

# NGHIÊN CỨU, ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ VÀ KỸ THUẬT NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU GIAI ĐOẠN CUỐI ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ KỶ I: ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ VÀ QUÁ TRÌNH KHAI THÁC

Phùng Đình Thực

Email: thucphung125@gmail.com

## Tóm tắt

**Trữ lượng dầu tầng móng Bạch Hổ thuộc nhóm cực lớn. Sau hơn 30 năm khai thác, đến nay trữ lượng thu hồi còn lại có khả năng khai thác của mỏ Bạch Hổ đang tồn tại trong: (i) các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu, (ii) hệ thống khe nứt macro thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa - saturated oil residues chưa quét đẩy hết); (iii) đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; (iv) phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (v) những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.**

Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và đặc biệt là ổn định sản lượng dầu khai thác khối Trung tâm tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước chỉ hiệu quả ở các khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt và sẽ không hiệu quả ở các khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém. Bơm ép nước duy trì áp lực vỉa trên áp suất bão hòa cũng không phải hiệu quả ở tất cả các giai đoạn khai thác, đặc biệt đối với giai đoạn cuối cần điều chỉnh theo hướng giảm.

Thách thức lớn nhất ở mỏ Bạch Hổ hiện nay là: độ ngập nước tăng nhanh kể cả các giếng chủ lực; ranh giới dầu - nước ở khối Trung tâm chỉ còn cách nóc móng xung quanh 100m, có nơi chỉ còn cách nóc móng 18m; hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng là 1,9% và 1,3%; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng móng từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn.

Trên cơ sở đó, tác giả phân tích cấu trúc địa chất và kiến tạo của mỏ Bạch Hổ, thành phần thạch học và tính chất đá chứa, tính chất dầu vỉa, trữ lượng tầng móng, từ đó đánh giá thực trạng khai thác, đề xuất các giải pháp công nghệ, kỹ thuật cụ thể cho từng khu vực và đối tượng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

**Từ khóa:** Nâng cao hệ số thu hồi dầu, cấu trúc địa chất, móng, mỏ Bạch Hổ.

## 1. Giới thiệu

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất trên thềm lục địa Nam Việt Nam, nằm trong bể Cửu Long thuộc đới nâng Trung tâm, cách thành phố Vũng Tàu 120km về phía Đông Nam. Độ sâu đáy biển vùng mỏ khoảng 50m. Nhiệt độ trung bình hàng năm khoảng 25 - 35°C vào mùa khô và 24 - 30°C vào mùa mưa.

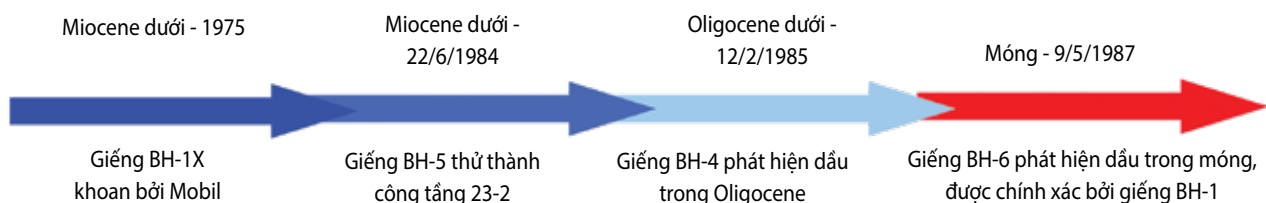
## 2. Cấu trúc địa chất và kiến tạo

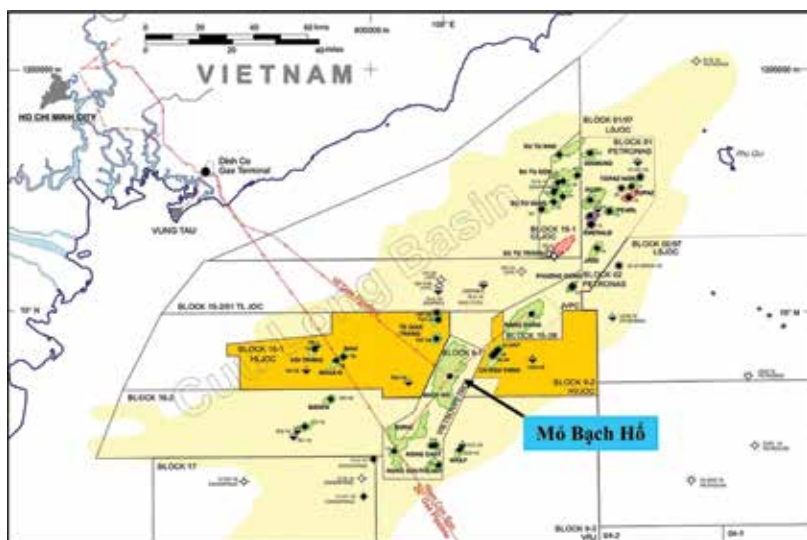
- Khối nâng móng, theo các minh giải địa chấn, là

khối nâng bất đối xứng, nghiêng về phía Tây, có phương kéo dài theo hướng Bắc - Đông - Bắc. Chiều dài khoảng 23km, chiều rộng là 7km.

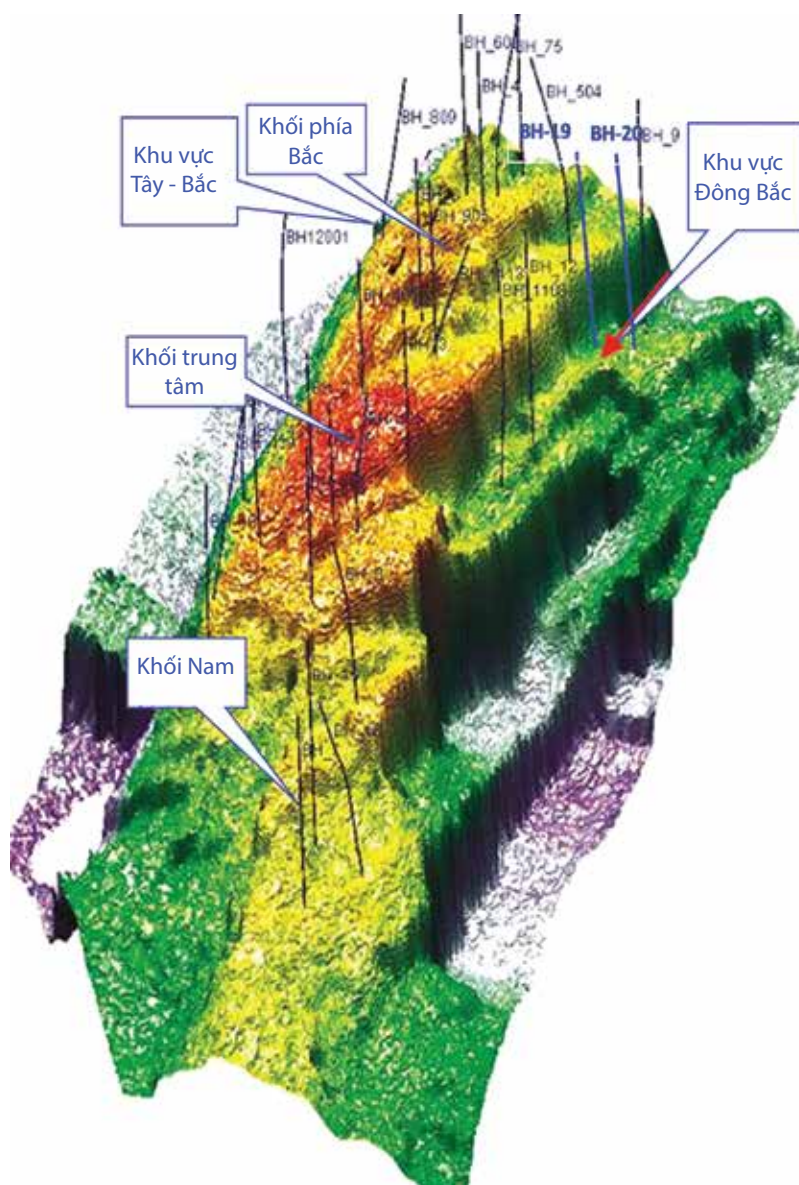
- Hoạt động kiến tạo trong khu vực đã tạo ra hình thái khá đặc trưng và phức tạp của mặt móng, gây ra hàng loạt đứt gãy và chia cắt khối đá móng thành các triển vọng và các khối nâng khác nhau. Trên cơ sở cấu - kiến tạo, hệ thống đứt gãy, các đặc trưng thạch học của đá chứa mỏ được chia ra các khối và khu vực khác nhau: khối Bắc, khối Trung tâm, khối Nam, khu vực Tây Bắc và

Quá trình phát hiện các tầng sản phẩm mỏ Bạch Hổ





Hình 1. Vị trí mỏ Bạch Hổ trên thêm lục địa Việt Nam. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 2. Mô hình cấu trúc 3D mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro

khu vực Đông Bắc (Hình 2), trong đó vòm Trung tâm là lớn nhất.

Các mặt cắt địa chấn dọc, ngang qua cấu tạo móng Bạch Hổ được trình bày trong Hình 3 và 4.

**3. Thành phần thạch học và tính chất đá chứa**

- Thành phần thạch học đá chứa móng cho thấy đá chứa bao gồm các loại đá magma granid, granodiorid kết tinh nứt nẻ hang hốc, do sự xâm nhập nhiều thời kỳ nên có thành phần khá phong phú.

- Tính chất đá chứa của móng Bạch Hổ có đặc trưng bất đồng nhất cao cả về diện tích và chiều sâu.

- Tồn tại quy luật suy giảm tính chất thấm chứa theo độ sâu. Các thân dầu có độ sâu khác nhau, sâu nhất là -4.950m.

- Sự bất đồng nhất còn thể hiện rõ ở sự suy giảm dần độ thấm chứa từ đỉnh dịch về vùng biên. Ngay cả trong cùng một khu vực, tính chất bất đồng nhất cũng rất lớn, giếng lân cận có thể cho dòng sản phẩm hoàn toàn khác nhau.

- Giếng khoan vào các đới kiến tạo dập vỡ mạnh trên đỉnh có độ thấm tốt và có thể cho hệ số sản lượng cao.

**4. Tính chất dầu vỉa**

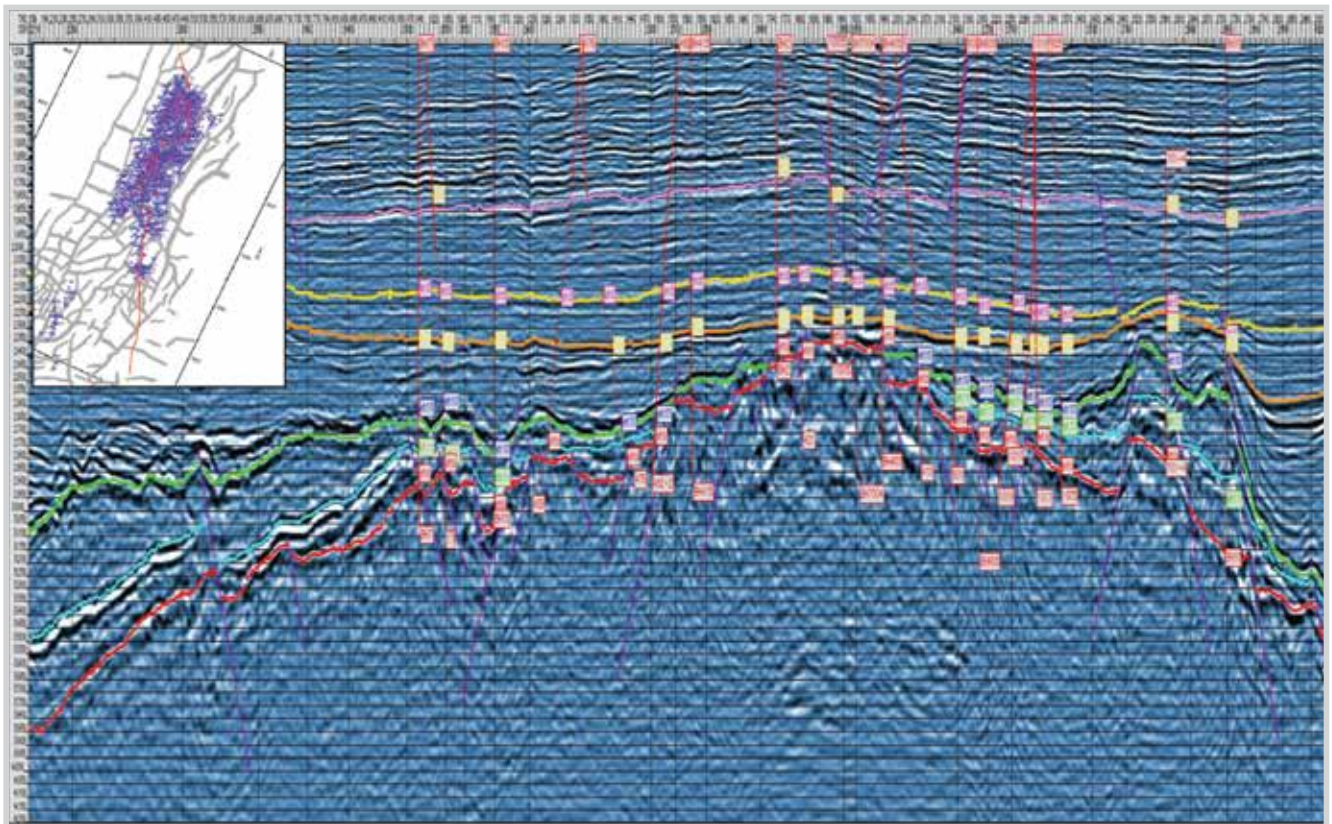
- Móng Bạch Hổ là thân dầu dạng khối nứt nẻ với chiều cao thân dầu rất lớn dao động từ 750 - 1.950m và không có ngăn cách không gian từ trên xuống dưới.

- Dầu trong móng là loại dầu nhiều paraffin, hệ số bão hòa khí cao và đồng nhất với toàn bộ thân dầu móng, trừ khối sụt phía Đông Bắc có đặc trưng khác biệt.

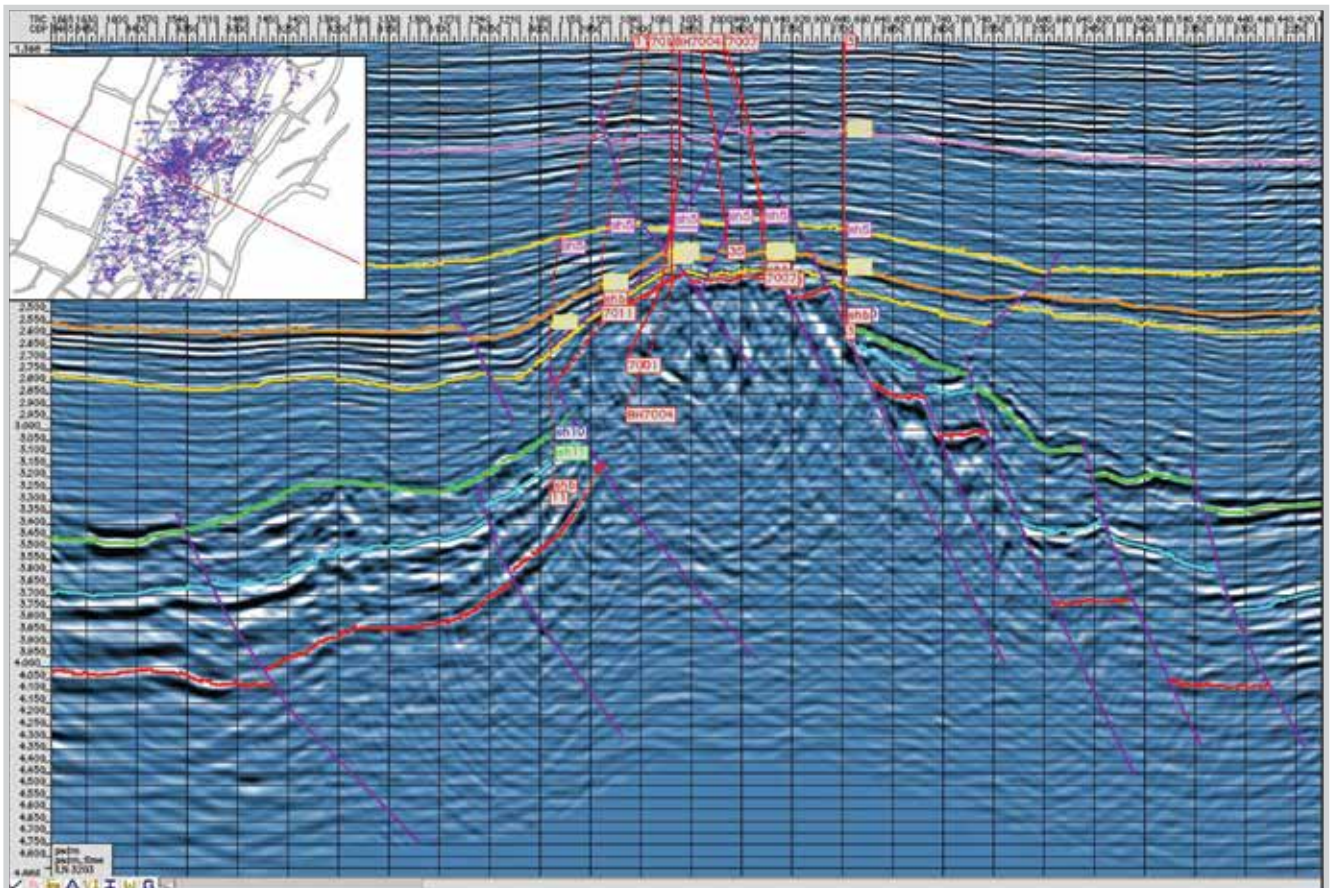
Tính chất chất lưu của dầu theo chiều sâu có sự biến đổi theo quy luật:

- Theo chiều sâu hệ số bão hòa khí giảm dần;

- Càng hoạt động lâu hệ số khí càng



Hình 3. Mặt cắt địa chấn dọc qua cấu tạo Bạch Hồ



Hình 4. Mặt cắt địa chấn ngang qua vòm Trung tâm móng Bạch Hồ

**Bảng 1.** Giá trị trung bình các thông số chính của dầu tầng móng (trong điều kiện vỉa)

Khu vực	Đông Bắc	Còn lại
Áp suất bão hòa (MPa)	31,57	21,56
Hàm lượng khí (m <sup>3</sup> /tấn)	296,3	176,85
Hệ số thể tích (p.đ.v)	1,8055	1,5217
Độ nhớt trong điều kiện vỉa (mPaxs)	0,195	0,401
Tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa (kg/m <sup>3</sup> )	589,8	653,0
Tỷ trọng dầu tách (kg/m <sup>3</sup> )	820,9	830,5

giảm và phụ thuộc vào chiều sâu. Theo thời gian có sự tham gia dần dần vào khai thác nguồn dầu với hệ số bão hòa thấp nằm dưới đáy thân dầu.

Tính chất dầu trong điều kiện tiêu chuẩn:

- Tỷ trọng dầu thay đổi từ 0,811 - 0,894g/cm<sup>3</sup>; trong đó tỷ trọng trung bình đối với móng: Đông Bắc (0,8267 tấn/m<sup>3</sup>), các khu vực khác (0,8364 tấn/m<sup>3</sup>);
- Ít lưu huỳnh (hàm lượng lưu huỳnh từ 0,014 - 0,22% khối lượng);
- Có hàm lượng paraffin cao (từ 13 - 35% khối lượng);
- Có hợp phần màu sáng từ trung bình đến cao (48 - 58% khối lượng);
- Nhiệt độ đông đặc cao (từ 27,5 - 40°C).

**5. Trữ lượng tầng móng**

Trữ lượng tầng móng luôn được cập nhật liên tục theo thời gian.

Quá trình khai thác mỏ cho thấy sự thay đổi trong đánh giá các khu vực cũng như trữ lượng của chúng theo thời kỳ. Một số khu vực trở nên triển vọng hơn, khu vực khác có thể kém triển vọng.

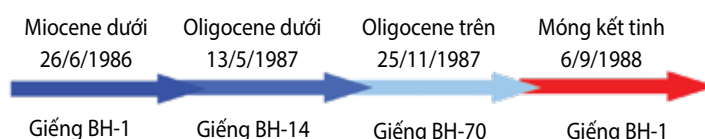
Lần cuối cùng trữ lượng tầng móng được đánh giá và phê chuẩn vào năm 2011.

Số liệu tính toán trữ lượng tầng móng được Vietsovpetro cập nhật năm 2016 và đang trong quá trình xử lý.

**6. Lịch sử khai thác mỏ Bạch Hổ qua các thời kỳ**

Lịch sử khai thác dầu tầng móng Bạch Hổ đã trải qua nhiều thời kỳ với các phương án, sơ đồ công nghệ liên tục được cập nhật, hoàn thiện.

**6.1. Kế hoạch khai thác sớm móng mỏ Bạch Hổ năm 1990**



- Các giải pháp chủ đạo:
  - Khai thác ở chế độ năng lượng vỉa tự nhiên;
  - Áp dụng mạng lưới 7 điểm, 144 ha/giếng;
  - Hệ số thu hồi dầu dự kiến 17%.
- Ưu điểm:
  - Theo dõi được sự dịch chuyển của dầu theo phương thẳng đứng trong móng.
- Hạn chế:
  - Không duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép;
  - Mở vỉa thân trần lên tới 1.500m trong móng.

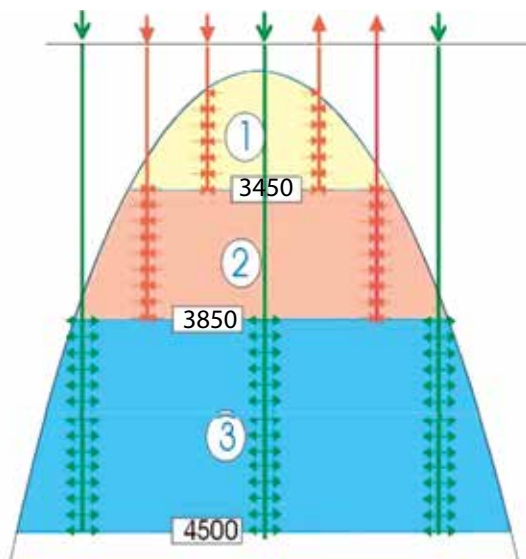
**6.2. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1993 (Hình 5)**

- Ưu điểm chính:
  - Đề xuất bơm ép từ phần dưới của móng, tạo ranh giới dầu nước di chuyển từ phía dưới đi lên;
  - Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa đã đạt được những kết quả khả quan và tiếp tục phát huy hiệu quả cho sau này;
  - Thiết kế hệ thống khai thác theo từng bước.
- Hạn chế:
  - Không quan trắc được mũ khí thứ cấp xuất hiện tại nóc móng theo như dự báo của phương án phát triển mỏ.

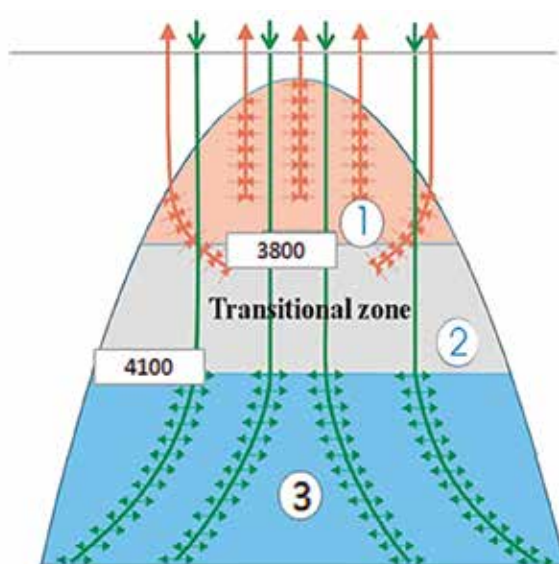
**6.3. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1998 (Hình 6)**

Mô hình địa chất bao gồm các đới nứt nẻ dập vỡ, độ rỗng và độ thấm được tính trung bình cho mỗi khối.

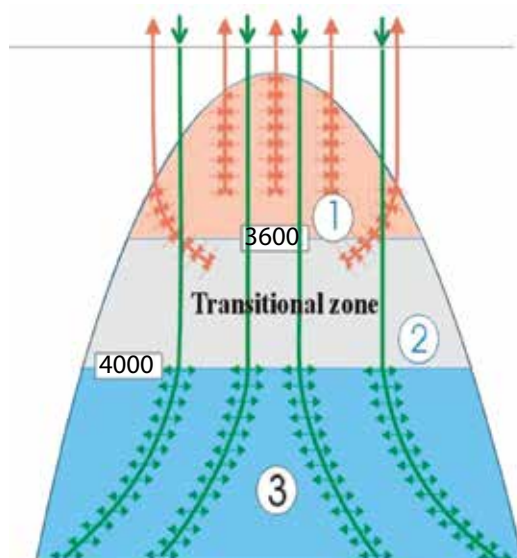
- Đá móng nứt nẻ được chia thành 3 khoảng:
  - Khoảng khai thác (trên 3.800m TVDSS);



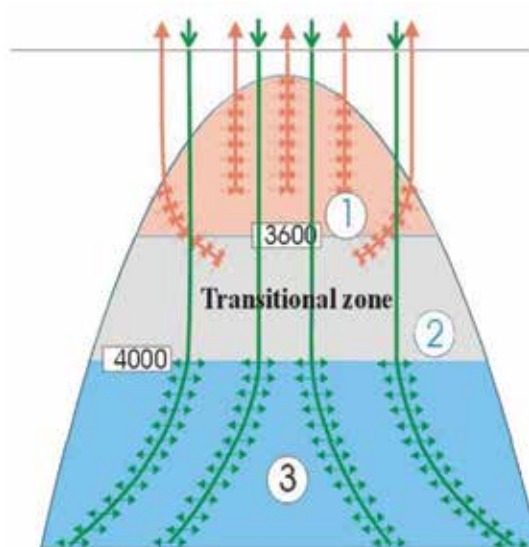
1. Mũ khí thứ cấp; 2. Khoảng khai thác chính; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 5.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1993



1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng chuyển tiếp; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 6.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 1998



1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng chuyển tiếp; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 7.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2003



1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng chuyển tiếp; 3. Khoảng bơm ép nước  
**Hình 8.** Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2008

- Khoảng chuyển tiếp (3.800 - 4.100m TVDSS);
- Khoảng bơm ép nước (dưới 4.100m TVDSS).
- Hệ số thu hồi dầu dự kiến: 43,5%.

**6.4. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2003 (Hình 7)**

- Đá móng nứt nẻ được chia thành 3 khoảng với một số sửa đổi:
  - Khoảng khai thác (trên 3.600m TVDSS);
  - Khoảng chuyển tiếp (3.600 - 4.000m TVDSS);
  - Khoảng bơm ép nước (dưới 4.000m TVDSS).
- Khoan các giếng với góc nghiêng lớn hơn (chủ yếu cho các giếng bơm ép)

- Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất bão hòa 10atm để tránh xuất hiện mũ khí thứ sinh.

**6.5. Phương án phát triển mỏ Bạch Hổ - 2008 (Hình 8)**

- Đá móng nứt nẻ được chia thành 3 khoảng:
- Khoảng khai thác (trên 3.600m TVDSS);
  - Khoảng chuyển tiếp (3.600 - 4.000m TVDSS);
  - Khoảng bơm ép (dưới 4.000m TVDSS).
- Khoan các giếng cắt thân để tăng cường hệ số thu hồi dầu;
  - Chuyển một số giếng bơm ép sang khai thác;
  - Áp dụng chế độ bơm ép nước chu kỳ;

**Bảng 3. Các chỉ số công nghệ khai thác tăng móng theo thực tế tại ngày 1/9/2017. Nguồn: Vietsovpetro (\*Năm 2017 là số liệu 8 tháng đầu năm + dự báo 4 tháng cuối năm)**

Năm	Quỹ giếng (giếng)		Sản lượng khai thác			Sản lượng cộng dồn			Lưu lượng		Hệ số khí dầu (m <sup>3</sup> /tấn)	Độ ngập nước (%)	Nước bơm ép		Hệ số bù khai thác (%)	
	Khai thác	Bơm ép	Dầu (nghìn tấn)	Chất lưu (nghìn tấn)	Dầu (nghìn tấn)	Chất lưu (nghìn tấn)	Dầu (tấn/ngày)	Chất lưu (tấn/ngày)	Độ tiếp nhận (m <sup>3</sup> /ngày)	Năm (nghìn m <sup>3</sup> )			Cộng dồn (nghìn m <sup>3</sup> )	Hiện tại	Từ đầu	
1988	1	0	49,3	49,3	49	49	424	424	0	155						
1989	9	0	880,5	880,5	930	930	680	680	0	198						
1990	12	0	2.250,2	2.250,2	3.180	3.180	666	666	0	205						
1991	20	0	3.545,7	3.545,8	6.726	6.726	611	611	0	211						
1992	29	0	5.083,1	5.083,1	11.809	11.809	573	573	0	215			0	0		
1993	33	1	5.672,5	5.672,5	17.481	17.481	515	515	1.516	203	203	0,0	258	258	2,8	0,9
1994	37	7	6.322,9	6.323,3	23.804	23.805	523	523	1.391	189	189	0,0	1.361	1.619	13,1	4,1
1995	38	13	5.826,7	5.834,9	29.631	29.640	446	447	1.942	181	181	0,1	6.063	7.682	63,4	15,8
1996	45	13	7.218,3	7.291,5	36.849	36.931	508	513	2.309	176	176	1,0	10.112	17.795	84,9	29,4
1997	49	16	8.752,7	8.829,5	45.602	45.761	533	537	2.632	176	176	0,9	13.387	31.181	92,8	41,6
1998	57	19	10.200,4	10.347,1	55.802	56.108	542	550	2.610	179	179	1,4	16.056	47.237	95,2	51,5
1999	62	22	10.732,1	11.148,9	66.534	67.257	491	510	2.329	180	180	3,7	15.480	62.718	85,9	57,1
2000	68	22	11.264,8	11.748,3	77.799	79.005	508	530	2.363	181	181	4,1	18.579	81.296	98,0	63,1
2001	74	27	12.054,7	12.713,6	89.854	91.719	488	515	2.350	182	182	5,2	19.672	100.968	96,3	67,7
2002	74	28	12.076,2	12.848,3	101.930	104.567	460	489	2.169	181	181	6,0	19.577	120.545	95,2	71,0
2003	79	30	11.611,1	12.585,1	113.541	117.152	422	458	1.904	189	189	7,7	18.261	138.806	91,3	73,1
2004	79	27	10.556,0	11.508,1	124.097	128.660	381	415	1.960	195	195	8,3	18.673	157.479	102,3	75,7
2005	77	25	9.018,7	10.097,8	133.116	138.758	336	376	1.846	187	187	10,7	16.584	174.063	104,5	77,7
2006	75	27	8.315,6	9.416,0	141.432	148.174	302	342	1.666	189	189	11,7	15.155	189.218	102,9	79,3
2007	74	26	6.897,6	8.152,2	148.329	156.326	273	322	1.432	191	191	15,4	12.672	201.989	100,9	80,4
2008	78	27	6.032,2	7.291,8	154.361	163.618	220	266	1.327	194	194	17,3	11.567	213.557	97,6	82,7
2009	77	28	4.956,9	6.209,2	159.318	169.827	179	225	1.238	193	193	20,2	10.106	223.663	101,6	83,4
2010	86	27	4.181,2	5.392,8	163.499	175.220	147	189	1.069	194	194	22,5	8.125	231.787	95,1	83,8
2011	85	26	3.790,6	5.206,2	167.290	180.426	121	166	1.060	197	197	27,2	7.743	239.530	96,1	84,2
2012	66	23	3.082,2	4.958,5	170.372	185.385	110	177	1.054	201	201	37,8	7.192	246.722	99,1	84,5
2013	55	22	2.293	4.791	172.665	190.176	107	223	989	210	210	52,1	5.920	252.643	91,4	84,7
2014	58	22	2.022	4.174	174.687	194.350	101	209	952	201	201	51,6	5.558	258.201	98,2	85,0
2015	51	20	1.786	3.840	176.472	198.190	95	204	892	203	203	53,5	4.595	262.796	89,2	85,1
2016	50	18	1.727	3.538	178.199	201.728	96	197	925	209	209	51,2	4.301	267.098	89,5	85,2
2017*	54	14	2.064	4.056	180.263	205.784	115	241	1.434	208	208	51,0	4.559	271.657	81,7	85,1

- Duy trì áp suất vỉa cao hơn hoặc tiệm cận áp suất bão hòa.

Các chỉ số công nghệ khai thác tầng móng theo thực tế tại năm 2017 được trình bày trong Bảng 3.

### 7. Kết luận

- Thân dầu móng là một trong những mỏ dầu đặc biệt với trữ lượng cực lớn, nằm trong đá chứa magma xâm nhập granitoid kết tinh nút nê dạng khối;

- Trên toàn bộ mỏ phát triển mạnh hệ thống đứt gãy khu vực, các đứt gãy tạo nên hệ thống nút nê bậc thấp, các quá trình biến đổi thứ sinh và rửa trôi hình thành hang hốc... góp phần vào hình thành độ rỗng của đối tượng;

- Bất đồng nhất là đặc trưng địa chất phổ biến, cả về không gian và diện tích.

- Do không có liên hệ với vùng nuôi nên đây là thân dầu khép kín;

- Tính chất dầu vỉa biến đổi theo chiều sâu và theo thời gian khai thác;

- Dầu thuộc loại nhiều paraffin, ít lưu huỳnh;

- Trữ lượng tầng móng thường xuyên cập nhật, chính xác hóa;

- Lịch sử khai thác trải qua nhiều thời kỳ với các sơ đồ công nghệ, phương án phát triển được cập nhật hoàn thiện từng bước.

## ENHANCED OIL RECOVERY SOLUTIONS AND TECHNOLOGIES FOR FINAL PHASE OF GRANITE BASEMENT RESERVOIR OF BACH HO FIELD CHAPTER 1: GRANITE FRACTURED BASEMENT RESERVOIR OF BACH HO FIELD AND PRODUCTION PERFORMANCE

**Phung Dinh Thuc**

Email: thucphung125@gmail.com

### Summary

*The granite fractured basement reservoir of Bach Ho field is widely known for its big reserves. After more than 30 years of production, the remaining recoverable reserve of this reservoir mainly exists in: (i) fracture system at the top of the basement, (ii) macro fracture system in the middle of oil column (saturated oil residues), (iii) micro fracture and disconnected fracture system, (iv) the top of the basement which is still unperforated, and (v) the undetermined and unreachable fracture zones.*

*Secondary recovery with water injection system has been implemented and is still the most effective way to boost production performance, control gas-oil ratio, improve oil recovery and especially maintain the stable oil production rates of the central dome of the basement reservoir. However, water flooding has also been limiting its effectiveness to the areas with high tectonic activities, which reflect in large breccia zones with high connectivity and high permeability. For any low breccia zones with poor connectivity and permeability, water injection rarely shows any effect. Besides, keeping the reservoir above bubble point with water injection is also difficult, especially near the last stage of field life since the injection rate is normally reduced to control water cut.*

*The major challenges of production management for the basement reservoir of Bach Ho field are: high water cut increment even in the main producers; the current dynamic oil-water contact has been raised to around 100m from the top of reservoir, even 18m at some areas; the current oil recovery factors in the South and North East domes are ultra low, at only 1.9% and 1.3%, respectively; oil production and improved recovery from micro fracture system are still very limited.*

*Therefore, the study will then concentrate on analysing the fractured basement structural geology, petrographic and rock properties, fluid properties, oil reserves, production performance and recovery mechanism in order to propose technological solutions for enhanced oil recovery of matured basement reservoir of Bach Ho field.*

**Key words:** *Enhanced oil recovery, structural geology, fractured basement, Bach Ho field.*