

Ứng dụng kết quả minh giải tài liệu thử vỉa đánh giá vỉa chứa của giếng KB-3X, mỏ Kinh Bạc, lô 09-2/09

Nguyễn Tuấn^{1,2,*}, Trần Văn Xuân^{1,2}, Nguyễn Xuân Khá^{1,2}, Trần Thị Mai Hương^{1,2}, Nguyễn Thùy Trang^{1,2}, Nguyễn Hoàng Thảo Ly^{1,2}

TÓM TẮT

Với xu thế chuyển dịch năng lượng của ngành dầu khí hiện nay, để tăng hiệu quả, tối ưu khai thác và tiết kiệm tài nguyên thì việc đánh giá chất lượng tầng chứa là cấp thiết. Mục tiêu của nghiên cứu này là đánh giá chất lượng tầng chứa tập E mỏ Kinh Bạc, lô 09-2/09 thuộc bồn trũng Cửu Long. Công trình nghiên cứu dựa trên các thuộc tính và khả năng cho dòng của vỉa, sử dụng các thông số giếng như áp suất, thể tích, nhiệt độ và các số liệu vật lý thạch học của giếng KB-3X. Nghiên cứu được thực hiện bằng hai phương pháp minh giải là phương pháp truyền thống và phương pháp tiên tiến. Phương pháp minh giải truyền thống sẽ thiết lập đồ thị Horner, giữa thời gian và áp suất đáy giếng, từ đó áp dụng các công thức tính toán để xác định các thông số tầng chứa của vỉa. Phương pháp minh giải tiên tiến là sử dụng phần mềm Ecrin để minh giải kết quả thử vỉa. Cả hai phương pháp đều cho hệ số Skin âm chứng tỏ hoàn thiện giếng có hiệu quả. Kết quả thông số của vỉa thu được từ phương pháp tiên tiến được xác định phù hợp với tài liệu địa chất như sau: áp suất vỉa ban đầu $p_i = 5564,79\text{psi}$; độ thấm $K = 3,59\text{mD}$; độ dẫn thủy kh = $306\text{mD.ft} = 93\text{mD.m}$; hệ số Skin $S = -2,69$; hệ số tích chứa giếng khoan $C = 0,0024\text{ bbl/psi}$; chỉ số khai thác $PI = 0,56\text{ bbl/psi}$; khoảng cách từ giếng đến biên $L = 2250\text{ft} = 686\text{m}$. Quá trình minh giải với sự trợ giúp của phần mềm Ecrin đã cho phép khắc phục được những hạn chế trong phương pháp truyền thống khi áp dụng nhiều mô hình giếng, mô hình vỉa và biên. Kết quả sau quá trình minh giải cho thấy chất lượng tầng chứa tập E còn hạn chế, khả năng cho dòng thương mại kém khi giá trị độ thấm thấp ($K=3,59\text{mD}$). Ý nghĩa của kết quả nghiên cứu nhằm bổ sung dữ liệu đầu vào cho mô hình mô phỏng và hoạch định phát triển mỏ, từ đó đưa ra kế hoạch khai thác, phương án kinh tế phù hợp nhất để ngành dầu đạt được hiệu quả thương mại tốt hơn.

Từ khoá: cấu tạo triển vọng, tiềm năng dầu khí, đánh giá tầng chứa, bồn trũng Cửu Long, thử vỉa giếng khoan

¹Trường Đại học Bách khoa Tp. HCM, Việt Nam

²Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

Liên hệ

Nguyễn Tuấn, Trường Đại học Bách khoa Tp. HCM, Việt Nam

Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

Email: nguyentuan@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 9-10-2023
- Ngày chấp nhận: 04-01-2024
- Ngày đăng: 31-12-2024

DOI : 10.32508/stdjet.v6iS17.1274



Check for updates

Bản quyền

© ĐHQG Tp.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



GIỚI THIỆU

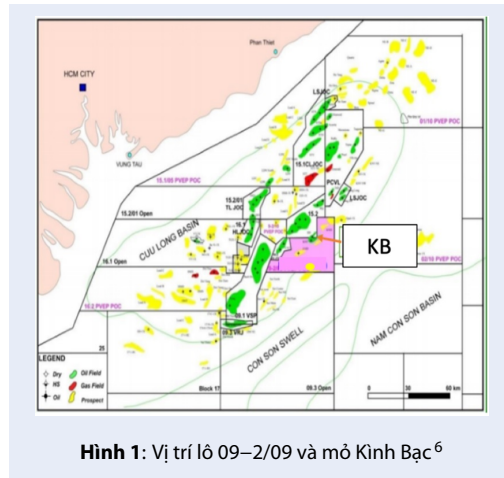
Liên quan đến đánh giá chất lượng tầng chứa bằng minh giải tài liệu thử vỉa Drill Stem Test (DST) đã được nhiều tác giả trong và ngoài nước quan tâm nghiên cứu, trong số đó phải kể đến một số công trình tiêu biểu như: A multi-layered radial flow modle interpretation of drill stem test data của Yong Hong Yu et al., 1992¹; Analyzing of DST Result for Dual Porosity Limestone Reservoir của Zheno Kareem Ahmed et al., 2017²; analysis of DST results at osobnica oil field, in terms of sampling of selected technology parameters của Stanislaw J. Dubiel et al., 2017³. Đánh giá tầng chứa dựa vào kết quả thử vỉa DST của Huỳnh Ngọc Lam Hằng, 2014⁴; Đánh giá tầng chứa Oligocen E70 từ kết quả minh giải tài liệu thử vỉa DST giếng khoan KĐ-3X, mỏ Kinh Đen, Lô 09-2/09, bồn trũng Cửu Long của Chu Kim Quy, 2014⁵; Kết quả của các công trình nghiên cứu trên là nền tảng để tác giả tiếp thu và ứng dụng vào quá trình nghiên cứu đánh giá

chất lượng tầng chứa cũng như triển vọng dầu khí của mỏ Kinh Bạc, lô 09-2/09.

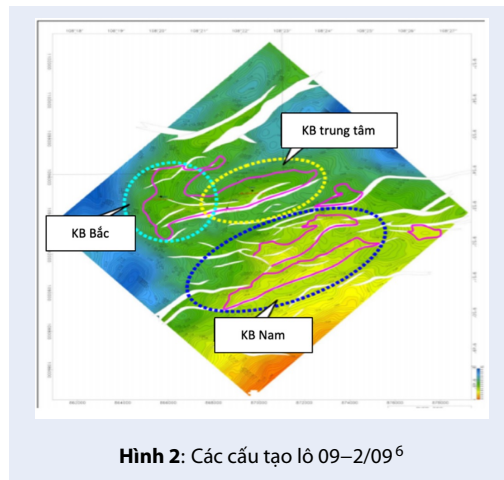
Khu vực Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là mỏ Kinh Bạc thuộc lô 09-2/09 nằm trong bồn trũng Cửu Long thuộc ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam. Lô 09-2/09 có diện tích khoảng 1000km² với độ sâu nước biển khoảng 50m đến 70m cách Vũng Tàu khoảng 135km về phía Đông Nam, cách mỏ Rạng Đông khoảng 12km về phía Bắc (lô 15-2), cách 24km về phía Tây của mỏ Cá Ngừ Vàng (lô 09-2), cách mỏ Bạch Hổ khoảng 50km về phía Tây (lô 09-1) và phía Đông là đới nâng Côn Sơn (Hình 1). Theo kết quả tìm kiếm lô 09-2/09 được chia thành 2 cấu tạo chính là: KB (bao gồm: KB Bắc, KB Trung Tâm) và KB Nam (Hình 2).

Hoạt động tìm kiếm, thăm dò lô 09-2/09 được bắt đầu vào năm 1974 công ty Mobil đã tiến hành khảo sát địa chấn 2D. Năm 1984 và 1993, VSP và CGG đã kiểm tra lại tài liệu địa chấn 2D. Theo đó, năm 2001 đến

Trích dẫn bài báo này: Tuấn N, Xuân T V, Khá N X, Hương T T M, Trang N T, Ly N H T. **Ứng dụng kết quả minh giải tài liệu thử vỉa đánh giá vỉa chứa của giếng KB-3X, mỏ Kinh Bạc, lô 09-2/09**. *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.* 2024; 6(S17):202-218.



Hình 1: Vị trí lô 09–2/09 và mỏ Kinh Bạc⁶



Hình 2: Các cấu tạo lô 09–2/09⁶

năm 2004 Hoàn Vũ JOC (HV JOC) đã tiến hành khảo sát địa chấn 3D với tổng diện tích xấp xỉ 940km²⁶. Từ năm 2002 đến năm 2007 HV JOC đã khoan 2 giếng thăm dò ở các cấu trúc tiềm năng COD–1X và COD–2X.

Trong năm 2009, Hồng Long POC (HL POC) được giao nhiệm vụ là nhà điều hành lô 09–2/09, sau đó tiến hành thu nổ 500km² địa chấn 3D vào năm 2010 và tiến hành minh giải lại các tài liệu địa chấn 3D đã được nhà điều hành HV JOC thu nổ từ năm 2001. Dựa trên các kết quả minh giải mới, HL POC đã tiến hành khoan giếng thăm dò đầu tiên KN-1X trong lô 09–2/09. Giếng khoan đã được khoan từ tháng 8/2010 đến tháng 10/2010. Giếng khoan KN-1X đã tiến hành thử 02 DST cho tập vỉa E, có sử dụng phương pháp nút vỉa thủy lực: DST#1 trong tập vỉa E trên có lưu lượng xấp xỉ 600 thùng/ngày và DST#2 trong tập vỉa E dưới có lưu lượng khoảng 200 thùng/ngày.

Cuối năm 2011 đến đầu năm 2012: Giếng khoan KN-2X đã được khoan bởi PVEP POC, đạt độ sâu 4500mMD/3874,5mTVDss. Giếng KN-2X cũng tiến hành thử 02 DST: DST#1 tiến hành thử kết hợp cả móng và tập E dưới–tập vỉa bazan (E70), cho kết quả lưu lượng dầu xấp xỉ 2500 thùng/ngày; DST#2 tiến hành thử trong tập E dưới–tập vỉa Arkos (E60), lưu lượng dầu xấp xỉ 300 thùng/ngày và lưu lượng khí gần 2,2–2,7 triệu SCF/ngày.

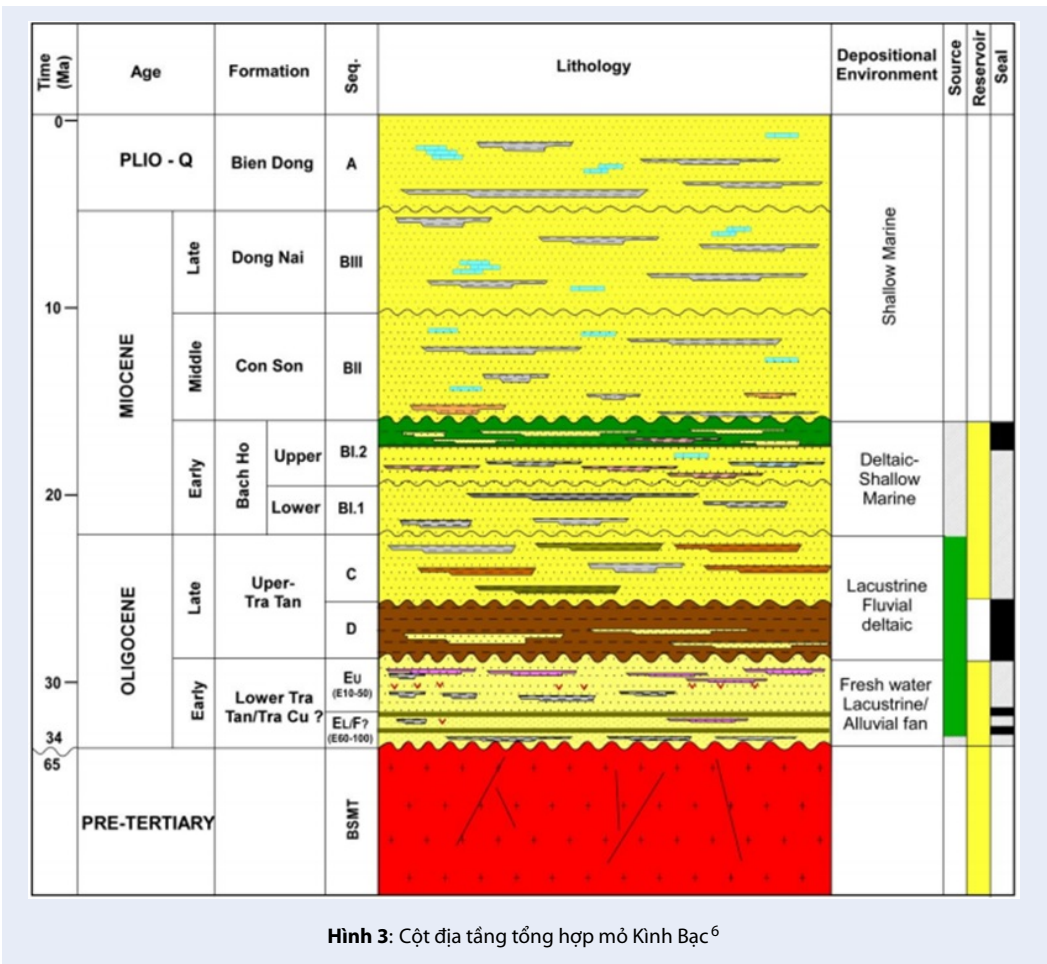
Từ tháng 4/2012, tiếp sau kế hoạch thăm lượng mỏ Kinh Bạc, giếng khoan KB-3X là giếng khoan thăm lượng tại khu vực KB Trung Tâm, được khoan bởi nhà điều hành PVEP POC và đạt độ sâu 4470mMD. Giếng khoan đã được thực hiện 02 DST: DST#1 (4190–4400 mMD) thử kết hợp cả thân dầu móng và tập E dưới–tập vỉa bazan dưới cho dòng dầu với lưu lượng trung bình 1500 thùng/ngày; DST#2 (4105,5–4170,5 mMD) thử tập E dưới–tập vỉa bazan trên với lưu lượng dầu trung bình 1400 thùng/ngày.

Ở bể Cửu Long nói chung đến nay đã khoan hàng trăm giếng khoan sâu vào móng trước Kainozoi tại nhiều vị trí khác nhau trên toàn bể (Hình 3). Trong lô 09–2/09 đã có 07 giếng khoan vào thân dầu móng, thành phần thạch học được mô tả dựa trên tài liệu của các giếng khoan này. Đá móng chủ yếu là đá granit có biểu hiện dầu khí từ kém đến tốt. Đặc trưng thạch học - trầm tích hoá thạch của mỗi phân vị địa tầng bao gồm: Móng trước Kainozoi và trầm tích Kainozoi được thể hiện tóm tắt trên cột địa tầng tổng hợp của bể (Hình 6). Trầm tích Kainozoi bể Cửu Long có niên đại từ Eocen đến nay và được chia thành các hệ tầng: hệ tầng Cà Cối (Eocen); hệ tầng Trà Cú (Oligocen sớm); hệ tầng Trà Tân (Oligocen muộn); Hệ tầng Bạch Hổ (Miocen sớm); hệ tầng Côn Sơn (Miocen giữa); Hệ tầng Đồng Nai (Miocen muộn) và Hệ tầng Biển Đông (Pliocen-Pleistocen)⁷ (Hình 4).

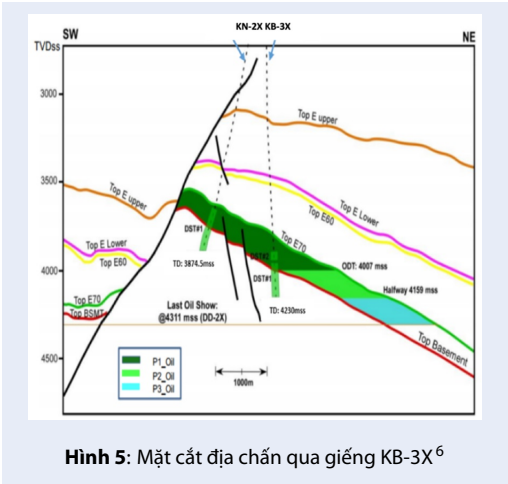
CƠ SỞ DỮ LIỆU

Giếng khoan KB-3X là giếng khoan thăm lượng thứ ba của mỏ Kinh Bạc. Giếng khoan vào thân dầu móng, tập E, tập D và tập C. Giếng khoan gặp nóc tập E trên tại độ sâu 3050 mTVDss (độ sâu thẳng đứng so với mực nước biển), nóc tập E dưới tại độ sâu 3380 mTVDss và gặp thân dầu móng tại độ sâu 3990 mTVDss. Giếng đạt chiều sâu tổng là 4470 mMD (4230 mTVDss) (Bảng 1). Giếng được thiết kế khoan theo chiều dọc với góc nghiêng khoảng 8°7' xuyên qua tập C và tập D, vào tập E và thân dầu móng với góc nghiêng khoảng 11°18'.

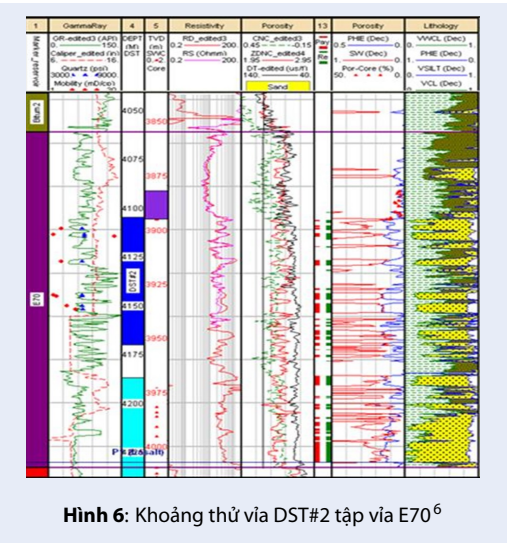
Trong năm 2012, PVEP POC tiến hành 2 lần thử vỉa DST ở giếng KB-3X: DST#1 tiến hành thử kết hợp thân dầu móng và tập E dưới–tập vỉa bazan dưới với lưu lượng tự nhiên đạt 1500–2050 thùng/ngày,



Hình 3: Cột địa tầng tổng hợp mỏ Kinh Bạc⁶

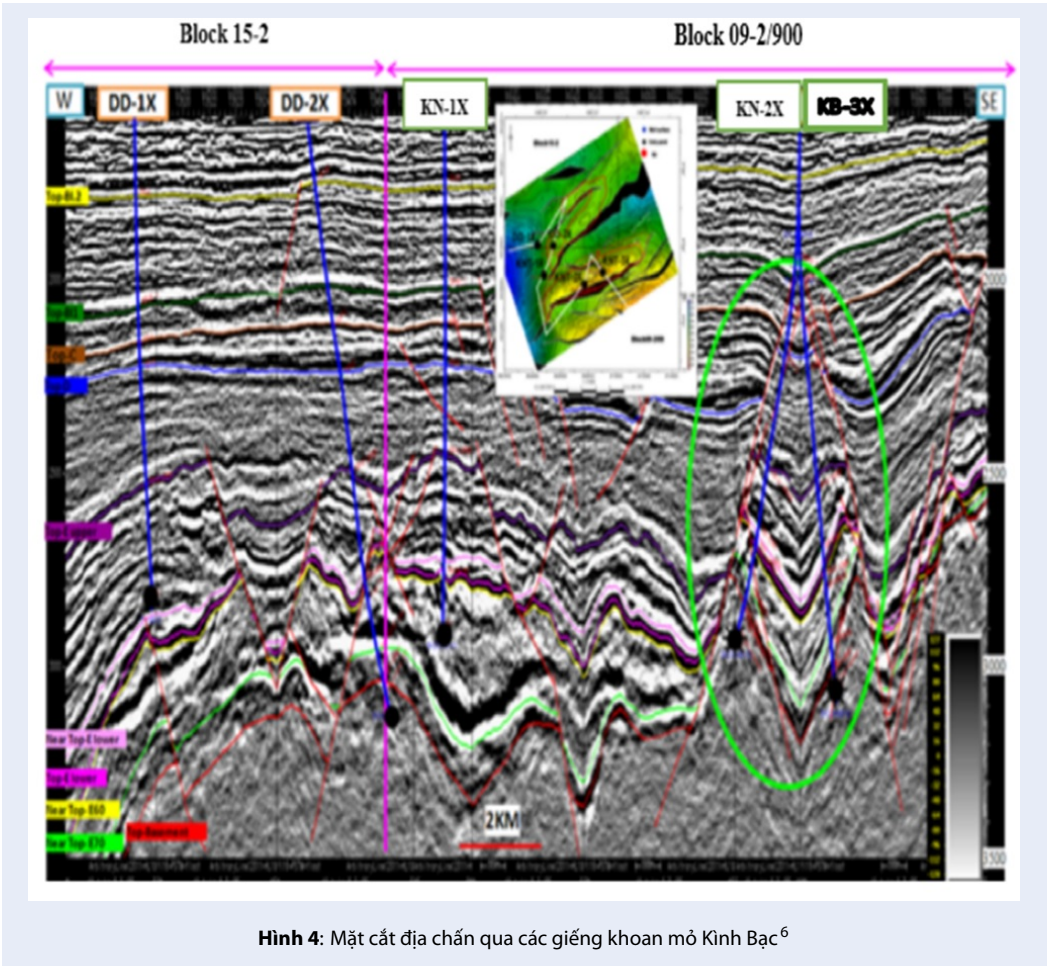


Hình 5: Mặt cắt địa chấn qua giếng KB-3X⁶



Hình 6: Khoảng thử vỉa DST#2 tập vỉa E70⁶

DST#2 thử ở tập vỉa bazan (Oligocen E70 thượng) đạt lưu lượng dòng chảy tự nhiên khoảng 1400–2300 thùng/ngày (Bảng 2).



Hình 4: Mặt cắt địa chấn qua các giếng khoan mỏ Kinh Bạc⁶

Bảng 1: Bảng tóm tắt dữ liệu của giếng KB-3X, 09-2/09⁸

Tên giếng	KB-3X
Số thử vỉa	DST#2
Kiểu thử vỉa	trong ống chống DST
Loại giếng	Deviated Exploration
Khoảng bắn mở vỉa	4105,5–4170,5 mMD
Độ sâu tổng của giếng	4470mMD (4230mTVDss)
Độ lệch của giếng	11 độ 8 phút (1108’)
Loại súng bắn mở vỉa	7” TCP gun HSD, 9spf
Bán kính giếng	0,378ft

Bảng 2: Bảng thuộc tính chất lưu và vỉa chứa⁹

Số liệu vật lý thạch học		
Chiều dày hiệu dụng: h	85,3	ft
Độ rỗng trung bình: Φ	0,14	%
Độ bão hòa nước trung bình: Sw	46,4	%
Nhiệt độ vỉa	130	
Số liệu PVT		
Hệ số thể tích thành hệ dầu: Bo	1,733	bbl/STB
Độ nhớt dầu: μo	0,5	cp
Tỉ số khí dầu khai thác: GOR	932	scf/bbls
Hệ số khí hòa tan: Rsi	1959	SCF/STB
Tỉ trọng dầu	34,6	API
Áp suất điểm bọt: Pb	4130	psig
Độ nén		
Độ nén tổng, ct	3x10-6	psi-1
Gradient chất lưu		
Dầu	0,35	psi/ft

FP	Operation	Time	Duration	Choke size	BHP	BHT	WHP	WHT	Oil Rate	Oil Cum	Gas Rate	Gas Cum	Water Rate	Water Cum	GOR	BS&W
#		m/dd/yyyy hh:mm	hrs	/64"	psi	degF	psi	degC	bpd	bbl	MMscf/d	MMscf	bpd	bbl	scf/bbl	%
1	Initial flow	6/25/12 18:30	1.0	24	3920	134	854	30	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Initial BU	6/25/12 19:30	3.3	-	5512	130	108	29	-							
3	Clean up flow	6/25/12 22:40	1.0	24	4988	131	15	28	-	-	-	-	-	-	-	-
		6/25/12 23:45	26.3	40	3035	134	380	37	1305	771	1.18	0.52	220	443.0	671	36.5
		6/27/12 2:00	9.5	36	3157	134	475	37	1250	478	1.16	0.44	100	45.0	927	8.6
4	Clean up BU	6/27/12 11:30	42.8	-	5431	130	696	27	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Main Flow	6/29/12 6:15	21.5	36	3109	135	520	35	1365	1193	1.27	1.07	~0	20.8	901	1.7
6	Main BU	6/30/12 3:45	47.8	-	5402	131	620	27	-	-	-	-	-	-	-	-
7	BHS	7/2/12 3:25	5.3	8	2693	133	1420	29	265	22	0.10	0.01	0	0.0	319	0.0
8	After BHS SI	7/2/12 8:40	2.1	-	5346	132	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Max Flow	7/2/12 10:45	3.5	64	2414	134	272	36	2360	289	2.07	0.21	24	0.8	728	0.3

Hình 7: Ước tính các giai đoạn thử vỉa DST#2 ở giếng KB-3X⁸

Dựa theo tóm tắt các giai đoạn thử vỉa DST#2 của giếng KB-3X mỏ Kinh Bạc ở Hình 7 tác giả chia quá trình gọi dòng và đóng giếng thành 3 giai đoạn gồm: giai đoạn ban đầu (Initial Period), giai đoạn làm sạch dòng (Cleanup Period) và giai đoạn cuối (Final Period) (Hình 8). Tác giả chọn giai đoạn hồi áp cuối cùng để phân tích (Bảng 3).

Tính chất áp suất và nhiệt độ vỉa

Tại khu vực cấu tạo KB, kết quả minh giải áp suất từ tài liệu RCI cho thấy khả năng liên thông lớn trong tập E70 giữa các giếng KN-1X, KN-2X và KB-3X⁶. Căn cứ vào các tài liệu có trước, áp suất vỉa mỏ Kinh Bạc tại giếng KB-3X được dự đoán nằm trong khoảng 4500–5500psi.

Ở khu vực KB, gradient nhiệt độ của giếng KN-1X vào khoảng 2,65⁰C/100m, của giếng KN-2X vào khoảng 2,85⁰C/100m và của giếng KB-3X vào khoảng 2,4⁰C/100m. Nhiệt độ đáy giếng đo được trong khoảng độ sâu 4105,5–4170,5mMD đạt 120–130⁰C. Tuy gradient nhiệt độ từ kết quả đo RCI của các giếng có khác nhau nhưng từ kết quả thử vỉa DST của các giếng nhiệt độ cao hơn nhiệt độ RCI do dòng chảy vào giếng mang chất lưu từ độ sâu lớn hơn trong vỉa⁶ (Hình 9).

HỆ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Khi đánh giá chất lượng tầng chứa tập E của mỏ Kinh Bạc bằng phương pháp minh giải tài liệu thử vỉa DST, trước tiên nhóm nghiên cứu sẽ minh giải bằng phương pháp truyền thống, hệ thống các công thức tính toán đã có để tìm ra kết quả các thông số với sai số ít nhất có thể. Sau đó sẽ sử dụng phương pháp tiên tiến bằng cách áp dụng phần mềm Ecrin để minh giải chi tiết tài liệu thử vỉa và lựa chọn mô hình giếng, vỉa, biên chứa phù hợp nhất. Khi đã có kết quả của hai phương pháp, nhóm nghiên cứu sẽ thảo luận và so sánh các dữ liệu đã tìm được, từ đó xác định độ tin cậy giữa hai phương pháp để đánh giá chất lượng tầng chứa.

Phương pháp minh giải truyền thống

Với phương pháp phân tích truyền thống, bài báo sẽ sử dụng phương pháp phân tích đồ thị Horner.

Bước 1: Đầu tiên thực hiện tính giá trị thời gian Horner ($t_p + \Delta t$)/ Δt tương ứng với thời gian ghi nhận áp suất đáy giếng p_{ws} . Từ đó xác định áp suất ban đầu của vỉa.

Bước 2: thiết lập đồ thị giữa thời gian Horner và áp suất đáy giếng

Bước 3: nhận diện vùng tuyến tính của các điểm dữ liệu, chọn khoảng giá trị tuyến tính thích hợp và sử dụng Excel vạch ra đường thẳng tuyến tính qua các giá trị này (Hình 10)

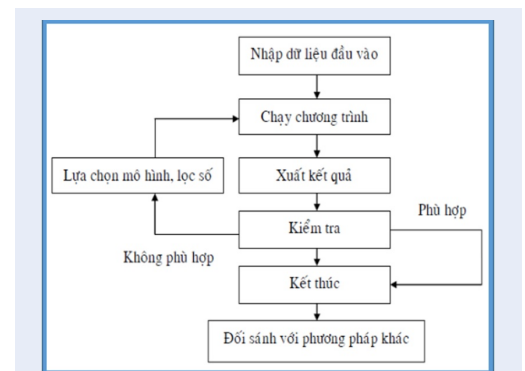
Áp suất đáy giếng khi đóng giếng p_{ws} :

$$P_{ws} = -262.5 * \ln[(tp + \Delta t) / \Delta t] + 5520.7$$

Các công thức tính toán (Bảng 4)¹¹:

Quá trình minh giải tiên tiến

Phần mềm Ecrin v4.02 là thế hệ thứ 4 của hệ thống phần mềm KAPPA bao gồm Diamant (quản lý dữ liệu), Saphir (phân tích áp suất chuyển tiếp) và Topaze (phân tích khai thác)¹². Tiềm ích của phần mềm này khá rõ ràng với: giao diện nhập/xuất dữ liệu linh hoạt, các thông số có thể tùy ý thay đổi, các dữ liệu nhập từ file dạng ASCII, LCT, ZMAP...¹³ Các hàm xử lý dữ liệu có thể hiệu chỉnh dữ liệu khớp với đường cong ngoại suy... Tạo ra các báo cáo dạng chuẩn, hỗ trợ các đơn vị hệ thống dầu khí và hệ SI¹⁴ (Hình 12).



Hình 12: Sơ đồ trình tự minh giải theo phương pháp tiên tiến¹⁵

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

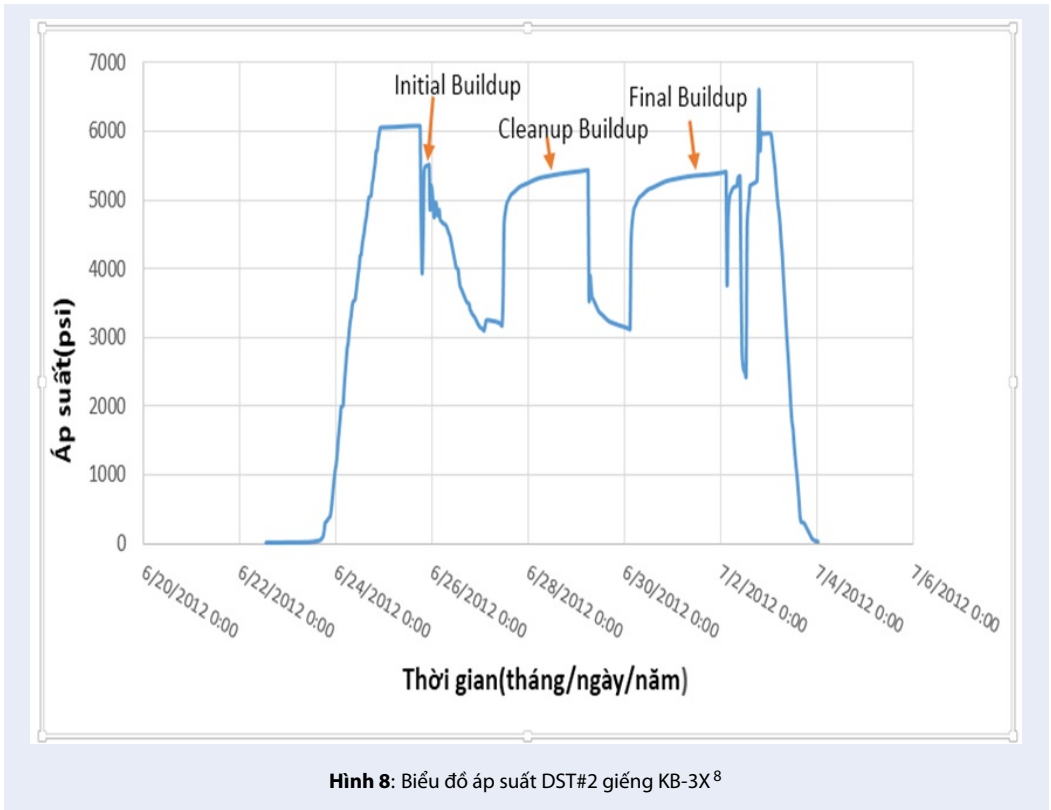
Kết quả minh giải của phương pháp thử vỉa truyền thống

Dựa trên Hình 11, xác định được phương trình của đường thẳng tuyến tính có dạng:

$$P_{ws} = -262.5 * \ln[(tp + \Delta t) / \Delta t] + 5520.7$$

Từ đó thu được các thông số như sau:

- Độ dốc m: $m = \frac{262,5}{\log(e)} = 604,4 \text{ (psi/cycle)}$
- Áp suất vỉa ban đầu: $p_i = 5520,7 \text{ (psi)}$
- Độ thấm: $k = \frac{162,6Q_0B_0\mu_0}{mh} = \frac{162,6 \times 1365 \times 1,733 \times 0,5}{604,4 \times 85,3} = 3,73 \text{ (md)}$
- Độ dẫn Thủy: $k = \frac{162,6Q_0B_0\mu_0}{mh} = \frac{162,6 \times 1365 \times 1,733 \times 0,5}{604,4} = 318,2 \text{ (md.ft)}$
- Hệ số skin: $s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{|m|} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 3,23 \right] = -2,56$



Hình 8: Biểu đồ áp suất DST#2 giếng KB-3X⁸

Bảng 3: Các thông số giếng KB-3X¹⁰

Thông số	Ký hiệu	Giá trị	Đơn vị
Bề dày hiệu dụng	h	85,3	ft
Độ rỗng	Φ	0,14	%
Độ nhớt	μ_o	0,5	cp
Hệ số thể tích thành hệ của dầu	B_o	1,733	bbl/STB
Độ nén tổng	c_t	3×10^{-6}	psi^{-1}
Bán kính giếng	r_w	0,378	ft
Lưu lượng	Q_0	1365	bpd
Thời gian khai thác	t_p	21,5	giờ

Trong đó: p_{1h} là áp suất đáy giếng sau khi đóng giếng được 1 giờ; - Bán kính ảnh hưởng:

p_{wf} là áp suất đáy giếng ngay tại thời điểm bắt đầu đóng giếng¹⁶.

$$p_{1h} = \frac{-262,5}{\log(e)} \log\left(\frac{21,5+1}{1}\right) + 5520,7 = 4703,4 \text{ (psi)}$$

$$p_{wf}(\Delta t=0) = 3107,4 \text{ (psi)}$$

- Sụt giảm áp suất do skin:

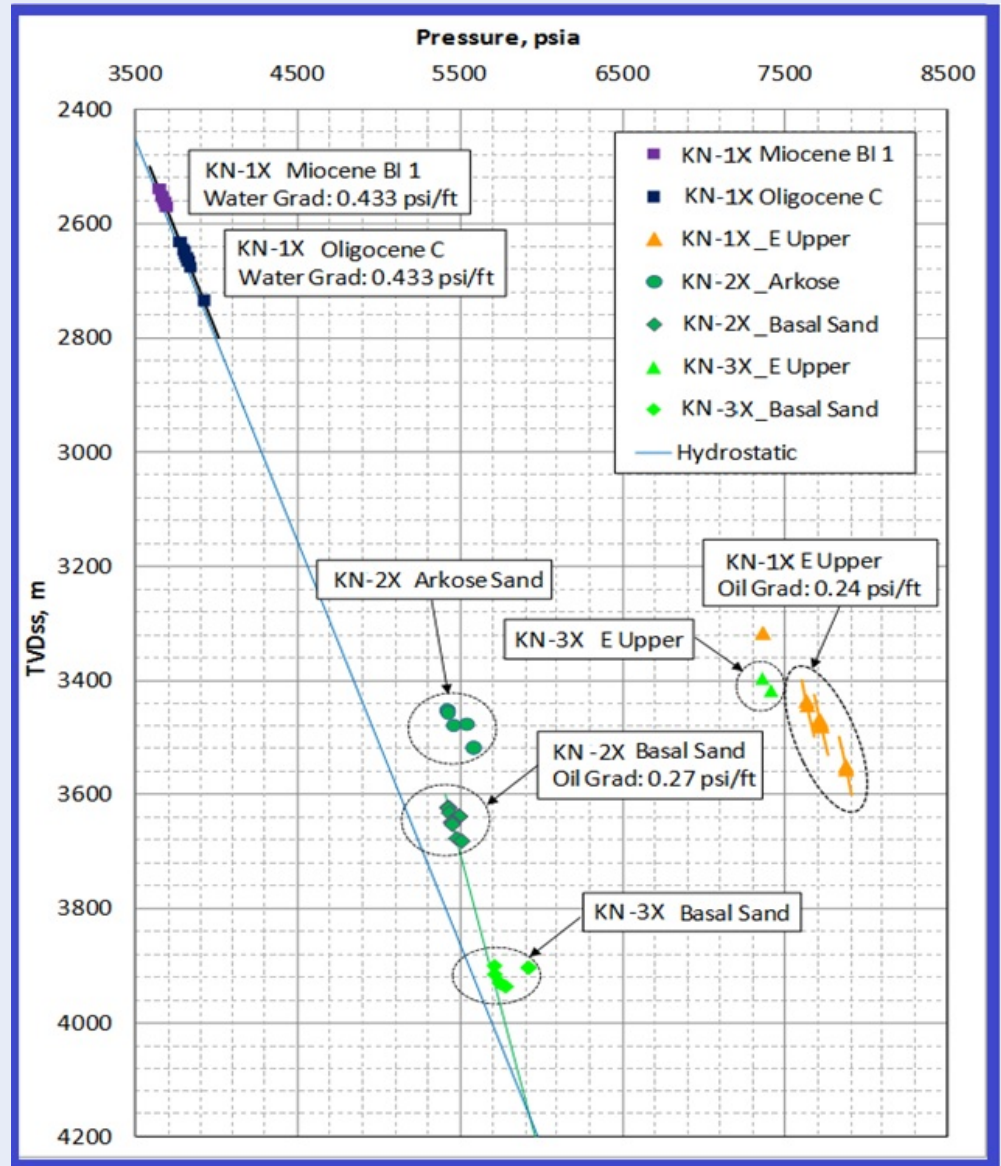
$$\Delta p_s = 0,87|m|s = 0,87 \times 604,4 \times (-2,56)$$

$$\Delta p_s = -1346 \text{ (psi)}$$

$$r_i = \left(\frac{kt}{948\phi\mu c_i}\right)^{\frac{1}{2}} = \left(\frac{3,73 \times 47,8}{948 \times 0,14 \times 0,5 \times 3 \times 10^{-6}}\right)^{\frac{1}{2}} = 946,4 \text{ (ft)}$$

- Chỉ số khai thác:

$$PI = \frac{q}{p_i - p_{wf}} = \frac{1365}{5520,7 - 3107,4}$$
$$PI = 0,57 \text{ (bbl/d/psi)}$$



Hình 9: Đồ thị biểu diễn áp suất và gradient áp suất của mỏ Kinh Bạc⁶

- Hiệu suất dòng:

$$FE = \frac{PI_{actual}}{PI_{ideal}} = \frac{p_i - p_{wf} - \Delta p_s}{p_i - p_{wf}} = \frac{5520,7 - 3107,4 - (-1346)}{5520,7 - 3107,4} = 1,56$$

- Hệ số tích chứa giếng khoan: Dựa vào đồ thị log-log (Hình 13), xác định khoảng dữ liệu thuộc vùng thời gian sớm sẽ hình thành đường thẳng tuyến tính với góc 45⁰¹⁷. Chọn một điểm trên đường thẳng đó, ta xác định được hệ số tích chứa giếng khoan như sau (Bảng 5):

$$C = \frac{Q_0 B_0 \Delta t_e}{24 \Delta p} = \frac{1365 \times 1,733 \times 0,008}{24 \times 317,54}$$

$$C = 0,0025 \text{ (bbl/psi)}$$

Trong đó:

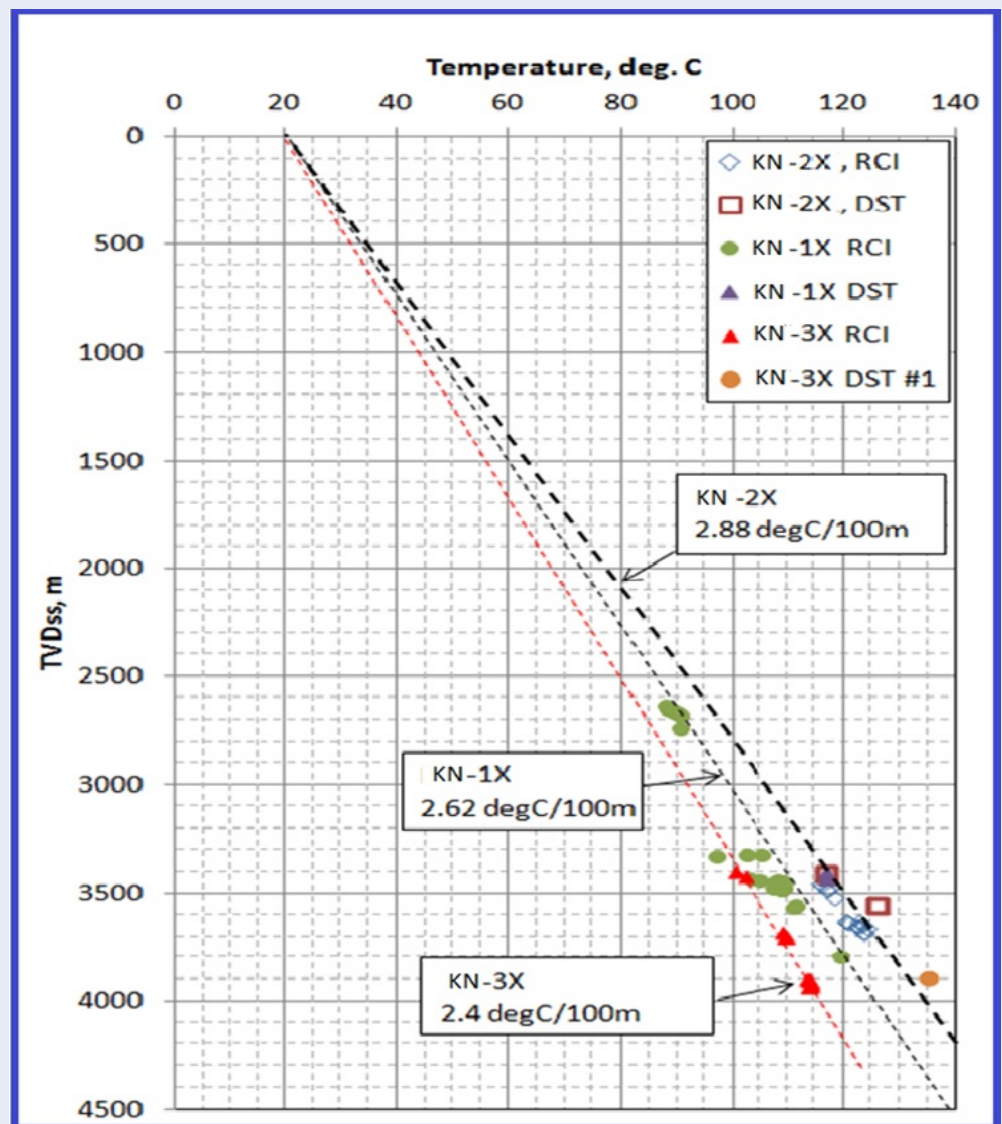
$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + \frac{\Delta t}{t_p}}$$

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wf}$$

Phương pháp minh giải tiên tiến

- Bước 1: Nhập dữ liệu thử vỉa giếng KB-3X vào phần mềm Ecrin

Mở Ecrin 4.02 lên chọn New (Hình 14) và nhập các dữ liệu đầu vào bao gồm: kiểu thử, bán kính giếng



Hình 10: Đồ thị biểu diễn nhiệt độ và gradient nhiệt độ mỏ Kinh Bắc⁶

khoan, độ dày vỉa chứa, độ rỗng của vỉa, chọn kiểu chất lưu (dầu) và thời gian tham chiếu (Hình 15).

Tiến hành nhập các thông số PVT: hệ số thể tích thành hệ dầu, độ nhớt, độ nén tổng (Hình 16).

Nhập dữ liệu về các thông số áp suất và nhiệt độ (tùy chọn) của đồng hồ đo trong quá trình thử vỉa: QAQC Data → Load → File. (Hình 17)

Lựa chọn đơn vị đo lường cho phù hợp với đơn vị trong file dữ liệu áp suất và thời gian cũng như lựa chọn các chế độ định dạng về thời gian thích hợp cho từng trường hợp vỉa (Hình 18 và 19).

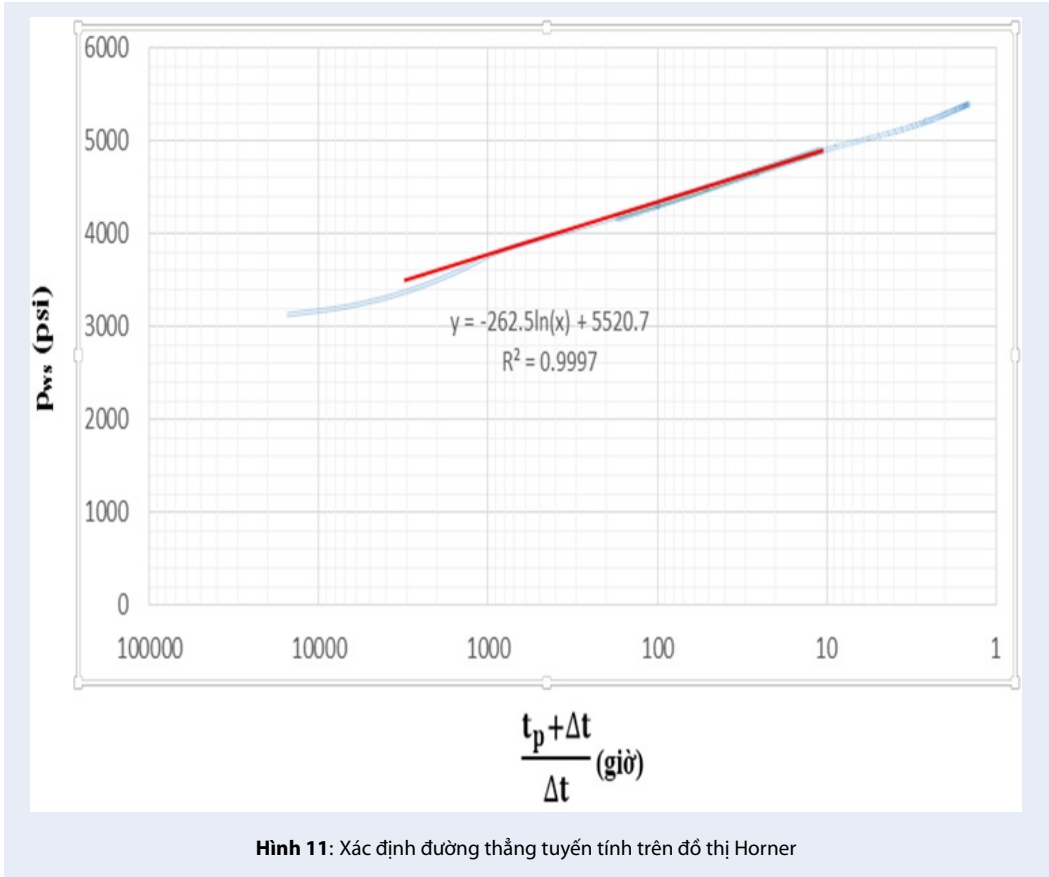
Nhập giá trị lưu lượng ứng với từng giai đoạn thử vỉa, sau đó hiệu chỉnh (khớp hóa) các điểm đầu cuối của các giai đoạn áp suất khớp với lưu lượng (Hình 20).

- Bước 2: Lựa chọn giai đoạn phân tích

Sau khi đã nhập và khớp hóa toàn bộ dữ liệu thử vỉa vào phần mềm, dựa trên thời gian giữa các giai đoạn hồi áp và sự ổn định của lưu lượng khai thác, tác giả chọn giai đoạn hồi áp cuối cùng (build-up#3) để tiến hành phân tích bằng phần mềm Ecrin (Hình 21).

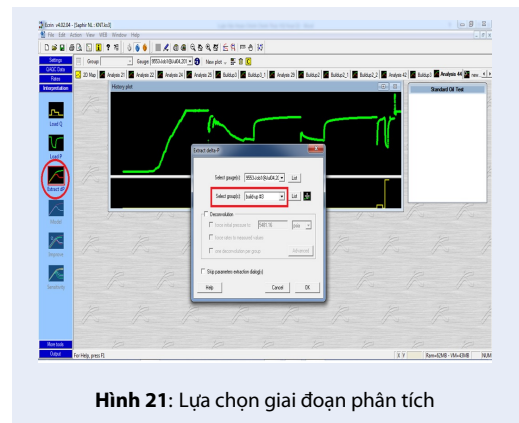
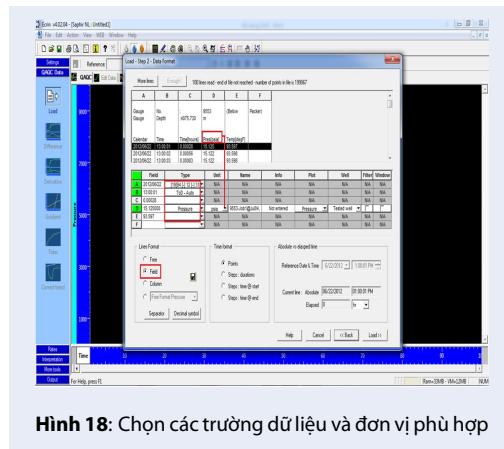
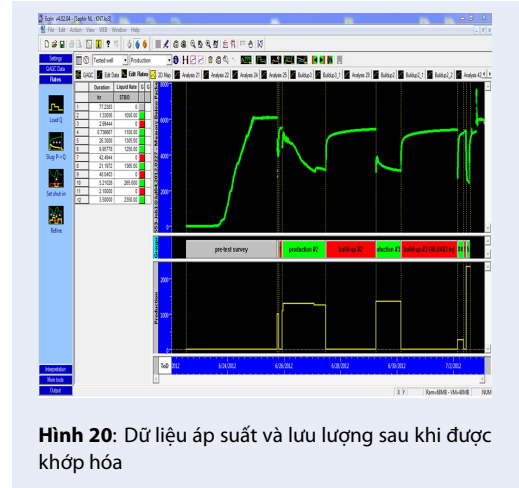
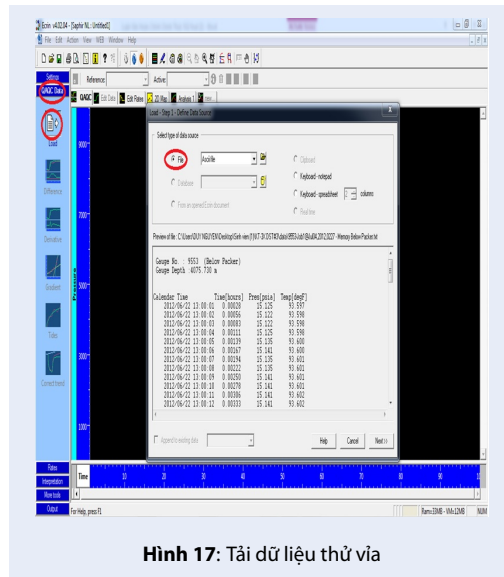
- Bước 3: Lựa chọn mô hình

Model là ứng dụng cung cấp một loạt các mô hình phân tích khác nhau, mỗi mô hình ứng với đường cong áp suất và đạo hàm áp suất khác nhau, so sánh với các đường cong chuẩn ta sẽ lựa chọn đường cong gần giống với dữ liệu thực tế. Giai đoạn này là quan trọng nhất trong quá trình minh giải. Ta xác định được loại mô hình phù hợp với mô hình giếng và mô

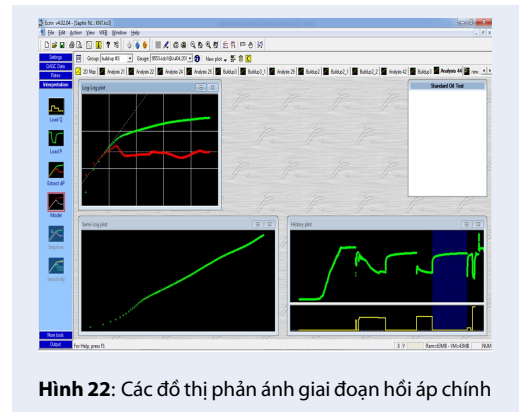
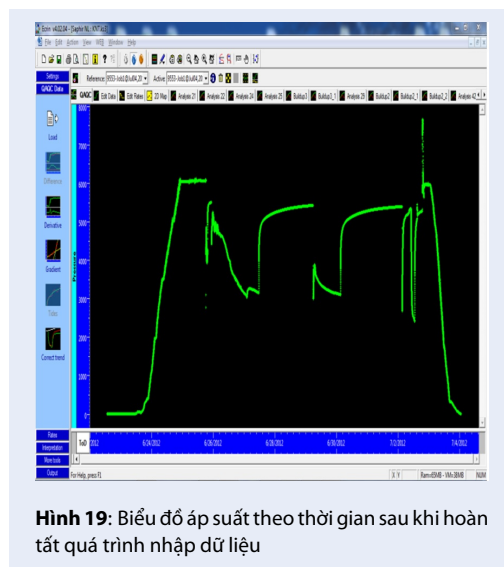


Bảng 4: Các công thức tính toán

	Công thức tính toán
Áp suất vỉa ban đầu (Pi)	$\log \frac{T_p + \Delta t}{\Delta t} = 0$
Độ dốc (m)	$m = \tan \alpha = \frac{\frac{\Delta p}{T_p + \Delta t}}{\Delta \log \left(\frac{T_p + \Delta t}{\Delta t} \right)}$
Độ dẫn của chất lỏng (kh/μ)	$\frac{k_0 h}{\mu_0} = \frac{162.6 q_0 B_0}{m}$
Độ dẫn nước ($k_0 h$)	$k_0 h = \left(\frac{k_0 h}{h} \right) \mu_0$
thấm hiệu quả (k)	$k = \frac{k_0 h}{h}$
Hệ số skin	$S = 1,151 \left[\frac{P_{ws}(\Delta t = 1hr) - P_{wf}(\Delta f = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_0 r_w^2} \right) + 3.23 \right]$
Áp suất giảm thêm khu vực gần giếng ($(\Delta p)_s$)	$(\Delta p)_s = 141.2 \left(\frac{q B \mu}{kh} \right) s$ hoặc $(\Delta p)_s = 0.869 ms$
Tỷ lệ sát thương (DR)	$DR = \frac{q_L}{q_a}$
Chỉ số sản xuất (PI)	$PI = \frac{q_L}{q_a}; q_a = \frac{mkh}{162.6 B_0 \mu}$
Hiệu suất dòng chảy (FE)	$FE = \frac{PI_{actual}}{PI_{ideal}} = \frac{p_i - p_{wf} - (\Delta p)_s}{p_i - p_{wf}}$
Bán kính ảnh hưởng (r_e)	$r_e = \left(\frac{kt}{948 \phi \mu_0 c_i} \right)^{\frac{1}{2}}$



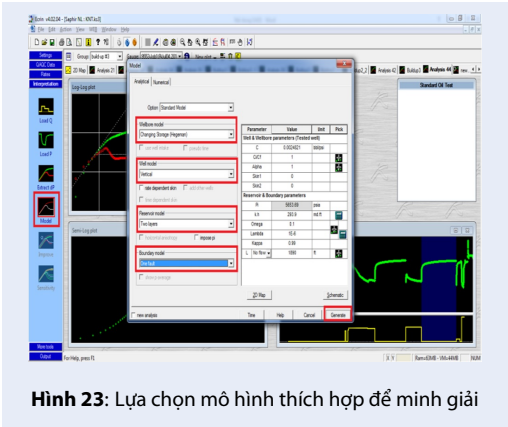
hình vĩa mà ta đang phân tích (Hình 22 và 23).



Kiểm chứng với dữ liệu mặt cắt địa chấn (Hình 5) xác nhận lại việc lựa chọn mô hình giếng thẳng đứng, hiệu ứng tích chứa giếng khoan thay đổi, via hai lớp với biên là đứt gãy thì phù hợp. Kết quả được thể hiện qua Bảng 6.

Bảng 6: Lựa chọn mô hình và các thông số thu được

Model	Model of well storage	Constant Wellbore Storage
Thông số	Well model	Vertical well
	Reservoir model	Homogeneous
	Boundary model	One fault
	pi	5564,79 psi
	Skin	-2,69 mD
	kh	306,0 md.ft
	k	3,59 mD
	C	0,0024 bbl/psi
	L	2250 ft



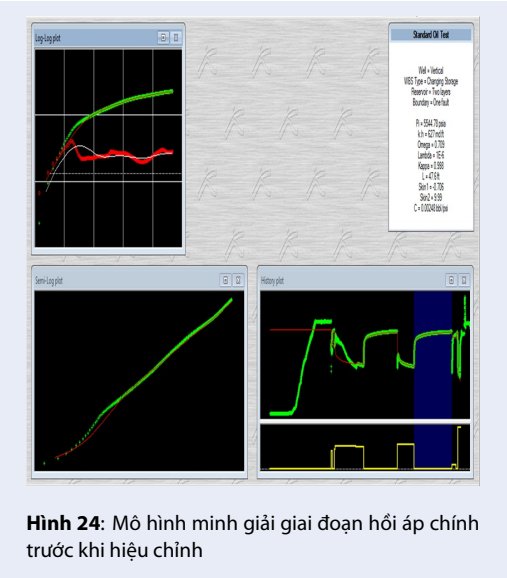
Hình 23: Lựa chọn mô hình thích hợp để minh giải

- Bước 4: Hiệu chỉnh mô hình.

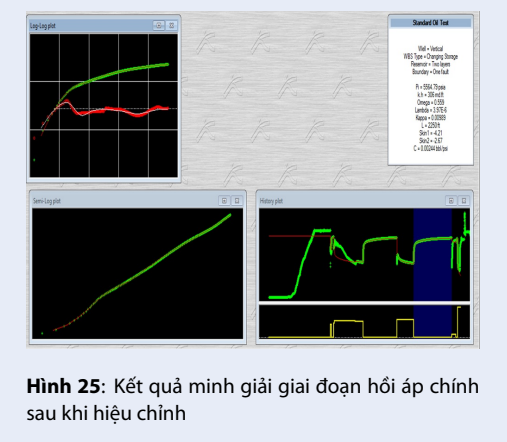
Quá trình này nhằm đưa các đường thẳng trên về vị trí trùng nhau để xác định chính xác các thông số cần tính toán như độ thấm, hệ số skin, áp suất vỉa ban đầu, hệ số tích chứa giếng khoan (Hình 24 và 25). Đây là giai đoạn quan trọng và tốn nhiều thời gian trong quá trình minh giải nhằm đưa ra giá trị chính xác nhất về các thông số vỉa. Sau khi đã biết áp suất vỉa ban đầu, độ thấm các thông số liên quan r_i , PI, FE được xác định, lần lượt cụ thể như sau: $r_i=928,4(ft)$, $PI=0,56(bbl/d/psi)$, $FE=1,6$ (Hình 26).

So sánh kết quả

Từ đồ thị log-log ở Hình 25 dễ dàng quan sát thấy vùng tích chứa giếng khoan và hệ số skin có độ lệch tương đối rõ ràng so với mô hình chuẩn. Tuy nhiên qua Bảng 7 ta thấy hệ số skin đều cho giá trị âm chứng tỏ hoàn thiện giếng có hiệu quả và trong quá trình thử vỉa có lắp packer để cách ly cột dung dịch khoan khi bắn mở vỉa điều đó hạn chế sự nhiễm bẩn thành hệ. Áp suất vỉa ban đầu ngoại suy từ mô phỏng kết quả



Hình 24: Mô hình minh giải giai đoạn hồi áp chính trước khi hiệu chỉnh



Hình 25: Kết quả minh giải giai đoạn hồi áp chính sau khi hiệu chỉnh

Bảng 7: Bảng tóm tắt kết quả của hai phương pháp minh giải

Thông số	Minh giải truyền thống	Minh giải tiên tiến
pi(psi)	5520,70	5564,79
k(md)	3,73	3,59
kh(md.ft)	318,2	306,0
s	-2,56	-2,69
C(bbl/psi)	0,0025	0,0024
Δp (psi)	-1346	-1466
ri(ft)	946,4	928,4
PI(bbl/d/psi)	0,57	0,56
FE	1,56	1,60
L(ft)		2250

Bảng 8: Tóm tắt ưu và nhược điểm của 2 phương pháp được áp dụng

	Phương pháp minh giải truyền thống	Phương pháp minh giải tiên tiến
Khả năng minh giải	- Chỉ áp dụng cho một lưu lượng ổn định và giả định vỉa là đồng nhất, đẳng hướng và biên vô hạn. - Giá trị độ dẫn thủy, hệ số skin và áp suất vỉa không phụ thuộc vào dạng mô hình của vỉa/biên chỉ xem xét tính toán trên những đoạn tuyến tính của đồ thị Horner	- Dữ liệu thực tế không nhất thiết phải là vỉa đồng nhất mà là đa dạng mô hình sẽ giúp cho việc làm khớp hơn đường cong đạo hàm áp suất trên toàn miền dữ liệu. - ử dụng số liệu đầy đủ và chi tiết tính toán được các thông số vỉa trong điều kiện giếng khai thác với nhiều cấp lưu lượng khác nhau
Kết quả minh giải	- Việc chọn miền dữ liệu tuyến tính dựa trên chủ quan, kinh nghiệm của người xử lý dẫn đến sự không thống nhất giữa các lần minh giải, ảnh hưởng kết quả tính toán	- Khả năng cung cấp nhiều mô hình giếng, vỉa cũng như mô hình biên từ đó căn cứ theo tài liệu địa chất, tài liệu minh giải địa chấn giúp người minh giải lựa chọn được mô hình thích hợp nhất
Độ tin cậy của kết quả minh giải thử vỉa	- Quá trình tính toán bằng các kết quả trung bình cộng dẫn đến sai số nên độ tin cậy thấp hơn.	- Kết quả từ phần mềm được tính toán từ các giá trị đại diện nên có độ tin cậy cao hơn

minh giải truyền thống có độ lệch tương đối lớn so với giá trị ngoại suy từ Excel (khoảng 100psi). Giá trị độ thấm tương đối phù hợp với mô hình chuẩn (Bảng 8).

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kết luận

Mỏ Kinh Bạc thuộc lô 09–2/09 bốn trũng Cửu Long là mỏ dầu đang được khai thác với hai đối tượng sản phẩm chính là Oligocen sớm (tập E) và thân dầu móng. Quá trình thử vỉa và phân tích tài liệu thử vỉa được tiến hành trong phần dưới của Oligocen sớm của giếng khoan X–3X mỏ Kinh Bạc cụ thể thử vỉa DST#2 thực hiện ở phần trên của tập E70–tập vỉa bazan. Quá trình minh giải với sự trợ giúp của phần mềm Ecrin đã cho phép khắc phục được những hạn

chế trong phương pháp truyền thống khi áp dụng nhiều mô hình giếng, mô hình vỉa và biên¹⁸.

Từ mô hình được chọn hình thái vỉa và ranh giới của vỉa được xác định: vỉa hai lớp với biên là đứt gãy. Các kết quả thông số của vỉa được xác định phù hợp với tài liệu địa chất như sau: Áp suất vỉa ban đầu pi = 5564,79psi; Độ thấm K = 3,59md; Độ dẫn thủy kh = 306md.ft = 93md.m; Hệ số skin s = -2,69; Hệ số tích chứa giếng khoan C = 0,0024 bbl/psi; Độ sụt giảm áp suất Δp = -1466psi; Chỉ số khai thác PI = 0,56 bbl/psi; Hiệu suất dòng FE = 1,6; Khoảng cách từ giếng đến biên L = 2250ft = 686m.

Kết quả thu được sau quá trình minh giải, cho thấy chất lượng tầng chứa tập E tuổi Oligocen hạn chế, giá trị độ thấm thấp(K=3,59md). Hoàn thiện giếng với packer giúp hạn chế được hiện tượng tích chứa giếng

The image shows two side-by-side software windows from a well test analysis program. The left window, titled 'Results', displays 'Main Model Parameters' and 'Well & Wellbore parameters (Tested well)'. The right window, also titled 'Results', displays 'Reservoir & Boundary parameters' and 'Derived & Secondary Parameters'. Both windows have a 'Complete' checkbox at the top and a 'Close' button at the bottom.

Name	Value	Unit
Main Model Parameters		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)	
Reservoir	Two layers	
Boundary	One fault	
Thatch	74.1	[h]-1
Phatch	0.00183	[psia]-1
C	0.00244	bbbl/psi
Total Skin	-2.69	
k, total	306	md ft
k, average	3.59	md
Pi	5564.79	psia
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00244	bbbl/psi
Cv/Cf	0.669	

Name	Value	Unit
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	5564.79	psia
k, h	306	md ft
k	3.59	md
Omega	0.559	
Lambda	3.97E-6	
Kappa	0.00969	
L - No flow	2250	ft
Derived & Secondary Parameters		
Delta P (Total)	-1466.03	psi

Hình 26: Giá trị các tham số và thông số vỉa sau khi hiệu chỉnh

khoan. Công tác xử lý vùng cận đáy giếng bằng axit đạt hiệu quả khi độ sụt giảm áp suất gây ra bởi skin nhỏ ($\Delta p_s = -1466$ psi). Chỉ số khai thác của giếng trung bình ($PI=0,56$ bbl/psi). Tuy nhiên với quy mô lớn lưu lượng vẫn rất đáng kể (tối đa 2350 thùng/ngày). Kết quả phân tích thử vỉa đã được kiểm chứng có độ tin cậy nhất định. nên có thể áp dụng khi so sánh đánh giá trong các nghiên cứu khác, làm đầu vào cho mô hình mô phỏng và hoạch định phát triển mỏ¹⁹.

Kiến nghị

Giếng KB-3X sau khi bắn mở vỉa đã được tiến hành xử lý axit hiệu quả làm sụt giảm áp suất ở mức thấp nhưng độ thấm tăng không cao, chỉ số khai thác đạt mức trung bình. Nguyên nhân có thể do điều kiện vỉa có nhiệt độ cao do đó hoạt tính axit khi xử lý bị yếu đi, vì vậy cần sử dụng phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng ở vỉa có nhiệt độ cao như dùng dung dịch hỗn hợp bột-axit, nhũ tương dầu-axit, hai phương pháp này đã được thực hiện có hiệu quả ở mỏ Bạch Hổ. Ngoài ra, công tác đánh giá chất lượng tầng chứa không chỉ dựa vào kết quả phân tích thử vỉa DST mà còn cần kết hợp kết quả của những phương pháp khác như: mud log, phân tích mẫu lõi, địa vật lý giếng khoan, wireline formation test để có thể kiểm chứng kết quả minh giải DST. Cần kết hợp đối sánh với tài liệu địa chấn đặc biệt quan trọng để hỗ trợ nhận diện mô hình vỉa được thuận tiện và thu được kết quả minh giải chính xác hơn. Bên cạnh đó, ngoài việc không ngừng trao đổi các kiến thức, kỹ năng mà còn phải có kinh nghiệm làm việc lâu dài để hiểu rõ các tính chất PVT của chất lưu, lựa chọn mô hình vỉa thích hợp...là cần thiết.

LỜI CẢM ƠN

Nhóm tác giả xin trân trọng cảm ơn sự trợ giúp kỹ thuật và đóng góp cho bài báo của đồng nghiệp từ Trường ĐH Bách Khoa Tp Hồ Chí Minh, Liên doanh Việt – Nga, Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, Viện dầu khí Việt Nam.

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Bách Khoa – ĐHQG-HCM trong khuôn khổ đề tài mã số T-ĐCDK-2023-08.

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Tôi là tác giả chính của bản thảo công bố kết quả nghiên cứu: “Ứng dụng kết quả minh giải tài liệu thử vỉa đánh giá vỉa chứa của giếng KB-3X, mỏ Kinh Bắc, lô 09-2/09”. Tôi xin cam kết như sau:

- Tôi và cộng sự đồng tác giả của bản thảo này đã được phép của Đơn vị tài trợ và của Chủ nhiệm đề tài để sử dụng và công bố kết quả nghiên cứu.
- Tất cả các tác giả có tên trong bài đều đã đọc bản thảo, đã thỏa thuận về thứ tự tác giả và đồng ý gửi bài đăng trên tạp chí STDJET.
- Công trình này không có bất kỳ sự xung đột về lợi ích nào giữa các tác giả trong bài và với các tác giả khác.

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

- Nguyễn Tuấn: Tác giả chính của bản thảo, là người soạn thảo bài báo, thiết kế nghiên cứu và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Trần Văn Xuân: tham gia vào thiết kế và thực hiện nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Nguyễn Xuân Khá: tham gia vào thiết kế và thực hiện nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Trần Thị Mai Hương: tham gia vào thiết kế và thực hiện nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Nguyễn Thùy Trang: tham gia nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Nguyễn Hoàng Thảo Ly: đã đóng góp thu thập, minh giải dữ liệu, hiệu đính bài viết.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Yu YH, Lloyd JW. A multi-layered radial flow model interpretation of drill stem test data. Journal of Hydrology. 1992 Aug;136(1-4):73-86;Available from: [https://doi.org/10.1016/0022-1694\(92\)90005-G](https://doi.org/10.1016/0022-1694(92)90005-G).
2. Ahmed ZK, M-Amin HI. Analyzing of Drill Stem Test (DST) Result for Dual Porosity Limestone Reservoir. Kurdistan Journal of Applied Research. 2017 Aug;2(3);Available from: <http://doi.org/10.24017/kjar>.

3. Dubiel SI, et al. Analysis of drill stem test (DST) results at Osobnica oil field, in terms of sampling of selected technology parameters. AGH Drilling Oil Gas. 2017;34(2):375-383;Available from: <http://dx.doi.org/10.7494/drill.2017.34.2.375>.
4. Hằng HNL. Đánh giá tầng chứa dựa vào kết quả thử vỉa DST [Master's thesis]. Ho Chi Minh City University of Technology; 2014;.
5. Quy CK. Đánh giá tầng chứa Oligocen E70 từ kết quả minh giải tài liệu thử vỉa DST giếng khoan KĐ-3X, mỏ Kinh Đen, Lô 09-2/09, bồn trũng Cửu Long [Master's thesis]. Ho Chi Minh City University of Technology; 2014;.
6. PVEP POC. Summary Of X Reserve Assessment Report. 2013;.
7. PetroVietnam. Địa Chất Và Tài Nguyên Dầu Khí Việt Nam. Hanoi; 2005;.
8. PVEP POC. Well Test Program DST#2 Well: 09-2/09-KN-3X. 2012;.
9. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 4th Edition. Elsevier Inc. 2000;.
10. Ahmed T, McKinney PD. Advanced reservoir engineering. Burlington USA: Elsevier; 2005;.
11. Horne RN. Modern Well Test Analysis A Computer-Aided Approach. Petroway; 1990;.
12. Schlumberger. MDT Modular Formation Dynamics Tester. 2002;.
13. Hughes B. Services Catalog Version 2.1. 2008;.
14. Holstein ED, et al. Reservoir Engineering and Petrophysics. Society Of Petroleum Engineer; 2007;.
15. Schlumberger Wireline & Testing. Introduction to Well Testing. 1998;.
16. Schlumberger. Well Test Interpretation. 2002;.
17. Nghĩa TT, et al. Công Nghệ Xử Lý Vùng Cận Đáy Giếng Các Mô Dầu Khí Ở Thềm Lục Địa Nam Việt Nam. Ho Chi Minh City: Nhà xuất bản Đại học Quốc gia TPHCM; 2011;.
18. Quốc ĐD. Đặc Điểm Địa Chất Và Đánh Giá Trữ Lượng Tầng Oligocene D, E Cấu Tạo Bạch Dương, Lô 01&02, Bể Cửu Long [Bachelor's thesis]. Ho Chi Minh City University of Technology; 2020;.
19. Smolen JJ, Litsey LR. Formation Evaluation Using Wireline Formation Tester Pressure Data. Journal of Petroleum Technology. 1979;31(01):25-32;Available from: <https://doi.org/10.2118/6822-PA>.

Applying interpreted results of drill stem test to assess reservoir characterization at well KB-3X, Kinh Bac oilfield, block 09-2/09

Tuan Nguyen^{1,2,*}, Xuan Tran Van^{1,2}, Kha Nguyen Xuan^{1,2}, Huong Tran Thi Mai^{1,2}, Trang Nguyen Thuy^{1,2}, Ly Nguyen Hoang Thao^{1,2}

ABSTRACT

With the current energy transition trend of the oil and gas industry, in order to increase efficiency, optimize exploitation and save resources, formation evaluation is necessary to best exploit a reservoir. The objective of this study is to evaluate the formation quality of the E sequence, X oilfield, block 09-2/09 in the Cuu Long basin. The research is based on the properties and flow capacity of the reservoir, using well parameters of pressure, volume, temperature and petrophysical data of well KB-3X. This study was conducted using two interpretive methods are traditional and advanced methods. The traditional interpretation method will establish a graph between Horner time and well bottomhole pressure pws and then apply calculation formulas to determine the parameters of the reservoir. The advanced interpretation method uses Ecrin software to interpret reservoir test results. Both methods give negative Skin coefficients, proving effective well completion. The results of reservoir parameters obtained from the advanced method are determined in accordance with geological documents as follows: the initial pressure of the reservoir is $p_i = 5564,79$ psi, permeability $K = 3,59$ mD, hydro conductivity equals $kh = 306$ mD.ft = 93 mD, coefficient Skin $S = -2,69$, well storage coefficient evaluates to $C = 0,0024$ bbl/psi, productivity index $PI = 0,56$ bbl/d/psi and distance to fault $L = 2250$ ft = 686 m. The interpretation process with the help of Ecrin software has allowed to overcome the limitations in traditional methods when applying many well, reservoir and boundary models. The results after this process show that the reservoir quality of the E sequence is still limited, and the ability to produce commercial flows is poor when the permeability value is low ($K = 3,59$ mD). The significance of the research results is to supplement input data for simulation models and field development planning, thereby providing the most appropriate exploitation plan and economic plan for the oil industry to achieve commercial efficiency better.

Key words: prospect structure, hydrocarbon potential, formation evaluation, Cuu Long basin, drill stem test

¹Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), Vietnam

²Vietnam National University Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Tuan Nguyen, Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), Vietnam

Vietnam National University Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: nguyentuan@hcmut.edu.vn

History

- Received: 9-10-2023
- Accepted: 04-01-2024
- Published Online: 31-12-2024

DOI : 10.32508/stdjet.v6iS17.1274



Check for updates

Copyright

© VNUHCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



Cite this article : Nguyen T, Van X T, Xuan K N, Mai H T T, Thuy T N, Thao L N H. **Applying interpreted results of drill stem test to assess reservoir characterization at well KB-3X, Kinh Bac oilfield, block 09-2/09** . Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology 2024; 6(S17):202-218.