

# 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 KỲ II. ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CỦA GIẢI PHÁP DUY TRÌ ÁP SUẤT VĨA, THỰC TRẠNG KHAI THÁC CỦA TỪNG KHU VỰC, TỒN TẠI VÀ NGUYÊN NHÂN

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 lớn (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 1 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.*

*Trong Kỳ II, tác giả tập trung đánh giá hiệu quả của các giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực và so sánh với Sơ đồ công nghệ, trong đó phân tích cụ thể các tồn tại và nguyên nhân. Trong phần này, tác giả đã sử dụng các tài liệu thực tế khai thác dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ từ nguồn của Vietsovpetro.*

**Từ khóa:** Nâng cao hệ số thu hồi dầu, cấu trúc địa chất, móng, áp suất vỉa, khối Trung tâm, khối Đông Bắc, khối Nam, khối Bắc, mỏ Bạch Hổ.

## 1. Giới thiệu

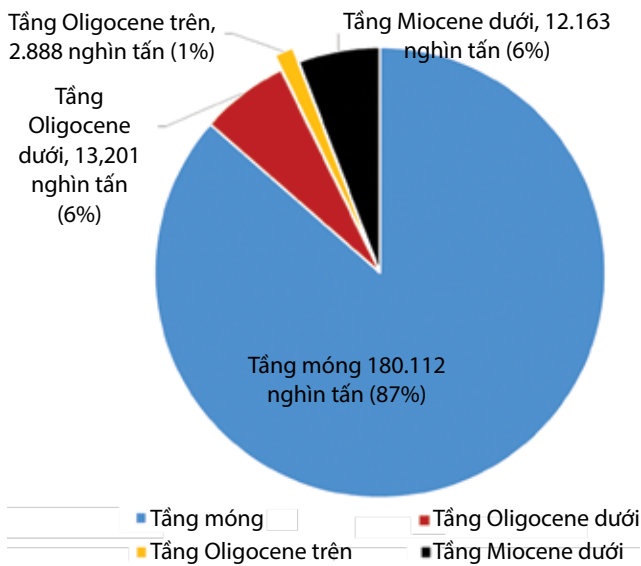
Tầng móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu đưa vào khai thác từ tháng 9/1988, với giếng BH-1. Tầng móng mỏ Bạch Hổ được chia thành 4 khu vực khai thác gồm: khối Trung tâm, khối Bắc, khối Nam và khối Đông Bắc. Móng khối Trung tâm là khu vực khai thác chính của móng cũng như của toàn mỏ Bạch Hổ.

Trong tổng sản lượng dầu đã khai thác, tỷ phần dầu tầng móng là 87% (Hình 1). Tỷ lệ sản lượng bơm ép vào móng là 87% trong tổng sản lượng bơm ép của mỏ (Hình 2), cho thấy ảnh hưởng lớn của dầu tầng móng đến toàn bộ quá trình khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

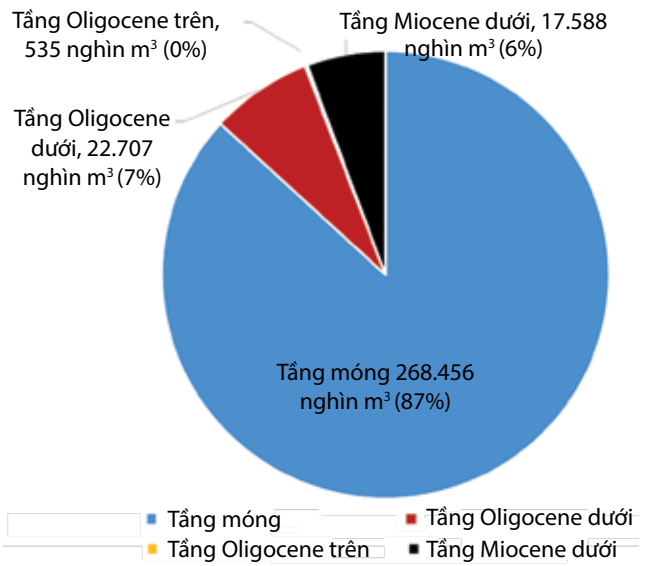
Tầng móng mỏ Bạch Hổ đã trải qua các giai đoạn phát triển của đời mỏ và đang trên đà suy giảm, sản lượng khai thác đạt đỉnh 12 triệu tấn/năm vào năm 2002 và hiện đang ở mức dưới 2 triệu tấn/năm (Hình 3).

Quá trình phát triển công nghệ khai thác qua các thời kỳ của mỏ Bạch Hổ, đặc biệt của tầng móng thông qua việc tìm kiếm các phương pháp: khai thác tự phun, khai thác cơ học, gaslift cũng như duy trì áp suất vỉa.

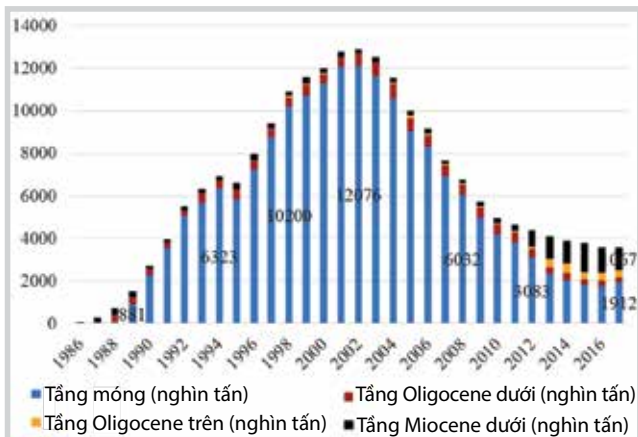
Tại tầng móng mỏ Bạch Hổ, trữ lượng thu hồi và hệ số thu hồi dầu ở các khối rất khác nhau, đặc biệt tại khối Bắc, khối Nam và khối Đông Bắc có giá trị thấp và rất thấp. Trữ lượng thu hồi tại khối Bắc dự kiến là 19%, hệ số thu hồi



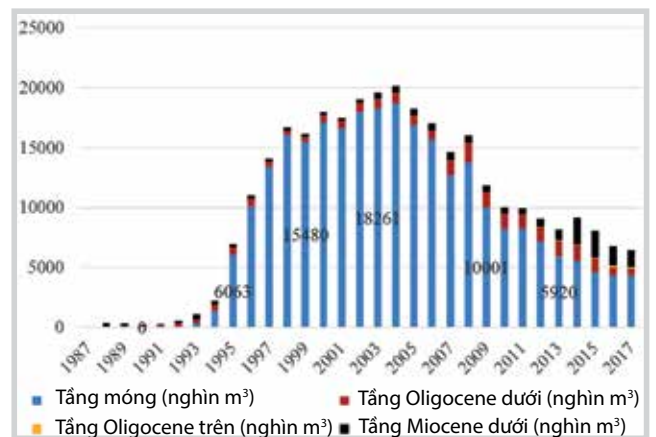
Hình 1. Tổng sản lượng dầu khai thác từ mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 2. Lưu lượng bơm ép nước tại mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 3. Sản lượng dầu khai thác từ mỏ Bạch Hổ theo năm. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 4. Lưu lượng bơm ép nước tại mỏ Bạch Hổ theo năm. Nguồn: Vietsovpetro

dầu hiện nay đạt 17,2%. Trữ lượng thu hồi tại khối Nam dự kiến là 14%, hệ số thu hồi dầu hiện nay chỉ đạt 1,9%. Trữ lượng thu hồi tại khối Đông Bắc dự kiến là 3%, hệ số thu hồi dầu hiện tại chỉ đạt 1,3%.

Các khối tại tầng móng có trữ lượng và hệ số thu hồi dầu khác nhau do tính chất bất đồng nhất rất cao của các khối thuộc tầng móng Bạch Hổ, cả về độ rỗng và độ thấm chứa. Tại các khối Nam và Đông Bắc có hệ thống nứt nẻ rất kém và chưa xác định được vùng có nứt nẻ để khoan trúng. Công nghệ áp dụng chưa đủ điều kiện để huy động được dầu ở đối tượng vì nứt nẻ độ thấm kém hoặc nứt nẻ 1 chiều.

**2. Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa**

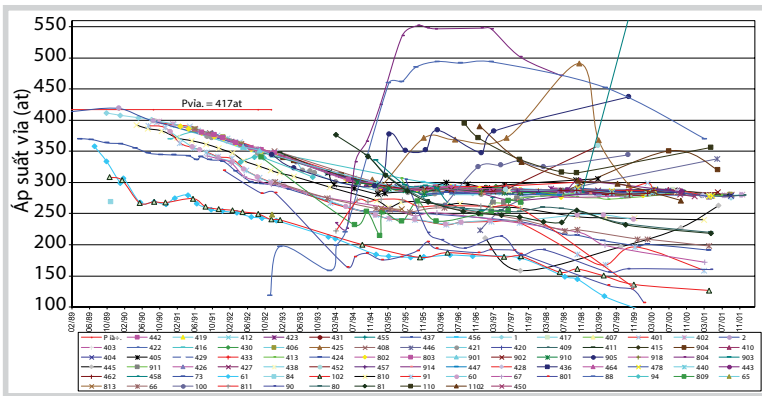
Đối tượng móng được đưa vào khai thác ngày 6/9/1988 với giếng BH-1 với kiến nghị khai thác móng ở chế độ năng lượng tự nhiên. Sau một thời gian khai thác liên tục, áp suất vỉa suy giảm và không có dấu hiệu bổ sung năng lượng của nước rìa, một số giếng áp suất vỉa có nhịp độ giảm cao hơn mặt bằng chung.

Nhìn chung, chế độ năng lượng vỉa của tầng móng là thân dầu khép kín, không có liên hệ nước rìa, trừ một vài vùng nhỏ (vùng phía Bắc (110), vùng rìa Tây và rìa Đông).

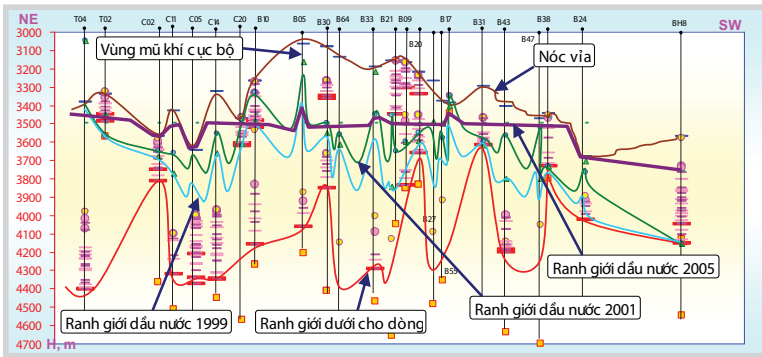
Năm 1991, Vietsovpetro đã bắt đầu để cập tới bơm ép móng theo sơ đồ: khai thác tầng trên, dưới cùng là bơm ép và tạo ranh giới dầu nước nhân tạo từ dưới lên trên. Tuy nhiên, đến tháng 6/1993, Vietsovpetro mới quyết định đưa giếng bơm ép đầu tiên 421 vào hoạt động hình thành hệ thống duy trì áp suất vỉa.

Như vậy, đối tượng móng hoạt động với chế độ tự nhiên trong thời gian liên tục tới năm 1993. Động thái áp suất vỉa các giếng tầng móng được thể hiện trong Hình 5.

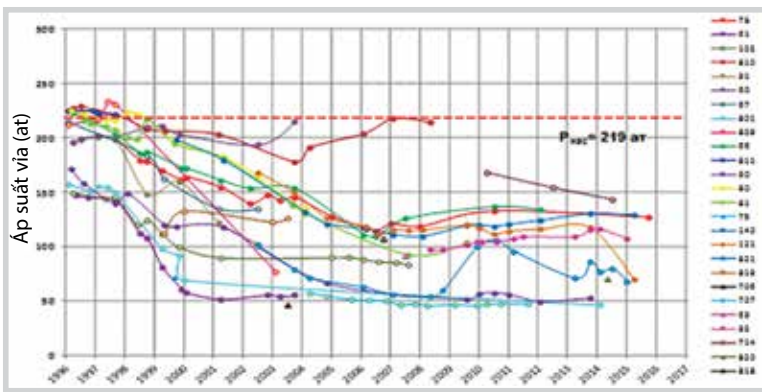
Như là một giải pháp chính để nâng cao hệ số thu hồi dầu và duy trì áp suất vỉa, việc bơm ép nước vào đới sâu của thân dầu để tạo đáy nước nhân tạo, điều chỉnh sự dịch chuyển ranh giới dầu nước đồng đều từ dưới lên. Ngoài ra, với việc các thông số vỉa và hệ số sản phẩm giếng khai thác tầng đáy, tầng trung thân dầu móng đạt mức tối ưu khi



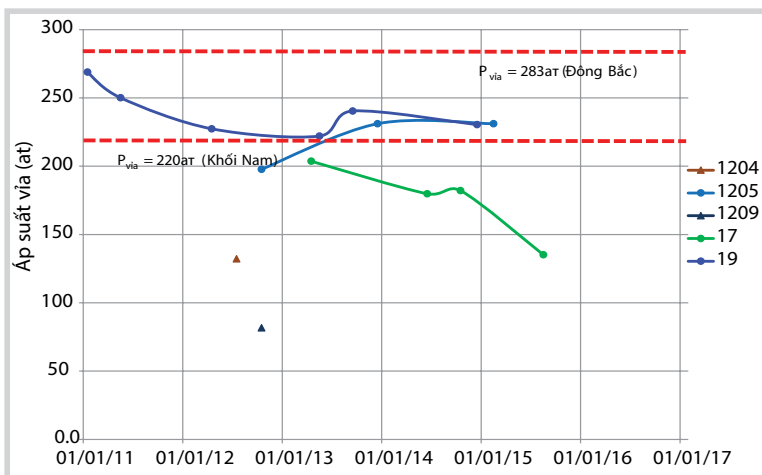
Hình 5. Động thái áp suất vỉa tại các giếng tầng móng



Hình 6. Động thái dịch chuyển ranh giới dầu nước dọc theo phía trung tâm vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ trong quá trình khai thác



Hình 7. Động thái áp suất vỉa khối Bắc



Hình 8. Động thái áp suất vỉa các giếng khối Đông Bắc và Nam

áp suất vỉa bằng 1,1 - 1,4 áp suất bão hòa, thì việc bơm ép nước và duy trì áp suất vỉa ở mức này trong thời gian qua đã mang lại hiệu quả cao [4, 5, 7, 11]. Do tính bất đồng nhất cao của vỉa dầu về sự phân bố các đới nứt nẻ và tính chất vỉa theo diện tích và chiều sâu, nên trong thời gian đầu bơm ép mặt ranh giới dầu nước là một mặt rất lồi lõm do có sự hiện diện của các lướn nước cục bộ và không dễ để thiết lập một mặt ranh giới dầu nước phẳng trên toàn bộ thân dầu. Điều này dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm của một số giếng khoan ở đới trên của vỉa. Chỉ đến giai đoạn 2004 - 2005, khi tổng lượng nước bơm ép vào vỉa lên đến 168 triệu m<sup>3</sup>, do khoảng cách từ đáy giếng bơm ép đến ranh giới dầu nước xa dần, độ nứt nẻ càng lên cao càng lớn, kết hợp điều chỉnh tốc độ bơm thì ranh giới này mới được thiết lập tương đối bằng phẳng (Hình 6) [7].

Thực tế chứng minh giải pháp bơm ép nước đã thành công, đặc biệt tại Trung tâm móng. Sau khi bơm ép, áp suất vỉa các giếng khai thác trở nên ổn định, sản lượng ổn định trong khi giếng vẫn khai thác dầu không có nước.

Do hiệu ứng tích cực của bơm ép nước và sự chuyển động tốt của dòng dầu từ dưới lên nên áp suất vỉa được duy trì ổn định, lớn hơn áp suất bão hòa vì vậy không hình thành mũ khí. Từ sản lượng 6 triệu tấn/năm vào năm 1993, Vietsovpetro đã nhanh chóng đạt sản lượng đỉnh 12,1 triệu tấn/năm vào năm 2001 và duy trì đến năm 2004, chứng minh trên thực tế hiệu quả tích cực của phương pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa tạo mặt ranh giới nước đáy đồng đều, đưa hệ số thu hồi dầu tầng móng Bạch Hổ dự kiến đạt 0,37 - 0,42.

### 2.1. Động thái áp suất vỉa khối Bắc

Năm 1994, sau 5 năm khai thác khối Bắc bắt đầu được bơm ép tại giếng 88.

- Tại khu vực khối Bắc bơm ép không đủ với hệ số bù trừ bơm ép/khai thác đạt 40%.
- Các giếng khai thác khối Bắc chủ yếu đều dưới áp suất bão hòa (Hình 7).
- Hiện nay tại khu vực còn 9 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép.

- Với hệ số bơm ép chỉ đạt 40%, thấp hơn Sơ đồ công nghệ, tuy nhiên hệ số thu hồi lại cao hơn Sơ đồ công nghệ. Vấn đề này cần được phân tích, đánh giá kỹ hơn tại phần khai thác.

**2.2. Động thái áp suất vỉa khối Đông Bắc và khối Nam**

Khối Đông Bắc và khối Nam không có bơm ép nước duy trì áp suất vỉa. Động thái áp suất vỉa các giếng khối Đông Bắc và Nam được trình bày tại Hình 8.

**2.3. Đánh giá thực trạng quá trình duy trì áp suất vỉa, các tồn tại và nguyên nhân**

Duy trì áp suất vỉa bằng 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. Thực tế khai thác dầu mỏ Bạch Hổ thời gian qua cho thấy thành công của quá trình duy trì áp suất vỉa phụ thuộc rất lớn vào kiểm soát và điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu.

Mục đích của quá trình điều khiển bơm ép nước - khai thác dầu là tăng hệ số bao trùm của nước bơm ép, tăng hệ số quét đẩy dầu, kéo dài thời gian khai thác giếng dầu không bị ngập nước và tăng hệ số thu hồi dầu.

Để điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu, trước hết cần tập trung kiểm soát quá trình bơm ép nước mà thực chất là kiểm soát sự chuyển động của dòng nước khi bơm vào vỉa. Nội dung chủ yếu của quá trình là kiểm tra và phân tích thường xuyên trạng thái ngập nước bằng các phương pháp trực tiếp (lấy mẫu, gây nhiễu thủy lực và thử giao thoa, đánh dấu phóng xạ, chất chỉ thị màu, phân tích vi lượng...) và gián tiếp (áp dụng các thuyết entropy, fractal, isocor, phân tích tương quan Spearman, phân tích hệ số gini...) [2 - 4].

Kết quả tổng hợp các phương pháp trên sẽ cho kết quả tổng thể về động thái của quá trình khai thác dầu làm cơ sở tin cậy để điều khiển quá trình khai thác dầu, bơm ép nước.

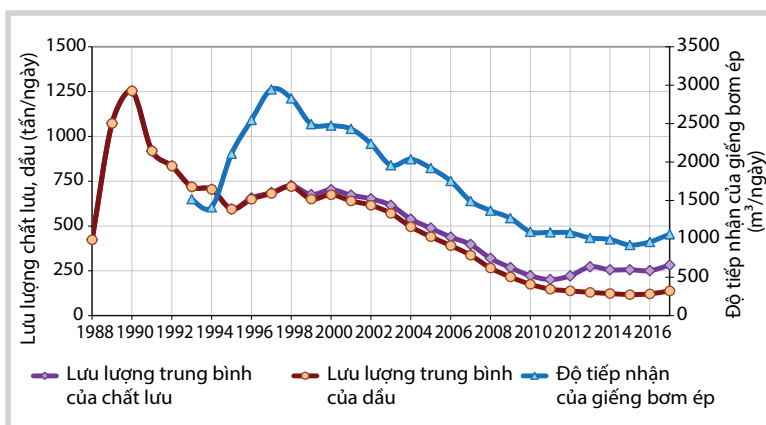
Tuy nhiên, bơm ép nước chỉ hiệu quả ở khu vực có kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt. Bơm ép nước sẽ không hiệu quả ở khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt ít liên thông, độ thấm kém. Điều này giải thích tại sao bơm ép nước thời gian qua rất hiệu quả đối với móng Trung tâm, nhưng không hiệu quả đối với móng khối Bắc, khối Đông Bắc, khối Nam, kể cả tại mỏ Sư Tử Đen.

Bơm ép nước duy trì áp suất 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.

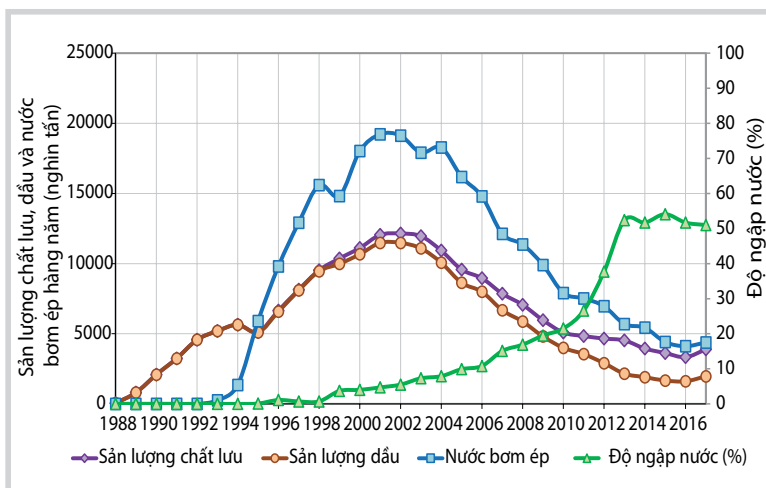
**3. Đánh giá thực trạng khai thác từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân**

**3.1. Đối tượng móng khối Trung tâm**

Khu vực móng Trung tâm được đưa vào khai thác từ tháng 9/1988, giếng đầu tiên đưa vào khai thác là giếng số 1. Hệ số thu hồi của móng hiện nay là 0,394. Các chỉ số khai thác đối tượng Trung tâm móng hằng năm được trình bày tại Bảng 1. Đồ thị động thái các chỉ số công nghệ khai thác móng Trung tâm được trình bày tại các Hình 9 - 11.



Hình 9. Đồ thị động thái các chỉ số công nghệ khai thác đối tượng móng khối Trung tâm

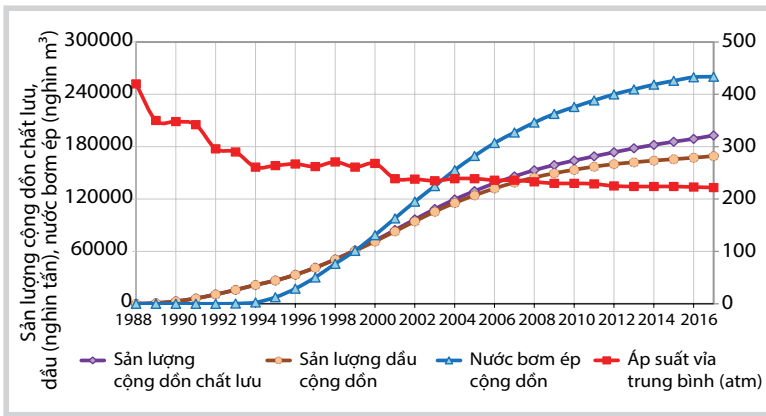


Hình 10. Sản lượng dầu khí và độ ngập nước hàng năm tại đối tượng móng khối Trung tâm

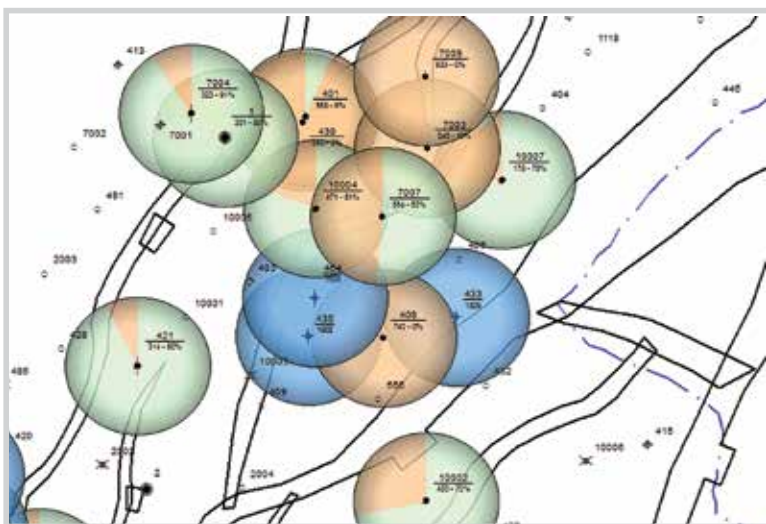
**Bảng 1. Các chỉ số khai thác đối tượng móng khối Trung tâm móng từ 1988 - 2017**

Năm	Quỹ giếng (giếng)		Sản lượng khai thác		Sản lượng cộng dồn		Lưu lượng		Độ tiếp nhận (m <sup>3</sup> /ngày)	Hệ số khí đầu (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)				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		155	0,0	0	0	0	0
1989	5	0	806,2	806,2	856	855	1.073	1.073		200	0,0	0	0	0	0
1990	5	0	2.082,2	2.082,2	2.938	2.938	1.254	1.254		207	0,0	0	0	0	0
1991	12	0	3.240,0	3.240,0	6.178	6.178	920	920		211	0,0	0	0	0	0
1992	18	0	4.569,2	4.569,2	10.747	10.747	835	835		216	0,0	0	0	0	0
1993	22	1	5.194,4	5.194,4	15.941	15.941	719	719	1.516	201	0,0	258	258	2,9	0,9
1994	24	6	5.643,5	5.643,5	21.585	21.585	705	705	1.411	186	0,0	1.349	1.607	13,9	4,3
1995	25	12	5.105,1	5.111,7	26.690	26.697	595	595	2.106	174	0,1	5.912	7.519	67,8	16,5
1996	32	11	6.576,7	6.649,7	33.267	33.346	650	657	2.547	171	1,1	9.806	17.325	88,3	31,0
1997	34	14	8.090,8	8.144,7	41.358	41.491	682	687	2.946	172	0,7	12.921	30.246	96,9	44,5
1998	40	17	9.460,3	9.531,3	50.818	51.022	720	725	2.829	175	0,7	15.596	45.842	102,1	56,0
1999	43	20	9.984,4	10.364,9	60.802	61.387	651	675	2.492	175	3,7	14.821	60.662	91,6	62,7
2000	51	21	10.668,2	11.116,2	71.470	72.503	674	703	2.475	177	4,0	18.024	78.687	104,8	69,5
2001	53	25	11.478,8	12.049,0	82.949	84.552	641	672	2.431	178	4,7	19.222	97.909	101,6	73,0
2002	52	26	11.480,5	12.144,6	94.430	96.697	616	652	2.238	180	5,5	19.127	117.036	101,0	76,7
2003	56	28	11.088,3	11.958,6	105.518	108.656	571	616	1.958	188	7,3	17.912	134.948	95,6	77,9
2004	58	25	10.067,7	10.931,4	115.586	119.587	496	539	2.036	194	7,9	18.281	153.229	105,7	79,5
2005	57	23	8.631,1	9.575,0	124.217	129.162	440	488	1.921	182	9,9	16.180	169.410	107,2	81,2
2006	56	25	7.996,8	8.960,3	132.214	138.122	391	438	1.753	183	10,8	14.799	184.208	105,1	82,7
2007	59	24	6.675,3	7.860,8	138.889	145.983	337	397	1.492	185	15,1	12.124	196.332	100,0	83,6
2008	64	26	5.867,5	7.062,5	144.756	153.046	266	320	1.367	189	16,9	11.361	207.693	98,8	86,4
2009	62	27	4.807,2	5.968,9	149.564	159.015	216	268	1.269	191	19,5	9.902	217.595	103,2	87,0
2010	67	26	3.996,4	5.088,8	153.560	164.103	175	223	1.092	184	21,5	7.907	225.502	97,6	87,4
2011	64	25	3.549,2	4.837,8	157.109	168.941	148	201	1.084	183	26,6	7.523	233.025	100,2	87,8
2012	49	22	2.902,8	4.657,5	160.012	173.599	138	222	1.077	186	37,7	6.961	239.986	102,0	88,2
2013	42	21	2.151,8	4.523,9	162.164	178.123	130	273	1.013	202	52,4	5.694	245.680	93,3	88,3
2014	45	21	1.907,6	3.950,1	164.071	182.073	123	255	992	198	51,7	5.433	251.113	101,5	88,6
2015	38	19	1.666	3.626	165.737	185.699	118	256	919	197	54,1	4.416	255.529	91,1	88,6
2016	37	17	1.612	3.334	167.349	189.033	121	251	960	203	51,7	4.115	259.644	91,0	88,7
2017*	45	13	1.964	3.882	169.313	192.915	138	282	1.060	194	51,0	4.379	260.279	82,2	87,3

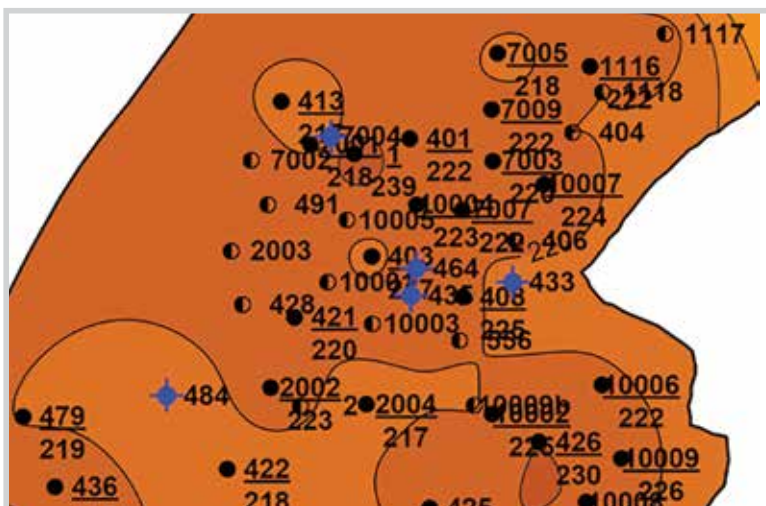
\*Năm 2017 là số liệu 8 tháng đầu năm + dự báo 4 tháng cuối năm



Hình 11. Sản lượng khai thác (chất lưu, dầu, nước bơm ép) cộng dồn từ 1988 - 2016 tại khối Trung tâm



Hình 12. Sơ đồ khu vực tăng cường khai thác tại khối Trung tâm



Hình 13. Áp suất vỉa các giếng thuộc khu vực khai thác tăng cường ở khối Trung tâm

Sau 2 năm áp dụng công nghệ bơm ép nước, ở một số giếng đã xuất hiện nước, tuy nhiên mức độ gia tăng độ ngập nước luôn được khống chế ở mức hợp lý đó là việc tính toán lượng nước bơm ép vào vỉa để cân bằng hợp lý giữa việc duy trì áp suất vỉa và mức độ ngập nước.

Năm 2002 là năm sản lượng khai thác dầu cao nhất (nhịp độ khai thác chiếm 6,4%) và gần như duy trì ở năm 2003. Năm 2004 sản lượng dầu khai thác bắt đầu suy giảm mặc dù vẫn tiếp tục bổ sung quỹ giếng khoan mới.

Tình trạng khai thác khối Trung tâm trong thời gian gần đây: Năm 2012 sản lượng suy giảm với tốc độ khá nhanh. Năm 2013 độ ngập nước gia tăng nhanh nhất (năm 2012 là 37,7%, năm 2013 là 52,4%), một số giếng xuất hiện nước (giếng 1; 402; 403; 426...). Từ năm 2013, độ ngập nước trung bình của móng Trung tâm vẫn duy trì ở mức 52 - 56%.

Trong thời gian gần đây, do áp lực tăng sản lượng khai thác, Vietsovpetro đã tăng cường khai thác một số giếng (giếng 1; 401; 408; 10002; 10004; 7003; 7007; 7009), thay đổi chế độ khai thác của một số giếng từ tự phun sang gaslift (giếng 1; 431; 10002, 10004). Sơ đồ khu vực tăng cường khai thác được trình bày tại Hình 12. Áp suất vỉa các giếng thuộc khu vực khai thác tăng cường được trình bày tại Hình 13.

Động thái khai thác một số giếng tiêu biểu khu vực móng Trung tâm được trình bày tại Hình 14 - 23. Cụ thể như sau:

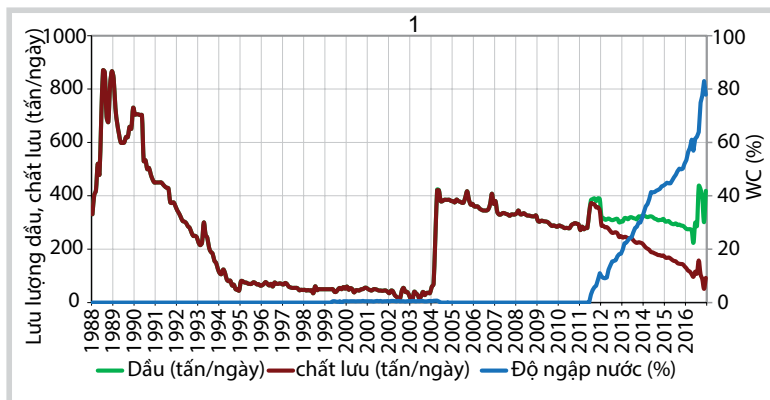
- Giếng số 1

Giếng số 1 là giếng đầu tiên đưa vào khai thác của móng. Giếng bắt đầu xuất hiện nước từ tháng 3/2012, hiện tại độ ngập nước của giếng là 78%. Đây là giếng có mức độ gia tăng độ ngập nước khá chậm so với các giếng khác của móng.

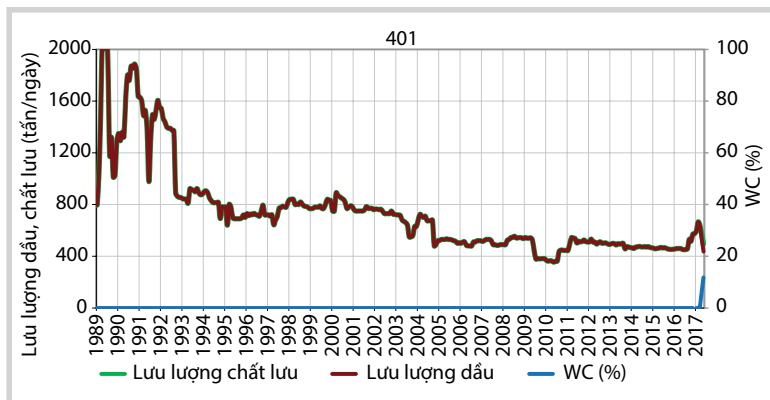
Giếng khai thác ở chế độ tự phun cho đến tháng 8/2017 mới chuyển sang chế độ khai thác gaslift. Hiện nay, lưu lượng của giếng là 90 tấn/ngày, sản lượng dầu cộng dồn là 2.413,5 nghìn tấn, áp suất vỉa giếng là 223atm. Dự báo ranh giới dầu nước nhân tạo (IVNK) tại vị trí giếng số 1 là -3.100m.

- Giếng số 401

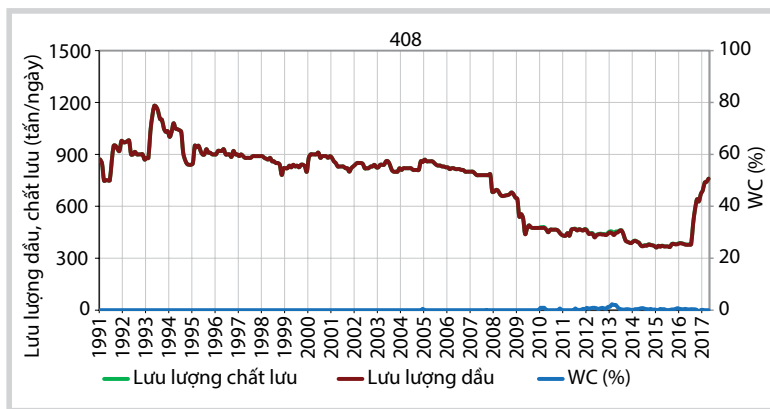
Giếng số 401 đưa vào khai thác từ tháng 4/1989, có nóc móng khá cao so với các giếng khác. Đây là giếng khai thác có lưu lượng dầu khai thác khá cao (tối đa 2.229 tấn/ngày) và là



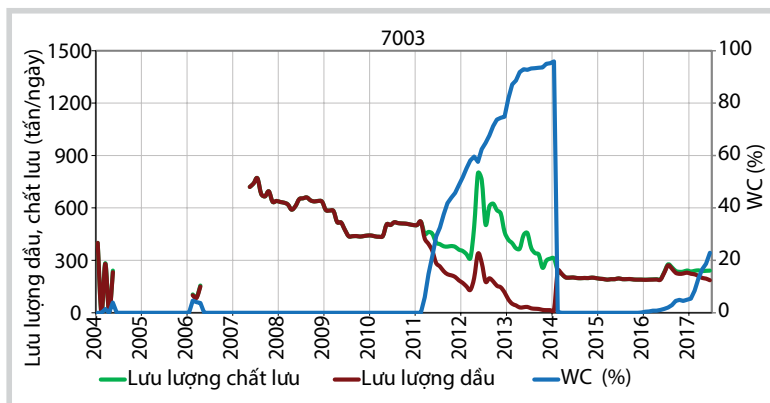
Hình 14. Động thái khai thác giếng số 1



Hình 15. Biểu đồ khai thác giếng 401



Hình 16. Biểu đồ khai thác giếng 408



Hình 17. Biểu đồ khai thác giếng 7003

giếng khai thác có thời gian làm việc không có nước dài nhất móng Trung tâm.

Giếng số 401 đã xuất hiện nước từ tháng 6/2017 và liên tục gia tăng. Hiện tại, độ ngập nước là 25%, lưu lượng dầu 343 tấn/ngày, sản lượng dầu cộng dồn đến nay đạt trên 7.385,2 nghìn tấn. Áp suất vỉa của giếng là 221atm, ranh giới dầu nước nhân tạo tại giếng dự đoán là -3.122m. Giếng đang làm việc ở móng 3.070 - 3.139m (TVDSS) và nóc móng tại vị trí giếng 3059.

- Giếng số 408

Giếng số 408 được đưa vào khai thác từ tháng 5/1991, là giếng làm việc ổn định, khai thác không có nước trong thời gian dài từ năm 1991 - 2017. Tính đến nay, sản lượng khai thác cộng dồn đạt trên 6.953 nghìn tấn, lưu lượng dầu khoảng 760 tấn/ngày, áp suất vỉa của giếng là 222atm.

Giếng số 408 có dấu hiệu xuất hiện nước trong các ngày cuối năm 2017. Khoảng làm việc 3.067 - 3.096m (TVDSS), nóc móng là 3.054m, ranh giới dầu nước nhân tạo dự báo ở khoảng 3.096m.

- Giếng số 7003

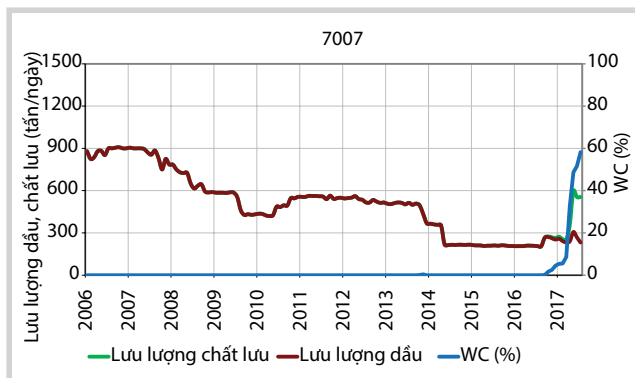
Giếng số 7003 đưa vào khai thác từ năm 2004. Đến tháng 1/2014, giếng bị ngập nước 96% đã tiến hành bắn vỉa lên khoảng trên của giếng (3.087 - 3.137m theo TVDSS).

Ở khoảng làm việc mới giếng khai thác với lưu lượng dầu ban đầu là 250 tấn/ngày, không có nước. Đến tháng 4/2016, giếng xuất hiện nước, độ ngập nước hiện nay là 23%, lưu lượng dầu 186 tấn/ngày, ở chế độ tự phun. Hiện nay, áp suất vỉa 220atm, ranh giới dầu nước nhân tạo dự báo ở độ sâu -3.125m, nóc móng -3.049m.

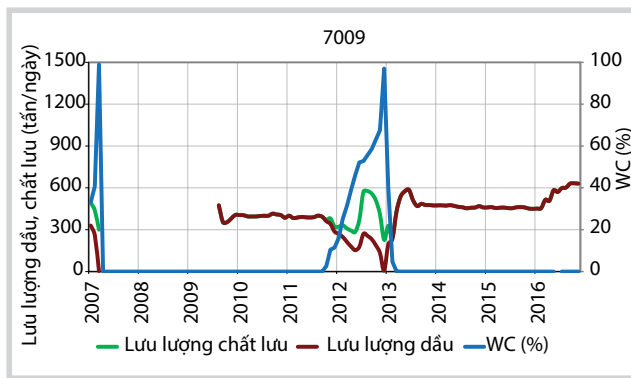
- Giếng số 7007

Giếng số 7007 được đưa vào khai thác từ tháng 2/2006. Giếng khai thác với lưu lượng dầu khá cao, ổn định, không có nước.

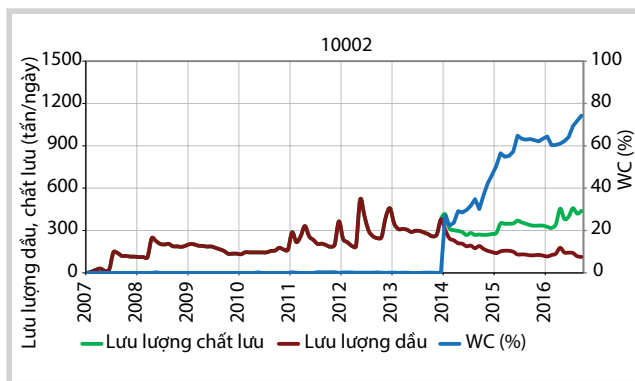
Đến tháng 11/2016, giếng xuất hiện nước và gia tăng liên tục. Hiện tại độ ngập nước là 58%, lưu lượng dầu 232 tấn/ngày, sản lượng dầu cộng dồn là 2.112,5 nghìn tấn. Khoảng



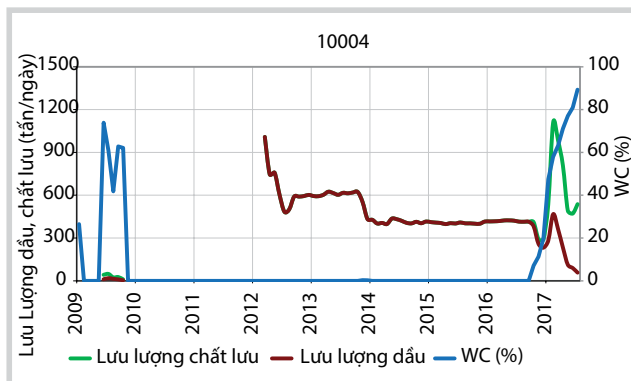
Hình 18. Biểu đồ khai thác giếng 7007



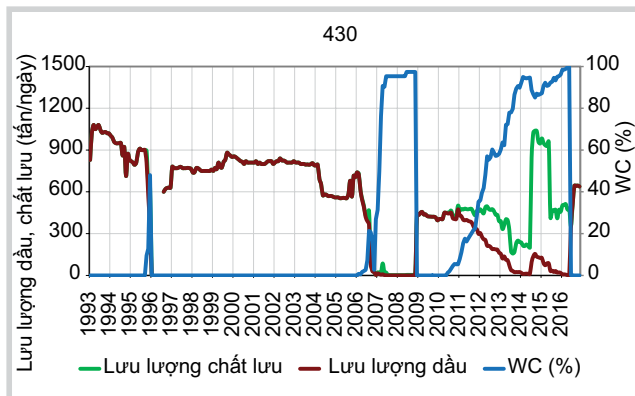
Hình 19. Biểu đồ khai thác giếng 7009



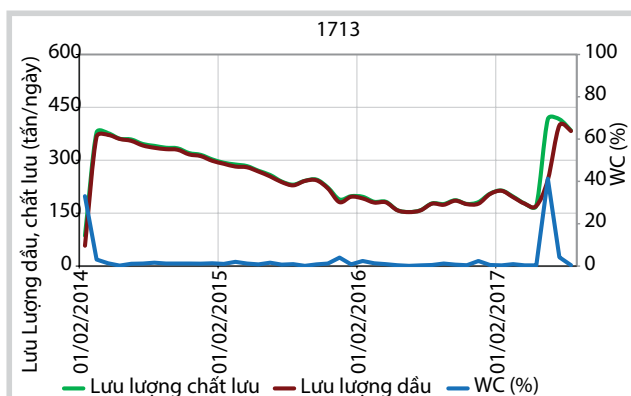
Hình 20. Biểu đồ khai thác giếng 10002



Hình 21. Biểu đồ khai thác giếng 10004



Hình 22. Biểu đồ khai thác giếng 430



Hình 23. Biểu đồ khai thác giếng số 1713

làm việc hiện tại 3.093 - 3.301m theo TVDSS, nóc móng -3.081m, ranh giới dầu nước nhân tạo dự báo ở độ sâu -3.181m. Áp suất vỉa 222atm.

- Giếng số 7009

Giếng số 7009 đưa vào khai thác từ tháng 10/2007, tuy nhiên sau 3 tháng giếng ngừng hoạt động vì bị ngập nước.

Đến tháng 5/2010, Vietsovpetro bắn bổ sung lên khoảng trên 3.187 - 3.226m theo TVDSS. Tháng 10/2013, Vietsovpetro bắn lên 3.082 - 3.100m theo TVDSS. Đây là khoảng làm việc cho lưu lượng dầu tốt, hiện tại chưa có nước, lưu lượng dầu 630 tấn/ngày. Giếng số 7009 là giếng duy nhất của móng khai thác chưa xuất hiện nước.

- Giếng số 10002 và 10004

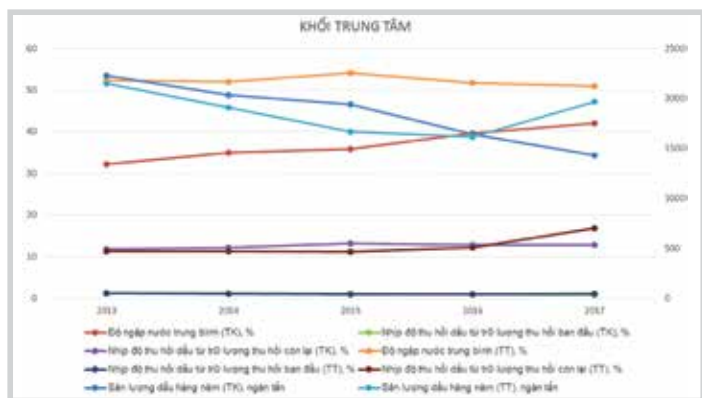
Đây là 2 giếng mới có độ ngập nước gia tăng nhanh, lưu lượng dầu và chất lưu suy giảm nhanh. Hiện tại cả 2 giếng đã chuyển sang chế độ khai thác bằng phương pháp gaslift. Áp suất vỉa 2 giếng là 222atm, dự báo ranh giới dầu nước nhân tạo tương ứng là -3.338m và -3.111m. Khoảng làm việc của 2 giếng tương ứng 3.317 - 3.399m, 3.106 - 3.146m theo TVDSS. Nóc móng của giếng 10002 là 3.317m, của giếng 10004 là 3.097m.

- Giếng số 430

Giếng số 430 được đưa vào khai thác từ tháng 10/1993. Giếng đã có 3 lần bắn bổ sung lên. Lần gần nhất là tháng

Bảng 2. Thực trạng khai thác đối tượng móng khối trung tâm giai đoạn 2013 - 2017

Các chỉ số	Móng Trung tâm									
	Năm 2013		Năm 2014		Năm 2015		Năm 2016		Năm 2017	
	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế
Sản lượng dầu hàng năm (nghìn tấn)	2.228	2.152	2.033	1.908	1.938	1.666	1.640	1.612	1.432	1.964
Sản lượng dầu cộng dồn (nghìn tấn)	162.230	162.164	164.263	164.071	166.201	165.737	167.840	167.349	169.273	169.313
Số lượng giếng mới đưa vào khai thác (giếng)	7	2	3	5	2	1		2		
Số lượng giếng ngừng khai thác (giếng)	2	8	4	4	1	8		3		
Quý giếng hoạt động trong năm (giếng)	50	66	49	47	50	46	49	40	49	45
Quý giếng hoạt động đến cuối năm (giếng)	50	42	49	45	50	38	49	37	49	45
Số lượng giếng mới đưa vào bơm ép (giếng)										
Số lượng giếng ngừng bơm ép (giếng)	1	1								
Quý giếng bơm ép trong năm (giếng)	21	21	21	21	21	21	21	19	21	13
Quý giếng bơm ép hoạt động đến cuối năm (giếng)	21	21	21	21	21	19	21	17	21	13
Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	127	130	116	123	111	118	96	121	85	138
Lưu lượng chất lưu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	188	273	177	255	173	256	159	251	146	282
Độ ngập nước trung bình (%)	32	52	35	52	36	54	40	51,7	42,0	51,0
Sản lượng chất lưu hàng năm (nghìn tấn)	3.287	4.524	3.111	3.950	3.020	3.626	2.715	3.334	2.469	3.882
Sản lượng chất lưu cộng dồn (nghìn tấn)	176.366	178.119	179.477	182.069	182.497	185.699	185.212	189.033	187.681	192.915
Khối lượng nước bơm ép hàng năm (nghìn m <sup>3</sup> )	4.678	5.694	4.492	5.433	4.469	4.416	4.147	4.115	3.751	4.379
Khối lượng nước bơm ép cộng dồn (nghìn m <sup>3</sup> )	244.371	245.680	248.863	251.113	253.332	255.529	257.479	259.644	261.230	260.279
Sản lượng khí khai thác hàng năm (triệu m <sup>3</sup> )	388	435	352	413	333	329	281	327	245	381
Sản lượng khí khai thác cộng dồn (triệu m <sup>3</sup> )	29.776	29.855	30.128	30.233	30.461	30.562	30.742	30.889	30.987	31.270
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi ban đầu (%)	1,24	1,20	1,14	1,07	1,08	0,93	0,92	0,90	0,80	1,10
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi còn lại (%)	11,7	11,3	12,1	11,3	13,1	11,1	12,8	12,1	12,8	16,8



Hình 24. Thực trạng khai thác đối tượng móng khối Trung tâm móng từ 2013 - 2017

3/2017, với khoảng bần 3.097 - 3.124m theo TVDSS. Sau 6 tháng khai thác với nhịp độ lớn, giếng đã xuất hiện nước.

- Giếng số 1713 bắn bổ sung lên trên từ tháng 6/2017. Hiện tại giếng làm việc với lưu lượng dầu 400 tấn/ngày, độ ngập nước 1%.

So sánh thực tế khai thác với Sơ đồ công nghệ 2012 được trình bày tại Bảng 2 và Hình 24.

Trong giai đoạn 2013 - 2016, sản lượng khai thác thực tế luôn thấp hơn thiết kế là do độ ngập nước

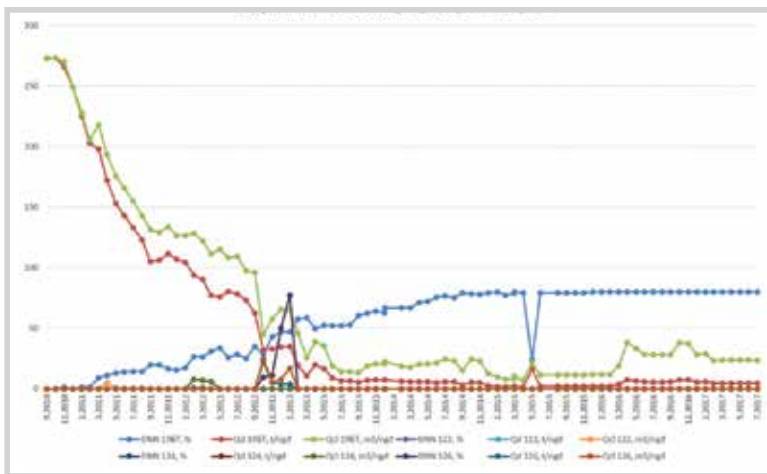
thực tế cao hơn thiết kế nhiều. Riêng năm 2017, sản lượng thực tế cao hơn thiết kế là do áp lực về sản lượng phải tăng cường khai thác ở đối tượng này và bổ sung thêm quỹ giếng khoan mới, khoan cắt thân 2 sau khi cập nhật tình hình thực tế trong mấy năm gần đây.

- Đánh giá thực trạng: Khối Trung tâm là khối chủ lực của móng với hàng loạt giếng cho sản lượng cao, ổn định, thời gian xuất hiện nước chậm; nhiều giếng cho sản lượng cộng dồn rất lớn, đến trên 7 triệu tấn mỗi giếng (giếng 401 và 408); đến nay khối Trung tâm vẫn là khu vực khai thác chủ lực của Vietsovetro.

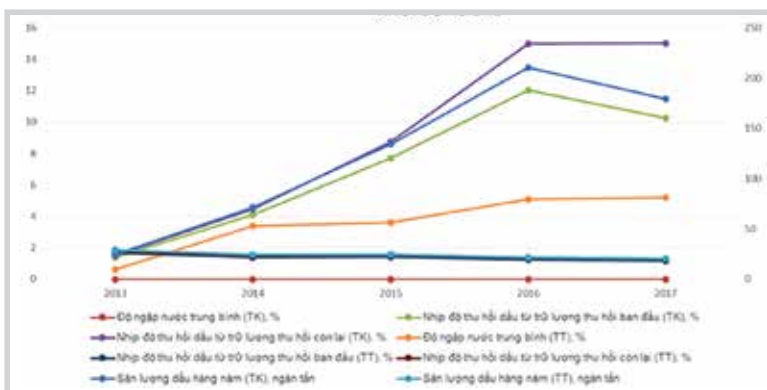
Một thách thức đối với Vietsovetro là hiện tượng ngập nước nhanh của các giếng cho sản lượng chính của đối tượng móng, nguy cơ các giếng sẽ sớm ngừng hoạt động, dẫn đến hệ số thu hồi dầu giảm, không duy động được trữ lượng dầu còn lại trong đối tượng móng. Ví dụ:

CKB:1: - Ranh giới dầu nước nhân tạo: 3.085m	} 18m
- Nóc móng: 3.067m	
CKB:408: - Ranh giới dầu nước nhân tạo: 3.096m	} 42m
- Nóc móng: 3.054m	

Như vậy chỉ còn 18 - 42m cách nóc móng, trong khi trước đó thân móng dày 1.950m.



Hình 25. Động thái làm việc của các giếng thuộc đối tượng móng khối Đông Bắc



Hình 26. Kết quả khai thác đối tượng móng khối Đông Bắc trong giai đoạn 2013 - 2017 và so sánh với Sơ đồ công nghệ 2012

Nguyên nhân do quá trình khai thác ở giai đoạn cuối, việc khai thác tăng cường đã thúc đẩy quá trình ngập nước nhanh hơn. Thực tế đó đòi hỏi Vietsovetro phải tính đến việc điều chỉnh “không khai thác tăng cường nữa”.

**3.2. Đối tượng móng khối Đông Bắc**

Khối Đông Bắc đưa vào khai thác từ tháng 9/2010 bởi giếng thăm dò 19, sau đó các giếng 122, 124 và 126, tuy nhiên lưu lượng dầu các giếng này rất thấp. Hiện tại các giếng 122, 124 và 126 đã chuyển lên các đối tượng phía trên và chỉ còn giếng 19 khai thác, giếng này đang khai thác đồng thời với Oligocene trên. Lưu lượng tại móng của giếng này 4,7 tấn/ngày. Các giếng cũ trước đây cũng làm việc với lưu lượng thấp. Đến nay, sản lượng dầu cộng dồn của móng khối Đông Bắc đạt trên 121,5 nghìn tấn, hệ số thu hồi dầu chỉ đạt 0,013. Tình trạng khai thác và động thái làm việc của các giếng khối Đông Bắc hiện nay được trình bày tại Hình 25.

Kết quả khai thác đối tượng móng khối Đông Bắc được so sánh với Sơ đồ công nghệ 2012 (Bảng 3 và Hình 26).

Nguyên nhân sai lệch so với thực tế với Sơ đồ công nghệ 2012: Đối với khối Đông Bắc tình trạng các giếng thực tế thấp hơn thiết kế rất nhiều là do thực tế các giếng 122, 124, 126 cho lưu lượng thấp. Tại khối Đông Bắc không có bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, hệ số thu hồi rất thấp chỉ đạt 1,3%.

**3.3. Đối tượng móng khối Nam**

Khối Nam được đưa vào khai thác từ tháng 11/2010 bởi giếng thăm dò 17BT, lưu lượng ban đầu của giếng này khá cao 228 tấn/ngày. Sau đó, Vietsovetro lần lượt đưa vào các giếng khoan mới 1203B, 1204, 1205, 1206, 1209, tuy nhiên lưu lượng dầu các giếng rất thấp (từ 0,1 - 28 tấn/ngày) các giếng này đã chuyển lên Miocene dưới.

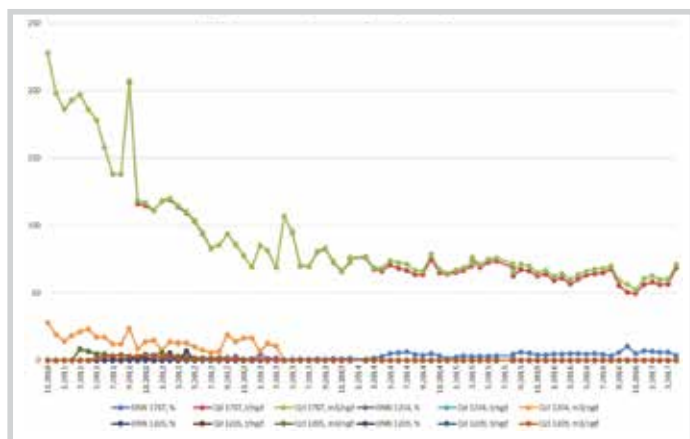
Hiện nay, chỉ còn giếng 17 khai thác ổn định với lưu lượng 59 tấn/ngày, thu hồi dầu của móng khối Nam là 229,1 nghìn tấn, hệ số thu hồi dầu là 0,019.

So sánh kết quả khai thác thực tế với Sơ

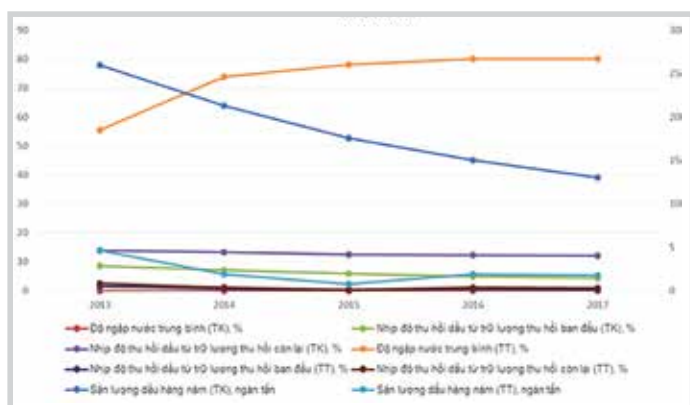
**Bảng 3. Thực trạng khai thác của đối tượng móng khối Đông Bắc**

Các chỉ số	Năm 2013		Năm 2014		Năm 2015		Năm 2016		Năm 2017	
	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế*
Sản lượng dầu hàng năm (nghìn tấn)	24	30	72	25	134	24,7	210	21,8	179	20,3
Sản lượng dầu cộng dồn (nghìn tấn)	137	144	209	170	343	196,0	553	219,0	733	239
Số lượng giếng mới đưa vào khai thác (giếng)			1		2					
Số lượng giếng ngừng khai thác (giếng)	1	2								
Quý giếng hoạt động trong năm (giếng)	3	2	4	1	6	1	6	1	6	-9
Quý giếng hoạt động đến cuối năm (giếng)	3	1	4	1	6	1	6	1	6	-9
Số lượng giếng mới đưa vào bơm ép (giếng)										
Số lượng giếng ngừng bơm ép (giếng)										
Quý giếng bơm ép trong năm (giếng)										
Quý giếng bơm ép hoạt động đến cuối năm (giếng)										
Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	20,2	51,7	52,0	68,4	65,0	68,3	102,0	59,7	87,0	58,0
Lưu lượng chất lưu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	20,2	52,0	52,0	70,8	65,0	70,4	102,0	62,9	87,0	61,0
Độ ngập nước trung bình (%)		0,6		3,4		3,6		5,1		5,2
Sản lượng chất lưu hàng năm (nghìn tấn)	24,4	29,5	72,0	25,4	134,4	25,6	210,0	23,0	179,0	21,6
Sản lượng chất lưu cộng dồn (nghìn tấn)	137,0	144,3	208,5	170,1	342,9	195,7	553,4	218,7	732	240,3
Khối lượng nước bơm ép hàng năm (nghìn m <sup>3</sup> )										
Khối lượng nước bơm ép cộng dồn (nghìn m <sup>3</sup> )										
Sản lượng khí khai thác hàng năm (triệu m <sup>3</sup> )	4	4	13	3	24	3	37	1	31	1
Sản lượng khí khai thác cộng dồn (triệu m <sup>3</sup> )	22	20	34	23	58	26	95	28	126	27
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi ban đầu (%)	1,4	1,7	4,1	1,4	7,7	1,4	12,0	1,2	10,3	1,2
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi còn lại (%)	1,5	1,8	4,4	1,5	8,7	1,6	15,0	1,4	15,0	1,3

\*Năm 2017 là số liệu 8 tháng đầu năm + dự báo 4 tháng cuối năm



**Hình 27. Động thái làm việc của các giếng đối tượng móng khối Nam**



**Hình 28. Thực trạng khai thác đối tượng móng khối Nam**

đồ công nghệ 2012 của khu vực móng khối Nam được trình bày tại Hình 28 và Bảng 4.

Theo tính toán thiết kế, lưu lượng dầu của các giếng 1204, 1205, 1209, 1206 sẽ đạt trên 200 tấn/ngày, tuy nhiên thực tế các giếng này khi đưa vào khai thác lưu lượng dầu rất thấp. Tại khối Nam không có bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, hệ số thu hồi rất thấp chỉ đạt 1,9%.

Nguyên nhân sai lệch so với thực tế với Sơ đồ công nghệ 2012: đặc điểm địa chất với mức độ nứt nẻ thấp, độ thấm chứa kém; chưa xác định được vùng tập trung nứt nẻ để khoan trúng.

**3.4. Đối tượng móng khối Bắc**

Móng khối Bắc đưa vào khai thác từ tháng 4/1989. Năm 1994, giếng 88 tại khối này bắt đầu áp dụng công nghệ bơm ép nước. Sản lượng khai thác cộng dồn là 10.592 nghìn tấn dầu, hệ số thu hồi dầu hiện tại là 0,172.

Đồ thị động thái các chỉ số khai thác đối tượng móng khối Bắc được trình bày tại các Hình 29 - 31.

Đối với khu vực móng khối Bắc hiện nay không bổ sung quỹ giếng. Các giếng làm việc ở lưu lượng

**Bảng 4. Sản lượng khai thác đối tượng móng khối Nam trong giai đoạn 2013 - 2017**

Các chỉ số	Năm 2013		Năm 2014		Năm 2015		Năm 2016		Năm 2017	
	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế*
Sản lượng dầu hàng năm (nghìn tấn)	26	5	21	2	18	1	15	1,9	13	1,8
Sản lượng dầu cộng dồn (nghìn tấn)	141	116	162	118	180	118	195	120,4	208	122,1
Số lượng giếng mới đưa vào khai thác (giếng)										
Số lượng giếng ngừng khai thác (giếng)										
Quý giếng hoạt động trong năm (giếng)	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1
Quý giếng hoạt động đến cuối năm (giếng)	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1
Số lượng giếng mới đưa vào bơm ép (giếng)										
Số lượng giếng ngừng bơm ép (giếng)										
Quý giếng bơm ép trong năm (giếng)										
Quý giếng bơm ép hoạt động đến cuối năm (giếng)										
Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	38	12	31	5	25	2	22	5	18	5
Lưu lượng chất lưu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	38	27	31	20	25	10	22	26	18	25
Độ ngập nước trung bình (%)		55		74		78		80		80
Sản lượng chất lưu hàng năm (nghìn tấn)	26	10	21	7	18	3	15	9,6	13	8,9
Sản lượng chất lưu cộng dồn (nghìn tấn)	148	139	169	147	187	150	202	159,5	202	168,4
Khối lượng nước bơm ép hàng năm (nghìn m <sup>3</sup> )										
Khối lượng nước bơm ép cộng dồn (nghìn m <sup>3</sup> )										
Sản lượng khí khai thác hàng năm (triệu m <sup>3</sup> )	119	2	3	1	3	0	2	1	2	1
Sản lượng khí khai thác cộng dồn (triệu m <sup>3</sup> )	275	49	44	50	47	50	49	50	51	51
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi ban đầu (%)	8,6	1,5	7,0	0,6	5,8	0,2	5,0	0,6	4,3	0,6
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi còn lại (%)	13,9	2,4	13,2	1,0	12,6	0,4	12,3	1,0	12,1	1,0

\*Năm 2017 là số liệu 8 tháng đầu năm + dự báo 4 tháng cuối năm

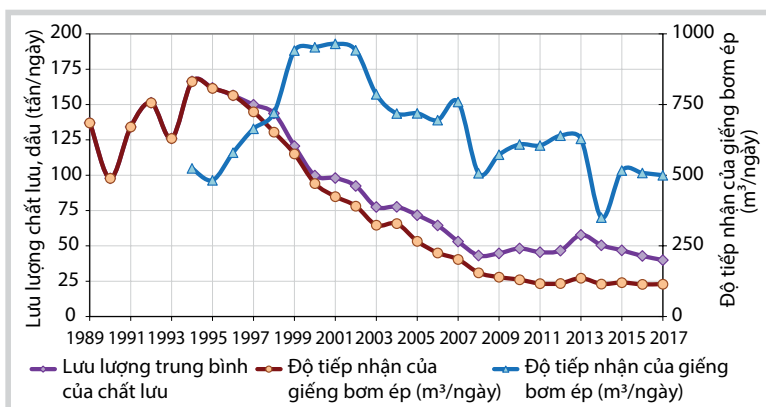
dầu thấp, hiện tại chỉ có 2 giếng có lưu lượng dầu đạt trên 40 tấn/ngày.

Để gia tăng sản lượng dầu, Vietsovpetro đã xử lý vùng cận đáy giếng định kỳ một số giếng; đã tiến hành bắn bổ sung lên phía trên giếng số 140 tuy nhiên sản lượng dầu tăng lên không nhiều.

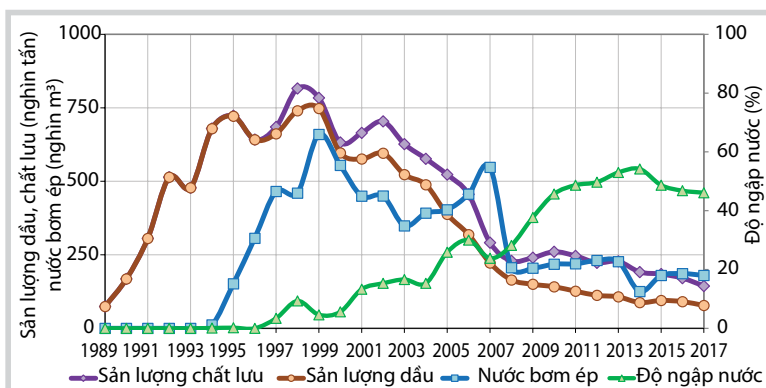
Kết quả khai thác thực tế tại khối Bắc được so sánh với Sơ đồ công nghệ 2012 (Bảng 5 và Hình 32).

Hiện nay, các giếng khai thác khối Bắc chủ yếu đều dưới áp suất bão hòa. Tại khu vực còn 9 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép. Ở móng khối Bắc sản lượng thực tế cao hơn thiết kế. Vẫn duy trì kéo dài thời gian khai thác đối với 2 giếng 818 và 820. Mức độ gia tăng độ ngập nước chậm hơn tính toán.

Nguyên nhân do sự gia tăng sản lượng do thường xuyên xử lý định kỳ một số giếng vùng cận đáy giếng; bơm ép nước ở mức độ thấp.



**Hình 29. Đồ thị biểu diễn lưu lượng chất lưu và độ tiếp nhận của giếng bơm ép tại khối Bắc**

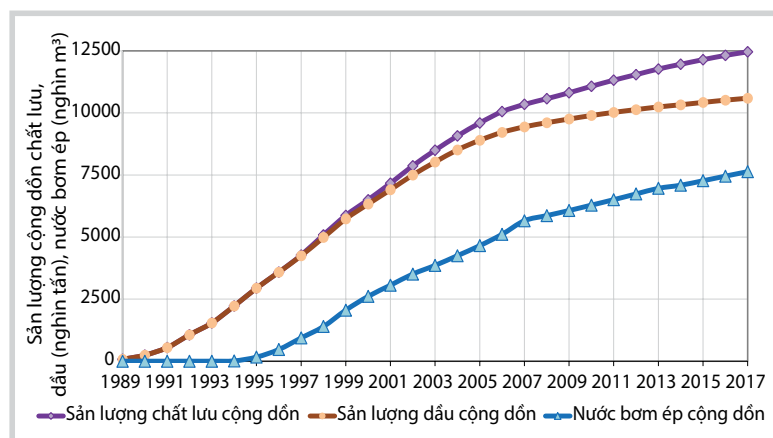


**Hình 30. Đồ thị biểu diễn sản lượng khai thác và độ ngập nước tại khối Bắc**

Sản lượng tăng do mức độ ngập nước chậm hơn tính toán. Thực tế tại khối này bơm nước ít hơn thiết kế nên ngập nước chậm hơn. Đây có thể là nguyên nhân chính dẫn đến tăng sản lượng tại khối Bắc (?). Như vậy, đối với đối tượng móng có đặc trưng chứa, thấm kém, tính bất đồng nhất cao thì bơm ép nước đủ thiết kế không phải là giải pháp tối ưu (?).

**4. Đánh giá chung toàn tầng móng mỏ Bạch Hổ và so sánh giữa thiết kế và khai thác**

Trong giai đoạn 1988 - 1996, Vietsovpetro tập trung phát triển khai



Hình 31. Sản lượng khai thác cộng dồn tại khối Bắc từ 1989 - 2017

thác tầng móng. Số lượng quỹ giếng tự phun thuộc tầng móng tăng lên 49 giếng vào năm 1996 và đạt đỉnh với 57 giếng vào năm 2008.

Cùng với sự tăng lên của quỹ giếng thì sản lượng dầu khai thác từ tầng móng bằng phương pháp tự phun cũng tăng lên, từ chỗ chỉ đạt 49 nghìn tấn năm 1998, đến năm 2001 đã đạt đỉnh với 11,803 triệu tấn.

Từ năm 2004 sản lượng khai thác dầu của tầng móng suy giảm nhanh, nguyên nhân chính là do độ ngập nước của sản phẩm khai thác tầng.

Khai thác dầu ở tầng móng mỏ Bạch Hổ được thực hiện chủ yếu bằng chế độ đàn hồi và bơm ép nước. Ở giai đoạn đầu khai thác, áp suất vỉa giảm mạnh do chế độ khai thác là chế độ đàn hồi kín.

Đến thời điểm quyết định áp dụng hệ thống bơm ép, áp suất vỉa trung bình của tầng móng đã giảm mất 137atm xuống còn 280atm.

Bảng 5. Kết quả khai thác thực tế tại khối Bắc trong giai đoạn 2013 - 2017 và so sánh với Sơ đồ công nghệ

Các chỉ số	Năm 2013		Năm 2014		Năm 2015		Năm 2016		Năm 2017	
	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế
Sản lượng dầu hàng năm (nghìn tấn)	85	107	72	88	73	94,7	66	90,8	63	77,6
Sản lượng dầu cộng dồn (nghìn tấn)	10.209	10.241	10.282	10.329	10.355	10.423,6	10.421	10.514	10.484	10.592
Số lượng giếng mới đưa vào khai thác (giếng)										
Số lượng giếng ngừng khai thác (giếng)	1									
Quỹ giếng hoạt động trong năm (giếng)	9	12	9	11	9	11	9	11	9	11
Quỹ giếng hoạt động đến cuối năm (giếng)	9	11	9	11	9	11	9	11	9	9
Số lượng giếng mới đưa vào bơm ép (giếng)										
Số lượng giếng ngừng bơm ép (giếng)										
Quỹ giếng bơm ép trong năm (giếng)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Quỹ giếng bơm ép hoạt động đến cuối năm (giếng)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	26	27	23	23	23,5	24,1	21,0	22,8	20,0	23,0
Lưu lượng chất lưu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	44	58	46	51	45	47	45	43	44	40
Độ ngập nước trung bình (%)	41	53	49	54	47,7	48,7	52,4	46,8	54,3	46,1
Sản lượng chất lưu hàng năm (nghìn tấn)	144	228	142	191	140	184,5	139	170,7	138	144,0
Sản lượng chất lưu cộng dồn (nghìn tấn)	11.640	11.765	11.782	11.956	11.922	12.145,6	12.061	12.316	12.199	12.460
Khối lượng nước bơm ép hàng năm (nghìn m <sup>3</sup> )	227	227	227	125	227	180	227	186	227	180
Khối lượng nước bơm ép cộng dồn (nghìn m <sup>3</sup> )	6.962	6.963	7.189	7.088	7.415	7.268	7.643	7.454	7.870	7.634
Sản lượng khí khai thác hàng năm (triệu m <sup>3</sup> )	15	41	13	25	13	30	11	32	11	27
Sản lượng khí khai thác cộng dồn (triệu m <sup>3</sup> )	2.516	2.587	2.528	2.612	2.541	2.641	2.552	2.673	2.563	2.700
Nhiệm vụ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi ban đầu (%)	0,75	0,95	0,64	0,78	0,65	0,84	0,59	0,81	0,56	0,69
Nhiệm vụ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi còn lại (%)	7,6	9,7	7,1	8,9	7,7	10,5	7,5	11,2	7,8	10,8

Từ năm 1995 sau 2 năm bắt đầu bơm ép, tốc độ suy giảm năng lượng vĩa chậm lại, chế độ khai thác chuyển từ chế độ đàn hồi thành chế độ cột áp nước - đàn hồi và áp suất vĩa thực tế suy giảm đều ổn định.

Đi kèm với quá trình bơm ép nước nhằm mục đích duy trì áp suất vĩa thì hiện tượng ngập nước tại các giếng khai thác cũng bắt đầu xuất hiện.

Các giếng khai thác có đặc tính và tốc độ ngập nước khác nhau bởi độ bất đồng nhất của dòng chảy trong thân móng.

Nguyên nhân chính của hiện tượng ngập nước các giếng khai thác là do sự dâng lên của ranh giới dầu nước nhân tạo và di chuyển của nước theo các nứt nẻ. Nguyên nhân thứ nhất làm tốc độ ngập nước tăng chậm, còn nguyên nhân thứ hai sẽ làm tốc độ ngập nước tăng nhanh. Khi độ ngập nước trong sản phẩm tăng lên, từ năm 1998 đã có một số giếng khai thác tầng móng phải chuyển sang khai thác bằng phương pháp cơ học.

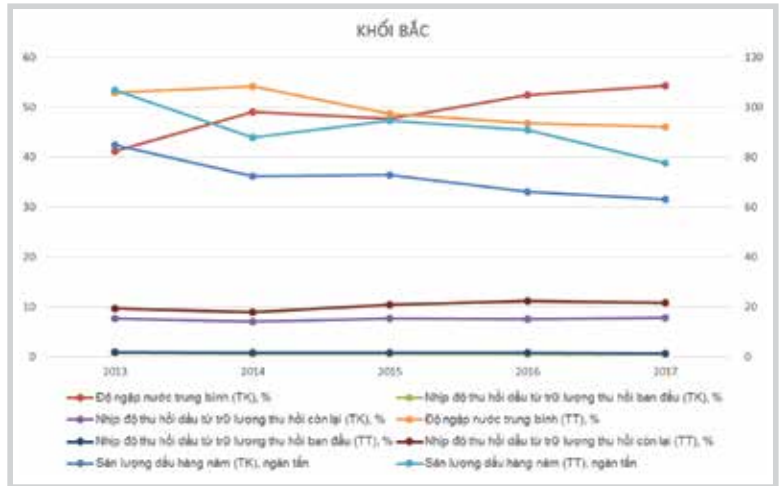
Trong giai đoạn 2011 - 2013, độ ngập nước trong sản phẩm khai thác từ tầng móng tăng nhanh từ mức 27% lên đến 52%, quỹ giếng tự phun giảm nhanh chóng từ mức đỉnh 57 giếng xuống còn 11 giếng vào năm 2013. Đến cuối năm 2017, quỹ giếng khai thác dầu tầng móng mở Bạch Hổ bằng phương pháp tự phun là 8 giếng.

Sản lượng dầu khai thác bằng phương pháp tự phun năm 2017 đạt 1.045 nghìn tấn chiếm 55% sản lượng dầu khai thác từ tầng móng (Hình 33).

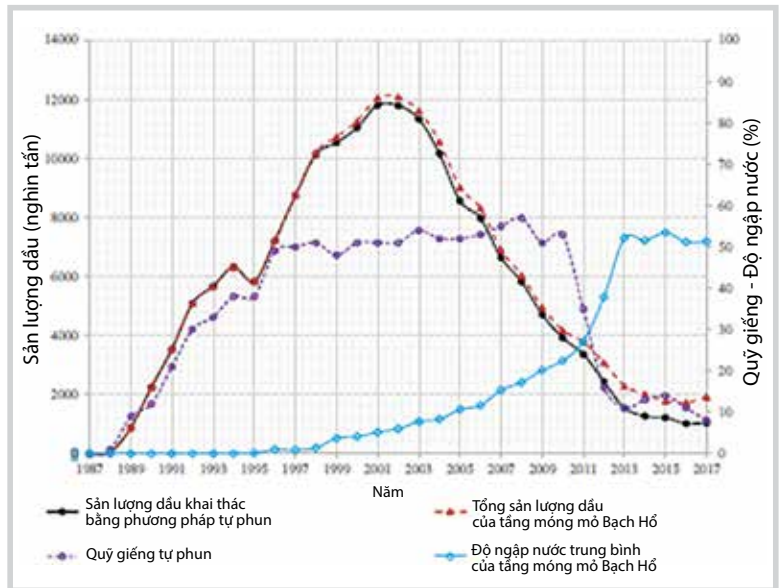
Trong giai đoạn 2007 - 2013, độ ngập nước tăng rất nhanh, từ 15 - 52%, quỹ giếng gaslift đã tăng 2,6 lần từ 19 giếng lên đến 50 giếng (Hình 34).

Đặc điểm chung của tầng móng là áp suất vĩa được duy trì khá tốt, vì vậy khi chuyển sang khai thác bằng phương pháp gaslift, chi phí khí nén riêng để khai thác 1m<sup>3</sup> chất lỏng cũng không lớn, vì vậy phương pháp gaslift đem lại hiệu quả khá tốt.

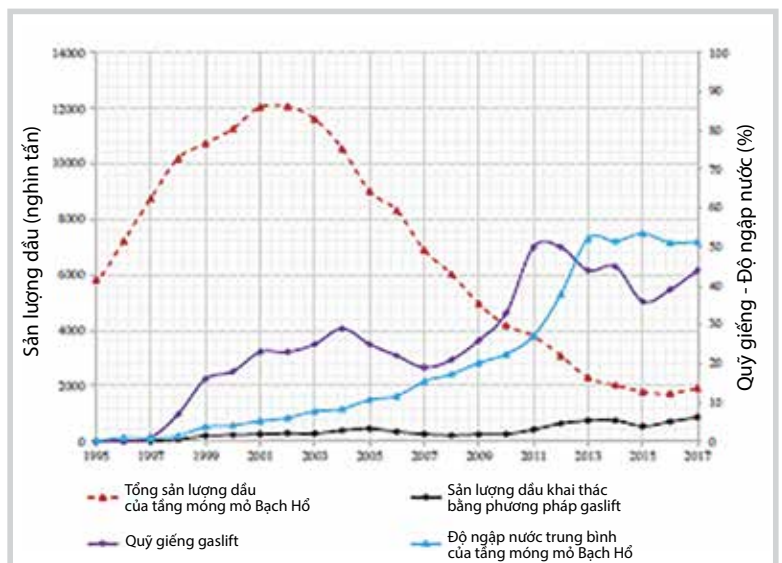
Năm 1997, sản lượng dầu khai thác bằng phương pháp gaslift là 22 nghìn tấn chiếm



Hình 32. So sánh các chỉ số khai thác đối tượng móng khối Bắc giữa thực tế và thiết kế theo Sơ đồ công nghệ



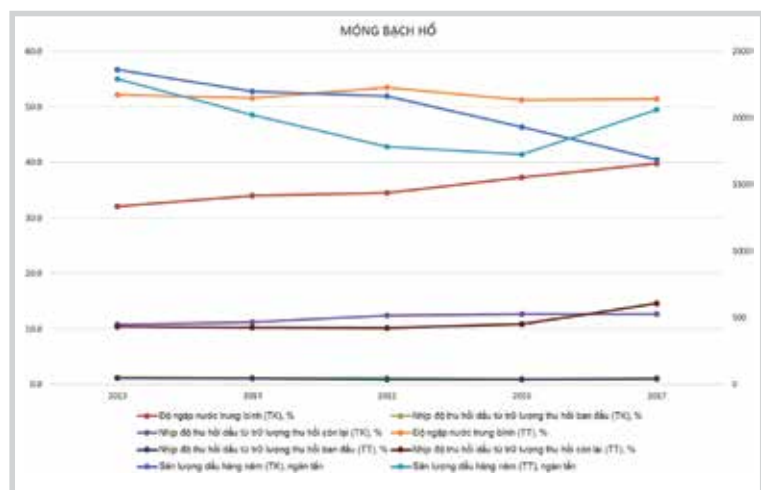
Hình 33. Thông số khai thác dầu tầng móng mở Bạch Hổ trong giai đoạn 1987 - 2017



Hình 34. Thông số khai thác dầu của tầng móng mở Bạch Hổ trong giai đoạn 1995 - 2017

Bảng 6. So sánh thực tế khai thác tầng móng mỏ Bạch Hổ và Sơ đồ công nghệ

Các chỉ số	Năm 2013		Năm 2014		Năm 2015		Năm 2016		Năm 2017	
	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế	Thiết kế	Thực tế
Sản lượng dầu hàng năm (nghìn tấn)	2.363	2.293	2.198	2.022	2.162	1.786	1.931	1.727	1.687	2.064
Sản lượng dầu cộng dồn (nghìn tấn)	172.717	172.665	174.916	174.687	177.078	176.472	179.009	178.199	180.697	180.263
Số lượng giếng mới đưa vào khai thác (giếng)	7	2	4	5	4	1		2		7
Số lượng giếng ngừng khai thác (giếng)	4	10	4	4	1	8		3		
Quý giếng hoạt động trong năm (giếng)	64	81	64	60	67	59	66	53	66	48
Quý giếng hoạt động đến cuối năm (giếng)	64	55	64	58	67	51	66	50	66	46
Số lượng giếng mới đưa vào bơm ép (giếng)										
Số lượng giếng ngừng bơm ép (giếng)	1	1								
Quý giếng bơm ép trong năm (giếng)	22	22	22	22	22	22	22	20	22	15
Quý giếng bơm ép hoạt động đến cuối năm (giếng)	22	22	22	22	22	20	22	18	22	15
Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	104	107	97	101	93	95	84	96	74	115
Lưu lượng chất lưu trung bình trên 1 giếng khoan (tấn/ngày)	153	223	147	209	142	204	134	197	123	241
Độ ngậm nước trung bình (%)	32,1	52,1	34,0	51,6	34,5	53,5	37,3	51,2	39,8	51,4
Sản lượng chất lưu hàng năm (nghìn tấn)	3.482	4.791	3.346	4.174	3.312	3.840	3.080	3.538	2.799	4.057
Sản lượng chất lưu cộng dồn (nghìn tấn)	188.290	190.167	191.636	194.342	194.948	198.190	198.028	201.728	200.827	205.784
Khối lượng nước bơm ép hàng năm (nghìn m <sup>3</sup> )	4.905	5.920	4.719	5.558	4.696	4.595	4.375	4.301	3.978	4.559
Khối lượng nước bơm ép cộng dồn (nghìn m <sup>3</sup> )	251.332	252.643	256.052	258.201	260.748	262.796	265.122	267.098	269.101	267.913
Sản lượng khí khai thác hàng năm (triệu m <sup>3</sup> )	525	482	381	442	371	362	332	361	290	410
Sản lượng khí khai thác cộng dồn (triệu m <sup>3</sup> )	32.589	32.511	32.734	32.918	33.107	33.279	33.438	33.640	33.728	34.048
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi ban đầu (%)	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9	1,0	0,9	0,9	1,1
Nhịp độ thu hồi dầu từ trữ lượng thu hồi còn lại (%)	10,8	10,5	11,2	10,3	12,4	10,1	12,7	10,9	12,7	14,6



Hình 35. So sánh các chỉ số khai thác đối tượng móng mỏ Bạch Hổ giữa thực tế và thiết kế theo Sơ đồ công nghệ

0,7%. Đến năm 2017, sản lượng dầu khai thác được bằng phương pháp gaslift đã đạt 867 nghìn tấn chiếm 45,3% tổng sản lượng từ tầng móng (Hình 34).

Tháng 12/2017, quý giếng khai thác dầu bằng phương pháp tự phun của tầng móng còn 8 giếng, trong khi đó quý giếng gaslift đã tăng 44 giếng (Hình 34).

Hiện nay với sự nâng cao dần của ranh giới dầu nước, độ ngậm nước trong sản phẩm khai thác của 8 giếng tự phun còn lại sẽ còn tiếp tục tăng nhanh. Trong tương lai gần Vietsovpetro đang xem xét chuyển dẫn toàn bộ quỹ giếng tự phun còn lại sang khai thác bằng phương pháp gaslift.

So sánh thực tế khai thác tầng móng mỏ Bạch Hổ với Sơ đồ công nghệ 2012 được trình bày tại Bảng 6 và Hình 35.

### 5. Kết luận

Trữ lượng thu hồi và hệ số thu hồi dầu ở các khối thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ rất khác nhau, đặc biệt tại khối Bắc, khối Nam và khối Đông Bắc có giá trị thấp và rất thấp. Nguyên nhân chính do tính chất bất đồng nhất rất cao của các khối thuộc tầng móng Bạch Hổ, cả về độ rỗng và độ thấm chứa.

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 khu vực có kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt. Bơm ép nước sẽ không hiệu quả ở 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 suất 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.

Khai thác dầu từ các khối thuộc tầng móng Bạch Hổ rất khác nhau. Đánh giá thực trạng cho thấy các tồn tại và thách thức lớn trong việc khai thác thân dầu trong tầng đá móng mỏ Bạch Hổ là: tính chất bất đồng nhất rất cao về độ rỗng, độ thấm chứa; trữ lượng dầu có thể thu hồi đang nằm rải rác ở tất cả các khối mỏ Bạch Hổ, trong đó ở 1 số bể khu vực dầu tồn dư còn lớn, mới chỉ khai thác 1,3 - 1,9% trữ lượng; công nghệ đã và đang áp dụng chưa đủ điều kiện huy động được dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; hiện tượng ngập nước đang diễn ra rất nhanh, các giếng (kể cả giếng chủ lực) đều đã và đang bị ngập nước; tài liệu 3D - 4C mới nhất cho thấy mặt nón móng tại một số vị trí có sự khác biệt so với tài liệu trước đây.

Những tồn tại và thách thức đó yêu cầu cần triển khai các nghiên cứu nghiêm túc, với mục tiêu khai thác được thêm từ các khu vực dầu còn tồn đọng, đặc biệt trong đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông. Những vấn đề cần nghiên cứu bao gồm: xác định trữ lượng dầu còn lại ở đâu?; nghiên cứu cơ sở khoa học, làm rõ thêm về cơ chế hình thành, cấu trúc không gian rỗng tầng móng; đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của tầng móng; xây dựng phương pháp luận khoa học và đề xuất các giải pháp công nghệ để khai thác đối tượng tầng móng mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối. Những nội dung đó sẽ được tác giả trình bày cụ thể tại Kỳ III tiếp theo.

#### Tài liệu tham khảo

1. Phùng Đình Thực. *Một số giải pháp công nghệ và kỹ thuật góp phần nâng cao sản lượng giếng dầu và hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ*. Hội thảo "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ". 2002.

2. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Đánh giá mối liên hệ tương tác giữa các giếng khoan trong quá trình khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ bằng phân tích tương quan Spearman*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ 30 năm Dầu khí Việt Nam. 2005.

3. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư, Nguyễn Như Ý. *Áp dụng phân tích tương quan để xác định hướng dòng chảy dầu - nước và đánh giá trạng thái khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ*. Tóm tắt báo cáo khoa học, Hội nghị Khoa học Dầu khí, Ba Cu - Cộng hòa Azerbaijan. 2000.

4. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *New concept in adjustment of development process for Bach Ho basement oil reservoir*. Technical Forum "Cuu Long basin production - Challenges and opportunities". 2003.

5. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Nâng cao hệ số thu hồi dầu vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ bằng duy trì trường áp suất vỉa tối ưu*. Hội thảo "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ". 2002.

6. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Đánh giá mối liên hệ thủy lực trong hệ thống bơm ép - khai thác các vỉa dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ, mỏ Sư Tử Đen bằng phân tích tương quan Spearman*. Hội nghị Khoa học vỉa dầu móng Vietsovpetro. 2006.

7. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Đề xuất giải pháp công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ*. Hội nghị khoa học vỉa dầu móng Vietsovpetro. 2006.

8. Phùng Đình Thực. *Một số giải pháp công nghệ và kỹ thuật góp phần nâng cao sản lượng giếng dầu và hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2008; 1: trang. 16 - 17; 105 - 112.

9. Фунг Дин Тхык, Ле Ба Туан. *Обоснование выбора механического способа добычи нефти в условиях месторождения "Белый Тигр"*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 1999; 5.

10. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lưu Vĩnh Hưng. *Cơ chế và công nghệ nứt vỉa thủy lực - acid đối với các giếng thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 4: trang 18 - 26.

11. Trần Hồng Phong, Phùng Đình Thực. *Đánh giá, điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu tầng móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ bằng phương pháp phân tích tương quan*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 7: trang 14 - 19.

12. Фунг Дин Тхык. *Новый подход к анализу пульсации нефте-газовой смеси*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 1999; 11.

13. Phùng Đình Thực. *Ứng dụng toán học trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Báo cáo khoa học tại Hội nghị toàn quốc lần thứ nhất về ứng dụng toán học. Hà Nội. 23 - 25/12/1999.

14. Phùng Đình Thực. *Ứng dụng thuyết Fractal trong khai thác dầu khí*. Báo cáo khoa học tại Hội thảo khoa học về khai thác dầu khí Ba Cu. 12 - 15/12/2000.

15. Фунг Дин Тхык. *Исследование динамических характеристик системы добычи и транспортировки нефти и газа на южном континентальном шельфе Вьетнама*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 2000; 4.

16. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lê Bá Tuấn, Nguyễn Văn Cảnh. *Công nghệ và kỹ thuật khai thác dầu khí*. Nhà xuất bản Giáo dục. 2000.

17. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam. *Hoàn thiện công nghệ xử lý vùng cận giếng ở tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Báo cáo tại Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Ngành Dầu khí Việt Nam: Trước thềm thế kỷ 21". 2000.

## ENHANCED OIL RECOVERY SOLUTIONS AND TECHNOLOGIES FOR FINAL PHASE OF GRANITE BASEMENT RESERVOIR OF BACH HO FIELD EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF RESERVOIR PRESSURE MAINTAINANCE SOLUTIONS, PRODUCTION STATUS OF EACH AREA, OUTSTANDING PROBLEMS AND CAUSES

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: water cut increment is high 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 the micro fracture system are still very limited.*

*The study therefore concentrates 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.*

*In the 2<sup>nd</sup> Phase, the author will focus on evaluating the effectiveness of reservoir pressure maintainance solutions, the production status of each area and compare with the technological schema, especially analysing the outstanding problems and their causes.*

**Key words:** Improvement of oil recovery factor, geological structure, basement, reservoir pressure, Central dome, Northeast dome, Southern dome, North dome, Bach Ho field.