

Xác định phân bố độ rỗng và độ thấm của thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ theo tài liệu mẫu lõi và địa vật lý giếng khoan

- Nguyễn Xuân Khả
- Trương Quốc Thanh
- Trần Văn Xuân

Khoa Kỹ thuật Địa chất & Dầu khí, Trường Đại học Bách khoa, ĐHQG-HCM

- Phạm Xuân Sơn
- Hoàng Văn Quý

Viện nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí Biển

(Bài nhận ngày 10 tháng 8 năm 2015; hoàn chỉnh sửa chữa ngày 20 tháng 10 năm 2015)

TÓM TẮT

Việc xác định phân bố độ rỗng và độ thấm có vai trò rất quan trọng trong quá trình tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Với thân dầu đá móng do tính bất đồng nhất cao làm cho việc đánh giá rỗng thấm càng khó khăn hơn. Thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ là thân dầu đặc biệt của thế giới với sản lượng rất lớn. Với khối lượng mẫu lõi nhiều và hệ thống giếng đo log đầy đủ được cập nhật liên tục và thường xuyên tạo điều kiện thuận tiện cho việc kết hợp các dữ

liệu từ mẫu lõi và logging để đánh giá phân bố rỗng thấm trong thân dầu móng mỏ Bạch Hổ. Trong công trình này chúng tôi tập trung vào đánh giá phân bố rỗng thấm của khối trung tâm và khối phía bắc. Qua kết quả nghiên cứu thể hiện tính bất đồng nhất về rỗng thấm của đá móng tuy nhiên quy luật chung vẫn không thay đổi, khu vực phía bắc mỏ giá trị độ rỗng thấm có thay đổi so với các nghiên cứu trước.

Từ Khóa: phương pháp ĐVLGK, tầng móng nứt nẻ, độ rỗng thứ sinh, độ rỗng hang hốc-nứt nẻ, phần mềm BASROC, thân dầu móng nứt nẻ.

1. GIỚI THIỆU

Đá móng mỏ Bạch Hổ có thành phần thạch học phức tạp và các thông số thấm chứa của đá cũng có độ bất đồng nhất rất cao. Do mỗi phương pháp nghiên cứu đá móng nứt nẻ chỉ phản ánh được một thông số nào đó và đều có các hạn chế nhất định, nên để đánh giá được mức độ biến đổi thông số của đá móng việc tổng hợp các tài liệu địa chất-địa vật lý và khai thác

là hết sức cần thiết. Các nghiên cứu vi mô (microscopic - như phân tích dưới kính hiển vi SEM, XRD, mẫu lát mỏng (thin sections), phân tích thành phần đá, các phân tích đặc biệt mẫu và lưu thể khác, v.v.) và các nghiên cứu ở tỉ lệ trung bình (mesoscopic - như phân tích mẫu thông thường, mô tả mẫu, mud logs, logging, thử vỉa, v.v.) không cho phép phác họa bức tranh

toàn diện về đá móng do phạm vi nghiên cứu khá hạn chế và tính đại diện không cao. Các nghiên cứu vĩ mô (macroscopic - như nghiên cứu địa chất khu vực, điểm lộ, địa chấn, thử thủy động lực, khai thác, v.v.) diễn giải về móng với mức độ phân giải lớn hơn và tổng thể hơn nhưng mức độ chi tiết lại thấp hơn. Do vậy, việc nghiên cứu đặc điểm biến đổi các thông số cần tiến hành ở mức độ trung bình hóa và độ chính xác phù hợp nhằm đạt được mục đích cung cấp số liệu đầu vào cho việc xây dựng mô hình đá chứa móng phục vụ công tác đánh giá trữ lượng và mô phỏng quá trình khai thác để có thể khai thác dầu khí trong móng với hệ số thu hồi cao nhất. [1]

Phần đá móng mỏ Bạch Hổ có khả năng chứa là các hệ thống vi nứt nẻ, nứt nẻ, đứt gãy cùng với các hang hốc đi kèm và phần đá nguyên sinh chặt xít chưa hoặc ít biến đổi. Phần đá chứa và không chứa cũng như tỉ phần của chúng có sự biến đổi phức tạp nhưng có mối liên hệ rất chặt chẽ với nhau. Đối với phần đá chứa, các thông số rỗng thấm cũng như các thông số vật lý thạch học có sự biến đổi theo không gian. Việc nghiên cứu, xác định xu thế phân bố của đá chứa cũng như các tham số thấm chứa đi kèm là việc làm rất khó khăn nhưng thực sự cần thiết.

2. ĐẶC TRƯNG THỐNG KÊ RỖNG THẨM ĐÁ MÓNG THEO TÀI LIỆU MẪU LỖI

Để hoàn chỉnh cơ sở thống kê các thông số nghiên cứu vật lý thạch học làm cơ sở cho công tác tính toán, toàn bộ các kết quả phân tích trên mẫu lõi hiện có tính đến thời điểm 01.07.2011 gồm:

Xác định mật độ (ρ) khung đá và mật độ đá khô;

Xác định độ rỗng hở (ϕ_o) bằng phương pháp ngấm dầu keroxin và khí hêli;

Xác định độ thấm khí (kg);

Đặc trưng độ rỗng đá móng theo tài liệu địa vật lý giếng khoan

Đá móng có thành phần khoáng vật và cấu trúc không gian rỗng khác biệt so với đá chứa trầm tích. Về thành phần thạch học, đá móng Bạch Hổ là đá granitoid có thành phần khoáng vật tạo đá phức tạp.

Mô hình không gian rỗng đá chứa granitoid nứt nẻ bao gồm các lỗ rỗng nguyên sinh và các nứt nẻ, hang hốc thứ sinh. Độ rỗng chung của đá (Φ_T) là tổng các giá trị độ rỗng hở của các nứt nẻ, hang hốc và các lỗ rỗng kín trong đá (nguyên sinh). [3,5]

$$\Phi_T = \Phi_S + \Phi_{BL} \quad (1)$$

Bảng 1. Giá trị rỗng thấm đá móng theo tài liệu mẫu lõi – mỏ Bạch Hổ

Tên tham số	Tới 01.01.2006			Tới 01.01.2011		
	Khoảng biến đổi / Giá trị trung bình			Khoảng biến đổi / Giá trị trung bình		
	Khối Trung Tâm	Khối Bắc	Khối Nam	Khối Trung Tâm	Khối Bắc	Khối Nam
Độ rỗng hở, %	(0,50-16) 1,87	(0,50-20) 2,27	(0,10-9) 1,95	(0,50-16) 1,87	(0,33-20) 2,34	(0,10-9) 1,95
Mật độ khung đá, g/cm ³	(2,56-2,88) 2,68	(2,50-2,81) 2,687	(2,61-2,88) 2,7	(2,56-2,88) 2,68	(2,40-2,81) 2,68	(2,61-2,88) 2,70
Độ thấm khí, mD	(0-5000) 16,5	(0,10-5000) 14,49	(0,01-1069) 2,96	(0-5000) 16,5	(0,10-5000) 13,37	(0,01-1069) 2,96

Độ rỗng hờ hay độ rỗng thứ sinh (Φ_s) là độ rỗng (macro và micro) của các nứt nẻ (Φ_{fr}), hang hốc (Φ_h) liên thông với nhau tạo nên đặc trưng thấm-chứa của đá.

$$\Phi_s = \Phi_{fr} + \Phi_h \quad (2)$$

Độ rỗng nguyên sinh của phần đá khối (Φ_{BL}) bao gồm các lỗ rỗng kín (không liên thông).

Bảng 2. Kết quả so sánh độ rỗng thứ sinh (Φ_s) theo ĐVLGK và theo mẫu lõi của đá móng

Vùng tính	Độ rỗng thứ sinh (Φ_s), % Theo ĐVLGK	Φ τηρο μ↔λ, %, %
	<u>Khoảng biến đổi</u> Trung bình	<u>Khoảng biến đổi</u> Trung bình
I	<u>1,72 - 5,18</u> 3,8	<u>0,84 - 5,42</u> 1,74
Ia	<u>2,15-3,71</u> 2,69	<u>0,95-2,98</u> 1,88
II	<u>1,66 - 3,94</u> 2,59	<u>0,63 - 4,45</u> 2,19
III	<u>1,77 - 3,86</u> 2,88	<u>0,71 - 3,35</u> 1,85
IV	<u>1,4 - 2,6</u> 1,79	<u>0,44-5,33</u> 2,97
V	<u>1,97 - 3,33</u> 2,67	<u>0,8 - 2,36</u> 1,59
VI	<u>2,04 - 3,38</u> 2,77	<u>0,7 - 2,39</u> 1,7
Tính chung cho toàn thân đầu móng	<u>1,40 - 5,18</u> 3,2	<u>0,44-5,42</u> 2,01

Đặc trưng thấm đá móng theo tài liệu mẫu lõi

Đối với đá móng mỏ Bạch Hổ, độ thấm xác định trên mẫu lõi được tiến hành trong phòng thí nghiệm (trên thiết bị K-5 do Viện NCKH&TK thiết kế và lắp ráp) và thiết bị Perm-5 (của EPS). Các giá trị độ thấm này được gọi là độ thấm tuyệt đối (hay còn gọi là độ thấm khí).

Mẫu lõi được gia công thành các mẫu trụ có đường kính 3cm, dài 5cm (trong trường hợp

đặc biệt, để tăng tính đại diện, một số ít mẫu được gia công với kích thước 5x7cm). Sau khi gia công, các mẫu được rửa bằng dung môi toluent, sấy khô trong tủ sấy (<105°C) và làm nguội trong bình hút ẩm. Khí nitơ được dùng làm chất lưu và độ thấm được xác định theo công thức: [2]

$$K = \frac{2\mu L P a Q a}{A(P_1^2 - P_2^2)} \quad (3)$$

Trong đó Qa : lưu lượng khí ở điều kiện phòng thí nghiệm, cm³/s; K: độ thấm tuyệt đối, D; P_1 : áp suất đầu vào, at; P_2 : áp suất đầu ra, at; Pa : áp suất khí quyển và A: thiết diện mẫu, cm² (kết quả bảng 1).

Nghiên cứu độ thấm theo tài liệu địa vật lý giếng khoan

Trên cơ sở phân tích tổ hợp các đường cong ĐVL-GK, kết hợp với mô hình thạch học, xây dựng đường cong lý thuyết, phần mềm BASROC 3.0 tiến hành xác định hàng loạt các tham số vỉa như độ rỗng tổng, độ rỗng thứ sinh. Độ thấm trong phần mềm BASROC 3.0 được xác định theo công thức (Hoàng Văn Quý): [4,5]

$$K = \left[\frac{\alpha \phi_{fr}^{\beta(1-S_w)} \log \left(\frac{DT}{DT_{block}} \right)}{S_w + 0.1} \right]^2 \quad (4)$$

Trong đó : K: độ thấm, mD; a, β : các hệ số thực nghiệm; ϕ_{fr} : độ rỗng nứt nẻ; DT: thời khoảng theo đường cong đo được, DT_{block}: thời khoảng trong phần đá không bị nứt nẻ; S_w : độ bão hoà nước bất động. Giá trị các tham số $a, \beta, DT_{block}, S_w...$ được xác định trong phần mềm BASROC 3.0.

Đối với kết quả mẫu lõi, theo phân phối lôga chuẩn (bảng 3.), độ thấm trung bình của toàn bộ khối đá móng là 26,91mD. Giá trị độ thấm trung bình của các khối kiến tạo theo thứ

tự giảm dần là 86 mD (Khối Trung Tâm); 31,45mD (Khối Đông Bắc); 6,68 mD (Khối Bắc); 4,56mD (Khối Nam) và nhỏ nhất là 3,67mD(Khối Tây Bắc). Giá trị độ thấm trung bình của các đới theo thứ tự giảm dần là 299,11 mD (Đới II); 18,69mD (Đới III); và nhỏ nhất là 0,66 mD ở Đới I.

Đối với kết quả của BASROC 3.0 theo phân phối lôga chuẩn (bảng 4), độ thấm trung

bình của toàn bộ khối đá móng là 243mD. Giá trị độ thấm trung bình của các khối kiến tạo theo thứ tự giảm dần là 272mD (Khối Trung Tâm); 230mD (Khối Tây Bắc); 203mD (Khối Bắc); 185 mD (Khối Nam) và nhỏ nhất là 60mD ở Khối Đông Bắc. Giá trị độ thấm trung bình của các đới theo thứ tự giảm dần là 630mD (Đới I); 205mD (Đới II) và nhỏ nhất là 139mD ở đới III.

Bảng 3. Độ thấm theo kết quả nghiên cứu mẫu lõi

Đới tương Tham số	Toàn bộ	Khối kiến tạo					Đới khai thác		
		Trung Tâm	Bắc	Tây Bắc	Đông Bắc	Nam	I	II	III
Số lượng mẫu	1362	730	221	117	77	217	69	243	1050
Giá trị nhỏ nhất, mD	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Giá trị lớn nhất, mD	17851	17851	1800	186	231	1219	33,7	15421	17851
Phân bố chuẩn									
Giá trị trung bình, mD	142	252	14,98	7,72	17,16	17,51	1,31	245,56	127,17
Độ lệch chuẩn	1287	1749	125	22,14	44,99	107	4,74	1610	1244
Độ bất đối xứng	10,95	7,97	13,52	5,21	3,39	8,8	5,5	8,4	11,51
Độ nhọn	121	63,19	191	35,79	10,95	85,96	32,78	71,2	133,61
Phân bố $Y = \log(X)$ chuẩn									
Giá trị trung bình, mD	-0,94	-0,65	-1,51	-1,44	-0,02	-1,41	-1,87	-0,45	-1
Độ lệch chuẩn	2,91	3,2	2,37	2,58	2,63	2,42	1,7	3,51	2,8
Độ bất đối xứng	1,11	1,01	1,33	1,18	0,34	1,22	1,28	0,81	1,13
Độ nhọn	0,73	0,45	1,05	-0,09	-0,88	1,14	1,21	-0,36	0,88
Phân bố log chuẩn của X									
Giá trị trung bình	26,91	86,28	3,67	6,68	31,45	4,56	0,66	299,11	18,69
Độ lệch chuẩn	1861	14258	61	188	1008	86	2,72	140166	947,18

Bảng 4. Độ thấm theo tài liệu ĐVL-GK bằng phần mềm BASROC 3.0

Đối tượng	Toàn	Khối kiến tạo					Đối khai thác		
		Trung Tâm	Bắc	Tây Bắc	Đông Bắc	Nam	I	II	III
Số lượng giếng	86	38	21	7	6	¹ ₄	43	74	62
Số lượng mẫu	107861	69717	12276	8166	1514	16188	21358	44506	42001
Giá trị nhỏ nhất, mD	0,0101	0,0101	0,0101	0,0102	0,0104	0,0101	0,01	0,01	0,01
Giá trị lớn nhất, mD	126949	29459	126949	5416	14364	33543	126949	33543	28001
Phân bố chuẩn									
Trung bình, mD	120,74	122,32	175,77	93,95	63,1	91,13	273,14	97,54	67,83
Độ lệch tiêu chuẩn	936	613	2251	320	531	535	1869	532	395
Độ bất đối xứng	-69,75	-20,56	-40,9	-7,76	-22,71	-34,13	0	0	0
Độ nhọn	7684	655	1980	77	573	1648	-3	-3	-3
		Phân bố Y =			Y=log(X) chuẩn				
Trung bình, ln(mD)	2,09	2,18	1,84	2,18	1,01	1,96	2,92	2,09	1,67
Độ lệch tiêu chuẩn	2,61	2,62	2,64	2,55	2,48	2,56	2,65	2,54	2,56
Độ bất đối xứng	0,22	0,25	0,04	0,35	-0,09	0,22	0	0	0
Độ nhọn	-0,35	-0,36	-0,21	-0,31	-0,08	-0,39	-3	-3	-3
Phân bố log chuẩn của X									
Trung bình, mD	243,85	271,86	203,13	230,08	59,58	185,44	630	205	139
Độ lệch tiêu chuẩn	7341	8358	6550	5951	1287	4853	21304	5185	3622

Kết quả nghiên cứu trên cho thấy:

Độ thấm trong đá móng mỏ Bạch Hổ có mức độ biến đổi rất cao kể cả trong phạm vi toàn mỏ hay trong phạm vi các đối tượng riêng biệt (khối kiến tạo, đối khai thác). Đối với toàn mỏ, độ thấm biến đổi từ nhỏ hơn 1mD tới hàng chục ngàn mD. Mức độ biến đổi độ thấm của các khối kiến tạo và các đối khai thác cũng khác nhau. Độ thấm của đá móng thuộc Khối Trung

Tâm có mức độ biến đổi lớn nhất (<1mD⁶195mD theo TV-KS; trên 100 D theo BASROC) và khối Tây Bắc có mức độ biến đổi ít nhất từ 1mD tới 188mD (theo mẫu lõi); 118 mD (theo TV-KS) và 5416 mD (theo BASROC). Điều này khẳng định tính bất đồng nhất cao về độ thấm của đá móng mỏ Bạch Hổ, biến đổi mạnh kể cả về diện tích lẫn chiều sâu.

Để ước lượng độ thấm trung bình của đá móng mỏ Bạch Hổ nói chung và của đá móng thuộc các đới tương riêng biệt (các khối kiến tạo, các đới khai thác) nói riêng không thể dùng phương pháp trung bình số học. Việc sử dụng luật phân phối lôga chuẩn để ước lượng các tham số thống kê sẽ chính xác và có độ tin cậy cao hơn. Giá trị độ thấm trung bình theo tài liệu của các phương pháp khác nhau không giống nhau. Tuy nhiên, giá trị độ thấm trung bình vẫn thể hiện rõ quy luật là độ thấm trung bình của khối Trung Tâm và đới khai thác I là lớn nhất và nhỏ nhất là tại các khối Đông Bắc, Tây Bắc và đới khai thác III. Theo tài liệu mẫu lõi, độ thấm trung bình của đới I rất nhỏ (0.66 mD), điều này có thể do các đá thuộc đới này có mức độ phá hủy cao (liên kết yếu) do đó không lấy được các mẫu có độ thấm cao.

Việc phân chia các vùng đặc trưng thấm chứa được thực hiện trên cơ sở cấu trúc kiến tạo, trạng thái năng lượng vỉa, số liệu khai thác, mức độ chứa sản phẩm và loại đá ở các phần riêng biệt. So với báo cáo trước, về cơ bản các vùng được phân chia trong báo cáo này hầu như không thay đổi ngoại trừ việc gộp 2 vùng VI và VII làm một và thêm một vùng mới là IV-3 do kết quả khoan giếng BH-19 đã phát hiện thân dầu mới ở khu vực đông bắc của mỏ. Như vậy thân dầu trong đá móng được chia ra làm 9 vùng: I, Ia, II, III, IV-1, IV-2, IV-3, V và VI (hình 1).

Vùng I nằm ở Khối Trung tâm và chiếm phần lớn diện tích của khối này. Vùng I được giới hạn bởi các đứt gãy kiến tạo về các phía.

Vùng Ia nằm ở phía nam Khối Trung tâm và cũng được giới hạn bởi các đứt gãy kiến tạo. Diện tích hầu như không thay đổi so với báo cáo trước.

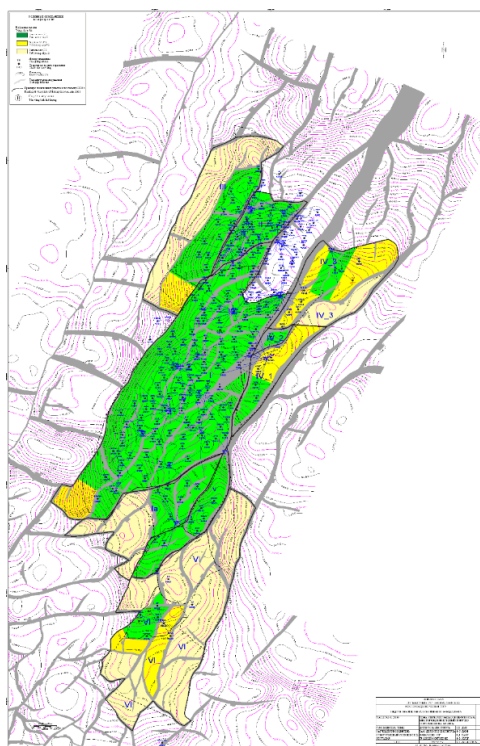
Các vùng II và III nằm ở trung tâm và phía tây Khối Bắc cũng được giới hạn bởi các đứt gãy kiến tạo.

Các vùng IV-1 và IV-2 nằm ở phía đông Khối Trung tâm và Khối Bắc được giới hạn bởi các đứt gãy kiến tạo và ranh giới đá chứa.

Vùng IV-3 là vùng tính mới nằm ở khu vực đông bắc của mỏ. Được giới hạn bởi ranh giới đá chứa ở phía nam, đường đồng mức 4600 m ở phía đông bắc. Các phía khác bị giới hạn bởi các đứt gãy kiến tạo.

Vùng V được khoanh định ở phần đông bắc của Khối Nam, giáp với khối Ia về phía bắc và phía tây, giáp với vùng VI ở phía nam bởi các đứt gãy kiến tạo.

Vùng này được phân biệt với phần còn lại của Khối Nam bởi tính chất thấm chứa tốt hơn, mức độ cho sản phẩm cao hơn cũng như phân biệt với vùng Ia của Khối Trung.



Hình 1. Phân vùng phục vụ nghiên cứu thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ

3. KẾT LUẬN

Kết quả nghiên cứu vật lý thạch học đá chứa thân dầu móng mỏ Bạch Hổ cho độ rỗng thấm có đặc trưng phân bố phức tạp không chỉ theo diện mà còn theo độ sâu.

Do tính bất đồng nhất cao nên các giá trị độ thấm độ rỗng có giá trị khác biệt khi xác định theo các phương pháp khác nhau, tuy nhiên đều thể hiện quy luật chung:

- Độ rỗng và độ thấm có giá trị giảm dần theo độ sâu

- Giá trị rỗng thấm từ kết quả phân tích mẫu lõi thường có giá trị thấp hơn các phương pháp khác do đá móng thường không lấy được mẫu đại diện.

- Độ rỗng khối phía Bắc có giá trị lớn hơn

so với kết quả nghiên cứu trước.

- Độ thấm trung bình đạt giá trị lớn nhất tại khối Trung Tâm và đới khai thác I và nhỏ nhất tại các khối Đông Bắc, Tây Bắc và đới khai thác III.

- Kết quả phân tích cho phép phân chia thân dầu trong đá móng thành 9 vùng: I, Ia, II, III, IV-1, IV-2, IV-3, V và VI (về cơ bản các vùng được phân chia hầu như không thay đổi theo các kết quả trước ngoại trừ việc gộp 2 vùng VI và VII và bổ sung thêm một vùng mới, IV-3 do kết quả khoan giếng BH-19 đã phát hiện thân dầu mới ở khu vực đông bắc của mỏ).

Lời cảm ơn: Nghiên cứu này được tài trợ bởi đại học Quốc gia Tp Hồ Chí Minh trong khuôn khổ đề tài mã số: C2015-20-31.

Distribution of porosity and permeability in fractured basement reservoir of White Tiger oilfield by core and logging data

- **Nguyen Xuan Kha**
- **Truong Quoc Thanh**
- **Tran Van Xuan**

Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh city University of Technology, VNU-HCMC

- **Pham Xuan Son**
- **Hoang Van Quy**

Vietsopetro Research & Engineering Institute

ABSTRACT

Determining the porosity and permeability distributions take very important role in the processes of oil and gas exploration and production. With oil fractured basement reservoir, due to high heterogeneity makes assessment even more difficult porosity and permeable. FBR of White Tiger is a typical reservoir with huge dimension world wide special body of world oil production with very large. With more volume and core sample wells measuring system complete log is updated

constantly and regularly create favorable conditions for the integration of data from core samples and logging to assess distribution of Fracture basement reservoir White Tiger. In this work we focus on evaluating the distribution center is empty abyss of blocks and blocks north. Through research results show the heterogeneity of permeability of FBR however general rule remains unchanged, the area north of the mine seepage porosity values decreased compared to previous studies.

Key words: logging methods, fractured basement reservoir, secondary porosity, fracture-vuggy porosity, BASROC software, oil-bearing basement reservoir.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Tran Le Dong, Kiriev F.A. *The igneous rocks in White Tiger basement and characteristics of reservoir rocks formation*. Collection of papers of the conference “15th Vietsoyptero Anniversary 1981/1996”. Hanoi, 1997.
- [2]. Vu Nhu Hung, Trinh Van Long, Pham Tat Duc, Pham Dinh Hien, Hoang Thi Xuan
- [3]. Huong, Tran The Hung, Dinh Thi Anh. *Petrology of basement granitoid in White Tiger and Dragon oil fields and adjacent area within Cuu long basin*. International conference “Fractured basement reservoir” Vung Tau, 2008.
- [3]. Hoang Van Quy, Phạm Xuan Son, and Dang Duc Nhan. *BASROC 3.0: special*

- software for processing wireline logs in fractured basement. International conference “Fractured basement reservoir” Vung Tau, 2006.*
- [4]. Hoang Van Quy, *Oil reservoir in the basement of white tiger oil field and solutions to the regulation of the production regime for enhancing oil recovery. International conference “Fractured basement reservoir” Vung Tau, 2008.*
- [5]. Hoang Van Quy, Pham Xuan Son, Tran Xuan Nhuan and Tran Duc Lan, *Reservoir parameter evaluation for reservoir study and modelling of fractured basement White Tiger oil field. International conference “Fractured basement reservoir” Vung Tau, 2008.*