 2.7).

Bảng 3.13 thể hiện các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt dao động từ -24,8‰ đến -17,6‰ [43]. Theo các nghiên cứu của Golding et al. (2013) và Dutta et al. (2021) [58, 59], thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic có giá trị nhỏ hơn -10 sẽ là chỉ dấu của khí có nguồn gốc từ quá trình phân

hủy nhiệt của vật chất hữu cơ, thường là sản phẩm của quá trình tạo than hoặc dầu khí (Hình 3.25).

Các kết quả này càng củng cố chắc chắn nhận định về nguồn gốc nhiệt dưới sâu của các khí hydrocarbon trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS. Hơn nữa, các khí hydrocarbon này ít nhất thuộc về pha giữa trong quá trình chuyển hóa hydrocarbon dưới sâu, với độ sâu thành tạo ít nhất là 2 km [3].



Hình 3.25. Vị trí thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt thuộc BTNCS tại vùng nghiên cứu [59]

Để đánh giá vai trò của hệ thống đứt gãy dọc theo tuyến khảo sát tại BTNCS, các đặc trưng địa hóa khí của mẫu trầm tích tầng mặt được tại mỗi trạm lấy mẫu bằng ống phóng trọng lực được liệt kê tại Bảng 3.18.

Bảng 3.18. Các đặc trưng địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt tại các trạm lấy mẫu bằng ống phóng trọng lực theo chiều từ Nam lên Bắc tại BTNCS

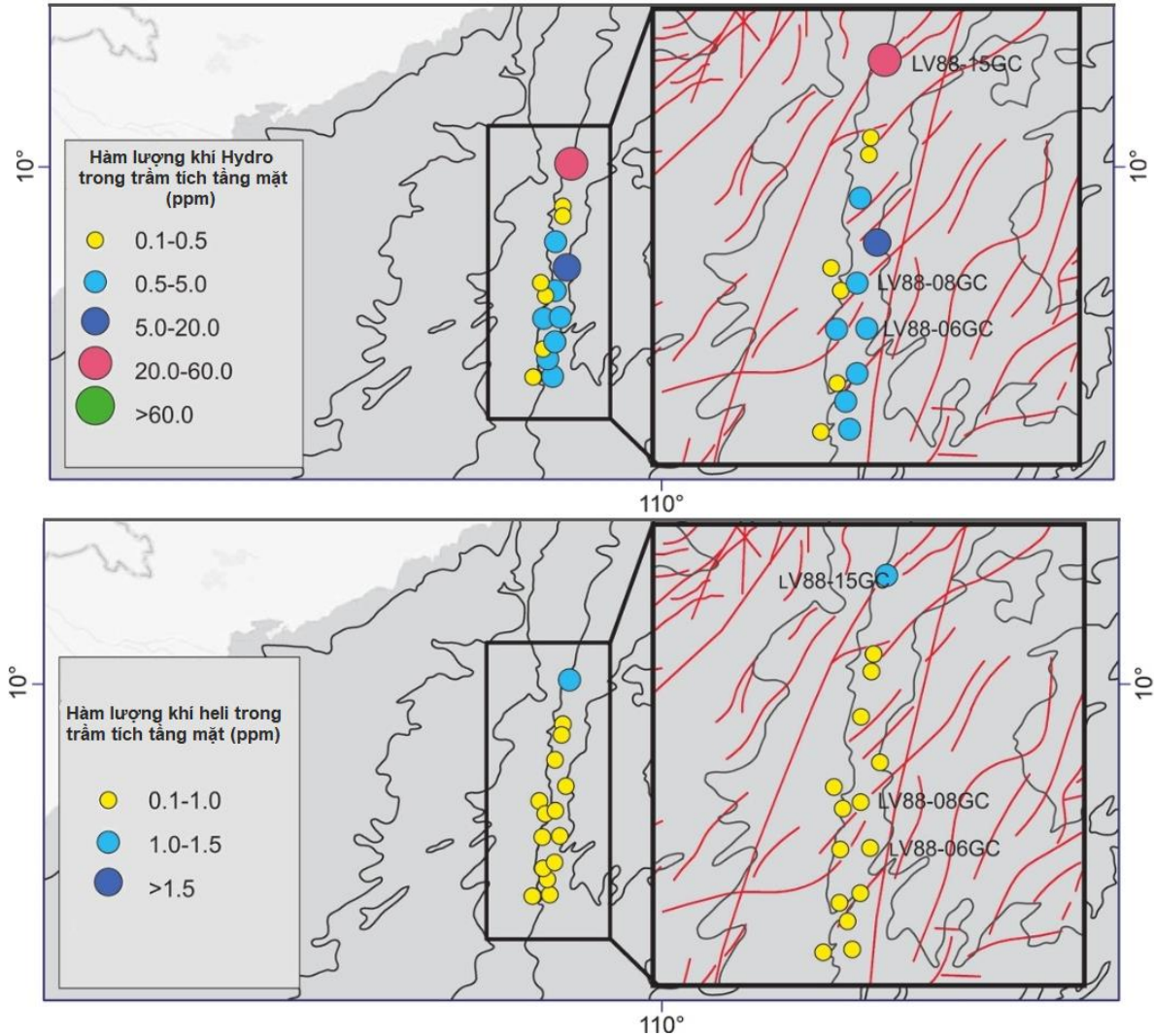
STT	Trạm lấy mẫu	Đặc trưng địa hóa	Biểu hiện
1	LV88-01GC	- Dị thường heli - Có hàm lượng khí hydrocarbon cao	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các đứt

		- Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	gãy sâu
2	LV88-03GC	- Mẫu có mùi H ₂ S	- Biểu hiện của hoạt động phun thủy nhiệt
3	LV88-05GC	- Dị thường butan, có hàm lượng khí hydrocacbon cao. - Có hàm lượng heli và hydro cao. - Đồng vị nặng của khí metan $\delta^{13}C = -$ 28.0% - Đồng vị của khí carbonic $\delta^{13}C = -17,6$ $\%$, hình thành từ quá trình phân hủy nhiệt của VCHC - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$. - Đặc biệt, tỷ số $C_2/C_{2:1} = 7,5$ đạt cực đại trong toàn BTNCS	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocacbon dưới sâu. - Liên quan đến các đứt gãy sâu
4	LV88-06GC	- Có hàm lượng khí hydrocacbon cao - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocacbon dưới sâu.
5	LV88-07G	- Dị thường metan, etylen, etan, propan, butan - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocacbon dưới sâu.
6	LV88-08GC	- Dị thường etylen - Có hàm lượng khí hydrocacbon cao - Có hàm lượng khí hydro cao - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocacbon dưới sâu.
7	LV88-09GC	- Dị thường propan - Có hàm lượng khí hydrocacbon cao - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 50$, $C_1/C_2 < 50$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocacbon dưới sâu.
8	LV88-10GC	- Dị thường metan, etylen, propan, butan - Dị thường hydro	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocacbon dưới sâu.

		- Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	
9	LV88-11GC	- Có hàm lượng khí hydrocarbon cao - Có hàm lượng khí hydro và heli cao - Có hàm lượng khí carbonic cao - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các tích tụ hydrocarbon dưới sâu.
10	LV88-12GC	- Mẫu trầm tích có mùi H_2S - Có dị thường của các kim loại nặng như As, Mo, Cu và Pb. - Có hàm lượng khí hydrocarbon cao - Đồng vị nặng của khí metan $\delta^{13}C = -25,7\text{‰}$ và $-29,4\text{‰}$ - Đồng vị của khí carbonic $\delta^{13}C = -19,7\text{‰}$ và $-25,7\text{‰}$, hình thành từ quá trình phân hủy nhiệt của VCHC - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 50$, $C_1/C_2 < 50$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Biểu hiện của hoạt động phun thủy nhiệt. - Liên quan đến các tích tụ hydrocarbon dưới sâu. - Liên quan đến các đứt gãy sâu
11	LV88-14GC	- Có hàm lượng khí hydrocarbon ở mức trung bình - Có hàm lượng khí carbonic cao - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt
12	LV88-15GC	- Dị thường hydro - Dị thường heli - Tỷ số $C_1/(C_2+C_3) < 10$, $C_1/C_2 < 10$, $C_2/C_{2:1} > 1$, $(C_2+C_3)/C_1 > 0,1$	- Khí có nguồn gốc nhiệt - Liên quan đến các đứt gãy sâu

Theo các thông kê ở Bảng 3.18, ta thấy vai trò rõ ràng của hệ thống đứt gãy tới thành phần khí trong trầm tích đáy biển dọc theo khu vực khảo sát. Hoàng Đình Tiến (2006) [3] chỉ ra rằng đồng vị nặng trong thành phần khí phản ánh khả năng di cư từ dưới sâu. Theo đó, di cư thẳng đứng là quá trình phức tạp bao gồm sự di cư theo đứt gãy, khe nứt do hoạt động kiến tạo để lại, tạo nên dị thường khí ở phần trên mỏ. Như đã trình bày ở trên, hệ thống đứt gãy này có chiều sâu ít nhất 2 km và các tích tụ

hydrocacbon có độ trưởng thành ít nhất thuộc về pha giữa trong quá trình chuyển hóa hydrocacbon (catagenesis).



Hình 3.26. Phân bố hàm lượng khí hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS theo chuyến khảo sát của tàu Lavrentyev [43]

Nghiên cứu của Syrbu et al. (2021) [43] cũng chỉ ra rằng, những thành phần đồng vị cacbon nặng nhất của các khí metan và carbonic đã tìm thấy ở khu vực này, đi kèm với các dị thường của các khí hydro và heli trong trầm tích tầng mặt (Hình 3.26). Trong nghiên cứu này, các điểm dị thường của khí heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực này cũng đã được thống kê (Bảng 3.10). Cụ thể là, hai điểm dị thường dương của nồng độ khí hydro trong trầm tích tầng mặt đã được ghi nhận tại các mẫu

LV88-15GC-2 (148,3 ppm) và LV88-10GC-2 (50,4 ppm) và hai điểm dị thường dương của khí heli trong trầm tích tầng mặt được ghi nhận tại các mẫu LV88-15GC-2 (12,7 ppm) và LV88-01GC-2 (8,4 ppm).

Hàm lượng khí heli và hydro cao thường liên quan đến các đứt gãy sâu, hoặc hoạt động núi lửa có nguồn gốc từ manti [3]. O’Nions and Oxburgh (1983) [41] chỉ ra rằng các dòng khí heli từ manti được tích tụ mạnh mẽ tại các sống núi giữa đại dương, nhưng cũng tồn tại ở các bồn trũng đại dương đâu đó liên quan tới hoạt động magma nội mảng và rìa mảng. Shakirov et al. (2016) [42] khi nghiên cứu về sự phân bố của khí heli và khí hydro trong trầm tích và nước biển ở vùng dốc Sakhalin, biển Okhotsk đã ghi nhận các dị thường heli và hydro lần lượt lên tới 60 ppm và 120 ppm. Các dị thường này được ghi nhận trong các trầm tích chứa hydrate thuộc các đới đứt gãy. Các tác giả cho rằng khí heli thường được tích tụ trong các dòng chất lưu hydrocacbon trong các đới đứt gãy. Chính vì thế, các đứt gãy sâu thường được nhận diện bởi các dị thường heli trong trầm tích tầng mặt và nước tầng đáy. Chúng được ghi nhận ngay cả khi đứt gãy bị phủ bởi tầng trầm tích dày. Ngoài ra, khí hydro thường có mặt trong các khí núi lửa, các hệ thống phun thủy nhiệt, các đứt gãy sâu [40]. Trong nghiên cứu của Syrbu et al. (2021) [43], các tác giả đã chỉ ra rằng do khí heli và hydro có nguồn gốc nội sinh, không liên quan đến các quá trình sinh học, do vậy các cấu trúc như là các đứt gãy sâu mang dị thường heli và hydro sẽ có quy mô nhỏ hơn khi so sánh với các khí hydrocacbon.

Những dẫn chứng trên đây càng chứng tỏ khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu có nguồn gốc nhiệt dưới sâu và liên quan chặt chẽ với các hệ thống đứt gãy. Sự hội tụ của các dị thường khí hydrocarbon, khí hydro và khí heli, bằng chứng của các thành phần đồng vị nặng $\delta^{13}\text{C}$ của khí metan và khí carbonic cùng các điểm có biểu hiện của hoạt động phun thủy nhiệt, cho thấy sự đóng góp của nhiều thành phần khí, bao gồm cả nguồn gốc liên quan đến các tích tụ hydrocacbon và các dòng chất lưu dưới sâu trong khu vực nghiên cứu có nguồn gốc nhiệt, biến chất.

3.3. Kết luận chương 3

Từ các kết quả phân tích các mẫu khí, các thông số thống kê của các khí đã được xác định. Qua so sánh các thông số lớn nhất, nhỏ nhất, trung bình và trung vị cho thấy, hàm lượng các khí hydrocacbon, carbonic, heli trong trầm tích tầng mặt thu được tại BTNCS cao hơn nhiều so với KVPTS. Sự khác biệt về cấu trúc địa chất được cho là nguyên nhân chính của sự chênh lệch này. Trong khu vực nghiên cứu, hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt dao động trong khoảng rộng, từ 0,5 ppm đến 440 ppm. Khí metan được phát hiện trong 100% số mẫu phân tích với hàm lượng các mẫu tại BTNCS cao hơn nhiều lần so với KVPTS.

Các loại khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt có hai nguồn gốc chủ yếu là nguồn gốc sinh vật và nguồn gốc nhiệt. Các tỷ số của khí hydrocacbon $C_1/(C_2+C_3)$, C_1/C_2 , $C_2/C_{2:1}$, $(C_2+C_3)/C_1$ đã được sử dụng để luận giải nguồn gốc khí hydrocacbon tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Tại KVPTS, tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ dao động trong khoảng từ 11,7 tới 116,7, cao hơn hẳn so với BTNCS, với các giá trị hầu như đều nhỏ hơn 10. Điều này chỉ ra rằng, khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại BTNCS có nguồn gốc nhiệt còn tại KVPTS, khí hydrocacbon có nguồn gốc hỗn hợp (nguồn sinh vật + nguồn gốc nhiệt). Các tỷ số hydrocacbon khác như C_1/C_2 , $C_2/C_{2:1}$, $(C_2+C_3)/C_1$ cũng đã được xác định và cho thấy sự phù hợp rõ nét với ý nghĩa của tỷ số $C_1/(C_2+C_3)$ về nguồn gốc khí hydrocacbon tại khu vực nghiên cứu. Điều này cũng củng cố nhận định về nguồn gốc hỗn hợp nhưng thiên về nguồn sinh vật của khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại KVPTS, và nguồn gốc nhiệt của khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt tại BTNCS. Nhận định về nguồn gốc nhiệt của khí hydrocacbon tại BTNCS đã được củng cố bằng các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}C$ của khí carbonic và khí metan trong trầm tích tại bồn trũng Nam Côn Sơn. Tại khu vực BTNCS, khí carbonic trong trầm tích tầng mặt phần lớn có nguồn gốc nhiệt trong khi các khí hydro và heli có các dị thường nguồn gốc nhiệt dưới sâu tại các điểm LV88-15GC, LV88-10GC và LV88-01GC.

Khi phân tích mối quan hệ giữa đặc điểm trầm tích và đặc điểm khí trong trầm tích tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông cho thấy, tại ống phóng LV88-12GC là điểm có các biểu hiện có thể liên quan đến hoạt động phun thủy nhiệt (hydrothermal vent), tồn tại các giá trị dị thường dương của các nguyên tố Mo, As, Cu, Pb với giá trị rất cao so với các mẫu còn lại. Điều này thể hiện sự tương đồng với các nghiên cứu tại các vùng biển khác trên thế giới và thường xảy ra tại nơi có cấu trúc kiến tạo hoạt động.

Các bằng chứng địa hóa khí được tổng hợp đã nhấn mạnh nguồn gốc nhiệt dưới sâu của khí trong trầm tích đáy biển tại BTNCS của khu vực nghiên cứu. Trong đó, hệ thống đứt gãy Vách dốc đông Việt Nam (kinh tuyến 109°), cùng với hệ thống các đứt gãy phương Đông Bắc Tây Nam được cho là có vai trò là các kênh dẫn chính của các khí này.

CHƯƠNG 4. ĐẶC ĐIỂM PHÂN BỐ KHÍ TRONG TRẦM TÍCH TẦNG MẶT TẠI KHU VỰC TÂY NAM TRƯNG SÂU BIỂN ĐÔNG

4.1. Đặc điểm phân bố khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

4.1.1. Đặc điểm phân bố khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

4.1.1.1. Đặc điểm phân bố khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông

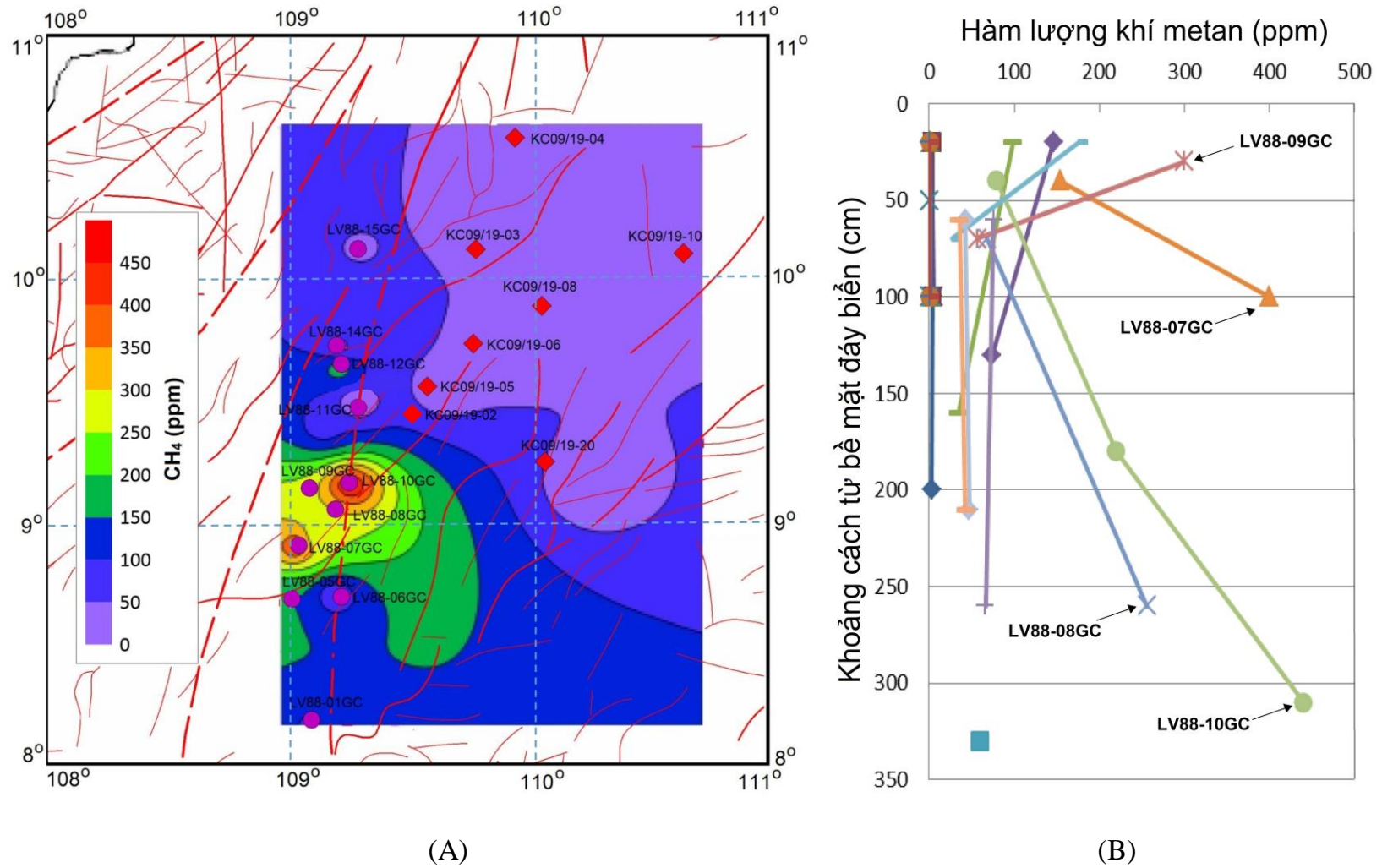
Hàm lượng khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt từ 19 ống phóng trọng lực được trình bày trong Bảng 3.1 và các giá trị thống kê tương ứng được trình bày trong Bảng 3.2 và Bảng 3.3. Như đã đề cập ở Chương 3, do ảnh hưởng của cấu trúc địa chất, mà các giá trị hàm lượng khí hydrocacbon có sự chênh lệch rõ rệt giữa hai chuỗi số liệu được thu thập lần lượt qua hai hải trình của tàu DK105 và tàu Lavrentyev. Cụ thể là, hàm lượng khí hydrocacbon và khí carbonic trong trầm tích thu được tại khu vực bồn trung Nam Côn Sơn đều cao hơn nhiều so với khu vực Tây Nam phụ trung sâu Biển Đông.

Ngoài ra, giữa các khí hydrocacbon, đặc điểm dễ nhận thấy nhất là sự vượt trội của thành phần khí metan so với các khí khác như etan, etylen, propan và butan. Sự có mặt của các khí hydrocacbon nặng hơn metan như etan, etylen, propan và đặc biệt là i-butan và butan phân nào nói lên đặc điểm nguồn cung cấp các khí hydrocacbon nói trên.

Hình 4.1 thể hiện sự phân bố khí metan cao nhất ghi nhận được tại các trạm đo trong khu vực nghiên cứu và ta có thể thấy rõ sự chênh lệch giữa hai khu vực này. Điều này phản ánh sự tương đồng với sự phân bố của hàm lượng khí metan trong nước biển tầng đáy khu vực Tây Biển Đông theo các nghiên cứu trước, theo đó hàm lượng khí metan trong nước tầng đáy khu vực nước sâu nhỏ hơn đáng kể so với khu vực nước nông tại thềm và sườn lục địa [46].

Như vậy, hàm lượng khí metan giảm rõ rệt từ khu vực thềm và sườn lục địa sang khu vực nước sâu tại khu vực nghiên cứu (Hình 4.1). Tại BTNCS, hàm lượng khí metan có xu hướng cao nhất ở khu vực trung tâm, và giảm về cả hai hướng Nam và Bắc. Ngoài ra, Hình 4.1 còn thể hiện hàm lượng khí metan theo chiều sâu của cột ống phóng tại các trạm lấy mẫu. Sự chênh lệch về hàm lượng khí metan của BTNCS so với KVPTS được thể hiện rõ rệt. Các hàm lượng cao nhất tập trung ở các ống phóng LV88-10GC, LV88-07GC, LV88-09GC, LV88-08GC, phân bố tại trung tâm của BTNCS theo chiều từ Nam lên Bắc.

Về tổng thể, ngoại trừ trường hợp của nhóm butan, các giá trị khí hydrocarbon cao đã được ghi nhận trong khu vực nghiên cứu. Các khí hydrocarbon nặng hơn metan có quy luật phân bố tương tự khí metan, với hàm lượng trong trầm tích tầng mặt giảm rõ rệt từ Tây sang Đông theo chiều tăng của độ sâu cột nước. Tại BTNCS có các khí hydrocarbon nặng trong trầm tích tầng mặt với hàm lượng cao vượt trội so với KVPTS và các giá trị cao chủ yếu tập trung tại phần trung tâm của BTNCS.



Hình 4.1. Phân bố hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu (A) và theo độ sâu ống mẫu (B)

4.1.1.2. Đặc điểm ngưỡng, phong và dị thường của khí hydrocarbon trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Như đã trình bày trong Chương 3, việc tính ngưỡng, hàm lượng phong và xác định các điểm dị thường được tính toán cho riêng KVPTS và BTNCS để đảm bảo sự thống nhất về cấu trúc địa chất. Bảng 4.1 và Bảng 4.2 lần lượt trình bày các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm dị thường tại KVPTS và BTNCS.

Bảng 4.1. Các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm phân bố dị thường của khí hydrocarbon trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS

Khí	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
CH ₄	5,7	2,2	-	-	-
C ₂ H ₄	0,17	0,11	KC09/19-03-1	0,2	Ngoại lệ - Dị thường dương
C ₂ H ₆	0,02	0,0056	KC09/19-02-2	0,09	Cực trị - Dị thường dương
C ₃ H ₈	0,05	0,029	KC09/19-02-2	0,09	Cực trị - Dị thường dương
			KC09/19-08-1	0	Ngoại lệ - Dị thường âm
			KC09/19-08-2	0	Ngoại lệ - Dị thường âm
			KC09/19-20-2	0	Ngoại lệ - Dị thường âm
C ₄ H ₁₀	-	-	-	-	-

Ghi chú: (-) Không tồn tại

Bảng 4.2. Các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm phân bố dị thường của khí hydrocarbon trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS

Khí	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
CH ₄	300	103	LV88-10GC-3	440	Ngoại lệ - Dị thường dương
			LV88-07GC-2	400	Ngoại lệ -

					Dị thường dương
C ₂ H ₄	20	7,45	LV88-10GC-3	70	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-07GC-2	64	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-08GC-2	56	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-10GC-2	30	Ngoại lệ - Dị thường dương
C ₂ H ₆	65	24,2	LV88-07GC-2	124	Cực trị - Dị thường dương
C ₃ H ₈	19,38	5,92	LV88-09GC-2	50	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-10GC-3	24	Ngoại lệ - Dị thường dương
			LV88-07GC-2	24	Ngoại lệ - Dị thường dương
C ₄ H ₁₀	1,67	0,625	LV88-07GC-2	8,0	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-07GC-1	6,0	Cực trị - Dị thường dương
			LV88-05GC-2	3,78	Ngoại lệ - Dị thường dương
			LV88-05GC-1	3,77	Ngoại lệ - Dị thường dương

Các giá trị 2,2 ppm và 103 ppm lần lượt là hàm lượng phong của khí metan phân bố trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS. Trong khi tại KVPTS không phát hiện thấy các điểm khí metan cao, các giá trị cao được phát hiện trong các mẫu LV88-10GC-3 (440 ppm) và LV88-07GC-2 (400 ppm) tại phần BTNCS. Đáng chú ý, các nghiên cứu trước đây đã có những ghi nhận về hàm lượng khí metan cao trong cột nước biển tại khu vực này. Shakirov et al. (2018, 2019) [44, 45] đã chỉ ra 5 vùng địa hóa khí tại Biển Đông. Vùng thứ IV trong 5 vùng phân bố tại khu vực phía Đông trung Nam Côn Sơn thuộc phần phía Nam thềm lục địa Việt Nam (Hình 2.4a), có các giá trị khí metan thoát ra khí quyển cao nhất và từ đó chỉ ra các triển vọng về dầu và khí của khu vực. Tại khu vực lân cận trong trung Nam Côn Sơn, Luong et al. (2019) [46] ghi nhận các giá trị metan cao trong nước tầng đáy ở độ sâu 110-280m với giá trị cao nhất là 1540 n/l. Theo Shakirov et al. (2021) [49], sau chuyến khảo sát của tàu Lavrentyev năm 2019 trên vùng biển Việt Nam, khu vực này ghi nhận các điểm cao metan trong

cột nước biển lên tới 4000 nl/l và có thể so sánh với các khu vực chứa dầu khí trên thềm lục địa Sakhalin.

Như so sánh ở phần dưới đây, hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực này có giá trị cao vượt trội so với trũng Phú Khánh và trũng Sông Hồng. Có thể thấy, đây chính là khu vực tồn tại một đới thoát khí metan lớn, dao động trong khoảng rộng, từ 8°25' tới gần 9°40' vĩ Bắc, dọc theo khu vực sườn lục địa của trũng Nam Côn Sơn. Trên sơ đồ địa chất, khu vực này phân bố gần phạm vi hoạt động của đứt gãy kinh tuyến 109 và dọc theo hệ thống các đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam của phần phía Đông trũng Nam Côn Sơn.

Nghiên cứu này trình bày sự phân bố của các dị thường metan của trầm tích tầng mặt tại trũng sâu Tây Nam Biển Đông. Tuy nhiên, cần có thêm các số liệu về khí metan trong nước biển và khí quyển tại khu vực này, cũng như cần thêm các tài liệu địa chấn để có những đánh giá đầy đủ và toàn diện hơn về tiềm năng khí metan và ảnh hưởng của các hệ thống đứt gãy tại khu vực này.

Như đã lưu ý, Luong et al. (2019) [46] đã chỉ ra sự tương phản trong hàm lượng metan trong nước tầng đáy phía Tây Biển Đông, với hàm lượng metan thấp đã được tìm thấy tại các khu vực nước sâu (500-3800m), trong khi tại các khu vực nước nông hơn tại thềm và sườn lục địa (30-500m), đã ghi nhận hàm lượng metan cao hơn. Dữ liệu này tương đồng với các kết quả phân tích khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Thực vậy, khí metan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nước sâu của khu vực này thấp hơn đáng kể so với khu vực nước nông tại thềm và sườn lục địa.

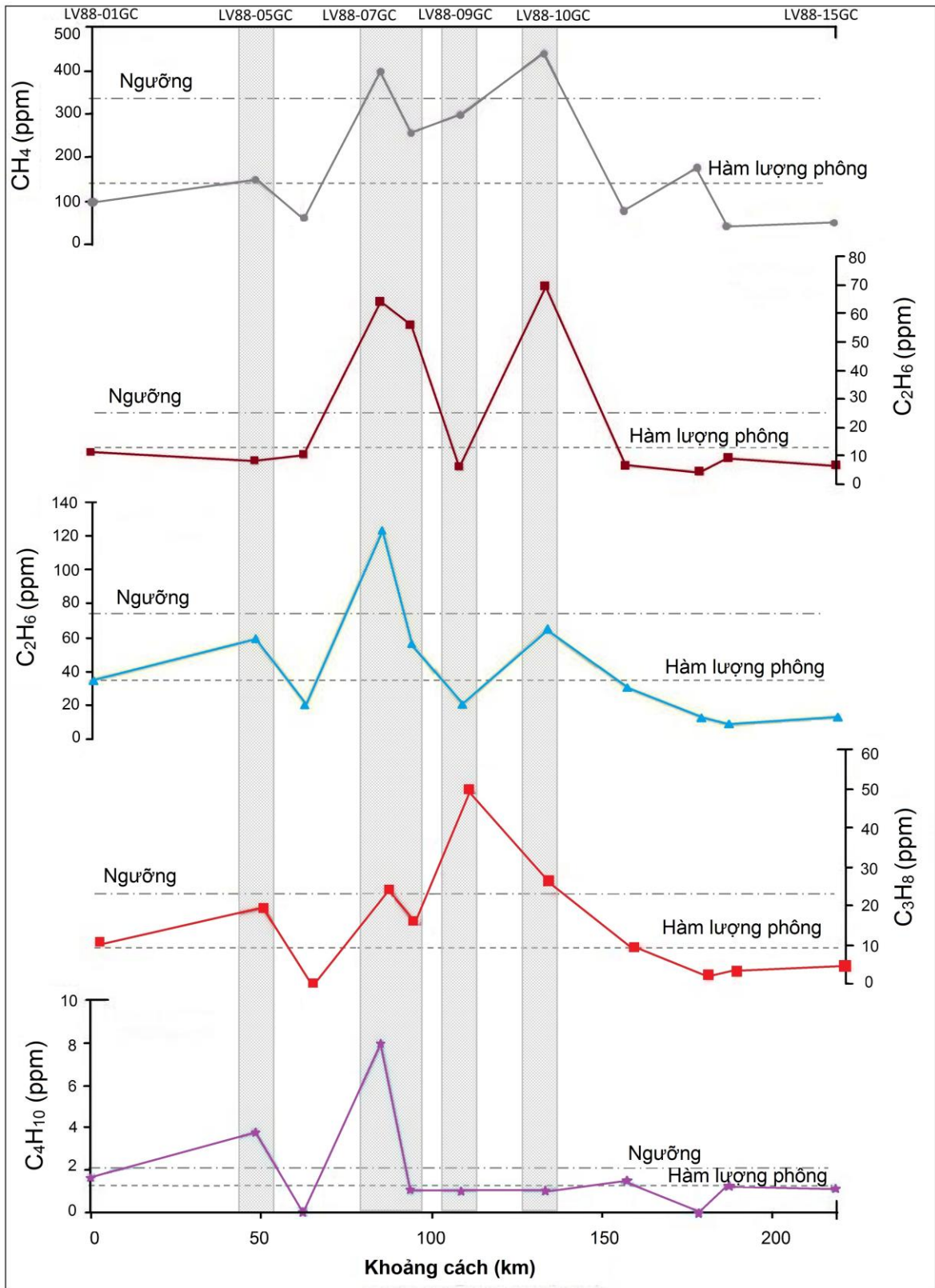
Các giá trị 0,11 ppm và 7,45 ppm có thể coi là hàm lượng thông của khí etylen trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS (Bảng 4.1, Bảng 4.2). Bên cạnh đó, trong khi tại KVPTS tồn tại một điểm dị thường của khí etylen ở mẫu KC09/19-03-1 (0,2 ppm) thì tại BTNCS, tồn tại bốn điểm dị thường ở các mẫu LV88-10GC-3 (70 ppm), LV88-07GC-2 (64 ppm), LV88-08GC (56 ppm) và LV88-10GC-2 (30 ppm).

Các mẫu có dị thường khí etylen tại BTNCS như LV88-10GC-3, LV88-07GC-2 cũng là các mẫu dị thường khí metan được tìm thấy (Hình 4.2).

Đối với khí etan, có một điểm dị thường được tìm thấy ở mẫu KC09/19-02-2 (0,9 ppm) tại KVPTS và một điểm dị thường được tìm thấy ở mẫu LV88-07GC-2 (124 ppm) tại BTNCS. Các giá trị 0,0056 ppm và 24,2 ppm lần lượt là hàm lượng phong của khí etan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS. Mẫu LV88-07GC-2 cũng là mẫu có các dị thường metan và etylen được tìm thấy (Hình 4.2).

Hàm lượng phong của khí propan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS lần lượt là 0,029 ppm và 5,92 ppm. Tại KVPTS, có một điểm dị thường được tìm thấy ở mẫu KC09/19-02-2 (0,9 ppm). Trong khi đó, có ba điểm dị thường được tìm thấy tại BTNCS ở các mẫu LV88-09GC-2 (50 ppm), LV88-10GC-3 (24 ppm) và LV88-07GC-2 (24 ppm). Các mẫu LV88-10GC-3, LV88-07GC-2 cũng là các mẫu dị thường khí metan, etylen và etan được tìm thấy (Hình 4.2).

Khí butan có hai đồng phân là butan và i-butan. Tuy nhiên tại KVPTS, hai loại khí này hầu như không phát hiện thấy mà chỉ thấy được phát hiện tại BTNCS, lần lượt là 38,5% và 17,9% mẫu phân tích. Bảng 4.2 cho thấy hàm lượng phong của khí butan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS là 0,625 ppm với 04 điểm dị thường được ghi nhận. Đó là các mẫu LV88-07GC-2 (8 ppm), LV88-07GC-1 (6 ppm), LV88-05GC-2 (3,78 ppm) và LV88-05GC-2 (3,77 ppm). Trong đó, mẫu LV88-07GC-2 cũng là mẫu mà dị thường khí metan, etylen, etan và propan được ghi nhận.



Hình 4.2. Biểu đồ phân bố hàm lượng khí hydrocarbon trong trầm tích tầng mặt của BTNCS dọc theo tuyến khảo sát từ điểm đầu LV88-01GC

Hình 4.2 biểu diễn phân bố hàm lượng các khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS dọc theo hải trình của tàu Lavrentyev từ Nam lên Bắc, bắt đầu từ điểm LV88-01GC. Các giá trị ngưỡng và hàm lượng phong của các khí cũng được thể hiện. Qua đó, các điểm dị thường được thể hiện rõ trên tuyến, tương ứng với thống kê tại Bảng 3.8. Các thống kê cho thấy, khu vực tập trung các dị thường khí hydrocacbon chủ yếu từ điểm LV88-05GC đến điểm LV88-10GC. Trên sơ đồ địa chất khu vực nghiên cứu, các điểm này nằm trong khu vực hoạt động của đứt gãy kinh tuyến 109°, cùng với hệ thống các đứt gãy phương Đông Bắc Tây Nam. Có thể nói, đây chính là các kênh dẫn khí hydrocacbon từ dưới sâu lên bề mặt đáy biển.

4.1.2. Đặc điểm phân bố khí carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

4.1.2.1. Đặc điểm phân bố khí carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Hàm lượng các khí carbonic, hydro và heli trong các mẫu trầm tích tầng mặt được trình bày trong Bảng 3.1. Các giá trị thống kê của các khí này được trình bày trong Bảng 4.3. Khí carbonic, hydro và heli được phân tích trong cả hai chuyến khảo sát của tàu R/V Akademik M.A. Lavrentyev và tàu DK-105.

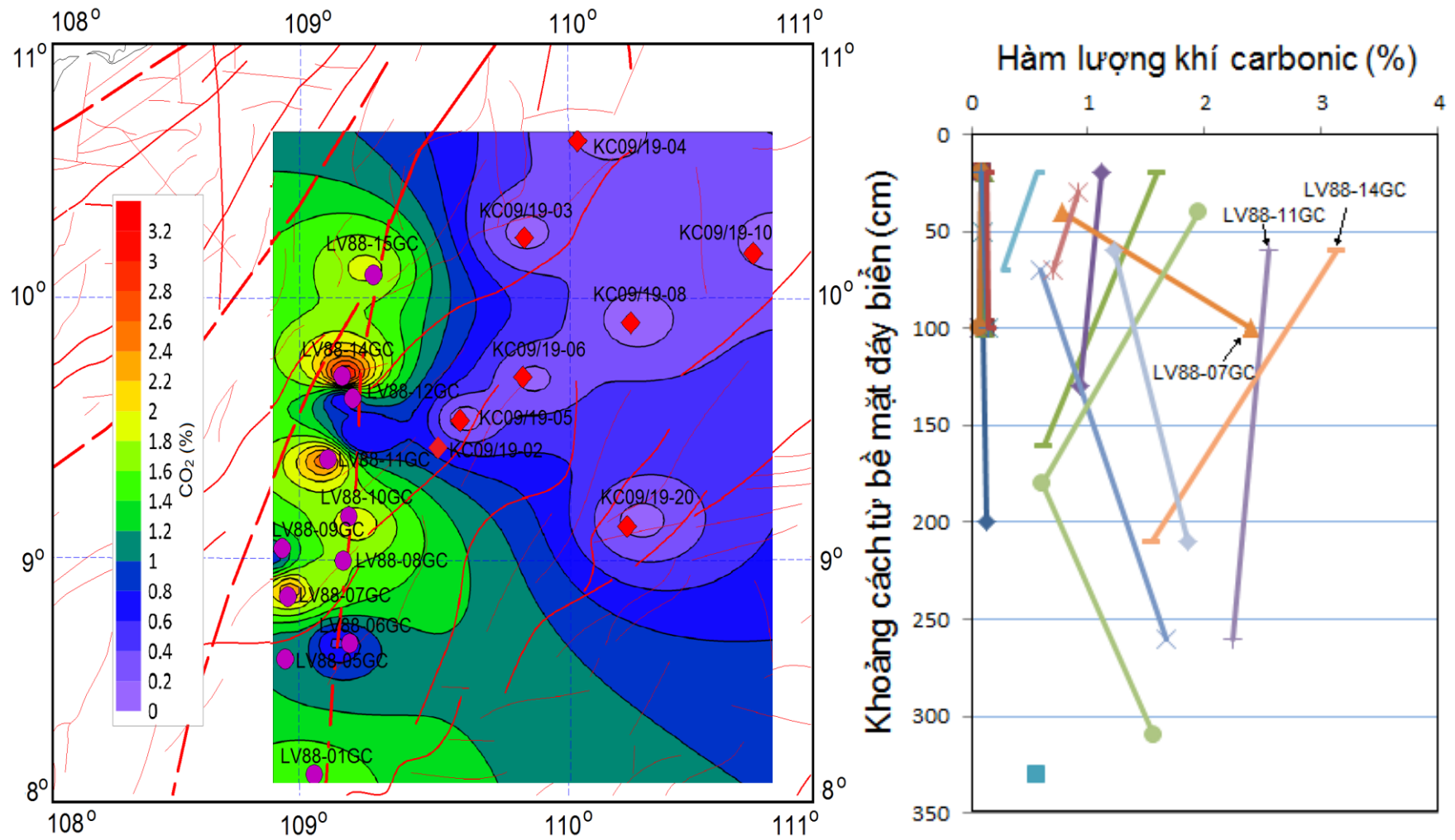
Hình 4.3 biểu diễn phân bố hàm lượng khí carbonic cao nhất tại các vị trí lấy mẫu trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu, cũng như sự phân bố hàm lượng khí carbonic theo chiều sâu ống phóng trọng lực. Tương tự như các khí hydrocacbon, khí carbonic cũng có sự chênh lệch rõ rệt về hàm lượng giữa khu vực thềm và sườn lục địa với khu vực nước sâu trong vùng nghiên cứu. Giá trị trung bình của hàm lượng khí carbonic trong trầm tích tầng mặt thuộc BTNCS cao gấp 12 lần so với KVPTS. Một số vị trí tại các ống phóng LV88-14GC, LV88-11GC và LV88-07GC có hàm lượng khí carbonic cao hơn đáng kể so với các vị trí còn lại. Nhìn chung, hàm lượng khí carbonic trong các mẫu trầm tích tầng mặt thuộc BTNCS cao hơn rõ rệt so với KVPTS (Hình 4.3).

Bảng 4.3. Các giá trị thống kê của khí carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông theo số liệu tổng hợp và theo khu vực

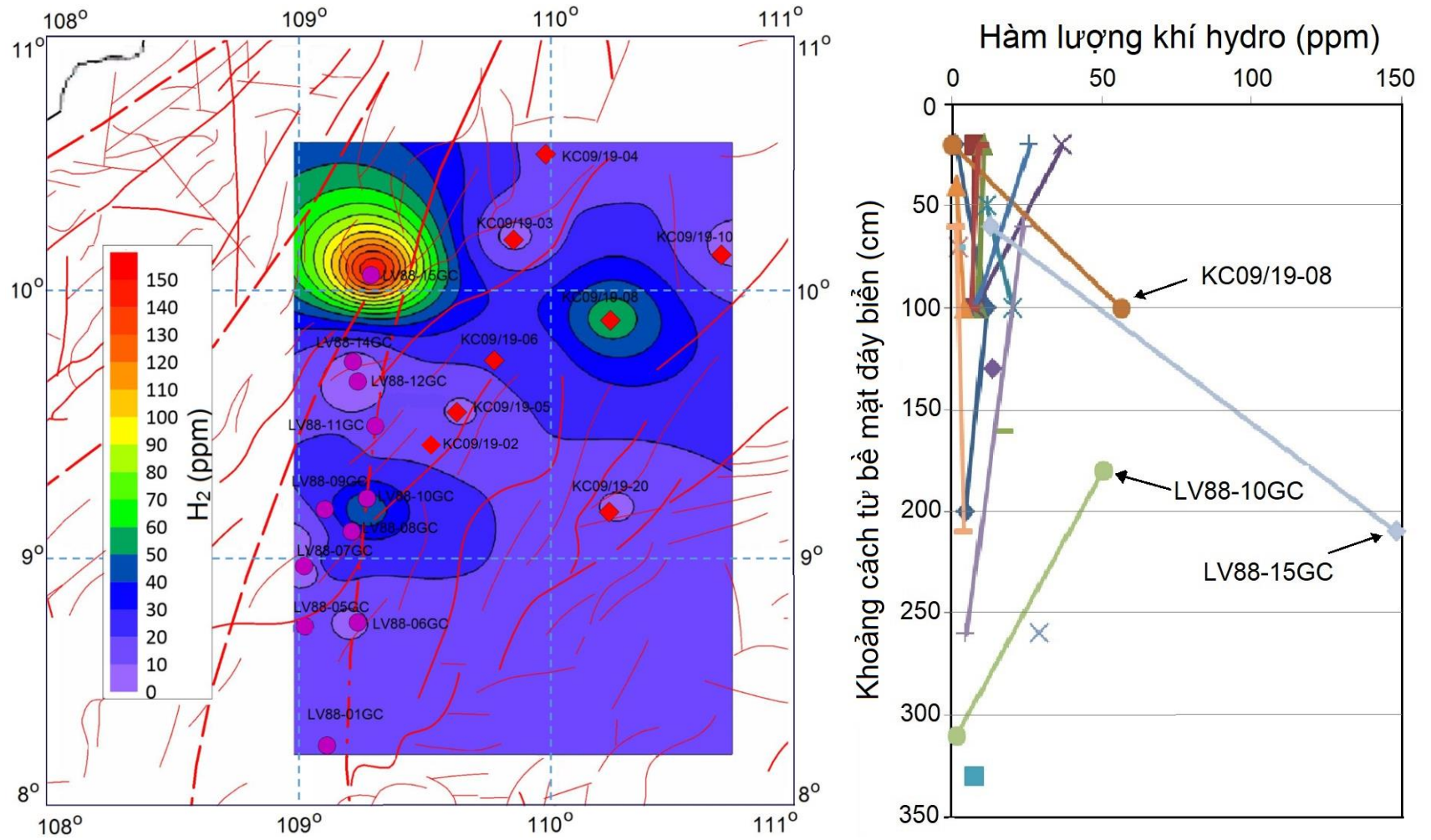
Khí		Số giá trị	Trung vị	Trung bình	Nhỏ nhất	Lớn nhất	Độ lệch chuẩn
CO ₂ (%)	Tổng	39	0,56	0,80	0,07	3,13	0,843
	KVPTS	17	0,11	0,11	0,07	0,14	0,025
	BTNCS	22	1,17	1,34	0,27	3,13	0,774
H ₂ (ppm)	Tổng	33	8,7	16,95	0,2	148,3	27,263
	KVPTS	17	8,7	13,78	0,2	56,7	14,325
	BTNCS	16	6,15	20,33	1,4	148,3	36,650
He (ppm)	Tổng	33	1,2	2,11	0	12,7	2,471
	KVPTS	17	1,2	1,22	0	2,9	0,750
	BTNCS	16	1,7	3,06	0,8	12,7	3,254

Hình 4.4 biểu diễn hàm lượng khí hydro cao nhất tại các vị trí lấy mẫu ống phóng trọng lực trong vùng nghiên cứu. Đặc điểm nổi bật là có một số vị trí có hàm lượng khí hydro cao vượt trội so với các vị trí còn lại như LV88-15GC (148,3 ppm), KC09/19-08 (57 ppm), LV88-10GC (50 ppm). Ngoài ra, Hình 4.3 còn thể hiện hàm lượng khí hydro theo chiều sâu ống mẫu tại các vị trí lấy mẫu ống phóng trọng lực. Nhìn chung, sự phân bố khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại vùng nghiên cứu không thể hiện tính quy luật giống như khí hydrocarbon và khí carbonic. Các vị trí có hàm lượng khí hydro cao nằm rải rác tại BTNCS và KVPTS (Hình 4.3).

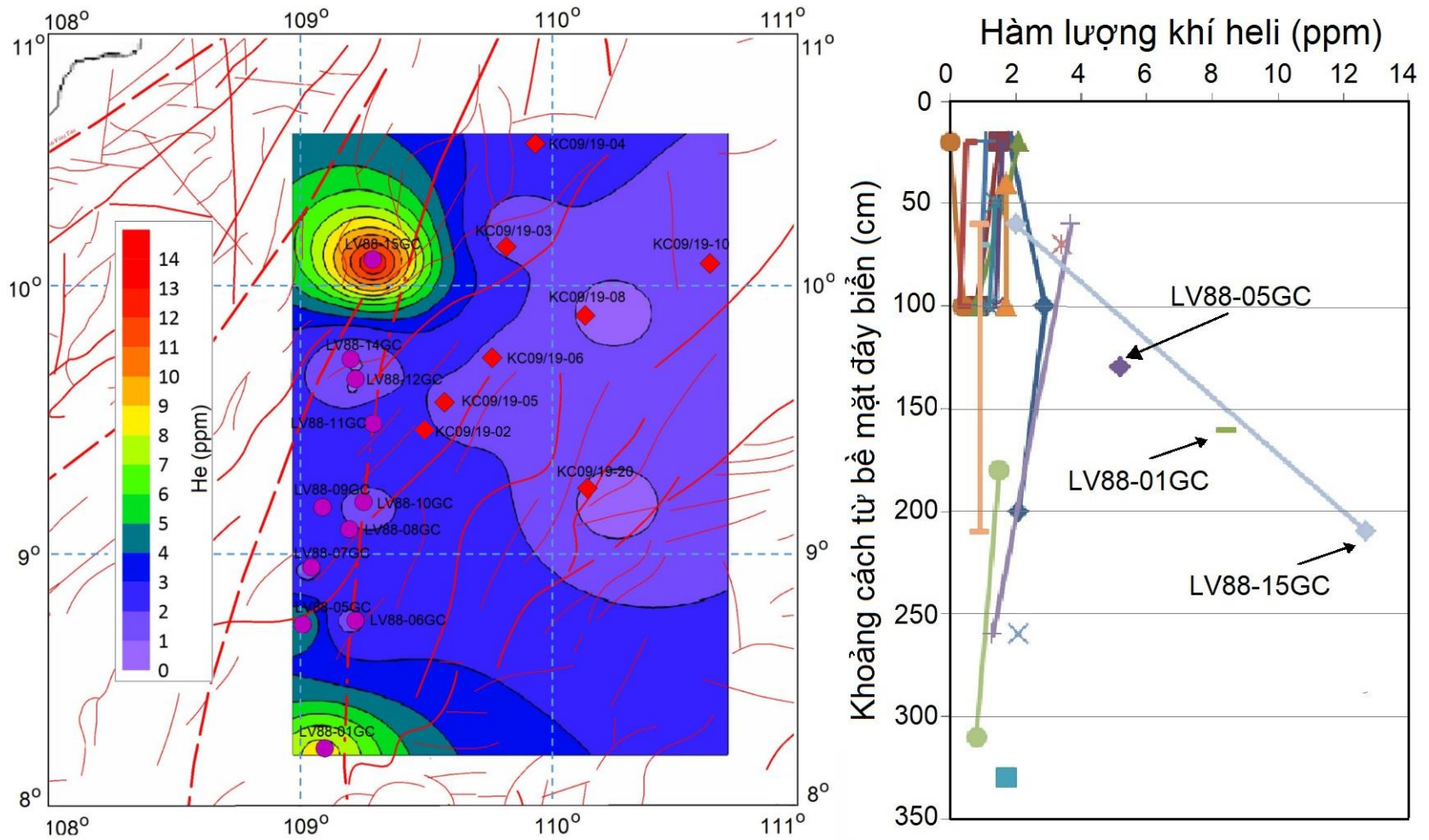
Hình 4.5 thể hiện sự phân bố hàm lượng khí heli cao nhất trong toàn vùng nghiên cứu và sự phân bố hàm lượng khí heli theo chiều sâu cột mẫu. Điểm nổi bật là hàm lượng cao hơn của khí heli tại các điểm lấy mẫu thuộc BTNCS so với KVPTS trên toàn vùng nghiên cứu. Hàm lượng khí heli trong trầm tích tầng mặt nhìn chung giảm dần theo chiều sâu cột nước. Điều này khá tương đồng với quy luật phân bố của các khí hydrocarbon (Hình 4.5). Hai vị trí hai đầu Bắc Nam thuộc BTNCS có hàm lượng cao nhất là LV88-15GC (12,7 ppm) và LV88-01GC (8,4 ppm).



Hình 4.3. Phân bố hàm lượng khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và theo độ sâu ống mẫu



Hình 4.4. Phân bố hàm lượng khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và theo độ sâu ống mẫu



Hình 4.5. Phân bố hàm lượng khí heli trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu và theo độ sâu ống mẫu

4.1.2.2. Đặc điểm phong, ngưỡng và dị thường khí carbonic, hydro và heli tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Các giá trị phong, ngưỡng và dị thường các khí carbonic, hydro và heli tại vùng nghiên cứu cũng được tính toán tại hai khu vực là BTNCS và KVPTS để đảm bảo sự thống nhất về cấu trúc địa chất. Theo đó, tập dữ liệu phong của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS dao động lần lượt trong khoảng 0,07-0,14 ppm và 0,27-3,13 ppm. Các giá trị 0,11 ppm và 1,34 ppm có thể coi là hàm lượng phong của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt lần lượt tại KVPTS và BTNCS. Ngoài ra, tại cả hai chuỗi đều không phát hiện các giá trị dị thường của khí carbonic (Bảng 4.4).

Bảng 4.4. Các giá trị ngưỡng, hàm lượng phong và các điểm phân bố dị thường của khí carbonic, heli và hydro trong trầm tích tầng mặt tại khu vực nghiên cứu

Khu vực	Khí	Giá trị ngưỡng (ppm)	Hàm lượng phong (ppm)	Điểm dị thường	Giá trị (ppm)	Đặc điểm
KVPTS	CO ₂	0,14	0,11	-	-	-
BTNCS	CO ₂	3,13	1,34	-	-	-
KVPTS	H ₂	11,8	7,83	KC09/19-08-2	56,7	Cực trị - Dị thường dương
				KC09/19-05-1	37,0	Cực trị - Dị thường dương
				KC09/19-10-1	26,0	Cực trị - Dị thường dương
				KC09/19-06-2	20,5	Ngoại lệ - Dị thường dương
				KC09/19-08-1	0,2	Ngoại lệ - Dị thường âm
BTNCS	H ₂	29,5	9,04	LV88-15GC-2	148,3	Cực trị - Dị thường dương
				LV88-10GC-2	50,4	Ngoại lệ - Dị thường dương
KVPTS	He	2,1	1,12	KC09/19-02-2	2,9	Ngoại lệ - Dị thường dương
BTNCS	He	5,2	1,99	LV88-15GC-2	12,7	Cực trị - Dị thường dương
				LV88-01GC-2	8,4	Ngoại lệ - Dị thường dương

Đối với khí hydro, tại KVPTS tồn tại bốn điểm dị thường khí hydro trong trầm tích tầng mặt cao tại các mẫu KC09/19-08-2 (56,7 ppm), KC09/19-05-1 (37 ppm), KC09/19-10-1 (26 ppm), KC09/19-06-2 (20,5 ppm) và một điểm thấp trong mẫu KC09/19-08-1 (0,2 ppm). Tập dữ liệu phong của khí này dao động trong khoảng 0,2 – 11,8 ppm. Giá trị 7,83 ppm có thể xem là hàm lượng phong của khí hydro trong trầm tích tầng mặt thuộc KVPTS tại vùng nghiên cứu (Bảng 4.4).

Ngoài ra, BTNCS có hai điểm dị thường khí hydro trong trầm tích tầng mặt được ghi nhận trong các mẫu LV88-15GC-2 (148,3 ppm) và LV88-10GC-2 (50,4 ppm) (Hình 4.3). Tập giá trị phong của hàm lượng khí này dao động trong khoảng 1,4 – 29,5 ppm. Theo tính toán ở trên, hàm lượng phong của khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS là 9,04 ppm (Bảng 4.4).

Kết quả phân tích số liệu cho thấy, giá trị 1,12 ppm có thể coi là hàm lượng phong của khí heli trong trầm tích tầng mặt thuộc KVPTS tại vùng nghiên cứu và 01 điểm dị thường dương ở mẫu KC09/19-02-2 (2,9 ppm) đã được ghi nhận (Bảng 4.4, Hình 4.4). Đáng chú ý là, đây cũng là điểm ghi nhận thấy các dị thường cao nhất của khí etan và propan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS.

Tại BTNCS, hai điểm có hàm lượng cao của khí heli được ghi nhận tại các mẫu LV88-15GC-2 (12,7 ppm) và LV88-01GC-2 (8,4 ppm). Đáng chú ý là mẫu LV88-15GC-2 có khí heli trong trầm tích tầng mặt cao cũng là điểm ghi nhận giá trị khí hydro rất cao so với các điểm còn lại như đã thống kê ở trên. Tập giá trị phong của khí heli trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS dao động trong khoảng 0,8 – 5,2 ppm. Theo như tính toán ở trên, giá trị 1,99 ppm có thể coi là hàm lượng phong của khí heli trong trầm tích tầng mặt của BTNCS tại vùng nghiên cứu.

4.2. Triển vọng dầu khí tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông trên cơ sở đặc điểm địa hóa khí

4.2.1. So sánh đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt giữa khu vực nghiên cứu với bồn trũng Phú Khánh, bồn trũng Sông Hồng, và khu vực vịnh Bắc Bộ

4.2.1.1. Đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại các bồn trũng Phú Khánh và Sông Hồng

❖ Đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại bồn trũng Phú Khánh

Tổng cộng có 42 mẫu khí trong trầm tích tầng mặt đã được lấy từ 24 ống phóng trọng lực tại khu vực bồn trũng Phú Khánh từ tuyến khảo sát của tàu R/V Lavrentyev trong năm 2019 (Hình 4.6). Các mẫu khí được phân tích bao gồm khí carbonic, metan, etylen, etan, propan, i-butan và butan. Phương pháp chiết tách khí và phân tích tương tự như tại BTNCS của bồn trũng Nam Côn Sơn.

Tại bồn trũng Phú Khánh, hàm lượng khí CO₂ trong trầm tích tầng mặt dao động trong khoảng từ 0,1% đến 4,77%. Các số liệu cho thấy, hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt tại các điểm lấy mẫu cao hơn so với các khí hydrocarbon nặng khác, tương tự khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông. Tại đây, hàm lượng khí metan dao động trong một khoảng rộng, từ 2 ppm đến 196 ppm. Một vài địa điểm của bồn trũng có giá trị dị thường metan cao, như LV-36GC (196 ppm), LV88-17GC (164 ppm) và LV88-25GC (125 ppm). Các giá trị dị thường này của metan có thể liên quan tới hoạt động của đứt gãy Vách dốc đông Việt Nam (kinh tuyến 109°). Giá trị 34 ppm có thể coi như hàm lượng phong của bồn trũng này.

Phân tích các loại khí hydrocarbon nặng hơn metan trong trầm tích tầng mặt như etylen, etan, propan, butan và i-butan cho kết quả như sau. Khí etylen và etan dao động lần lượt trong các khoảng 0,04 - 24 ppm và 0,04 - 28,4 ppm, phát hiện trong tất cả các mẫu phân tích. Propan tồn tại trong hầu hết các mẫu (97%), có hàm lượng dao động trong khoảng 0 - 20 ppm. Khí i-butan và butan có hàm lượng lần lượt dao động từ 0

đến 0,57ppm và từ 0 đến 2,7ppm, với 16,7%; phát hiện trong phần lớn các mẫu phân tích (69%).

❖ *Đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại bốn trạm tích Sông Hồng:*

Trong phạm vi bồn trũng Sông Hồng, chuyến khảo sát của tàu R/V Lavrentyev năm 2019 đã thu được 4 ống phóng trọng lực (Hình 4.6), và có 7 mẫu khí đã được phân tích từ các ống phóng này. Cũng như tại các bồn Nam Côn Sơn và Phú Khánh, các khí trong trầm tích tầng mặt là carbonic, metan, etylen, etan, propan, i-butan và butan.

Kết quả phân tích cho thấy, hàm lượng khí CO₂ dao động trong khoảng 0,37-2,11%; khí metan dao động trong khoảng 11 - 47 ppm, cao hơn đáng kể so với các khí hydrocacbon nặng khác. Giá trị 26 ppm được xem là hàm lượng thông của khí metan trong vùng nghiên cứu.

Các khí hydrocacbon nặng khác có hàm lượng nhỏ hơn so với khí metan, tương tự như khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và bồn trũng Phú Khánh. Ví dụ, etylen, etan và propan có hàm lượng lần lượt dao động trong các khoảng 1,1-8,4 ppm, 1,1 - 16,2 ppm, và 0,41-4,95 ppm; chúng tồn tại trong tất cả mẫu phân tích. Hàm lượng i-butan và butan dao động lần lượt từ 0 ppm đến 0,21 ppm và từ 0 ppm đến 1,35 ppm; tần suất phát hiện là 57% và 86% các mẫu phân tích.

4.2.1.2. So sánh đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và các bồn trầm tích Phú Khánh và Sông Hồng

Khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông được lựa chọn để so sánh với các bồn trầm tích Phú Khánh và Sông Hồng là các khí được phân tích thuộc BTNCS của hải trình của tàu Lavrentyev. Tiêu chí được so sánh là các giá trị trung bình và giá trị lớn nhất của từng loại khí (Bảng 4.5). Do khí i-butan phân bố thưa thớt tại các vùng địa hóa khí nên không được liệt kê vào bảng so sánh.

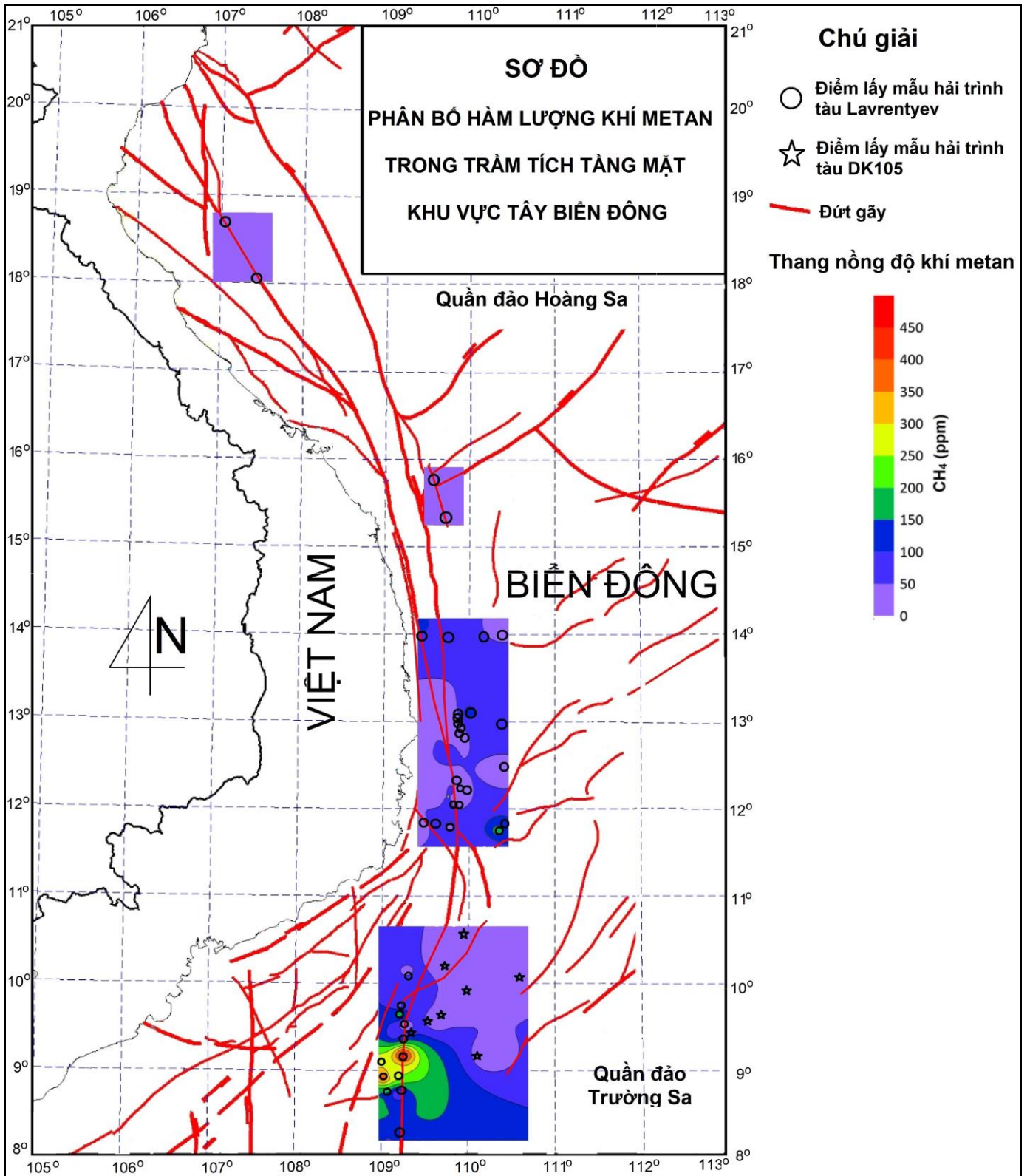
Bảng 4.5 cho thấy, ngoại trừ các khí carbonic, tất cả các khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tuân theo quy luật hàm lượng giảm dần từ khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông tới bồn trầm tích Phú Khánh và cuối cùng là bồn trầm tích Sông Hồng

khi xét cả về giá trị lớn nhất và giá trị trung bình. Điều này góp phần củng cố nhận định về một đới thoát khí hydrocarbon lớn tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông (BTNCS) như nhận định tại các phần trước. Các khí carbonic tại ba vùng nghiên cứu có sự gần gũi về hàm lượng trung bình.

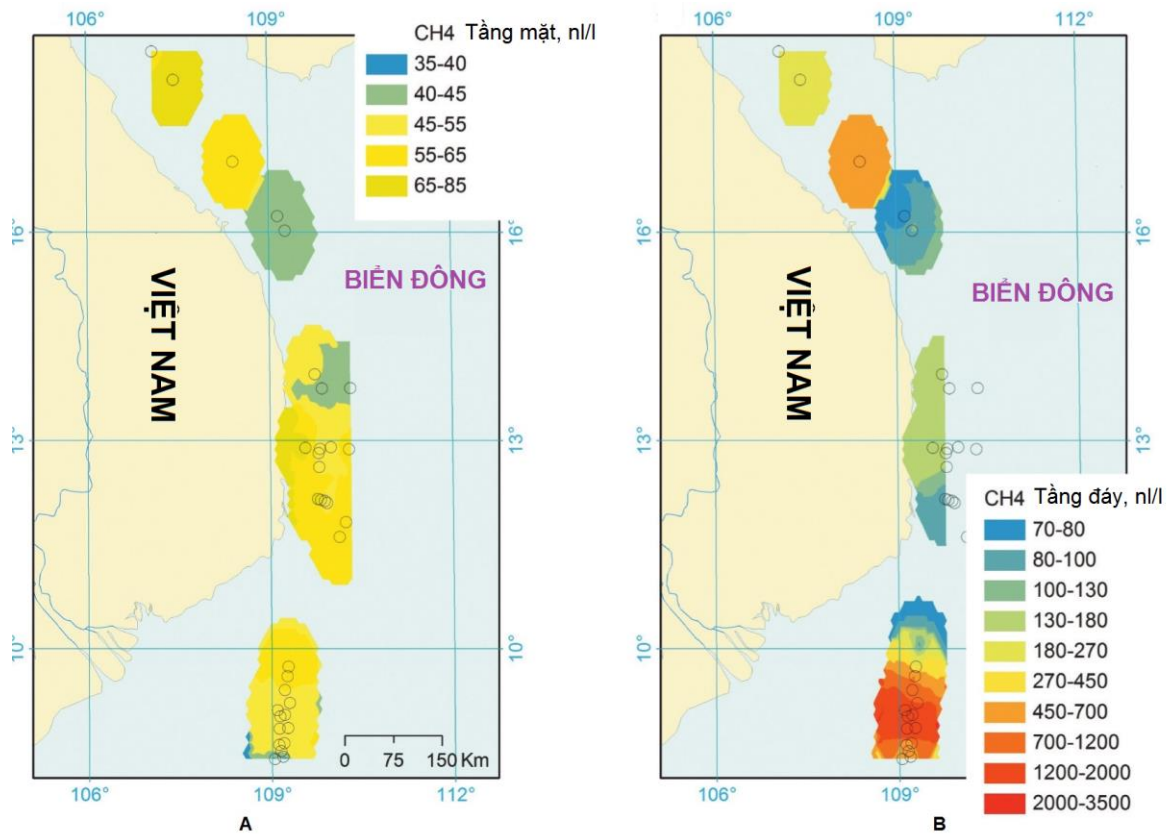
Bảng 4.5. So sánh đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và các bồn trầm tích Phú Khánh và Sông Hồng

Khí	Khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông (BTNCS)		Bồn Phú Khánh		Bồn Sông Hồng	
	Trung bình	Lớn nhất	Trung bình	Lớn nhất	Trung bình	Lớn nhất
CO ₂ (%)	1,34	3,13	1,10	4,77	1,14	2,11
CH ₄ (ppm)	131,85	440	43,05	196	29,71	47
C ₂ H ₄ (ppm)	16,14	70	5,53	24	4,21	8,37
C ₂ H ₆ (ppm)	28,76	124	8,95	70	6,51	16,31
C ₃ H ₈ (ppm)	9,57	50	3,07	20	2,55	4,95
C ₄ H ₁₀ (ppm)	1,49	8	0,68	2,7	0,86	1,35

Dựa vào phương pháp thống kê, hàm lượng phong của khí metan trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông (bồn trũng Nam Côn Sơn), bồn trũng Phú Khánh và bồn trũng Sông Hồng lần lượt có giá trị là 103 ppm, 34 ppm và 26 ppm, chứng tỏ hàm lượng phong của metan tại khu vực Tây Biển Đông giảm dần từ Nam lên Bắc. Hình 4.6 minh họa sự phân bố khí metan trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Biển Đông tại ba vùng nghiên cứu.



Hình 4.6. Sơ đồ phân bố của hàm lượng khí metan trong trầm tích tầng mặt trong các ống phóng trọng lực tại khu vực Tây Biển Đông



Hình 4.7. Phân bố khí metan trong cột nước biển tầng mặt (A) và tầng đáy (B) tại khu vực Tây Biển Đông theo hải trình của tàu Lavrentyev tháng 11 năm 2019 [65]

Đặc điểm phân bố khí metan trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Biển Đông khá phù hợp với ghi nhận của khí metan trong cột nước biển tầng mặt và tầng đáy khu vực Tây Biển Đông theo hải trình của tàu Lavrentyev năm 2019 (Hình 4.7, [65]). Trong đó, hàm lượng khí metan trong nước biển tầng đáy tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông có giá trị cao nhất, vượt trội so với các khu vực bồn Phú Khánh và bồn Sông Hồng, với các giá trị dị thường lên tới 3475 n/l (trạm LV88-06GC), 1404 n/l (trạm LV88-08GC) và 1505 n/l (trạm LV88-10GC). Kết quả này cho thấy sự tương đồng rõ rệt với giá trị khí metan trong trầm tích tầng mặt như đã ghi nhận ở trên, trong đó hệ thống đứt gãy Bắc - Nam trong khu vực nghiên cứu đóng vai trò rất quan trọng cho sự di chuyển của các khí trong trầm tích vào cột nước biển [65].

4.2.1.3. So sánh đặc điểm khí trong trầm tích tầng mặt khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và khu vực vịnh Bắc Bộ

Nghiên cứu các trường địa hóa khí tại khu vực Vịnh Bắc Bộ đã cho thấy hàm lượng trung bình các khí hydrocacbon, heli và hydro theo các tuyến đo [50, 66] (Bảng 4.6). Theo đó, hàm lượng trung bình đối với khí metan, etylen, etan, propan và butan lần lượt là 3,98 ppm; 1,12 ppm; 0,18 ppm; 0,1 ppm và 0,38 ppm. Các giá trị này thấp hơn nhiều so với khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông thuộc BTNCS nhưng lại cao hơn so với KVPTS.

Hàm lượng trung bình của khí hydro trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS đều cao hơn so với khu vực Vịnh Bắc Bộ. Ngược lại, hàm lượng khí heli trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS thấp hơn nhiều so với khu vực Vịnh Bắc Bộ (Bảng 4.6).

Bảng 4.6. So sánh giá trị trung bình của các khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông và khu vực Vịnh Bắc Bộ

Khu vực		CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	C ₃ H ₈ (ppm)	C ₄ H ₁₀ (ppm)	H ₂ (ppm)	He (ppm)
Tây Nam trũng sâu Biển Đông	KVPTS	2,22	0,117	0,01	0,03	0,0006	13,78	1,22
	BTNCS	131,85	16,14	28,76	9,57	1,49	20,33	3,06
Vịnh Bắc Bộ*		3,98	1,12	0,18	0,1	0,38	12	10,87

*: Giá trị trung bình theo các tuyến đo của khí hydrocacbon trong trầm tích tầng mặt theo Akulichev et al. (2015) [66], giá trị trung bình khí hydro và heli theo Lê Đức Anh và nnk (2014) [50].

Nghiên cứu của Dương Quốc Hưng và nnk (2019) [51] về trường địa hóa khí tại khu vực cửa sông phía Tây Bắc vịnh Bắc Bộ đã cho rằng hàm lượng phong của khí metan là 4 ppm. Giá trị này thấp hơn nhiều lần khi so sánh với hàm lượng phong của khí metan trong trầm tích tại BTNCS (103 ppm) nhưng lại cao hơn so với KVPTS (2,2 ppm). Ngoài ra, giá trị hàm lượng phong của khí carbonic trong trầm tích tầng mặt tại khu vực này là 0,12%, tương đương với giá trị này tại KVPTS (0,11%) nhưng lại thấp hơn nhiều so với BTNCS (1,34%). Các giá trị hàm lượng phong của các khí hydro và heli trong trầm tích tầng mặt lần lượt là 6,4 ppm và 10,4

ppm, lần lượt thấp hơn và cao hơn so với các giá trị này tại KVPTS và BTNCS, khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông (Bảng 4.6).

4.2.2. So sánh đặc điểm khí metan trong trầm tích tầng mặt giữa khu vực nghiên cứu và các vùng biển khác trên thế giới

Như đã đề cập đến ở trên, Biển Đông Việt Nam là biển rìa lớn nhất và nằm trong vành đai khí hydrat thuộc các biển rìa phía Tây Thái Bình Dương. Vành đai này bao gồm Biển Bering, Biển Okhotsk, Biển Nhật Bản, Biển Hoa Đông, Biển Đông Việt Nam kéo xuống phía Nam tới ngoài khơi New Zealand.

Một số nghiên cứu trước đã có những so sánh ban đầu về đặc điểm khí metan trong nước biển và trầm tích tại Biển Đông với các khu vực biển khác thuộc vành đai này như biển Hoa Đông, Biển Okhotsk và khu vực thềm lục địa Sakhalin [44, 45, 46, 49]. Nghiên cứu của Lương et al. (2019) [46] đã chứng minh rằng, dị thường khí metan trong nước biển tầng đáy tại trũng Okinawa thuộc Biển Hoa Đông có giá trị cao gấp 15 lần so với hàm lượng khí metan trong nước biển tại tầng đáy Biển Đông. Kết quả này là do khí metan trong nước biển tầng đáy Biển Đông được cung cấp từ các quá trình khuếch tán lâu dài từ trầm tích đáy biển; trong khi tại Biển Hoa Đông, khí metan xuất phát từ các hoạt động phun thủy nhiệt và các đới thấm rỉ đáy biển trũng Okinawa.

Nghiên cứu của Shakirov et al. (2018, 2019) [44, 45] đã minh họa tổng quan về sự phân bố của các dị thường metan trong nước tầng đáy tại thềm và sườn lục địa phía Tây Biển Đông. Các tác giả cho rằng lượng khí metan thoát vào khí quyển từ bề mặt Biển Đông nhỏ hơn 10 lần so với biển Okhotsk. Theo họ, một trong những nguyên nhân quan trọng là hoạt động địa chấn tại khu vực Biển Đông có quy mô nhỏ hơn so với tại biển Okhotsk.

Một so sánh khác đến từ nghiên cứu của Shakirov et al. (2021) [49] sau tuyến khảo sát của tàu Lavrentyev năm 2019 trên vùng biển Việt Nam. Các số liệu phân tích đã ghi nhận hàm lượng metan trong cột nước biển cao nhất tại khu vực phía Nam thềm và sườn lục địa Việt Nam tại bồn trũng Nam Côn Sơn lên tới 4000 n/l. Giá trị này có thể so sánh với các khu vực chứa dầu khí trên thềm lục địa Sakhalin, Liên Bang Nga.

Bảng 4.7. So sánh hàm lượng khí metan (ppm) trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông với các vùng biển khác trên thế giới

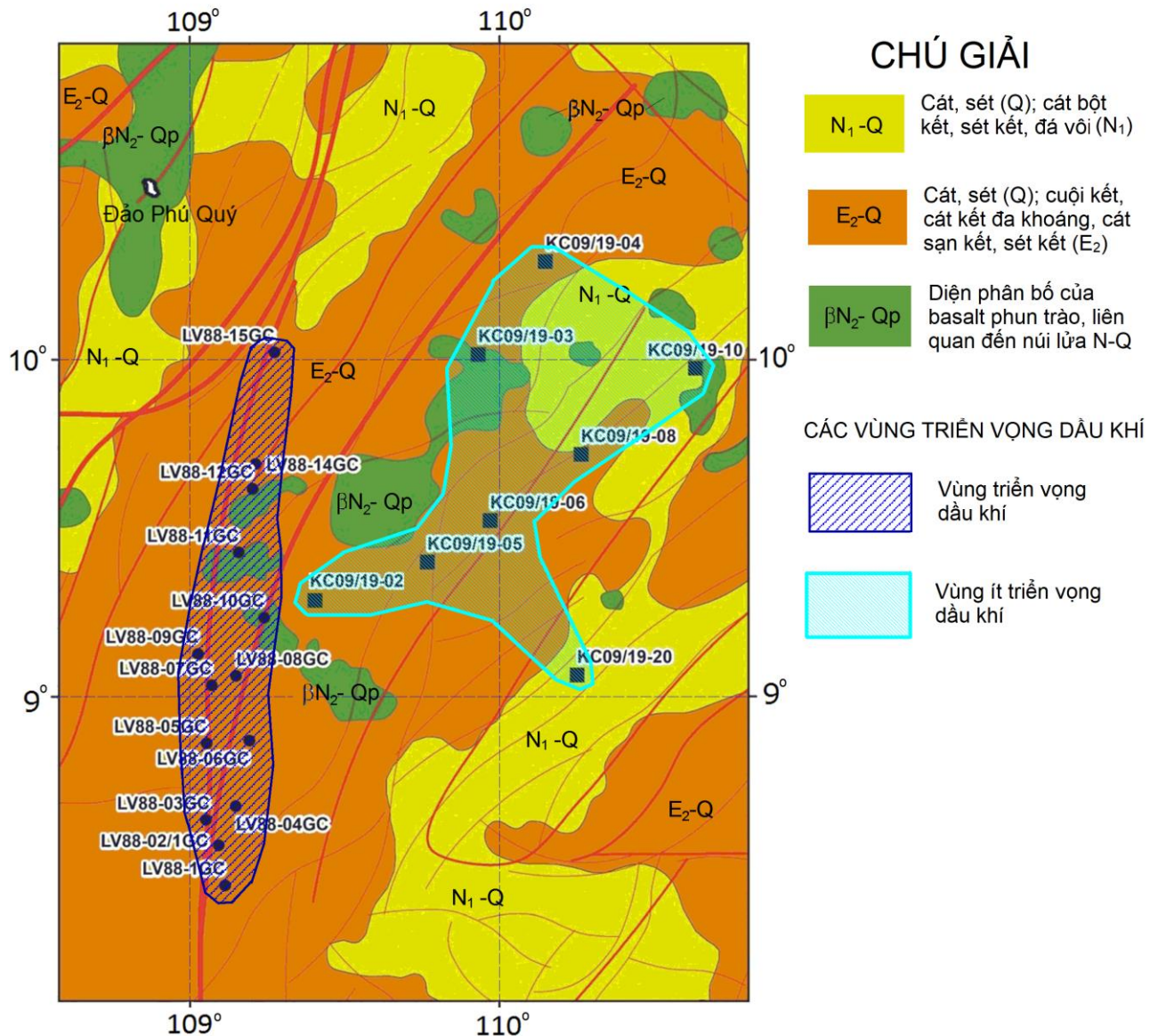
Khu vực		Nhỏ nhất	Lớn nhất	Trung bình	Trung vị
Tây Nam trũng sâu Biển Đông	KVPTS	0,5	5,7	2,22	1,4
	BTNCS	27,3	440	131,85	75,1
Eo biển Tatar, phía Bắc Biển Nhật Bản		0,35	149.000		176
Phía Tây Biển Okhotsk		1,9	95.897	2058	28
Biển Đông Siberi		2	23.788	194	9,1

Bảng 4.7 thể hiện các số liệu thống kê của khí metan trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS của khu vực nghiên cứu và được so sánh với các vùng biển rìa phía Tây Thái Bình Dương khác như Biển Okhotsk, Biển Nhật Bản, và Biển Đông Siberi [37, 39, 40]. Các số liệu cho thấy rằng, khí metan trong trầm tích tầng mặt tại cả hai chuỗi có giá trị nhỏ hơn hẳn so với các vùng biển trên khi so sánh về các giá trị trung bình và lớn nhất. Giá trị trung vị tại BTNCS lớn hơn các giá trị trung vị tại phía Tây Biển Okhotsk và Biển Đông Siberi. Điều này có thể là do số lượng mẫu trầm tích tầng mặt phân tích tại hai khu vực sau lớn hơn rất nhiều so với số lượng mẫu tại BTNCS (22 mẫu). Các khu vực biển trên đều có các giá trị dị thường khí metan rất lớn, thể hiện các đới thoát khí quy mô lớn từ các đới đứt gãy hoạt động.

4.2.3. Đánh giá triển vọng dầu khí tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

Các bằng chứng địa hóa khí về hàm lượng, nguồn gốc và đặc điểm so sánh với một số bồn trầm tích khu vực Tây Biển Đông tại Chương 3, mục 4.1 và mục 4.2.1 đã chỉ ra rằng, tại BTNCS của khu vực nghiên cứu, tồn tại một đới thoát khí hydrocarbon lớn theo các kênh dẫn là hệ thống đứt gãy vách dốc Đông Việt Nam, cùng với hệ thống các đứt gãy phương Đông Bắc Tây Nam. Đây chính là tiền đề quan trọng về triển vọng cao trong khai thác dầu khí tại khu vực này. Theo Hoàng Đình Tiến và nnk (2008) [4], bồn trũng Nam Côn Sơn chủ yếu có tiềm năng về khí và ít tiềm năng về dầu. Đây cũng là nguồn cung cấp khí hydrocarbon khổng lồ cho trầm tích đáy và nước biển theo các kênh dẫn là các hệ thống đứt gãy. Các nghiên cứu của Shakirov et al. (2018, 2019), Lương et al. (2019) [44, 45, 46] đã nhấn mạnh

triển vọng dầu khí của khu vực phía Đông BTNCS liên quan đến các tích tụ hydrocarbon dưới sâu, phân bố dọc theo các đứt gãy sâu, mà các mỏ khí đốt Lan Đỏ và Lan Tây là một điển hình. Ngược lại, tại khu vực KVPTS, các đặc điểm về hàm lượng và nguồn gốc khí hydrocarbon đã cho thấy triển vọng thấp về khai thác dầu khí. Trên cơ sở đó, sơ đồ phân vùng triển vọng dầu khí tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông đã được xây dựng (Hình 4.8)



Hình 4.8. Sơ đồ phân vùng triển vọng dầu khí khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông

4.3. Kết luận chương 4

Các nghiên cứu trước đã chia thêm lục địa Việt Nam thành ba khu vực dựa trên sự phân bố khí metan là khu vực phía Bắc, khu vực Trung tâm và khu vực phía Nam. Các số liệu về hàm lượng khí metan trong nước tầng đáy đã cho thấy sự

tương phản rõ nét theo độ sâu. Theo đó, hàm lượng phong của khí metan tại các khu vực nước sâu (500-3800 m) thấp, dao động trong khoảng 10 - 20 nl/l. Tại các khu vực nước nông hơn như thềm lục địa (30-200 m) và sườn lục địa (200-500 m), hàm lượng phong của khí metan tăng tới 30-40 nl/l.

Các số liệu được tính toán tại hai khu vực nhằm đảm bảo sự tương đồng về cấu trúc địa chất. Theo đó, các giá trị 2,2 ppm và 103 ppm lần lượt là hàm lượng phong của khí metan phân bố trong trầm tích tầng mặt tại KVPTS và BTNCS. Ngoài ra, hai giá trị dị thường của khí metan đã được phát hiện ở các mẫu LV88-10GC-3 (440 ppm) và LV88-07GC-2 (400 ppm) tại BTNCS.

Hàm lượng phong của các khí hydrocacbon khác như etan, etylen, propan, butan trong các mẫu trầm tích tầng mặt cũng đã được xác định ở cả KVPTS và BTNCS. Các điểm dị thường của các khí này cũng đã được xác định và chỉ ra sự tương đồng với khí metan. Tương tự, hàm lượng phong của các khí carbonic, hydro và heli trong trầm tích tầng mặt cũng đã được tính toán ở KVPTS và BTNCS. Ngoài các khí carbonic không tìm thấy các điểm dị thường, các khí hydro và heli đều phát hiện các giá trị dị thường tại cả KVPTS và BTNCS.

Kết quả so sánh khí metan trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trung sâu Biển Đông, bồn trũng Phú Khánh và bồn trũng Sông Hồng cho thấy, hàm lượng phong của khí metan giảm dần từ Nam lên Bắc, với các giá trị lần lượt là 103 ppm, 34 ppm và 26 ppm cho ba bồn trầm tích nói trên. Ngoài ra, khí metan trong trầm tích tầng mặt tại BTNCS của khu vực nghiên cứu có hàm lượng cao hơn vượt trội khi so sánh với khu vực Vịnh Bắc Bộ theo các tài liệu trước.

Tuy nhiên, so với các vùng biển rìa phía Tây Thái Bình Dương khác như Biển Okhotsk, Biển Nhật Bản, và Biển Đông Siberi, khí metan trong trầm tích tầng mặt tại cả hai khu vực BTNCS và KVPTS có giá trị nhỏ hơn nhiều về các giá trị trung bình và lớn nhất. Điều này rất phù hợp với các nghiên cứu trước, rằng một trong những nguyên nhân quan trọng là hoạt động địa chấn tại nền đáy biển Tây Biển Đông có quy mô nhỏ hơn so với các vùng biển khác.

Từ các bằng chứng địa hóa khí kết hợp với các tài liệu nghiên cứu trước đây, sự tồn tại của một đới thoát khí metan lớn tại khu vực này đã được đề xuất. Đây

chính là khu vực có triển vọng về dầu khí, cần có những nghiên cứu tiếp theo cụ thể và chi tiết hơn tại khu vực này.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

KẾT LUẬN

1. Các loại khí trong trầm tích tầng mặt bao gồm hydrocacbon, carbonic, heli của bồn trũng Nam Côn Sơn có hàm lượng cao hơn rõ rệt so với khu vực Tây Nam phụ trũng sâu Biển Đông. Sự khác biệt về cấu trúc địa chất là nguyên nhân chính gây ra sự chênh lệch này.
2. Khí metan trong trầm tích tầng mặt tại toàn vùng nghiên cứu có hàm lượng dao động từ 0,5 ppm đến 440 ppm. Hàm lượng phong của khí metan trong trầm tích tại KVPTS và BTNCS có các giá trị lần lượt là 2,2 ppm và 103 ppm. Hàm lượng phong của các khí hydrocacbon khác như etan, etylen và propan trong trầm tích tầng mặt thuộc BTNCS cao hơn nhiều lần so với KVPTS.
3. Các tỷ số khí hydrocacbon cho thấy khí hydrocacbon trong các mẫu trầm tích tầng mặt thuộc BTNCS có nguồn gốc nhiệt, còn tại KVPTS có nguồn gốc hỗn hợp (nguồn sinh vật + nguồn gốc nhiệt). Nhận định này đã được củng cố bằng các giá trị thành phần đồng vị $\delta^{13}\text{C}$ của khí carbonic và khí metan. Tại khu vực BTNCS, khí carbonic trong trầm tích tầng mặt phần lớn có nguồn gốc nhiệt trong khi các khí hydro và heli có các dị thường nguồn gốc nhiệt dưới sâu tại vài điểm đơn lẻ.
4. Các đặc trưng địa hóa khí khẳng định nguồn gốc nhiệt sâu của khí trong trầm tích đáy biển tại phía Đông BTNCS. Hệ thống đứt gãy Vách dốc Đông Việt Nam (Kinh tuyến 109°), cùng với hệ thống các đứt gãy phương Đông Bắc-Tây Nam được xem là các kênh dẫn chính của các khí này.
5. Các bằng chứng địa hóa khí kết hợp với các dữ liệu đã công bố cho thấy tại khu vực nghiên cứu tồn tại một đới thoát khí hydrocacbon lớn. Đây chính là khu vực có triển vọng về dầu khí, là tiền đề phục vụ tìm kiếm thăm dò dầu khí cụ thể và chi tiết hơn tại khu vực này

KIẾN NGHỊ

Những kết quả nghiên cứu ban đầu của luận án có tính chất tổng hợp về đặc điểm địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt tại khu vực Tây Nam trũng sâu Biển Đông nói riêng, và tại khu vực Tây Biển Đông nói chung. Chúng là thông tin tổng quát về đặc điểm địa hóa khí trong trầm tích tầng mặt cũng như nguồn gốc của chúng trong khu vực nghiên cứu. Do đó, cần có những nghiên cứu chi tiết hơn khi tiến hành thăm dò khảo sát dầu khí tại từng khu vực cụ thể trong vùng nghiên cứu, đặc biệt tại khu vực bồn trũng Nam Côn Sơn.

DANH MỤC CÔNG TRÌNH CỦA TÁC GIẢ

Các bài báo:

1. **Le Duc Luong**, Ryuichi Shinjo, Nguyen Hoang, Renat B. Shakirov, Nadezhda Syrbu (2018). *Spatial variations in dissolved rare earth element concentrations in the East China Sea waters*. Marine Chemistry, No 205, page 1 -15. ISSN: 0304 – 4203. DOI: 10.1016/j.marchem.2018.07.004.
2. **Le Duc Luong**, Renat B. Shakirov, Nguyen Hoang, Ryuichi Shinjo, Anatoly Obzhurov, Nadezhda Syrbu, Maria Shakirova (2019). *Features in REE and methane anomalies distribution in the East China Sea water column: a comparison with the South China Sea*. Water Resources, Vol 46, No 205, page 807 - 816. ISSN: 0097 – 8078. DOI: 10.1134/S0097807819050142.
3. Syrbu Nadezhda, **Le Duc Luong**, Kholmogorov Andrei, Nguyen Hoang, 2021. *Formation of anomalous gas fields of helium and hydrogen in the Cat Ba, Co To and Bach Long Vi islands, northern Vietnam*. Vietnam Journal of Earth Sciences, 43, 3, 301-315. ISSN: 0866-7187. DOI: <https://doi.org/10.15625/2615-9783/16197>
4. **Le Duc Luong**, Anatoly Obzhurov, Nguyen Hoang, Renat B. Shakirov, Le Duc Anh, Nadezhda Syrbu, Dang Minh Tuan, Nguyen Van Tao, Tran Thi Huong, Do Huy Cuong, Kholmogorov Andrei, Phan Van Binh, Mishukova Olga, A.I. Eskova, 2021. *Distribution of Gases in Bottom sediments of the Southwestern Sub-Basin South China Sea (Bien Dong)*. Russian Journal of Pacific Geology, 15, 2, 144-154. ISSN: 1819 – 7140. DOI: 10.1134/S1819714021020044.
5. **Le Duc Luong**, Nguyen Hoang, Ryuichi Shinjo, Renat B. Shakirov, Anatoly Obzhurov, 2021. *Chemical, mineralogical, and physicochemical features of surface saline muds from southwestern sub-basin of the East Vietnam Sea: Implication for new peloids*. Vietnam Journal of Earth Sciences, 43, 4, 496-508. ISSN: 0866-7187.
6. Nguyen Hoang, Shinjo Ryuichi, Tran Thi Huong, **Le Duc Luong**, Le Duc Anh, 2021. *Mantle geodynamics and source domain of the East Vietnam Sea opening-induced volcanism in Vietnam and neighboring regions*. Vietnam Journal of Marine Science and Technology, 21, 4, 393-417.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. White, W.M., 2003. *Geochemistry*. Wiley-Blackwell, 701 pages.
2. Claypool, G.E., Kvenvolden, K.A., 1983. Methane and other hydrocarbon gases in marine sediment. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 11, 299-327.
3. Hoàng Đình Tiến, 2006. Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm thăm dò, theo dõi mỏ. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh, 536 trang.
4. Hoàng Đình Tiến, Hồ Chung Chất, Nguyễn Ngọc Dung, Nguyễn Ngọc Ánh, 2008. So sánh đặc điểm địa hóa đá mẹ và dầu, khí ở hai bể trầm tích Cenozoi Cửu Long và Nam Côn Sơn. *Science & Technology Development*, Vol.11, No.11, 106-118.
5. <http://gebco.net>
6. Lê Đức Tô (Chủ biên). *Biển Đông – Khái quát về Biển Đông*. Tập 1. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội, 2003.
7. Li, C.-F., Lin, J., Kulhanek, D.K., the Expedition 349 Scientists, 2015. *Proceedings of the International Ocean Discovery Program Volume 349*.
8. Taylor, B., Hayes, D.E., 1980. The tectonic evolution of the South China Basin. In Hayes, D.E. (Ed.), *The Tectonic and Geologic Evolution of Southeast Asian Seas and Islands*. *Geophysical Monograph*, 23, 89–104.
9. Taylor, B., Hayes, D.E., 1983. Origin and history of the South China Sea basin. In Hayes, D.E. (Ed.), *The Tectonic and Geologic Evolution of Southeast Asian Seas and Islands (Pt. 2)*. *Geophysical Monograph*, 27, 23–56.
10. Briais, A., Patriat, P., Tapponnier, P., 1993. Updated interpretation of magnetic anomalies and seafloor spreading stages in the South China Sea: implications for the Tertiary tectonics of Southeast Asia. *Journal of Geophysical Research, Solid Earth*, 98(B4), 6299–6328.

11. Nguyễn Hiệp (chủ biên) và nnk, 2005. Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam. Tổng Công ty dầu khí Việt Nam, 526 trang.
12. Li, L., Clift, P.D., Nguyen, H.T, 2013. The sedimentary, magmatic and tectonic evolution of the southwestern South China Sea revealed by seismic stratigraphic analysis. *Marine Geophysical Research*, 34, 341-365.
13. Song, T., Li, C-F., 2015. Rifting to drifting transition of the southwest subbasin of the South China Sea. *Marine Geophysical Research*, 36, 167-185.
14. Ding, W., Li, J., Clift, P.D., IODP Expedition 349 Scientists, 2016. Spreading dynamics and sedimentary process of the Southwest Sub-basin, South China Sea: Constraints from multi-channel seismic data and IODP Expedition 349. *Journal of Asian Earth Sciences*, 115, 97-113.
15. Phach, P.V, Tri, T.V., Trung, N.N, Anh, L.D., 2018. The geological structure of the southwestern end of the East Sea. Proceeding of the 15th regional congress on Geology, Mineral and Energy resources of Southeast Asia (GEOSEA XV), 238-241.
16. Wei, X., Ruan, A., Ding, W., Wu, Z., Dong, C., Zhao, Y., Niu, X., Zhang, J., Wang, C., 2020. Crustal structure and variation in the southwest continental margin of the South China Sea: Evidence from a wide-angle seismic profile. *Journal of Asian Earth Sciences*, 203, 1-10.
17. Wang, W., Dong, D., Wang, X., Zhang, G., 2021. Three-stage tectonic subsidence and its implications for the evolution of conjugate margins of the southwest subbasin, South China Sea. *Journal of Oceanology and Limnology*, 39, 1854-1870.
18. Qiu, N., Sun, Z., Lin, J., Li, C-F., Xu, X. (in press). Dating seafloor spreading of the southwest sub-basin in the South China Sea. *Gondwana Research*, 1-17.
19. Liu, Z., Zhao, Y., Colin, C., Statterger, K., Wiesner, M.G., Huh, C.A., Zhang, Y., Li, X., Sompongchaiyakul, P., You, C.F., Huang, C.Y., Liu, J.T., Siringan, F.P., Le, K.P., Sathiamurthy, E., Hantoro, W.S., Liu, J., Shouting, T., Zhao, S., Zhou, S., He, Z., Wang, Y., Bunsomboonsakul, S., Li, Y., 2016. Source-to-sink

- transport processes of fluvial sediments in the South China Sea. *Earth-Science Reviews*, 153, 238-273.
20. Schimanski, A., Stateger, K., 2005. Deglacial and Holocene evolution of the Vietnam shelf: stratigraphy, sediments and sea-level change. *Marine Geology*, 2014, 365-387.
21. Wang, P., Li, Q., 2009. *The South China Sea. Paleooceanography and Sedimentology*. Springer, Volume 13, 512 pages.
22. Phan Cự Tiến (chủ biên) và nnk, 2009. Bản đồ địa chất Campuchia, Lào và Việt Nam, tỷ lệ 1:1.500.000. Viện Địa chất và Khoáng Sản.
23. Trung tâm thông tin, lưu trữ và tạp chí địa chất, Tổng cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam, Bộ Tài Nguyên và Môi trường (2010). Bản đồ địa chất, tài nguyên địa chất Việt Nam và các vùng biển kế cận, tỷ lệ 1:1.000.000.
24. Bùi Công Quế, Nguyễn Hồng Phương, Trần Thị Mỹ Thành, Trần Tuấn Dũng, 2014. Nghiên cứu cấu trúc sâu, địa động lực và đánh giá độ nguy hiểm động đất và sóng thần trên vùng biển Việt Nam và kế cận. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Biển*, Tập 14, Số 2, 97-109. ISSN: 1859-3097.
25. Nguyễn Hồng Phương, Phạm Thế Truyền, 2015. Tập bản đồ xác suất nguy hiểm động đất Việt Nam và Biển Đông. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Biển*, Tập 15, Số 1, 77-90. ISSN: 1859-3097.
26. Rose, A.W, Hawkes, H.E., Webb, J.S., 1987. *Geochemistry in mineral exploration (Second edition)*. Academic press, London, 657 pgs.
27. Nguyễn Văn Phở, 2002. *Địa hóa học*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 656 trang.
28. Nguyễn Văn Phở, 2014. *Phương pháp địa hóa tìm kiếm khoáng sản*. Bách khoa thư địa chất. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội.
29. Obzhirov, A., Shakirov, R., Salyuk, A., Suess, E., Biebow, N., Salomatin, A., 2004. Relations between methane venting, geological structure and seimotectonics in the Okhotsk Sea. *Geo-Marine Letters*, 24, 135-139.

30. Trần Nghi, 2010. Trầm tích luận trong địa chất biển và dầu khí. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội, 326 trang.
31. Bernard, B.B., Brooks, J.M., Sackett, W.M., 1976. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico. *Earth and Planetary Science Letters*, 31, 48-54.
32. Cline, J.D., Holmes, M.L., 1977. Submarine seepage of natural gas in Norton Sound, Alaska. *Science*, 198, 1149-1153.
33. Kvenvolden, K.A., Redden, G.D., 1980. Hydrocarbon gas in sediment from the shelf, slope, and basin of the Bering Sea. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44, 1145-1150.
34. Kvenvolden, K.A., Vogel, T.M., Gardner, J.V., 1981. Geochemical prospecting for hydrocarbons in the outer continental shelf, southern Bering Sea, Alaska. *Journal of Geochemical Exploration*, 14, 209-219.
35. Kvenvolden, K.A., 1988. Hydrocarbon gas in sediment of the Southern Pacific Ocean. *Geo-Marine Letters*, 8, 179-187.
36. Pimmel, A., Claypool, G., 2001. Introduction to shipboard organic geochemistry on the JOIDES Resolution. ODP Technical Note, 30, 29 pages. Address: <http://www-odp.tamu.edu/publications/tnotes/tn30/INDEX.HTM>
37. Yatsuk, A., Shakirov, R., Gresov, A., Obzhirov, A., 2019. Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the TATAR strait, the northern Sea of Japan. *Geo-Marine Letters*, <https://doi.org/10.1007/s00367-019-00628-5>.
38. Shakirov, R., Obzhirov, A., Shakirova, M., Jin, Y.K., Trung, N.N., 2017. Concept of Eastern Asia Gas Hydrate Belt. *Tottori International Forum on Methane Hydrate*, page 94-95.
39. Mishukova, G.I., Shakirov, R.B. (2017). Spatial variations of methane distribution in marine environment and its fluxes at the water-atmosphere interface in the western Sea of Okhotsk. *Water Resources*, Vol.44, No.4, 662-672.

40. Shakirov, R.B., Sorochinskaja, A.V., Syrbu, N.S., Tsunogai, U., Yen, T.H., 2020. Gas-geochemical studies of gas fields and increased metal concentrations in the East Siberian Sea. *Vietnam Journal of Earth Sciences*, Vol.42, No.4, 395-410.
41. O’Nions, R.K., Oxburgh, E.R., 1983. Heat and helium in the Earth. *Nature*, Vol. 306, 429-431.
42. Shakirov, R.B., Syrbu, N.S., Obzhirov, A.I, 2016. Distribution of helium and hydrogen in sediments and water on the Sakhalin Slope. *Lithology and mineral resources*, Vol.51, No.1, 61-73.
43. Syrbu, N.S., Cuong, D.H., Iakimov, T.S., Kholmogorov, A.O., Telegin, Y.A., Tsunogai, U., 2021. Geological features for the formation of gas-geochemical fields, including helium and hydrogen, in the water and sediments at the Vietnamese part of the South China Sea. *Georesources*, Vol.23, Is.3, 132-142.
44. Shakirov, R. B., Lan, N.H., Yatsuk, A., Mishukova, G., Shakirova, M., 2018. Methane flux into the atmosphere in the Bien Dong (East Sea of Vietnam). *Journal of Marine Science and Technology*, Vol. 18, No. 3, 250-255.
45. Shakirov, R.B., Yatsuk, A.V., Mishukova, G.I., Obzhirov, A.I., Yugai, I.G., Cuong, D.H., Lan, N.H., Legkodimov, A.A., Shakirova, M.V., 2019. Methane flux into the atmosphere in the South China Sea. *Doklady Earth Sciences*, Vol. 486, Part 1, 533-536.
46. Luong, L.D., Shakirov, R.B., Hoang, N., Shinjo, R., Obzhirov, A., Syrbu, N., Shakirova, M., 2019. Features in REE and methane anomalies distribution in the East China Sea water column: a comparison with the South China Sea. *Water Resources*, Vol. 46, No.5, 807-816.
47. Tseng, H-C., Chen, C-T.A., Borges, A.V., Delvalls, T.A., Chang, T-C., 2017. Methane in the South China and the Western Phillipine Sea. *Continental Shelf Research*, 135, 23-34.
48. Obzhirov, A.I, 1993. Gas-geochemical fields of near bottom layer of the seas and the oceans. Nauka, Moscow, 139 pages (In Russian).

49. Shakirov R. B., Do Huy Cuong, A.I. Obzhurov, M.G. Valitov, N.S. Lee, A.A. Legkodimov, V.Yu. Kalgin, A.I. Yeskova, Z.N. Proshikina, Yu.A. Telegin, A.V. Storozhenko, M.V. Ivanov, S.P. Pletnev, V.T. Sedin, A.V. Bulanov, D.A. Shvalov, N.A. Lipinskaya, M.A. Bovsun, D.S. Makseev, Nguyen Trung Thanh, Le Duc Anh, Le Duc Luong, 2021. Integrated geological-geophysical and oceanographic research in the South China Sea: Cruise 88 of the R/V “Akademik M.A. Lavrentyev”. *Oceanology*, 61, 1, 147-149. ISSN: 0001-4370. DOI: 10.1134/S0001437021010173
50. Lê Đức Anh, Nguyễn Như Trung, Phùng Văn Phách, Dương Quốc Hưng, Nguyễn Văn Điệp¹, Bùi Văn Nam, Renat Shakirov, Anatoly Obzhurov, Iugai Iosif, Mal'tseva Elena, Telegin Iurii, Syrbu Nadezhda, 2014. Đặc điểm phân bố khí heli, methane, hydro trong nước và trong trầm tích khu vực bắc Vịnh Bắc Bộ và mối quan hệ với đứt gãy khu vực. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Biển*, tập 14, số 4a, trang 78-89. DOI: 10.15625/1859-3097/14/4A/6034.
51. Hung, D.Q., Shakirov, R., Iugai, I., Diep, N.V., Anh, L.D., Dong, M.D., Nam, B.V., Telegin, Y., 2019. A study on the relationship between gas-geochemical field and tectonic fault activities in the rivermouth area of northwestern Gulf of Tonkin. *Vietnam Journal of Marine Science and Technology*. Vol. 19, No. 2, 191-198.
52. Luong, L.D., Obzhurov, A., Hoang, N., Shakirov, R.B., Anh, L.D., Syrbu, N., Tuan, D.M., Tao, N.V., Huong, T.T., Cuong, D.H., Andrei, K., Binh, P.V., Olga, M., Eskova, A.I., 2021. Distribution of Gases in Bottom Sediments of the Southwestern Sub-Basin South China Sea (Bien Dong). *Russian Journal of Pacific Geology*, Vol 15, No 2, page 144 – 154. ISSN: 1819 0 7140. DOI: 10.1134/S1819714021020044.
53. Shakirov, R.B., Valitov, M.G. Lee, N.S., Hoang, N., Phach, P.V., 2021. Monograph: Geologic-geophysical and oceanographic research of the western South China sea and adjacent continent (on results of the RV “Akademik M.A. Lavrentyev” cruise 88 and coastal surveys 2010-2020). Moscow, GEOS, 412 pages.

54. Reimann, C., Filzmoser, P., Garrett, R.G., 2005. Background and threshold: critical comparison of methods of determination. *Science of the total environment*, 346, 1-16.
55. Tukey, J.W., 1977. *Exploratory data analysis*. Reading: Addison-Wesley.
56. Xuan, P.T., Duong, N.A., Chinh, V.V, Dang, P.T., Qua, N.X., Pho, N.V., 2020. Soil gas radon measurement for identifying active faults in Thua Thien Hue (Vietnam). *Journal of geoscience and environment protection*, 8, 44-64.
57. Hachikubo, A., Krylov, A., Sakagami, H., Minami, H., Nunokawa, Y., Hotoshi, S., Matveeva, T., Jin, Y.K., Obzhurov, A., 2010. Isotopic composition of gas hydrates in subsurface sediments from offshore Sakhalin Island, Sea of Okhotsk. *Geo-Marine Letters*, 30, 313-319.
58. Golding, S.D., Boreham, C.J., Esterle, J.S., 2013. Stable isotope geochemistry of coal bed and shale gas and related production waters: A review. *International Journal of Coal Geology*, 120, 24-40.
59. Dutta, S., Ghosh, S., Varma, A.K., 2021. Methanogenesis in the Eocene Tharad lignite deposits of Sanchor Sub-Basin, Gujarat, India: Insights from gas molecular ration and stable carbon isotopic compositions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 91, 103970.
60. Folk, R.L., 1974. *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing Company, Austin, Texas 78703.
61. Anders E., Grevesse. N., 1989. Abundances of the elements: Meteoritic and solar. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 53. 197-214.
62. McLennan, S.M., Hemming, S., McDaniel, D.K., Hanson, G.N., 1993. *Geochemical approaches to sedimentation, provenance, and tectonics*. Geological Society of America Special Paper 284, 21-28.
63. Taylor, S.R., McLennan, S.M., 1997. The origin and evolution of the Earth's continental crust. *AGSO Journal of Australian Geology & Geophysics*. 17(1). 55-62

64. Shakirov, R. B. Gasgeochemical fields of the East Asian Seas. M: GEOS. 2018. 341 p. + 1 insert. ISBN 978-5-89118-783-2. In Russian
65. Telegin, Y.A., Obzhirov, A.I., Shakirov, R.B., 2021. Gasgeochemical fields in the water column. Monograph: Geologic-geophysical and oceanographic research of the western South China sea and adjacent continent (on results of the RV “Akademik M.A. Lavrentyev” cruise 88 and coastal surveys 2010-2020). Moscow, GEOS, 412 pages.
66. Akulichev, V.A., Obzhirov, A.I., Shakirov, R.B., Phach, P.V., Trung, N.N., Hung, D.Q., Mal'tseva, E.V., Syrbu, N.S., Polonik, N.S., Anh, L.D., 2015. Anomalies of natural gases in the Gulf of Tonkin (South China Sea). Doklady Earth Sciences, Vol. 461, Part 1, 203-207.