

ĐÁNH GIÁ ĐẶC ĐIỂM TẦNG CHỨA BH5.2.1, TRÀ TÂN TRÊN, LÔ A, BỂ TRẦM TÍCH CỬU LONG QUA SỐ LIỆU PHÂN TÍCH MẪU LỖI

KS. Nguyễn Văn Hiếu, ThS. Nguyễn Hồng Minh
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

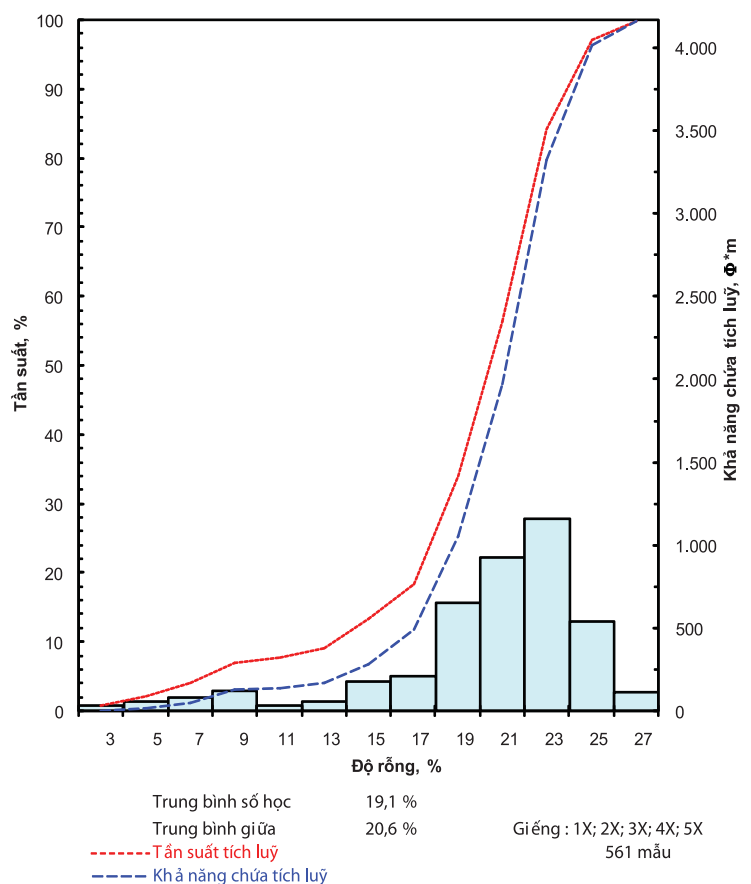
Đối với công tác thăm dò, khai thác dầu khí, việc nghiên cứu xây dựng mô hình địa chất, đánh giá trữ lượng và mô hình thủy động học của vỉa khai thác là cần thiết. Việc xây dựng mô hình mô sát với thực tế hay không phụ thuộc rất nhiều vào mức độ xác thực của các thông số vỉa (có thể được xác định dựa trên nghiên cứu và phân tích mẫu lõi, mẫu chất lưu của vỉa). Trong đó, phân tích, nghiên cứu mẫu lõi giếng khoan cung cấp các số liệu chính xác và trực tiếp về vỉa, là cơ sở để xử lý các thông tin (thu thập một cách gián tiếp) về vỉa thông qua các phương pháp đo địa vật lý giếng khoan, cho thấy bức tranh tổng thể về mô, hệ thống đá chứa và chất lưu. Từ đó, có thể đề ra các phương án khai thác và biện pháp tác động vào vỉa tối ưu nhất.

Bài viết tập trung vào việc đánh giá các đặc trưng thăm chứa tập BH5.2.1 dựa trên kết quả phân tích mẫu lõi được thực hiện tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam bao gồm: độ rỗng, độ thấm Klinkenberg tại áp suất vỉa, tỷ trọng hạt, hàm lượng trao đổi cation, các tính chất điện và áp suất mao dẫn [1- 8].

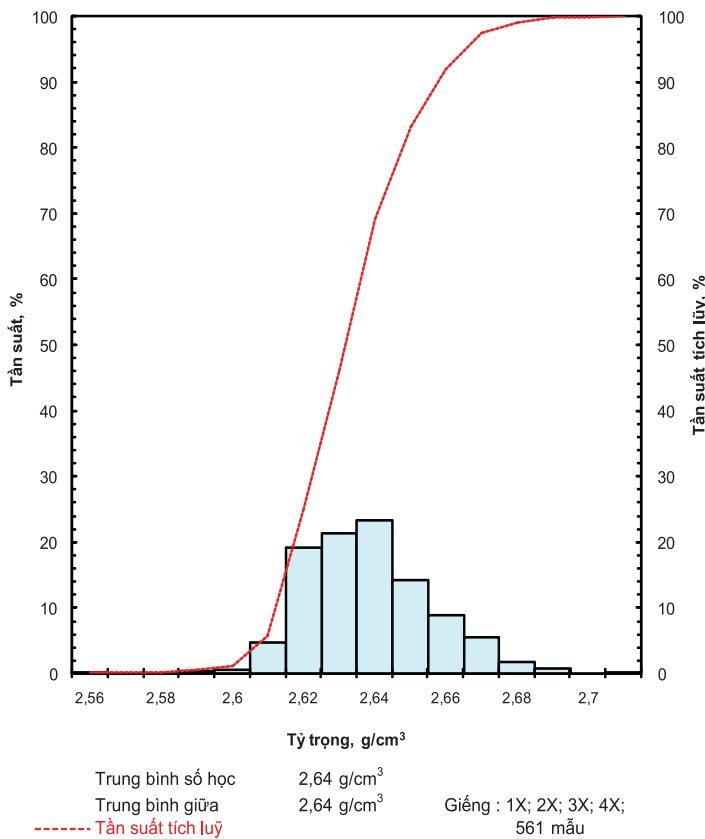
1. Vị trí các khoảng lấy mẫu tại các giếng khoan và khái quát đặc điểm thạch học

Mẫu tập BH5.2.1 có tổng chiều dài 220m, được lấy tại 5 giếng khoan 1X; 2X; 3X; 4X và 5X ở độ sâu từ 2.680 - 3.020m. Theo tài liệu địa vật lý giếng khoan, tầng chứa BH5.2.1 là tập cát kết dày xen kẽ với những phân lớp mỏng sét - bột kết. Kết quả phân tích lát mỏng thạch học cho thấy cát kết phần lớn là lithic arkose và arkose, cát kết dạng feldspathic greywacke hiếm khi xuất hiện. Nhìn chung, cát kết của phụ tập trầm tích này tương đối sạch với một lượng chất trám (matrix) nhỏ. Tuy nhiên, đôi khi sét nền xuất hiện khá nhiều trong một vài mẫu (feldspathic greywacke). Thành phần chất trám chủ yếu là sét và một ít là vật chất hữu cơ.

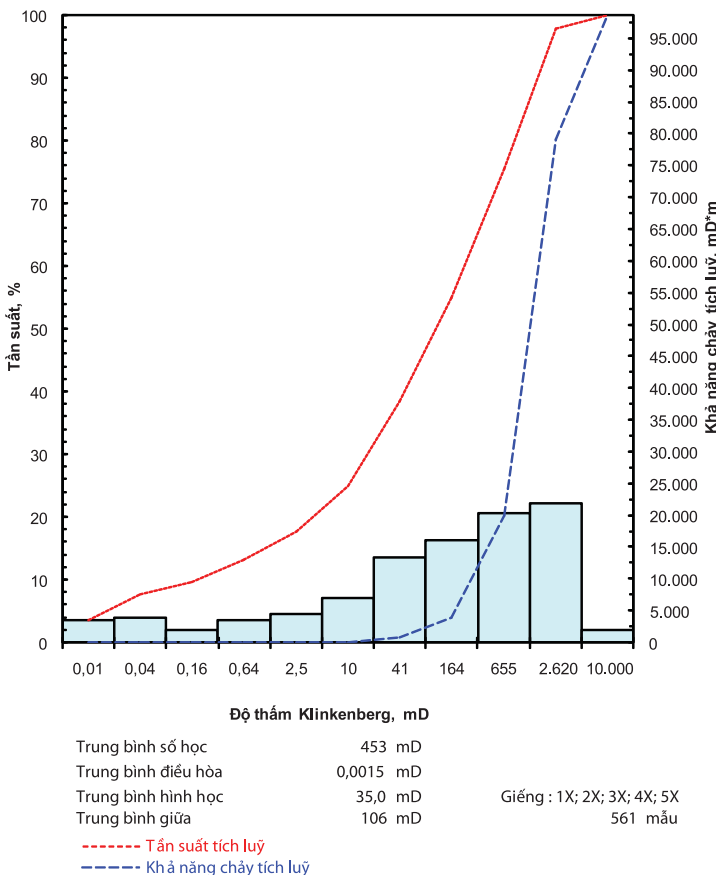
Cát kết có độ hạt từ rất mịn đến rất thô và trong đó cỡ hạt chiếm ưu thế là trung bình và thô, độ chọn lọc chủ yếu là trung bình đến trung bình tốt. Hạt đa phần có hình bán góc cạnh và bán tròn cạnh đến tròn cạnh. Độ nén ép của cát kết ở mức độ trung bình yếu với đa phần là tiếp xúc hạt kiểu điểm và đường. Thành phần khoáng vật tạo đá chủ yếu là thạch anh (khoảng 35%) và



Hình 1. Biểu đồ độ rỗng



Hình 2. Biểu đồ tỷ trọng



Hình 3. Biểu đồ độ thấm

một lượng nhỏ feldspar với phần lớn là k-feldspar (khoảng 15 - 20%) và plagioclase (khoảng 5%). Thành phần mảnh đá rất phong phú với chủ yếu là granite và volcanic, những mảnh đá khác như schist, chert và quartzite hiện diện với tỷ lệ nhỏ hơn.

Khoáng thứ sinh chiếm một lượng trung bình đến cao, chủ yếu là kaolinite, quartz với một lượng ít pyrite, đôi khi gặp albite, zeolite và calcite. Khoáng vật sét chủ yếu là sét kaolinite với lượng nhỏ hơn chlorite và illite. Hỗn hợp sét illite-smectite chiếm một lượng nhỏ hơn nhiều, smectite thì ít xuất hiện trong phụ tập trầm tích này.

2. Tổng hợp và đánh giá các kết quả phân tích mẫu lõi

2.1. Độ rỗng và tỷ trọng hạt

Độ rỗng thể hiện khả năng chứa chất lưu của đất đá và là thông số quan trọng trong công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí. Độ rỗng của mẫu lấy từ các giếng khoan trên được đo bằng phương pháp nén khí heli dựa trên định luật Boyle [9].

Độ rỗng trung bình là 19,1%, chủ yếu tập trung trong khoảng 17 - 25% và độ rỗng < 17% chỉ chiếm 18,4% (Hình 1). Theo kết quả phân tích từ các giếng khoan cho thấy tập BH5.2.1 có độ rỗng cao, tỷ trọng trung bình là 2,64g/cm³ và tập trung chủ yếu trong khoảng 2,62 - 2,66g/cm³ (Hình 2).

2.2. Độ thấm

Độ thấm tuyệt đối của mẫu được đo bằng thiết bị CMS-300 ở điều kiện nén hông (NOB) theo phương pháp dòng chảy của khí không ổn định và được xác định dựa trên định luật Forchheimer.

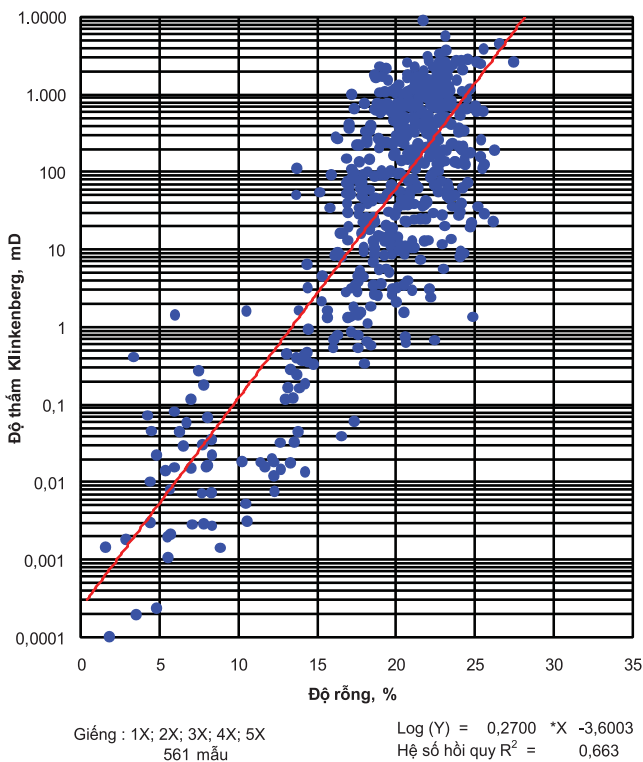
Độ thấm trung bình của tập là 453mD (Hình 3); quan hệ rỗng - thấm (Hình 4) như sau:

$$\text{Log}(K) = 0,2700 * \phi - 3,6003$$

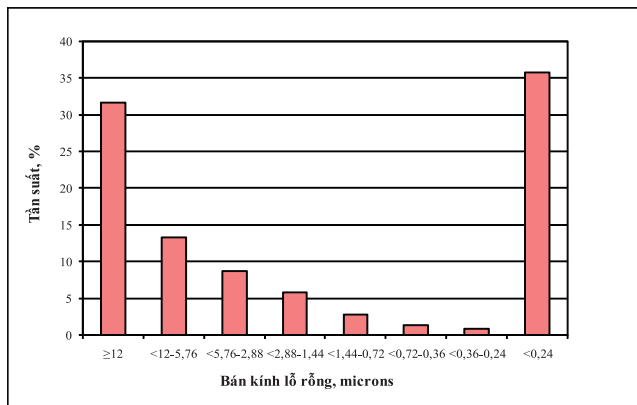
Quan hệ này được dùng để tính độ thấm tại những điểm khác nhau trong vỉa khi biết độ rỗng.

2.3. Độ bão hòa nước

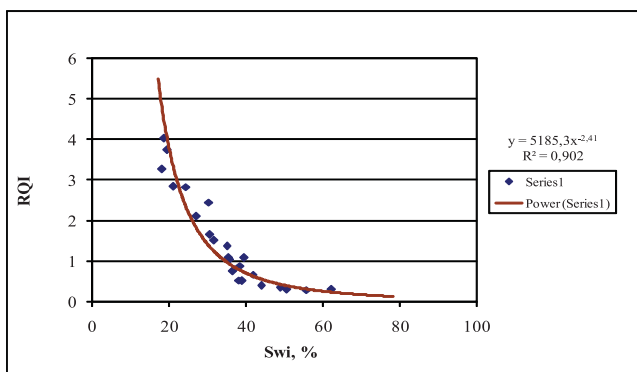
Độ bão hòa nước của mẫu nghiền cứu được đo bằng phương pháp Dean-Stark [9]. Trong đó, điều quan trọng đối với việc xác định độ bão hòa bằng các phương pháp trực tiếp là lấy mẫu từ



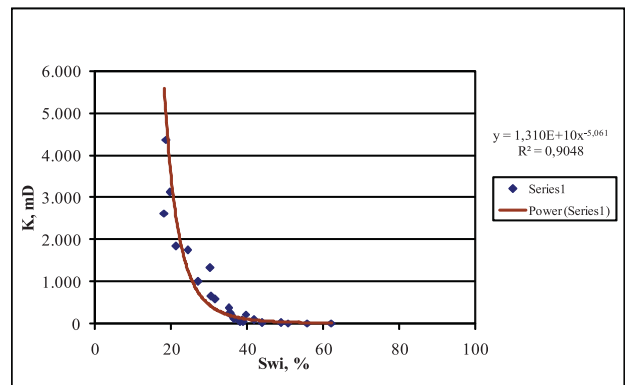
Hình 4. Quan hệ độ rỗng - độ thấm



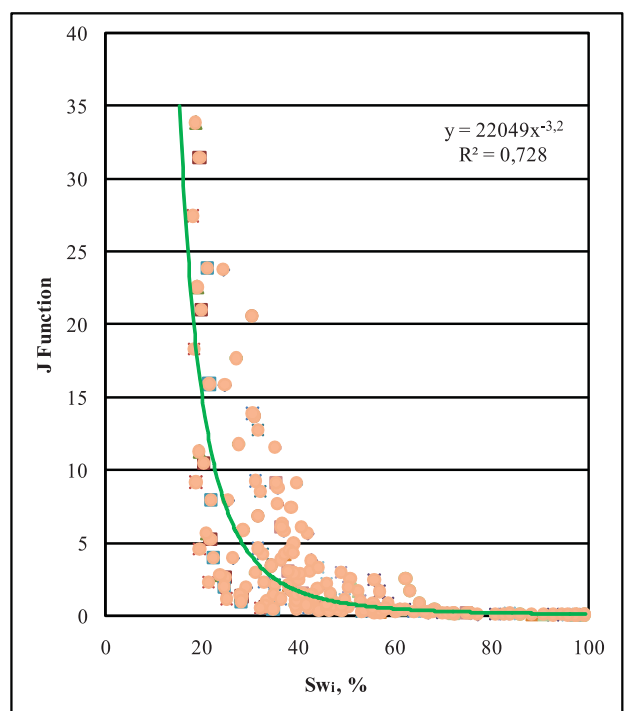
Hình 5. Biểu đồ phân bố kích thước lỗ rỗng



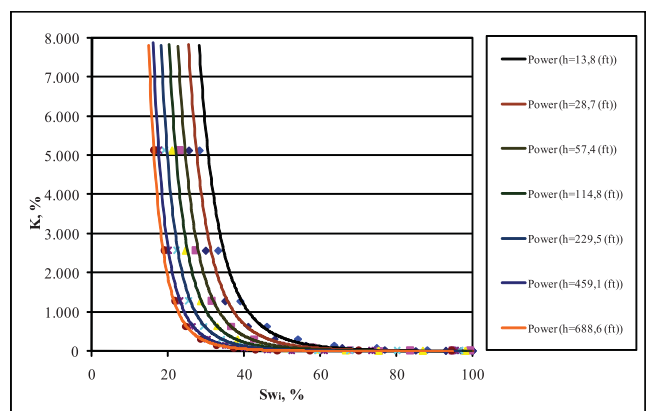
Hình 6. Biểu đồ quan hệ giữa RQI-Swi



Hình 7. Biểu đồ quan hệ giữa K với Swi



Hình 8. Quan hệ hàm J-Function với Swi



Hình 9. Quan hệ giữa độ thấm và độ bão hòa nước dư theo chiều cao ranh giới dầu - nước

giếng khoan và bảo quản chúng ở trạng thái bão hòa nguyên thủy. Trên thực tế cho thấy tại các giếng khoan sử dụng dung dịch khoan gốc nước có ảnh hưởng nhiều

đến độ bão hòa nước ban đầu của mẫu đá. Trạng thái bão hòa nước ban đầu của mẫu được bảo tồn tốt nhất khi mẫu được khoan bằng dung dịch gốc dầu.

Theo tính toán, độ bão hòa nước trung bình tại giếng khoan 1X là 51,8% và giếng khoan 2X là 54,7%. Kết quả phân tích mẫu được thể hiện trong Bảng 1. Ngoài cách đo trực tiếp trên mẫu, độ bão hòa nước còn được xác định gián tiếp thông qua quan hệ áp suất mao dẫn - độ bão hòa nước hoặc từ các đường cong địa vật lý giếng khoan.

2.4. Khả năng trao đổi cation

Xác định lượng trao đổi cation (CEC) đối với mẫu của vùng nghiên cứu được tiến hành bằng phương pháp hóa ẩm và được tính theo công thức sau:

$$CEC = \frac{100 \cdot Q_v \cdot \phi}{\rho_g \cdot (1 - \phi)} \Rightarrow Q_v = \frac{CEC \cdot \rho_g \cdot (1 - \phi)}{100 \cdot \phi}$$

Trong đó:

CEC: Lượng trao đổi cation của mẫu, meq/100g;

Q_v: Lượng % trao đổi cation của sét, meq/ml;

f: Độ rỗng, pdv;

ρ_g: Tỷ trọng của mẫu, g/cm³.

Kết quả phân tích CEC được trình bày trong Bảng 2 và được sử dụng để hiệu chỉnh độ dẫn của sét trong việc xác định các thông số đo điện.

2.5. Các thông số đo điện

2.5.1. Hệ số thành hệ (tham số độ rỗng) được xác định theo công thức sau:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m}$$

Trong đó:

R_o: Điện trở suất của mẫu bão hòa 100% nước thành hệ, Ωm;

R_w: Điện trở suất của nước thành hệ, Ωm;

a: Hệ số môi trường;

m: Hệ số gắn kết xi măng.

2.5.2. Hệ số tăng điện trở được xác định theo công thức sau:

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$$

Trong đó:

R_t: Điện trở suất của mẫu khi bão hòa một phần nước thành hệ, Ωm;

S_w: Độ bão hòa nước, pdv;

n: Hệ số bão hòa.

Các thông số đo điện được hiệu chỉnh độ dẫn của sét

dựa vào các giá trị Q_v (mục 2.4) và được thể hiện trong Bảng 3.

2.6. Áp suất mao dẫn (P_c)

Áp suất mao dẫn của các tập nghiên cứu được xác định bằng phương pháp màng bán thấm tại điều kiện phòng thí nghiệm theo công thức sau:

$$P_c = \frac{2 \cdot \delta \cdot \cos \theta}{r}$$

Trong đó:

P_c: Áp suất mao dẫn, dynes/cm²;

d: Sức căng bề mặt, dynes/cm;

θ: Góc dính ướt, độ;

r: Bán kính lỗ rỗng, cm.

Theo phương pháp như trên, 23 mẫu tập BH5.2.1 đã được chọn và xác định độ bão hòa nước tại các cấp áp suất: 0,12 - 6,0 bar. Số liệu áp suất mao dẫn được thể hiện trong Bảng 4. Kết quả đo áp suất mao dẫn được sử dụng để tính các thông số trong phần 3.

3. Tính toán các thông số phục vụ cho việc khai thác, đánh giá tính chất vỉa và xác định độ bão hòa nước dư của vỉa (Swi)

3.1. Xác định kích thước lỗ rỗng

Bán kính lỗ rỗng của các kênh dẫn được tính:

$$r = \frac{2 \cdot \delta \cdot \cos \theta}{P_c}$$

Bán kính kênh rỗng phân bố từ nhỏ hơn 0,24 micron đến lớn hơn 12 micron. Theo Hình 5, sự phân bố kích thước lỗ rỗng tập trung chủ yếu trong hai khoảng: (1) từ 2,88 micron đến > 12 micron và (2) dưới 0,24 micron. Sự phân bố kích thước lỗ rỗng kết hợp với tính chất dính ướt của đá là vấn đề cần phải nghiên cứu, đánh giá để tìm biện pháp tối ưu tác dụng vào vỉa nhằm tăng cường khả năng thu hồi dầu của mỏ.

3.2. Xác định độ bão hòa nước dư thông qua việc lập quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa với độ bão hòa nước dư và quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư

Chỉ số chất lượng vỉa (RQI) được định nghĩa như sau:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

Trong đó:

K: Độ thấm;

f: Độ rỗng.

Bảng 1. Kết quả phân tích mẫu

Mẫu số	Độ sâu, m	Độ rỗng %	Tỷ trọng hạt, g/cm ³	Độ thấm Klinkenberg, mD	Độ bão hòa		Chỉ số chất lượng vỉa (RQI)	Swi* %
					Dầu %	Nước %		
1	2696,60	20,6	2,62	1005	%	54,3	2,195	25,08
2	2696,90	20,9	2,62	1075	14,1	45,3	2,249	24,82
3	2697,22	21,4	2,62	1528	14,3	48,5	2,654	23,18
4	2697,60	21,5	2,63	1754	16,4	40,2	2,834	22,55
5	2697,90	19,4	2,63	1466	12,9	43,7	2,727	22,92
6	2698,22	21,3	2,62	1580	24,9	36,4	2,706	22,99
7	2698,53	14,1	2,64	0,425	23,2	47,7		
8	2698,81	22,3	2,64	360	7,8	59,1	1,260	31,57
9	2699,06	10,5	2,65	1,57	5,0	75,9	0,122	83,24
10	2699,28	1,6	2,67	0,0014	2,5	82,3		
11	2699,70	20,0	2,65	172	13,9	52,4	0,923	35,93
12	2700,00	21,1	2,64	325	14,2	46,3	1,231	31,87
13	2700,30	20,0	2,63	299	14,4	53,6	1,212	32,08
14	2700,60	20,6	2,62	759	17,3	39,3	1,904	26,60
15	2700,90	20,2	2,63	740	28,0	35,3	1,899	26,63
16	2701,20	21,9	2,62	3124	21,7	40,3	3,747	20,09
17	2701,53	20,6	2,62	1038	18,4	30,3	2,227	24,93
18	2701,80	20,9	2,63	815	22,3	38,3	1,960	26,28
19	2702,10	22,2	2,62	840	20,1	40,1	1,932	26,44
20	2702,42	22,6	2,63	810	19,9	39,8	1,880	26,74
21	2702,59	23,4	2,62	1074	28,2	32,7	2,128	25,40
22	2702,86	22,8	2,62	155	22,2	50,2	0,819	37,75
23	2703,18	25,5	2,62	3707	16,7	38,3	3,786	20,00
24	2703,61	17,9	2,68	70,4	22,1	47,5	0,623	42,28
25	2703,96	20,8	2,64	176	20,8	41,7	0,913	36,08
26	2704,26	17,2	2,63	79,1	25,6	43,1	0,673	40,95
27	2704,60	18,0	2,63	336	23,2	35,4	1,356	30,62
28	2704,88	19,9	2,62	997	18,8	40,9	2,221	24,95
29	2705,20	19,5	2,62	745	16,4	43,0	1,941	26,39
30	2705,49	21,6	2,62	1148	22,4	38,6	2,292	24,63
31	2705,77	20,1	2,62	248	14,1	47,8	1,104	33,35
32	2706,10	21,7	2,62	963	16,9	40,8	2,094	25,57
33	2706,40	21,3	2,63	790	16,4	44,4	1,911	26,56
34	2706,53	22,0	2,63	879	19,9	43,5	1,987	26,13
35	2706,83	24,5	2,62	852	23,7	42,1	1,854	26,90
36	2707,10	21,4	2,65	123	19,7	44,6	0,753	39,08
37	2708,06	20,8	2,65	174	28,8	41,6	0,906	36,19

Swi*: Độ bão hòa nước dư tính theo quan hệ RQI-Swi

Lập quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa (RQI) với độ bão hòa nước dư (Swi) (Hình 6) và quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư (Hình 7). Cả hai đường quan hệ này đều có hệ số hồi quy rất tốt ($R^2 > 0,9$) và có thể dùng để tính độ bão hòa nước dư cho các điểm độ sâu khác nhau trong vỉa. Để có quan hệ toàn diện hơn với vỉa, ta

dùng quan hệ RQI-Swi để tính độ bão hòa nước dư cho các mẫu (Bảng 1).

$$RQI = 5185,3 * S_{wi}^{-2,4108}$$

Kết quả từ hàm quan hệ cho thấy độ bão hòa nước dư trung bình đo trực tiếp trên mẫu cao hơn so với kết quả

Bảng 2. Kết quả tính toán sử dụng phương trình Waxman-Smith-Thomas cho giếng 1X và 2X

Giếng khoan	Mẫu số	Độ sâu m	Khả năng trao đổi Cation meq/100g	Tỷ trọng hạt g/cm ³	Tại điều kiện áp suất nén hông				
					Độ rỗng %	FF	FF*	m	m*
1X	1	2702,70	0,69	2,63	21,5	15,71	16,37	1,79	1,82
	2	2706,30	0,63	2,62	21,9	15,11	15,67	1,79	1,81
	3	2707,40	0,70	2,63	26,6	11,60	11,98	1,85	1,87
	4	2709,10	1,81	2,63	17,7	26,11	29,80	1,89	1,96
	5	2709,70	1,72	2,64	25,2	13,93	15,13	1,91	1,97
	6	2815,35	1,00	2,63	21,9	16,77	17,78	1,85	1,89
	7	2819,75	1,23	2,63	13,7	35,47	40,09	1,80	1,86
	8	2823,43	1,03	2,63	20,1	19,17	20,49	1,84	1,88
	9	2829,70	1,20	2,63	22,5	16,32	17,46	1,87	1,92
	10	2836,13	1,18	2,65	20,1	18,34	19,79	1,82	1,86
2X	1	2850,49	1,35	2,64	22,6	13,27	14,30	1,74	1,79
	2	2859,34	2,31	2,65	21,8	14,32	16,34	1,75	1,83
	3	2864,03	1,27	2,62	23,6	13,39	14,31	1,79	1,84
	4	2867,03	1,08	2,62	24,2	11,51	12,17	1,72	1,76
	5	2872,90	2,01	2,63	19,8	19,73	22,44	1,84	1,92
	6	2874,95	1,65	2,65	17,1	26,00	29,53	1,85	1,92

Bảng 3. Giá trị trung bình các thông số m, m*, n, n* tại các giếng khoan

Giếng khoan	m	m*	n	n*
1X	1,84	1,89	1,81	1,91
2X	1,78	1,84	1,83	1,97
3X	1,86		2,02	
Trung bình	1,83	1,87	1,89	1,94

Bảng 4. Độ bão hòa nước theo các cấp áp suất mao dẫn

Giếng khoan	Mẫu số	Độ sâu m	Tại điều kiện áp suất nén hông		Áp suất, bar							
			Độ thấm Klinkenberg mD	Độ rỗng %	0	0,12	0,25	0,5	1,0	2,0	4,0	6,0
1X	1	2702,70	1754	21,5	100,0	39,6	33,5	29,2	26,4	25,4	24,8	24,3
	2	2706,30	3124	21,9	100,0	33,2	28,2	24,7	21,8	20,4	19,9	19,5
	3	2707,40	4376	26,6	100,0	33,1	27,8	23,8	20,8	19,3	19,0	18,7
	4	2709,10	15,7	17,7	100,0	92,8	80,7	69,7	62,0	58,5	56,8	55,7
	5	2709,70	589	25,2	100,0	53,1	45,3	39,3	35,0	32,6	32,0	31,6
	6	2815,35	1330	21,9	100,0	49,0	43,1	38,5	34,3	31,6	30,8	30,3
	7	2819,75	109	13,7	100,0	72,2	60,0	50,3	43,0	39,9	38,9	38,5
	8	2823,43	387	20,1	100,0	55,7	48,0	41,9	38,1	36,4	35,6	35,0
	9	2829,70	1010	22,5	100,0	44,2	39,3	34,8	31,0	28,5	27,6	27,1
	10	2836,13	92,4	20,1	100,0	76,9	66,8	55,2	47,3	43,9	42,6	41,7
2X	1	2850,49	1852	22,6	100,0	34,7	28,1	24,7	22,4	21,9	21,5	21,2
	2	2859,34	126	21,8	100,0	88,3	56,8	45,9	39,5	37,8	37,0	36,6
	3	2864,03	652	23,6	100,0	63,9	42,1	36,4	32,8	31,6	31,0	30,5
	4	2867,03	2623	24,2	100,0	32,1	25,1	21,4	19,5	18,8	18,4	18,1
	5	2872,90	18,2	19,8	100,0	99,1	85,8	75,4	68,1	65,0	63,1	62,1
	6	2874,95	49,5	17,1	100,0	99,2	57,0	46,4	41,6	39,6	38,7	38,1
3X	1	2941,63	229	19,1	100,0	70,8	60,6	53,2	46,6	42,3	40,6	39,5
	2	2950,68	55,0	20,4	100,0	94,5	72,0	56,1	47,1	42,8	40,4	38,9
	3	2952,87	213	19,2	100,0	75,4	56,8	49,0	42,5	39,0	37,0	35,7
	4	2953,83	257	21,4	100,0	74,7	53,5	45,8	40,9	37,9	36,4	35,4
	5	2954,64	19,6	21,2	100,0	97,6	90,8	72,0	61,0	55,4	52,3	50,6
	6	2961,06	26,4	21,1	100,0	97,2	82,5	67,7	57,9	52,8	50,3	48,8
	7	2962,79	26,9	17,2	100,0	95,7	83,7	66,1	55,3	49,6	45,8	44,0

tính toán từ hàm quan hệ đến trên 10% (Bảng 1). Điều này phù hợp với kết luận của Kenedy, Van Meter và Jones [16].

3.3. Quan hệ tính chất của đá với chất lưu theo hàm J-Function

Thực tế thí nghiệm xác định áp suất mao dẫn chỉ được tiến hành trên từng mẫu nhỏ, chúng là các phần cực kỳ nhỏ của vỉa, vậy việc kết hợp các thông số mao dẫn cho từng loại đá chứa là một vấn đề cần thiết.

Phương pháp này lần đầu tiên được công bố bởi Leverett [10] và hàm quan hệ gọi chung là hàm J-Function đã được sử dụng:

$$J_{(sw)} = \frac{P_c}{\delta} \cdot \left(\frac{K}{\phi} \right)^{1/2}$$

Trong đó:

- P_c : Áp suất mao dẫn, dynes/cm²;
- K: Độ thấm, cm²;
- d: Sức căng bề mặt, dynes/cm;
- f: Độ rỗng, pcv.

Tập hợp các kết quả phân tích đã được tính toán theo công thức trên với giá trị sức căng bề mặt $d = 72$ dynes/cm. Từ kết quả thu được, hàm J-Function đã được lập, có hệ số hồi quy ($R^2 = 0,728$) được thể hiện trên Hình 8. Từ quan hệ này ta có thể xác định độ bão hòa nước dư một cách tương đối tại mọi vị trí của đá chứa so với mặt ranh giới dầu nước khi biết giá trị độ rỗng và độ thấm.

So sánh các quan hệ giữa RQI, độ thấm và hàm J-Function với độ bão hòa nước dư cho thấy các quan hệ trong mục 3.2 có hệ số hồi quy tốt hơn. Do vậy, các quan hệ trong mục 3.2 đã được sử dụng cho việc xác định độ bão hòa nước dư cho các mẫu.

3.4. Xây dựng quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu - nước

Thí nghiệm đo áp suất mao dẫn được tiến hành đối với hệ khí - nước, để áp dụng đối với vỉa trong thực tế nếu là hệ dầu - nước thì trước hết cần phải chuyển đổi áp suất mao dẫn theo thí nghiệm sang điều kiện thực tế theo công thức sau [11-15]:

$$(P_c)_R = \frac{\delta_R \cdot \cos \theta}{\delta_L \cdot \cos \theta} \cdot (P_c)_L$$

Trong đó:

- $(P_c)_R$: Áp suất mao dẫn ở điều kiện vỉa, psi;
- d_R, d_L : Sức căng bề mặt giữa các chất lưu ở điều kiện vỉa và điều kiện phòng thí nghiệm, dynes/cm;

$(P_c)_L$: Áp suất mao dẫn đo trong phòng thí nghiệm, psi.

Mặt khác, dựa trên cơ sở xác định độ bão hòa dư khi mẫu bị đặt một áp suất mao dẫn bằng hay lớn hơn hiệu áp suất giữa một cột nước và một cột dầu có chiều cao h bằng khoảng cách từ ranh giới dầu - nước đến điểm lấy mẫu tương ứng. Trong suốt quá trình địa chất lâu dài của mỏ, sự tồn tại song song của nước và dầu nên có thể giả định rằng giữa chúng tồn tại sự cân bằng lực mao dẫn, nghĩa là:

$$P_c = \frac{h \cdot (\rho_n - \rho_d)}{144}$$

Từ đó có thể tính:

$$h = \frac{P_c \cdot 144}{(\rho_n - \rho_d)}$$

Trong đó:

- P_c : Áp suất mao dẫn, psi;
- h: Chiều cao so với mặt ranh giới dầu - nước, ft;
- r_n, r_d : Tỷ trọng của nước và của dầu, lb/cft.

Do không có số liệu đo ở điều kiện vỉa nên các mối quan hệ được xây dựng ở điều kiện phòng thí nghiệm. Nếu các giá trị sức căng bề mặt của hệ khí - nước $d_L = 72$ dynes/cm, sức căng bề mặt của hệ dầu - nước $d_R = 48$ dynes/cm và tỷ trọng của nước và của dầu bằng 62,428lb/cft và 51,815lb/cft thì mối quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo chiều cao so với ranh giới dầu nước đã được xây dựng như trên Hình 9. Các mối quan hệ có mức độ hồi quy tốt ($R^2 > 0,9$) có thể dùng để xác định độ bão hòa nước dư của vỉa theo độ thấm tại các vị trí so với ranh giới dầu - nước.

4. Kết luận

- Tập BH5.2.1, Trà Tân trên có độ thấm tốt, quan hệ độ rỗng - độ thấm tại điều kiện vỉa ở mức độ gắn kết trung bình. Tính chất thấm chứa của vỉa rất tốt. Đá chứa có tới gần 50% kênh dẫn có bán kính > 5,8 micron, là đặc điểm rất thuận lợi cho việc khai thác lưu thể nằm trong cấu tạo này.

$$\text{Log}(K) = 0,2700 * \phi - 3,6003$$

- Độ bão hòa nước dư là một thông số vô cùng quan trọng trong khai thác dầu khí, được xác định trực tiếp từ mẫu hoặc gián tiếp từ tài liệu địa vật lý giếng khoan kết hợp với các thông số đo điện trong phòng thí nghiệm.

- Trên thực tế, có thể lập được một loạt các mối quan hệ giữa các thông số với độ bão hòa nước dư (như mục 3).

Từ đó lựa chọn quan hệ nào có hệ số hồi quy tốt nhất, gần nhất để tính độ bão hòa nước dư. Độ bão hòa nước dư có quan hệ tốt với RQI nên hàm tương quan này được sử dụng để xác định độ bão hòa nước dư cho các điểm khác trong tập.

$$RQI = 5185,3 * S_{wi}^{-2,4108}$$

- Có thể sử dụng quan hệ giữa độ thấm với độ bão hòa nước dư theo các chiều cao so với ranh giới dầu - nước để xác định độ bão hòa nước dư tại các vị trí khác nhau trong vỉa.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis Report*. VPI-Labs. 2/2007.
2. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis Report*. VPI-Labs. 1/2009.
3. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis*, VPI-Labs. 5/2006.
4. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Sample Analysis Report*, VPI-Labs. 6/2007.
5. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Routine Core Analysis*, VPI-Labs. 11/2006.
6. *Advanced rock properties report*. Core Lab Indonesia.
7. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Advanced rock properties report*, VPI-Labs. 6/2006.
8. Hoàng Mạnh Tấn, Nguyễn Hồng Minh. *Advanced rock properties report*, VPI-Labs. 4/2007.
9. Cao Văn Đạo, Nguyễn Thanh Tuyền. *Hoàn thiện quy trình phân tích - thí nghiệm các chỉ tiêu hiện có của Trung tâm Phân tích Thí nghiệm*. 9/2011.
10. Leverett, M.C., L.L. *Capillary behaviour in porous solids*, Trans. AIME. 1941.
11. James W. Amyx, Daniel M. Bass, JR. Robert L. Whiting. *Petroleum reservoir engineering*.
12. Michael Holmes. *Capillary pressure and relative permeability petrophysical reservoir models*. Digital Formation, Inc. Denver, Colorado, USA. May 2002.
13. Y.Salimi Delshad, E.Kazemzadeh, A.Moradzadeh. *Combination of capillary pressure and hydraulic flow units for estimation of irreducible water saturation in carbonate hydrocarbon reservoir*.
14. O.Torsaeter, M.Abrahi. *Experimental reservoir engineering laboratory workbook*. January 2003.
15. A course in "The fundamentals of core analysis". Core Laboratories, INC.
16. H.T.Kennedy, O.E.Van Meter, R.G.Jones. *Saturation determination of rotary cores*. Petroleum Engineering. 1954.

Evaluation of the characteristics of sequence BH5.2.1, upper Tra Tan, Block A, Cuu Long basin based on core analysis data

Nguyen Van Hieu and Nguyen Hong Minh
Vietnam Petroleum Institute

Geological and hydrodynamic modeling of reservoirs and reserve estimation are essential in petroleum exploration and production. The reliability of reservoir models depends mostly on the accuracy of input data, which can be taken from core and fluid analysis. Core analysis provides precise data on reservoir properties that are measured directly on core samples gathered from the wells. The results are also used to calibrate with well logging data to determine rock properties in uncored intervals and to build a general scene of the reservoir. From that, an optimised production and EOR plan can be proposed. This article focuses on evaluating porosity - permeability characteristics of sequence BH5.2.1 based on core analyses, which include porosity, Klinkenberg permeability at net overburden condition, grain density, cation exchange capacity, electrical properties and capillary pressure [1-8], performed at the Analysis Laboratory Centre of the Vietnam Petroleum Institute.