

# ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG ÁP DỤNG GIẢI PHÁP CẢI THIỆN HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO MỎ ĐẠI HÙNG

**Nguyễn Hải An**

Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí

Email: anh1@pvep.com.vn

## Tóm tắt

Từ những năm 1990, trên 30 giếng được khoan trên toàn diện tích mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn) đã phát hiện và khai thác dầu khí từ các vỉa cát kết trầm tích và đá vôi. Các vỉa cát kết đang được khai thác với cơ chế giãn áp tự nhiên, ngoại trừ khối L đã triển khai bơm ép nước duy trì áp suất vỉa. Mặc dù đặc tính vỉa chứa khá tốt với độ rỗng khoảng 25% và độ thấm trung bình 50mD, nhưng hệ số thu hồi dầu trung bình của toàn mỏ Đại Hùng mới chỉ đạt khoảng 13%.

Địa chất của mỏ Đại Hùng được đặc trưng bởi tính phân khối với diện tích nhỏ, không liên thông với nhau nên tạo ra mức độ bất đồng nhất rất cao theo diện. Các giải pháp bơm ép nước và xử lý acid vùng cận đáy giếng đã được nghiên cứu áp dụng với kết quả tốt cho thấy tiềm năng áp dụng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Kết quả đánh giá tính tương thích theo phương pháp tiêu chí kỹ thuật đặc tính vỉa chứa cho thấy các giải pháp khả dụng đối với khối L gồm: bơm khí không trộn lẫn, bơm ép khí hydrocarbon, carbon dioxide, tổ hợp hóa phẩm kiềm/hoạt động bề mặt/polymer.

Bài báo giới thiệu các nghiên cứu đánh giá các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu khả dụng đối với toàn mỏ Đại Hùng. Kết quả nghiên cứu cho thấy tính bất đồng nhất của vỉa chứa có thể được sử dụng để dự báo tiềm năng cũng như ảnh hưởng của các quá trình cải thiện hệ số thu hồi dầu (IOR).

**Từ khóa:** Hệ số thu hồi dầu, bất đồng nhất, vỉa, cát kết, đá vôi, mỏ Đại Hùng.

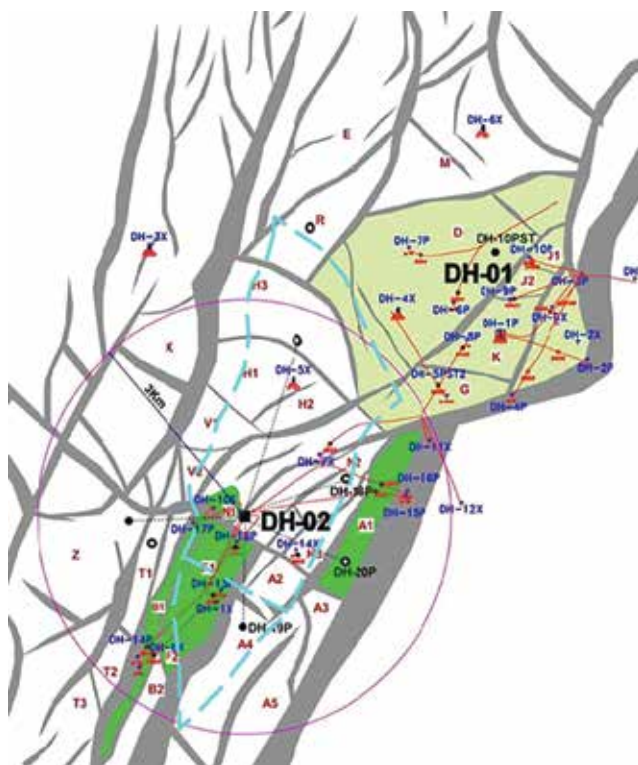
## 1. Giới thiệu

Đối tượng khai thác dầu chính của mỏ Đại Hùng là các lớp cát kết trầm tích lục nguyên Miocene dưới (hệ tầng Dừa) và các vỉa đá vôi Miocene giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu).

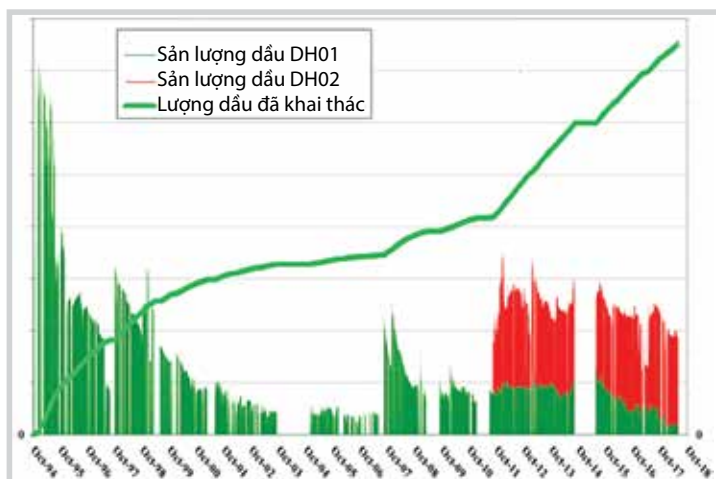
Quá trình khai thác thử ở mỏ Đại Hùng được bắt đầu vào năm 1994 với 12 giếng khai thác ở các khối L, K và D kết nối tới giàn bán chìm DH-01 trong khu vực khai thác sớm (EPS). Đến tháng 7/1995, do năng lượng vỉa ở khối L suy giảm mạnh nên giếng DH-2P được chuyển thành giếng bơm ép nước gia tăng sản lượng khai thác giếng DH-3P và DH-4P. Tháng 12/2002, giếng DH-2P ngừng bơm ép nước vì cho rằng do vỉa có độ thấm tốt nên nước bơm ép ảnh hưởng trực tiếp tới các giếng khoan trên. Đến tháng 4/2003, giếng DH-4P tiến hành bơm ép nước vì hiện tượng suy giảm áp suất nhanh ở trên khối L. Trong năm 2007, PVEP đã đưa thêm 5 giếng của khu vực EPS vào khai thác. Năm 2011, các khối phía Nam mới được đưa vào khai thác từ giàn cố định DH-02. Như vậy, mỏ Đại Hùng trong quá trình khai thác chỉ có duy nhất khối L được áp dụng bơm ép bởi các giếng DH-2P và DH-4P.

Biểu đồ sản lượng khai thác của DH-01 đến thời điểm hiện tại cho thấy lưu lượng dầu và áp suất vỉa của các khối đã giảm nhanh do bị giới hạn độc lập bởi các hệ thống đứt gãy kín. Tại khu vực phía Nam mỏ Đại Hùng, sản lượng

khai thác của các giếng thuộc giàn DH-02 duy trì khá ổn định. Trong đó, có một số giếng thuộc các khối có động thái tốt hơn dự kiến và khai thác lưu lượng có kiểm soát, một số giếng đang có động thái áp suất vỉa giảm do tính



Hình 1. Sơ đồ các khối trên diện tích mỏ Đại Hùng



Hình 2. Biểu đồ sản lượng khai thác dầu mỏ Đại Hùng

chất địa chất phức tạp, sự cố về hoàn thiện giếng, xuất hiện các đứt gãy nội khối phân tách làm giảm sự liên thông khu vực.

Kết quả tính trữ lượng, dầu và khí khai thác thuộc khu vực khai thác sớm của mỏ Đại Hùng của từng khối khác nhau cho thấy hệ số thu hồi đến thời điểm hiện tại thay đổi từ 6 - 21% tùy thuộc vào số lượng giếng khai thác và đặc tính chứa dầu của từng khối. Đối với khối L là khối mà vỉa chứa có đặc điểm chứa tốt và cũng đã đưa vào bơm ép nước để duy trì năng lượng vỉa, có mật độ giếng khai thác khoảng 1km<sup>2</sup>/giếng, nhưng khả năng tiếp tục gia tăng hệ số thu hồi rất hạn chế. Tầng chứa trong đá vôi còn tiềm ẩn rủi ro tính chất phân bố, một số vỉa có xuất hiện tầng nước đáy, lưu lượng khai thác sẽ giảm khi nước xuất hiện cũng như không có trợ giúp của bơm ép hay gaslift trong khi khai thác. Hệ số thu hồi tính đến thời điểm hiện tại từ 2% đến dưới 10% tùy thuộc vào số giếng và thời gian khai thác. Khu vực mỏ có nhiều tầng sản phẩm có tính chất chứa rất tốt, nhưng các giếng được khai thác ở chế độ tổng hợp các vỉa nên khó có thể đạt chế độ khai thác tối ưu do hiện tượng chảy giữa các tầng (cross flow) và khi bị ngập nước một vỉa để dẫn đến hiện tượng dừng khai thác do áp suất vỉa xuống thấp.

## 2. Đặc trưng vỉa chứa

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu số liệu các giếng thăm dò, thăm lượng và khai thác, phân bố của các tầng sản phẩm dầu khí theo khu vực đã được xác định, phân chia và liên kết chi tiết. Theo phương bình đồ, mỏ được chia làm 4 khu vực phát triển mỏ với các đặc tính địa chất và thủy động lực học khác nhau: Khai thác sớm (phía Bắc), Trung tâm (Yên Ngựa), phía Nam và đá vôi cánh sứt phía Đông. Theo phương mặt cắt, dầu được phát hiện trong trầm tích Miocene và móng granite nứt nẻ, nhưng chỉ có tầng Miocene cho dòng dầu thương mại.

Mỏ nằm ở rìa Tây Nam của đới nâng Măng Cầu, được hình thành do quá trình hoạt động của các hệ thống đứt gãy và nghịch đảo kiến tạo trong thời kỳ Miocene, vì vậy cấu trúc địa

chất mỏ có dạng khối, vòm với nhiều đứt gãy. Hệ thống đứt gãy được hình thành sau trầm tích nên các vỉa chứa đều bị chia cắt thành nhiều khối nhỏ khác nhau và không liên thông thủy động lực học nên ảnh hưởng rất lớn đến hệ số thu hồi dầu. Các đứt gãy này có vai trò rất quan trọng trong công tác thiết kế lựa chọn vị trí giếng đơn dày nhằm hoàn thiện mạng lưới giếng khai thác - bơm ép để phục vụ tốt cho sơ đồ triển khai các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Trầm tích ở giai đoạn này thuộc tướng biển gần bờ, mặc dù có trầm tích đá vôi nhưng trầm tích lục nguyên chiếm ưu thế. Thành phần chủ yếu là các lớp cát, bột, sét kết, đá vôi vụn và sét vôi thành tạo trong môi trường vũng vịnh đến biển nông ven bờ... phân bố rộng rãi ở phía Nam và mỏng dần về phía Bắc của mỏ.

Nhìn chung, các tập cát chứa trong trầm tích Miocene dưới (hệ tầng Dừa) được thành tạo trong môi trường đồng bằng bồi tích sông, đồng bằng thủy triều, xen kẽ vũng vịnh nước nông, ven biển. Hướng vận chuyển vật liệu trầm tích chủ yếu từ phía Bắc và phía Tây, liên quan tới đới nâng Côn Sơn. Đá vôi ám tiêu san hô trong trầm tích Miocene giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu) thành tạo trên các khối nâng cao.

Phủ trực tiếp lên móng granite là các trầm tích lục nguyên hạt thô và hạt mịn xen kẽ sét, bột kết, độ hạt giảm dần về phía trên. Nóc của tập trầm tích này được đánh dấu bởi tập than (H150) nên ranh giới này còn được gọi là "coal marker". Tập than này phân bố rộng ở khu vực Trung tâm và phía Nam của mỏ, mỏng dần về phía Tây Bắc và dễ dàng được nhận biết trên tài liệu địa vật lý giếng khoan. Trầm tích từ móng đến H150 gồm cát kết đa khoáng, sét, bột kết. Cát kết có độ hạt từ thô đến mịn, độ rỗng, độ thấm thấp do độ chọn lọc kém. Chiều dày trầm tích tập này mỏng dần ở các khối R, D, J và vắng mặt trên ở khối M, chiều dày lớn nhất là 220m tại khu vực khối A và L chứng tỏ địa hình móng cổ có xu hướng nghiêng dần về phía Đông Nam. Môi trường lắng đọng trầm tích của tập này từ môi trường lục địa ở phần dưới, chuyển dần lên phía trên là môi trường chuyển tiếp - ven biển, ảnh hưởng thủy triều.

Đặc điểm đáng chú ý của tập trầm tích gồm các tập cát chứa sản phẩm chính của mỏ. Thành phần các trầm tích lục nguyên bao gồm cát kết đa khoáng, bột kết, sét và than phân lớp nằm ngang, lượn sóng

và xiên chéo. Cát kết hạt nhỏ đến trung, có thành phần chủ yếu là thạch anh, feldspar/và một phần nhỏ mảnh đá được gắn kết bởi xi măng carbonate và xi măng sét. Nhìn chung, hạt vụn có độ lựa chọn và mài tròn tốt, bán góc cạnh đến bán tròn cạnh. Sét bột kết có màu xám sẫm đến xám nhạt, phân lớp mỏng chứa khoáng vật glauconite, siderite và hóa thạch biển. Chiều dày trầm tích H150 - H100 thay đổi trong khoảng 250m đến hơn 500m, chiều dày trầm tích có xu hướng lớn dần về phía Tây, Tây Nam. Trầm tích tập này được thành tạo trong môi trường đồng bằng ngập lụt đến vũng vịnh ven biển. Dựa vào đặc tính chứa và sự phân bố, tập này được chia thành 5 tầng chứa chính từ tập cát số 1 (H100 - H115) đến tập cát số 5 (H145 - H150).

Bậc cấu trúc Miocene giữa tương ứng với thời kỳ nghịch đảo kiến tạo, bóc mòn và lún chìm nhiệt nên bản đồ cấu tạo vẽ cho đỉnh tầng đá vôi tuổi Miocene giữa tương ứng với mặt phân xạ địa chấn H30 có bình đồ cấu trúc khá bình ổn, hình thái dạng vòm đã biến mất, chỉ còn lại 2 đỉnh ở khối phía Bắc và Nam và đó cũng là nơi đủ điều kiện để các tập chứa đá vôi ám tiêu phát triển. Hình thái bề mặt tầng H30 là một đơn nghiêng, chìm dần về phía Đông với mũi nhọn ở khu vực khối L. Sự nhảy bậc địa hình cũng được tạo ra do các đứt gãy F6 và F3 tiếp tục hoạt động. Hoạt động kiến tạo khá bình ổn, kết hợp với quá trình biển tiến dần từ phía Đông sang phía Tây, từ phía Nam lên phía Bắc đã tạo điều kiện hình thành các tập đá vôi thêm có diện tích và chiều dày đáng kể.

Trầm tích Miocene giữa của bậc cấu trúc này chủ yếu là trầm tích đá vôi dạng ám tiêu và đá vôi thêm xen kẽ các trầm tích lục nguyên mịn chứa vôi, còn Miocene trên được thành tạo chủ yếu bởi các trầm tích lục nguyên mịn và sét chứa vôi trong môi trường biển nông đến biển sâu.

### 3. Đánh giá lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho mỏ Đại Hùng

Các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu được phân tích đánh giá sơ bộ với mục tiêu xác định tính tương thích

đối với đặc tính vỉa chứa, đồng thời đưa ra các yếu tố ảnh hưởng đến hệ số thu hồi. Hiện nay, việc đánh giá khả năng áp dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu thường sử dụng phần mềm máy tính trên cơ sở tổng hợp các tiêu chí lựa chọn do Taber đề xuất với các đánh giá thông số của chất lưu: tỷ trọng, độ nhớt và thành phần dầu và các đặc trưng địa chất của vỉa chứa: loại vỉa, chiều dày, độ thấm, chiều sâu, nhiệt độ và bão hòa dầu/nước. Sau đó, các giải pháp phù hợp sẽ được xác định và thiết lập mô hình mô phỏng khai thác để đánh giá tiềm năng thu hồi dầu theo các phương án giả định. Hiệu quả của các phương pháp lại chịu ảnh hưởng rất lớn từ hệ quả của quá trình khai thác sơ cấp hoặc thứ cấp và mức độ hiểu biết về động thái khai thác dầu của chính vỉa chứa đó.

Trên cơ sở kinh nghiệm khai thác của các khối thuộc khu vực khai thác sớm của mỏ Đại Hùng và các mỏ đang khai thác dầu trong trầm tích lục nguyên tầng Miocene ở thềm lục địa Việt Nam như mỏ Ruby là 21%, mỏ Rạng Đông là 23% cho trữ lượng dầu cấp 2P, có thể dự kiến hệ số thu hồi dầu cuối cùng của mỏ Đại Hùng từ 10 - 22% tùy từng khối.

Ngay trong giai đoạn thăm dò, lưu chất đã được thu thập từ các hoạt động thử vỉa và khảo sát giếng. Các mẫu dầu khí được phân tích bởi nhiều phòng thí nghiệm cho thấy đặc tính dầu khác nhau giữa các vỉa trong cùng khối, thậm chí khác hẳn nhau đối với cùng vỉa ở các khối khác nhau (Bảng 1). Các vỉa khí condensate cũng đã được khẳng định bởi mẫu DST tại vỉa sand-0 trong các giếng 5X và 10X với hệ số condensate - khí trong khoảng 42 - 55 thùng/triệu ft<sup>3</sup>.

Độ thấm tương đối của các pha dầu khí và nước đã được đo đạc trong phòng thí nghiệm ở điều kiện áp suất, nhiệt độ vỉa. Qua đó đã xác định được 5 đơn vị dòng chảy đại diện cho tương tác đá chứa - chất lưu với bão hòa nước ban đầu từ 16 - 38% và bão hòa dầu tàn dư trong khoảng 27 - 35%.

Bảng 1. Tính chất cơ bản dầu vỉa ban đầu của mỏ Đại Hùng

Giếng	Tập vỉa	Áp suất (psia)	Nhiệt độ (°F)	Tỷ trọng (°API)	Áp suất bão hòa (psia)	Khí hòa tan (scf/stb)	Hệ số thành hệ (rb/stb)	Độ nhớt (cP)
DH-4X (khối D)	Sand-3	4.322	250	38,8	4.295	1.226	1,834	0,481
	Sand-2	4.076	247	39,7	3.145	759	1,499	0,543
	Sand-1	3.898	246	30,9	3.500	585	1,448	0,57
DH-2X (khối L)	Sand-6	4.293	221	28,4	2.466	430	1,32	1,013
	Sand-4&5	4.134	217	29,6	3.539	649	1,378	0,645
	Sand-3&4	4.032	222	30,1	2.713	501	1,268	0,852
	Sand-2&3	3.699	214	26,2	2.263	400	1,279	1,365
DH-1P (khối K)	Sand-1	3.554	217	23,6	2.430	438	1,264	1,541
	Sand-6	4.598	256	31,3	3.290	600	1,389	0,719
	Sand-2	3.815	230	28,3	3.262	668	1,41	0,638

Bảng 2. Đặc tính công nghệ các vỉa cát kết thuộc khối L

Thông số	Đơn vị	Sand-0	Sand-1	Sand-2	Sand-3	Sand-4	Sand-5	Sand-6
<b>Vỉa chứa</b>								
Thạch học		Cát kết						
Chiều sâu nóc vỉa	mTVD	2.085	2.117	2.165	2.207	2.282	2.355	2.429
Chiều dày	m	32,07	47,03	42,61	75,34	72,31	74,58	160,74
Trữ lượng OOIP	Triệu thùng	1,31	9,17	21,88	11,23	3,14	18,57	17,49
Tỷ lệ cát		0,225	0,657		0,786	0,238	0,217	0,469
Độ thấm ngang (khoảng, trung bình)	mD	0,1 - 300, 20	0,1 - 800,	0,2 - 900, 100	0,1 - 300, 10	0,1 - 300, 5	0,1 - 600, 10	0,1 - 300, 10
Độ rỗng (range, mean)	%	15 - 24	13 - 20	> 25	13 - 28	13 - 18	14 - 20	13 - 18
Bão hòa dầu tàn dư (range, mean)	%	25	25	25	25	25	25	25
Bão hòa nước ban đầu (range, mean)	%	71,28	56,82	35,58	79,56	74,51	20 - 80	20 - 80
Hệ số thu hồi dầu hiện tại	%	21,2						
<b>Chất lưu vỉa</b>								
Áp suất	psia		3.554		3.699	4.032	4.134	4.293
Độ nhớt dầu	cp		1,541		1,365	0,852	0,645	1,013
Khoáng hóa nước	ppm	24.026	24.026	24.026	24.026	24.026	24.026	24.026
Tỷ trọng dầu	°API		23,6		26,2	30,1	29,6	28,4

Tính chất vỉa	Nitrogen	Hydrocarbon	Carbonic	Khí không trộn lẫn	Hóa phẩm ASP	Polymer	Đốt tại chỗ	Hơi nóng
Tỷ trọng dầu °API (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 35 48	> 23 41	> 22 36	> 12	> 20 35	>15. <40	> 10 16	> 8 - 13,5 13,5
Độ nhớt dầu (cP) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	< 0,4 0,2	< 3 0,5	< 10 1,5	< 600	< 35 13	>10. <150	< 5.000 1.200	< 200.000 4.700
Thành phần (%)	Hàm lượng C <sub>1</sub> - C <sub>7</sub> cao	Hàm lượng C <sub>2</sub> - C <sub>7</sub> cao	Hàm lượng C <sub>5</sub> - C <sub>12</sub> cao	Không ảnh hưởng	Nhẹ và trung bình. Một vài acid hữu cơ đối với dung dịch kiềm	Không ảnh hưởng	Một vài thành phần thuộc asphaltic	Không ảnh hưởng
Bão hòa dầu (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 0,40 0,75	> 0,30 0,80	> 0,20 0,55	> 0,35 0,70	> 0,35 0,53	> 0,70 0,80	> 0,50 0,72	> 0,40 0,66
Loại vỉa chứa	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Không ảnh hưởng	Ưu tiên cát kết	Ưu tiên cát kết	Cát kết có độ rỗng cao	Cát kết có độ rỗng cao
Chiều dày vỉa (ft)	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Dài rộng	Không ảnh hưởng nếu vỉa nghiêng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10ft	> 20ft
Độ thấm trung bình (mD) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10mD 450mD	> 10mD 800mD	> 50mD	> 200mD
Chiều sâu vỉa (ft) (ngưỡng chuẩn/ trung bình)	> 6.000	> 4.000	> 2.500	> 1.800	< 9.000 3.250	< 9.000	< 11.500 3.500	< 4.500
Nhiệt độ (°F)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	< 200	< 200	> 100	Không ảnh hưởng

Hình 3. Kết quả đánh giá tương thích của các giải pháp EOR cho tập vỉa sand-2 & sand-3 khối L (màu trắng: không hoặc ít chịu ảnh hưởng; màu xanh nhạt: có thể có hiệu quả; màu xanh đậm: hiệu quả tốt; màu đỏ: không phù hợp để triển khai)

Các vỉa cát kết Miocene dưới mỏ Đại Hùng đã được nghiên cứu tổng hợp một cách hệ thống các đặc tính địa chất, địa vật lý từ giai đoạn thăm dò cho đến khai thác.

Trên cơ sở tổng hợp số liệu phân tích và minh giải tài liệu công nghệ mỏ để làm số liệu đầu vào cho đánh giá các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với mỗi khối.

Tính chất vỉa	Nitrogen	Hydrocarbon	Carbonic	Khí không trộn	Hóa phẩm ASP	Polymer	Đốt tại chỗ	Hơi nóng
Tỷ trọng dầu °API (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 35 48	> 23 41	> 22 36	> 12	> 20 35	> 15. < 40	> 10 16	> 8 - 13,5 13,5
Độ nhớt dầu (cP) (ngưỡng chuẩn/ trung bình)	< 0,4 0,2	< 3 0,5	< 10 1,5	< 600	< 35 13	>10. <150	< 5.000 1.200	< 200.000 4.700
Thành phần (%)	Hàm lượng C <sub>1</sub> - C <sub>7</sub> cao	Hàm lượng C <sub>2</sub> - C <sub>7</sub> cao	Hàm lượng C <sub>5</sub> - C <sub>12</sub> cao	Không ảnh hưởng	Nhẹ và trung bình. Một vài acid hữu cơ đối với dung dịch kiềm	Không ảnh hưởng	Một vài thành phần thuộc asphaltic	Không ảnh hưởng
Bão hòa dầu (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 0,40 0,75	> 0,30 0,80	> 0,20 0,55	> 0,35 0,70	> 0,35 0,53	> 0,70 0,80	> 0,50 0,72	> 0,40 0,66
Loại vỉa chứa	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Cát kết hoặc đá vôi	Không ảnh hưởng	Ưu tiên cát kết	Ưu tiên cát kết	Cát kết có độ rỗng cao	Cát kết có độ rỗng cao
Chiều dày vỉa (ft)	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Mỏng hoặc nghiêng lớn	Dài rộng	Không ảnh hưởng nếu vỉa nghiêng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10ft	> 20ft
Độ thấm trung bình (mD) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	> 10mD 450mD	> 10mD 800mD	> 50mD	> 200mD
Chiều sâu vỉa (ft) (ngưỡng chuẩn/trung bình)	> 6.000	> 4.000	> 2.500	> 1.800	< 9.000 3.250	< 9.000	< 11.500 3.500	< 4.500
Nhiệt độ (°F)	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	Không ảnh hưởng	< 200	< 200	> 100	Không ảnh hưởng

**Hình 4.** Kết quả đánh giá tương thích của các giải pháp EOR với khối K (màu trắng: không hoặc ít chịu ảnh hưởng; màu xanh nhạt: có thể có hiệu quả; màu xanh đậm: hiệu quả tốt; màu đỏ: không phù hợp để triển khai)

Bảng 2 liệt kê đặc tính công nghệ của vỉa cát kết khối L để sử dụng cho các thông số đầu vào trong đánh giá chi tiết cho từng vỉa từ sand-0 đến sand-6. Hình 3 thể hiện kết quả cụ thể đánh giá mức độ tương thích khi áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với vỉa sand-2 và 3 đại diện đặc tính thấm chứa và chất lưu cho cả khối.

Kết quả đánh giá chung cho toàn khối K cũng như chi tiết cho từng tập vỉa đều cho thấy ngoài sử dụng khí nitrogen, các giải pháp bơm ép khí tương thích cao với vỉa chứa trầm tích lục nguyên ở các khối tại mỏ Đại Hùng. Việc áp dụng các giải pháp hóa học gặp nhiều khó khăn như: độ thấm nhỏ, nhiệt độ vỉa cao hoặc bão hòa dầu thấp. Tuy nhiên, ở ngưỡng 200°F tương đối sát với nhiệt độ vỉa nên cần có những đánh giá chi tiết hơn khi phối hợp các giải pháp hoặc tìm kiếm các phụ gia chịu nhiệt cho dung dịch bơm ép.

Đặc biệt, tính chất như tỷ trọng và độ nhớt của dầu mỏ Đại Hùng rất phù hợp với giải pháp bơm ép khí ở điều kiện không trộn lẫn, khác biệt hẳn so với đặc tính dầu ở bể Cửu Long. Lợi thế của giải pháp bơm ép khí còn rõ ràng hơn khi năng lượng của các vỉa đã giảm mạnh trong thời gian dài khai thác.

#### 4. Các yếu tố ảnh hưởng đến hệ số thu hồi dầu

Trong lĩnh vực nâng cao hệ số thu hồi dầu, công nghệ và kỹ thuật được nghiên cứu áp dụng nhằm đạt hệ số thu hồi dầu cao theo công thức (1), theo phương diện toán học là kết quả tích hợp chập của hiệu suất đẩy dầu và hệ số quét:

$$HSTHD = (E_v \times E_a) \times \left(1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}}\right) \quad (1)$$

Trong đó:

HSTHD: Hệ số thu hồi dầu;

$E_v, E_a$ : Hệ số quét theo chiều sâu và hệ số quét theo diện;

$S_{or}, S_{oi}$ : Bão hòa dầu tàn dư và bão hòa dầu ban đầu.

##### 4.1. Hiệu suất đẩy dầu

Hiệu suất đẩy dầu phụ thuộc vào khả năng làm giảm giá trị bão hòa dầu tàn dư trên cơ sở bão hòa dầu ban đầu trong vỉa. Dầu được chứa trong hệ thống lỗ rỗng với phân bố bão hòa phụ thuộc vào tương tác của đá chứa với chất lưu thể hiện qua tính dính ướt và hiện tượng mao dẫn. Quá trình làm tăng hiệu suất đẩy tức là làm giảm sức căng bề mặt theo công thức:

$$P_c = \frac{2 \times \sigma \times \cos(\theta)}{r} \quad (2)$$

Trong đó:

$P_c$ : Áp suất mao dẫn;

$\sigma$ : Sức căng bề mặt;

$\theta$ : Góc dính ướt;

$r$ : Bán kính lỗ rỗng.

Sức căng bề mặt giữa dầu và nước có thể được làm giảm bởi các chất hoạt tính bề mặt có trong nước bơm ép. Hoặc cũng có thể làm thay đổi tính dính ướt của đá bằng cách bơm các chất hóa học như sodium carbonate ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ). Sức căng bề mặt giữa dầu và nước có thể được khử gần như hoàn toàn bằng các biện pháp: bơm ép các chất hoạt tính bề mặt như LPG và các chất thuộc nhóm rượu mà có thể trộn lẫn vào dầu; bơm ép các dung dịch thể Micellar; bơm ép khí như khí tự nhiên,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  trong điều kiện có thể trộn lẫn với dầu nhằm tạo trao đổi khối lượng giữa các pha dầu và khí trong vỉa chứa.

#### 4.2. Hệ số quét

Hệ số quét được đặc trưng bởi tính bất đồng nhất của đặc tính vỉa và chia làm 2 thành phần: hệ số quét theo diện ( $E_d$ ) và hệ số quét theo chiều sâu ( $E_s$ ).

Bao quét theo diện liên quan trực tiếp đến hình thái vỉa, sơ đồ giếng khoan và tỷ số độ linh động của chất lưu tham gia dòng chảy trong vỉa.

Tỷ số độ linh động ( $M$ ) được giảm thiểu theo công thức:

$$M = \frac{K_{inj} \times \mu_o}{\mu_{inj} \times K_o} \quad (3)$$

Trong đó:

$K_{inj}$ ,  $K_o$ : Độ thấm pha dung dịch đẩy, độ thấm pha dầu;

$\mu_o$ ,  $\mu_{inj}$ : Độ nhớt dầu, độ nhớt dung dịch đẩy.

Tỷ số độ linh động  $M$  thể hiện mức độ lan tỏa đồng đều từ giếng bơm ép sang giếng khai thác của ranh giới tiếp xúc pha dầu và nước. Hiện tượng tạo hình răng lược dễ dàng hình thành khi giá trị  $M$  càng lớn. Do đó, tỷ số thường được

		Bất đồng nhất theo phương ngang		
		Thấp	Trung bình	Cao
Bất đồng nhất theo phương thẳng đứng	Thấp	Đồng bằng ảnh hưởng sóng (Wave-dominated delta) Đê/bờ cát (Barrier core) Đê cát chắn trước bờ (Barrier shore face sand) Bãi bồi giàu cát (Rich sand plain)	Doi cát cửa sông (Delta front mouth bar) Bãi bồi trước đồng bằng (Proximal delta front) Trầm tích ảnh hưởng thủy triều (Tidal deposits) Trầm tích sét bờ sông (Mud-rich strand plain)	Dải sông uốn khúc <sup>1</sup> (Meander belt) Đồng bằng ảnh hưởng sông <sup>1</sup> (Fluvially dominated delta) Trầm tích trong đê/sau bờ <sup>1</sup> (Back barrier)
	Trung bình	Trầm tích do gió (Aeolian) Đồng bằng biến đổi bởi sóng biển - khu vực xa bờ (Wave-modified delta-distal)	Doi cát rìa thềm (Shelf bars) Quạt phù sa (Alluvial fans) Đồng bằng tam giác châu (Fan delta) Trầm tích đầm hồ (Lacustrine delta) Đồng bằng khu vực xa bờ (Distal delta front) Đồng bằng biến đổi bởi sóng biển - khu vực gần bờ (Wave-modified delta-proximal)	Dòng chảy bện, nhiều dòng đan xen (Braided stream) Đồng bằng ảnh hưởng thủy triều (Tide-dominated delta)
	Cao	Trầm tích chảy rối đáy biển (Basin flooring turbidites)	Trầm tích hạt thô dải sông uốn khúc (Coarse-grained meander belt) Đồng bằng nhiều dòng chảy đan xen (Braid delta)	Dải sông uốn khúc <sup>2</sup> (Meander belt) Đồng bằng ảnh hưởng sông <sup>2</sup> (Fluvially dominated delta) Trầm tích trong đê/sau bờ <sup>2</sup> (Back barrier) Trầm tích hạt mịn đai uốn khúc (Fine-grained meander belt) Quạt đáy bể (Submarine fans)

<sup>1</sup>Thân cát đơn; <sup>2</sup>Hệ tập cát xếp chồng

**Hình 5.** Ma trận xác định mức độ bất đồng nhất và vùng phân bố cát kết mở Đại Hùng từ trung bình đến cao theo cả diện và chiều sâu [4]

		Mức độ bất đồng nhất theo diện		
		Các giải pháp	Thấp	Cao
Bất đồng nhất theo phương thẳng đứng	Thấp	Hiệu suất thu hồi dầu	Tổng thu hồi dầu rất cao	Thấp
		Đặc trưng thu hồi dầu		Vỉa phân khối độc lập, dầu bị bẫy lại
		Chiến lược thu hồi dầu hợp lý	Các dự án EOR	Khoan đan dày
Cao	Cao	Hiệu suất thu hồi dầu	Thấp	Rất thấp
		Đặc trưng thu hồi dầu	Dầu di động bị bẫy lại nhiều	Dầu bị bẫy lại hoặc chưa tham gia vào cơ chế khai thác
		Chiến lược thu hồi dầu hợp lý	Hiệu chỉnh sơ đồ giếng phát triển, bơm vỉa thêm, sửa chữa giếng	Khoan đan dày, tối ưu chế độ bơm ép nước; sửa chữa giếng, bơm thêm vỉa

**Hình 6.** Đặc tính thu hồi dầu và các giải pháp IOR phù hợp [4]

kiểm soát bởi khả năng điều chỉnh hợp lý giá trị độ nhớt của các pha trong điều kiện vỉa để giá trị  $M$  xấp xỉ 1.

Các vỉa cát kết mỏ Đại Hùng có tỷ số độ linh động  $M$  vào khoảng 2 - 5. Do mức độ chênh lệch độ linh động không lớn giữa dầu và nước bơm ép, hiện tượng rãng lược có khả năng xảy ra nhưng mức độ nhỏ và gây ảnh hưởng đến hệ số thu hồi dầu. Để tăng sản lượng khai thác dầu, hệ số này cần được giảm bằng cách giảm độ linh động của dung dịch nước bơm ép hoặc tăng độ linh động của pha dầu. Hệ số quét thẳng đứng kiểm soát bởi yếu tố phân lớp, sự chênh lệch tính chất thấm chứa giữa các lớp theo mặt cắt địa chất.

### 4.3. Kinh nghiệm triển khai các dự án cải thiện hệ số thu hồi dầu

Theo kết quả nghiên cứu về mối liên quan giữa tính bất đồng nhất vỉa chứa đối với hệ số thu hồi dầu, các tác giả Tyler và Finley đánh giá sự phân bố không đồng đều các thân cát cùng với đặc tính thấm chứa và phân loại mức độ bất đồng nhất theo diện và theo chiều sâu đối với đặc điểm của hệ thống trầm tích (Hình 5). Đồng thời, nhóm tác giả phân tích lượng dầu bị bẫy lại do hệ số quét thấp ở mức độ bất đồng nhất cao của vỉa cũng như đề xuất chiến lược thích hợp để gia tăng hệ số thu hồi phân dầu linh động: khoan đan dày, điều chỉnh sơ đồ giếng, thiết kế tối ưu hoàn thiện giếng (Hình 6).

Ngoài ra, sự tồn tại trong lát cắt của địa chất những đứt gãy kiến tạo - kết quả của hoạt động kiến tạo trong lịch sử phát triển địa chất của vùng mỏ, đóng vai trò màn chắn cách ly thủy động học các chất lưu. Như vậy, yếu tố đứt gãy phân khối cùng với các màn chắn thạch học từ kết quả của các điều kiện môi trường trầm tích đã phá vỡ tính đẳng hướng của các tính chất di dưỡng của các vỉa cát kết.

Đối tượng cát kết Miocene dưới mỏ Đại Hùng gồm 7 vỉa với tương cát lòng sông trong môi trường trầm tích châu thổ ven biển. Trong đó, các vỉa chính gồm sand-2, sand-5 và sand-6 chiếm phần lớn lượng dầu, vỉa sand-3 có lượng dầu tại chỗ ở mức trung bình nhưng có tính chất vỉa tốt. Các khoảng vỉa cho dòng lớn xen kẽ nhau, đặc biệt là khoảng sand-2 và sand-3 có độ thấm lớn nhất (trung bình 100mD), vỉa sand-4 có độ thấm thấp nhất, trung bình khoảng 5mD. Các khoảng vỉa có độ thấm lớn tập trung ở khoảng giữa sẽ dễ dàng tạo các đới xâm nhập nước sớm và vỉa sand-6 dưới cùng có tính chất vỉa tốt cũng dẫn nước nhanh tới giếng khai thác. Hệ số thu hồi dầu bị ảnh hưởng lớn do hệ số quét không cao khi áp dụng bơm ép nước hoặc dung dịch trong quá trình bơm ép chất lưu đẩy dầu.

### 4.4. Hiệu quả kinh tế

Các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đều đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu rất lớn, đồng thời phải kiểm soát chặt chẽ quá trình áp dụng. Trong khi đó, lượng dầu khai thác tăng thêm lại không lớn và thường kéo dài. Do vậy, các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu cần phải được nghiên cứu đánh giá chi tiết về kỹ thuật để có các dự báo chính xác, phục vụ cho công tác đánh giá hiệu quả kinh tế của các phương án. Các điều kiện vỉa ban đầu của dự án cũng cần phải đánh giá như bão hòa dầu còn lại sau bơm ép nước; địa tầng và chế độ thủy lực...

### 5. Các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi khả dụng với mỏ Đại Hùng

Hệ số thu hồi dầu hiện tại của mỏ Đại Hùng thấp, trung bình chỉ đạt 13% mặc dù tính chất vỉa chứa của mỏ thuộc loại tương đối tốt với độ rỗng 25% và độ thấm trung bình 50mD. Các nghiên cứu đánh giá tổng hợp địa chất mỏ và cơ chế khai thác cho thấy nguyên nhân chủ yếu do phần lớn lượng dầu được khai thác bởi cơ chế giảm áp tự nhiên, mới chỉ có các vỉa cát kết khối L được áp dụng bơm ép nước với hệ số thu hồi dầu đạt 22%. Quỹ giếng hoạt động không cao, đặc biệt vùng khai thác sớm chỉ còn duy nhất giếng 4X hoạt động thường xuyên và 2 giếng khai thác định kỳ. Nhiều giếng dừng do năng lượng yếu, không thể tự phun. Tại khu vực phía Nam có 12 giếng thuộc giàn DH-02 đang khai thác đồng thời các vỉa cát kết và đá vôi với lưu lượng tương đối ổn định.

Để duy trì sản lượng và gia tăng hiệu quả của các giếng khai thác, đã có một loạt các giải pháp kỹ thuật và công nghệ được nghiên cứu ứng dụng. Trong đó giải pháp sử dụng tối ưu quỹ giếng và bơm ép nước cho thấy tính hiệu quả và hoàn toàn phù hợp với điều kiện thực tế của mỏ. Biện pháp can thiệp giếng, quản lý khai thác đồng thời các vỉa và xử lý acid vùng cận đáy giếng được ứng dụng với kết quả tốt, tăng sản lượng khai thác và đảm bảo quỹ giếng hoạt động.

Do vỉa chứa có tính bất đồng nhất cao, bị phân mảnh thành các khối có diện tích không lớn và sơ đồ giếng khai thác còn chưa phân bố đến hết các khối nên nhiều diện tích vùng dầu còn chưa được đưa vào phát triển khai thác. Theo diện tích mỏ tồn tại 3 khối: D, K và L; cùng với đới tương đá vôi mới có lượng dầu tại chỗ đủ lớn để có thể tính đến áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu mang lại hiệu quả kinh tế. Các khối còn lại có diện tích hẹp và lượng dầu tại chỗ quá nhỏ, cần có những nghiên cứu ứng dụng công nghệ khoan tiên tiến hoặc điều khiển giếng khai thác/bơm ép thông minh mới có thể bổ sung

**Bảng 3.** Gia tăng thu hồi dầu tiềm năng mỏ Đại Hùng

Đơn vị: Triệu thùng

Giải pháp Khối vỉa	Tự nhiên và giếng đan dày	Tối ưu bơm ép nước	Khí - nước luân phiên	Bơm ép hóa chất	Nước khoáng hóa thấp
Khối D	7,5	4,2	3,32	4,35	
Khối K-J	1,5	3,2	4,12	5,3	
Khối L	0,7	1,8	2,8	4,2	
Khối G	1	2,5	0,8	1,1	
Đá vôi Trung tâm		2,6	1,3		2,23
Đá vôi phía Nam		3,3	0,9		1,99
Khối F	15,2				
Khối B	3,5				
Khối A	3,9				
Khối N	2,2				
Khối T	8,5				
Khối Z	9,1				

giếng khai thác nhằm tăng quỹ giếng cũng như tạo sơ đồ giếng phù hợp.

Trên cơ sở tích hợp kết quả đánh giá sơ bộ khả năng tương thích điều kiện vỉa và phân tích giới hạn áp dụng thành công của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu theo mức độ bất đồng nhất, các giải pháp dự kiến đề xuất gồm:

- Khoan đan dày: Vị trí các giếng đan dày được phân tích đánh giá trên cơ sở mạng lưới các giếng hiện có tại mỏ cũng như phân tích động thái dòng chảy chất lưu trong quá trình thu hồi dầu nhằm hình thành sơ đồ tối ưu bơm ép - khai thác, tăng hệ số quét theo diện hoặc hạn chế tác động của các đới có độ thấm lớn.

- Bơm ép khí - nước luân phiên điều kiện không trộn lẫn: Quá trình khai thác thứ cấp bởi bơm ép nước thường bẫy lại nhiều đới dầu do đặc tính bất đồng nhất của vỉa, do khí có độ linh động cao hơn và luôn được coi là pha không dính ướt nên dễ dàng di chuyển vào các đới dầu còn dính lại để đẩy dầu (tăng hệ số quét) hoặc tiếp xúc với dầu/tương tác làm giảm độ nhớt của dầu. Mặc dù vậy, khí có thể gây ảnh hưởng đến tỷ số khí - dầu đối với các vỉa đã khai thác kiệt năng lượng. Bơm ép khí đã được triển khai cho cát kết Miocene dưới mỏ Rạng Đông với kết quả khả quan, đồng thời giải pháp này thích hợp cho nâng cao hệ số thu hồi dầu không những cho trầm tích và còn cho các vỉa nứt nẻ.

- Bơm ép hóa phẩm (Alkaline-Surfactant-Polymer): Công nghệ bơm ép hệ dung dịch phối hợp các hợp chất hóa học với các công dụng khác nhau đã được ứng dụng thành công ở nhiều mỏ và được giới thiệu là giải pháp phù hợp nhất đối với các vỉa có mức độ bất đồng nhất cao, năng lượng vỉa thấp và lượng dầu tàn dư trong vỉa còn cao. Mặc dù kết quả đánh giá sơ bộ không đạt yêu cầu tương thích với cát kết mỏ Đại Hùng do yếu tố nhiệt độ, nhưng thực tế mức độ vượt ngưỡng rất nhỏ nên giải pháp này vẫn được đưa vào phân tích.

- Bơm ép nước độ khoáng hóa thấp (áp dụng cho đối tượng đá vôi): Giải pháp bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp đã và đang được đánh giá thử nghiệm tại nhiều loại vỉa trong đó có đối tượng

đá vôi. Tác động chính của giải pháp là thay đổi tính dính ướt của đá sang dính ướt nước hoàn toàn và hỗ trợ tách phần dầu tàn dư khỏi thành mạch lỗ rỗng. Như vậy, hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi đạt được do tăng hiệu suất đẩy dầu trong các vùng đã được nước bơm ép di chuyển qua.

Trong các dự án phát triển mỏ và nâng cao hệ số thu hồi dầu, mô hình số luôn được sử dụng như một cơ sở dữ liệu tổng hợp của các tính chất vỉa chứa và chất lưu, cho phép đánh giá hiệu quả thu hồi dầu theo chiến lược và kỹ thuật áp dụng. Để xác định và đánh giá được hiệu quả của quá trình bơm ép chất lưu gia tăng thu hồi dầu mô hình mô phỏng khai thác được cập nhật số liệu và khớp lịch sử khai thác.

Kết quả mô phỏng (Bảng 3) cho thấy động thái khai thác bằng năng lượng tự nhiên phản ánh đúng với tính bất đồng nhất cao theo diện tích. Khối K-J và khối G gần như đã kết thúc giai đoạn khai thác sơ cấp và có hệ số thu hồi dầu đạt 15 - 17% thể hiện tính chất vỉa tốt, đồng thời khẳng định số lượng giếng hợp lý với trữ lượng trung bình mỗi giếng khoảng 2,2 triệu thùng. Khối L đã được áp dụng bơm ép nước cho giai đoạn thứ cấp, nhưng chỉ tăng hệ số thu hồi lên được khoảng 5% chứng tỏ sơ đồ giếng không hợp lý và có thể ảnh hưởng lớn đến mức độ gia tăng thu hồi dầu của các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu. Như vậy, các khối được thiết kế khai thác với số lượng giếng đầy đủ, đảm bảo diện tích bao trùm 1km<sup>2</sup>/giếng và vị trí phù hợp với sơ đồ bơm ép - khai thác sẽ là ưu tiên hàng đầu trong giai đoạn tiếp theo. Giải pháp bổ sung và đảm bảo quỹ giếng áp dụng tốt cho các khối với lượng dầu tăng thêm đáng kể (3 - 12%) do cải thiện mật độ giếng, đồng thời làm tiền đề cho tối ưu bơm ép nước cũng như tạo sơ đồ giếng cho các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Giải pháp tối ưu bơm ép nước ở giai đoạn khai thác thứ cấp với mục đích tăng áp suất vỉa cũng như tăng hệ số quét giúp tăng hệ số thu hồi dầu trung bình từ 4 - 8% cho cả đối tượng cát kết và đá vôi. Do áp suất vỉa giảm mạnh sau giai đoạn khai thác dài và sơ đồ giếng chưa được tối ưu, các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu dự kiến áp dụng sau giai đoạn khai thác thứ cấp bằng bơm ép nước từ mô hình mô phỏng cho thấy hiệu quả không cao.

## 6. Kết luận

Nghiên cứu đánh giá khả năng áp dụng và dự báo tiềm năng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu đối với vỉa cát kết và đá vôi mỏ Đại Hùng trên cơ sở kết hợp ứng dụng tiêu chí và phân tích chi tiết tính bất đồng nhất đặc tính vỉa cho phép xác định một cách nhanh chóng chiến lược gia tăng hệ số thu hồi có định hướng chương trình nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Kết quả nghiên cứu được tổng hợp như sau:

Đặc tính vỉa chứa cát kết và đá vôi mỏ Đại Hùng thuộc loại trung bình đến tốt. Mức độ bất đồng nhất trên quy mô toàn vỉa cát kết rất cao do màn chắn thạch học hình thành trong môi trường trầm tích và mức độ phân khối mạnh từ hệ thống đứt gãy kiến tạo.

Cơ chế thu hồi dầu mỏ Đại Hùng gồm giãn áp tự nhiên, mới chỉ có khối L đã được áp dụng giải pháp bơm ép nước trong giai đoạn khai thác thứ cấp, nhưng hệ số thu hồi dầu trung bình toàn mỏ chỉ đạt khoảng 13%. Lượng dầu còn lại trong vỉa còn nhiều và là tiềm năng cho các giải pháp gia tăng sản lượng và hệ số thu hồi dầu trong giai đoạn tiếp theo.

Kết quả phân tích tổng hợp đặc tính khai thác từng khối và mô hình mô phỏng cho thấy giải pháp đảm bảo

quỹ giếng và tối ưu sơ đồ khai thác - bơm ép có hiệu quả cao nhất cho cả 2 đối tượng cát kết và đá vôi với gia tăng hệ số thu hồi thêm 6,2%. Hai nhóm giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu có tính tương thích với đặc tính vỉa cát kết Miocene dưới mỏ Đại Hùng gồm: bơm ép khí và bơm ép hóa chất tổ hợp ASP tương ứng với hệ số thu hồi tăng 3,1% và 4,2% sau giai đoạn thứ cấp. Đối với vỉa đá vôi, dự báo hệ số thu hồi dầu tăng 4,74% khi ứng dụng giải pháp bơm ép nước có độ khoáng hóa thấp. Giải pháp bơm khí nước luân phiên được dự báo có hiệu quả thấp do ảnh hưởng của đặc tính nứt nẻ trong vỉa đá vôi.

### Tài liệu tham khảo

1. Nguyen Hai An. *Reservoir assessment and screening of EOR for Dai Hung field*. Petrovietnam Journal. 2018; 6: p. 85.
2. Nguyen Hai An, Nguyen Hoang Duc. *Provision of enhancement screening of oil recovery for Dai Hung field, Block 05-1a, offshore Vietnam*. PVEP. 2014.
3. J.J.Taber, F.D.Martin, R.S.Seright. *EOR screening criteria revisited - Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects*. SPE Reservoir Engineering. 1997; 12(3).
4. Noel Tyler, Robert J.Finley. *Arthitectural controls on the recovery of hydrocarbons from sandstone reservoirs*. 1991.

## ASSESSMENT OF IMPROVED OIL RECOVERY POTENTIAL OF DAI HUNG OIL FIELD

**Nguyen Hai An**

*Petrovietnam Exploration and Production Corporation*

*Email: annh1@pvep.com.vn*

### Summary

***Since the 1990s, over 30 wells have been drilled in Dai Hung field (Block 05-1a, Nam Con Son basin), resulting in oil discoveries and oil production from clastic and carbonate reservoirs. Most of the clastic reservoirs are producing with natural depletion mechanism, except for the reservoir of Block L, where water injection has been applied. Although the reservoir characteristics of Dai Hung field are quite good with average porosity and permeability of around 25% and 50mD respectively, the average recovery factor of the field is quite low, only 13%.***

***Production performance of Dai Hung field shows the difference from block to block due to the complex reservoir characteristics. The water injection and acidising solutions have proven to be effective for Dai Hung field, therefore there would be a high chance of success in increasing reserves if EOR/IOR methods are applied.***

***The results of the assessment of compatibility with the reservoir specification showed that feasible solutions available for Block L include unmixed gas injection, hydrocarbon gas injection, carbon dioxide injection, and alkaline/surfactant/polymer flooding.***

***This paper presents the studies evaluating applicable IOR solutions for the whole Dai Hung field. The study results show that the reservoir heterogeneity can be used to predict the potential and also the effect of IOR processes.***

***Key words:*** Oil recovery, heterogeneity, reservoir, sandstone, carbonate, Dai Hung field.