



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 Khả^{1,2}, Trần Thị Mai Hương^{1,2}, Nguyễn Thùy Trang^{1,2}, Nguyễn Hoàng Thảo Ly^{1,2}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

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:

DOI:



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.



1 GIỚI THIỆU

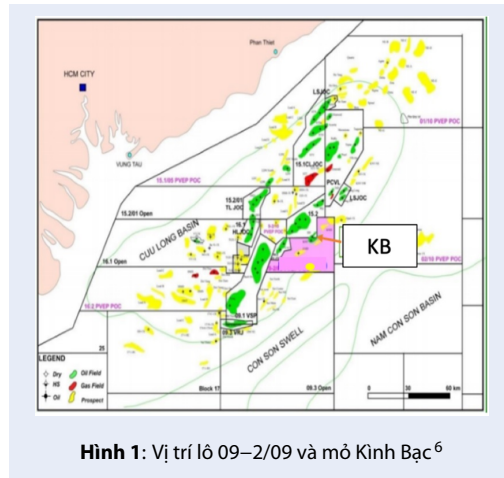
2 Liên quan đến đánh giá chất lượng tầng chứa bằng
3 minh giải tài liệu thử vỉa Drill Stem Test (DST) đã
4 được nhiều tác giả trong và ngoài nước quan tâm
5 nghiên cứu, trong số đó phải kể đến một số công trình
6 tiêu biểu như: A multi-layered radial flow modle in-
7 terpretation of drill stem test data của Yong Hong Yu
8 et al., 1992¹; Analyzing of DST Result for Dual Poros-
9 ity Limestone Reservoir của Zheno Kareem Ahmed et
10 al., 2017²; analysis of DST results at osobnica oil field,
11 in terms of sampling of selected technology parame-
12 ters của Stanislaw J. Dubiel et al., 2017³. Đánh giá
13 tầng chứa dựa vào kết quả thử vỉa DST của Huỳnh
14 Ngọc Lam Hằng, 2014⁴; Đánh giá tầng chứa Oligo-
15 cen E70 từ kết quả minh giải tài liệu thử vỉa DST giếng
16 khoan KĐ-3X, mỏ Kinh Đen, Lô 09-2/09, bồn trũng
17 Cửu Long của Chu Kim Quy, 2014⁵; Kết quả của các
18 công trình nghiên cứu trên là nền tảng để tác giả tiếp
19 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.

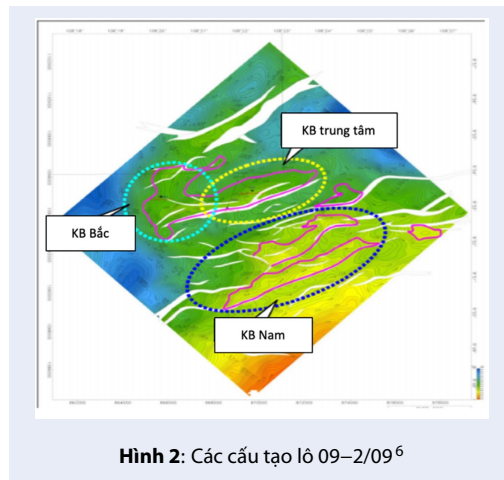
Khu vực Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu
khí trong nước (PVEP POC) tìm kiếm, thăm dò và
khai thác dầu khí là mỏ Kinh Bạc thuộc lô 09-2/09
nằm trong bồn trũng Cửu Long thuộc ngoài khơi
thềm lục địa Việt Nam. Lô 09-2/09 có diện tích
khoảng 1000km² với độ sâu nước biển khoảng 50m
đến 70m cách Vũng 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, Khả 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; ():1-16.



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



Hình 2: Các cấu tạo lô 09–2/09⁶

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

45 Trong năm 2009, Hồng Long POC (HL POC) được
 46 giao nhiệm vụ là nhà điều hành lô 09–2/09, sau đó
 47 tiến hành thu nổ 500km² địa chấn 3D vào năm 2010
 48 và tiến hành minh giải lại các tài liệu địa chấn 3D
 49 đã được nhà điều hành HV JOC thu nổ từ năm
 50 2001. Dựa trên các kết quả minh giải mới, HL POC
 51 đã tiến hành khoan giếng thăm dò đầu tiên KN-1X
 52 trong lô 09–2/09. Giếng khoan đã được khoan từ
 53 tháng 8/2010 đến tháng 10/2010. Giếng khoan KN-
 54 1X đã tiến hành thử 02 DST cho tập via E, có sử
 55 dụng phương pháp nút via thủy lực: DST#1 trong
 56 tập via E trên có lưu lượng xấp xỉ 600 thùng/ngày và
 57 DST#2 trong tập via E dưới có lưu lượng khoảng 200
 58 thùng/ngày.

59 Cuối năm 2011 đến đầu năm 2012: Giếng khoan
 60 KN-2X đã được khoan bởi PVEP POC, đạt độ sâu
 61 4500mMD/3874,5mTVDss. Giếng KN-2X cũng tiến
 62 hành thử 02 DST: DST#1 tiến hành thử kết hợp cả
 63 móng và tập E dưới–tập via bazan (E70), cho kết quả
 64 lưu lượng dầu xấp xỉ 2500 thùng/ngày; DST#2 tiến
 65 hành thử trong tập E dưới–tập via Arkos (E60), lưu
 66 lượng dầu xấp xỉ 300 thùng/ngày và lưu lượng khí gần
 67 2,2–2,7 triệu SCF/ngày.

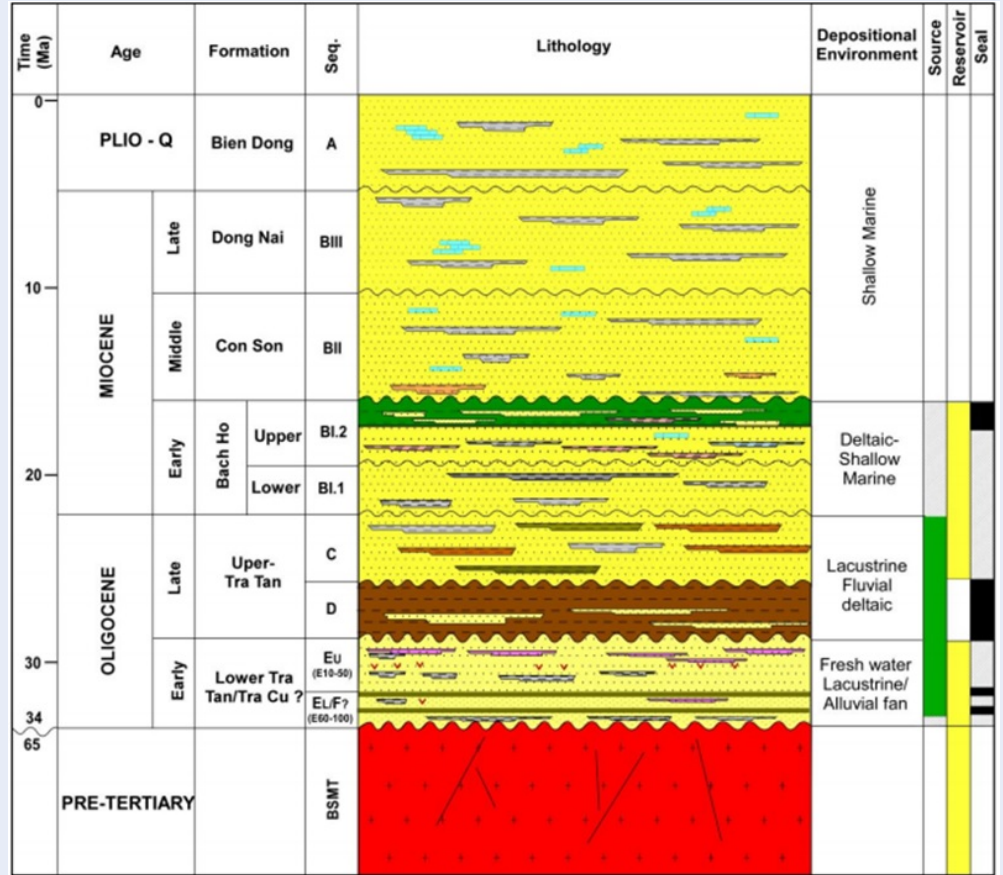
68 Từ tháng 4/2012, tiếp sau kế hoạch thăm lượng mỏ
 69 Kinh Bạc, giếng khoan KB-3X là giếng khoan thăm
 70 lượng tại khu vực KB Trung Tâm, được khoan bởi
 71 nhà điều hành PVEP POC và đạt độ sâu 4470mMD.
 72 Giếng khoan đã được thực hiện 02 DST: DST#1
 73 (4190–4400 mMD) thử kết hợp cả thân dầu móng và
 74 tập E dưới–tập via bazan dưới cho dòng dầu với lưu
 75 lượng trung bình 1500 thùng/ngày; DST#2 (4105,5–
 76 4170,5 mMD) thử tập E dưới–tập via bazan trên với
 77 lưu lượng dầu trung bình 1400 thùng/ngày.

78 Ở bể Cửu Long nói chung đến nay đã khoan hàng
 79 trăm giếng khoan sâu vào móng trước Kainozoi tại
 80 nhiều vị trí khác nhau trên toàn bể (Hình 3). Trong
 81 lô 09–2/09 đã có 07 giếng khoan vào thân dầu móng,
 82 thành phần thạch học được mô tả dựa trên tài liệu của
 83 các giếng khoan này. Đá móng chủ yếu là đá granit có
 84 biểu hiện dầu khí từ kém đến tốt. Đặc trưng thạch
 85 học - trầm tích hoá thạch của mỗi phân vị địa tầng
 86 bao gồm: Móng trước Kainozoi và trầm tích Kaino-
 87 zoi được thể hiện tóm tắt trên cột địa tầng tổng hợp
 88 của bể(Hình 6). Trầm tích Kainozoi bể Cửu Long có
 89 niên đại từ Eocen đến nay và được chia thành các hệ
 90 tầng: hệ tầng Cà Cối (Eocen); hệ tầng Trà Cú (Oligo-
 91ocen sớm); hệ tầng Trà Tân (Oligocen muộn); Hệ tầng
 92 Bạch Hồ (Miocen sớm); hệ tầng Côn Sơn (Miocen
 93 giữa); Hệ tầng Đồng Nai (Miocen muộn) và Hệ tầng
 94 Biển Đông (Pliocen-Pleistocen)⁷ (Hình 4).

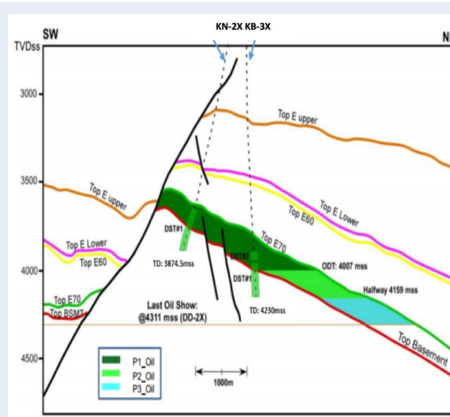
65 CƠ SỞ DỮ LIỆU

96 Giếng khoan KB-3X là giếng khoan thăm lượng thứ
 97 ba của mỏ Kinh Bạc. Giếng khoan vào thân dầu
 98 móng, tập E, tập D và tập C. Giếng khoan gặp nóc
 99 tập E trên tại độ sâu 3050 mTVDss (độ sâu thẳng
 100 đứng so với mực nước biển), nóc tập E dưới tại độ sâu
 101 3380 mTVDss và gặp thân dầu móng tại độ sâu 3990
 102 mTVDss. Giếng đạt chiều sâu tổng là 4470 mMD
 103 (4230 mTVDss) (Bảng 1). Giếng được thiết kế khoan
 104 theo chiều dọc với góc nghiêng khoảng 8⁰7' xuyên
 105 qua tập C và tập D, vào tập E và thân dầu móng với
 106 góc nghiêng khoảng 11⁰18'.

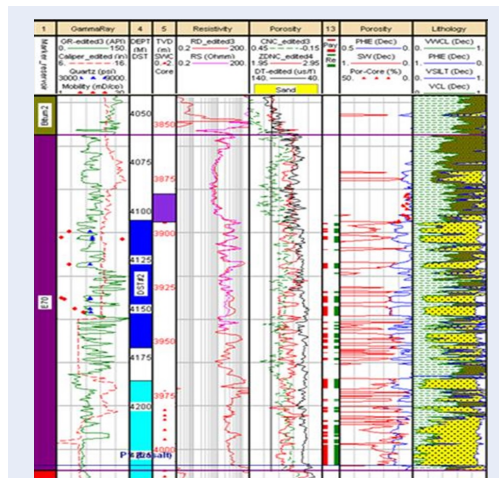
107 Trong năm 2012, PVEP POC tiến hành 2 lần thử via
 108 DST ở giếng KB-3X: DST#1 tiến hành thử kết hợp
 109 thân dầu móng và tập E dưới–tập via bazan dưới
 110 với lưu lượng tự nhiên đạt 1500–2050 thùng/ngày,



Hình 3: Cột địa tầng tổng hợp mỏ Kinh Bắc⁶

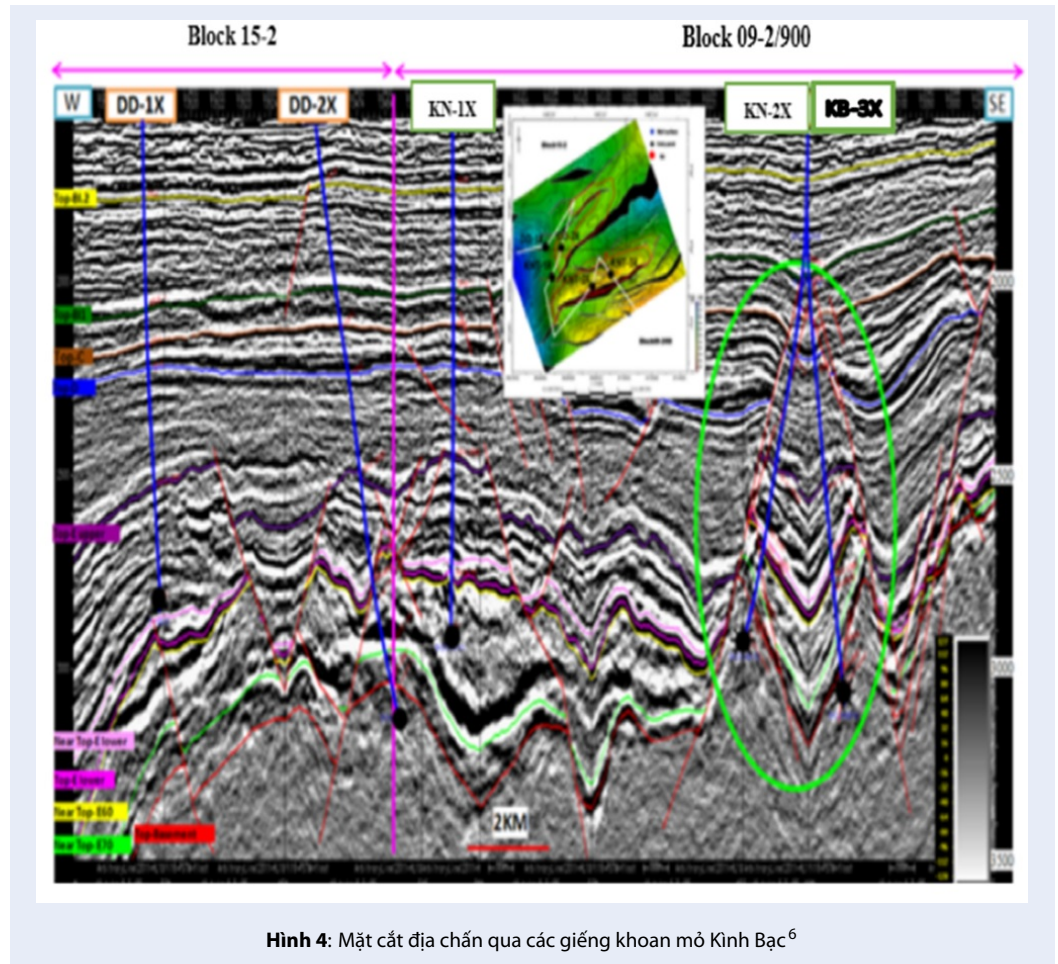


Hình 5: Mặt cắt địa chấn qua giếng KB-3X⁶



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

- 111 DST#2 thử ở tập via bazan (Oligocen E70 thượng)
- 112 đạt lưu lượng dòng chảy tự nhiên khoảng 1400–2300
- 113 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	bbI/STB
Độ nhớt dầu: μ_o	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	2350	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

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

121 **Tính chất áp suất và nhiệt độ vỉa**

122 Tại khu vực cấu tạo KB, kết quả minh giải áp suất từ
 123 tài liệu RCI cho thấy khả năng liên thông lớn trong
 124 tập E70 giữa các giếng KN-1X, KN-2X và KB-3X⁶.
 125 Căn cứ vào các tài liệu có trước, áp suất vỉa mỏ Kinh
 126 Bắc tại giếng KB-3X được dự đoán nằm trong khoảng
 127 4500–5500psi.
 128 Ở khu vực KB, gradient nhiệt độ của giếng KN-
 129 1X vào khoảng 2,65⁰C/100m, của giếng KN-2X vào
 130 khoảng 2,85⁰C/100m và của giếng KB-3X vào khoảng
 131 2,4⁰C/100m. Nhiệt độ đáy giếng đo được trong
 132 khoảng độ sâu 4105,5–4170,5mMD đạt 120–130⁰C.
 133 Tuy gradient nhiệt độ từ kết quả đo RCI của các giếng
 134 có khác nhau nhưng từ kết quả thử vỉa DST của các
 135 giếng nhiệt độ cao hơn nhiệt độ RCI do dòng chảy
 136 vào giếng mang chất lưu từ độ sâu lớn hơn trong vỉa⁶
 137 (Hình 9).

138 **HỆ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU**

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

152 **Phương pháp minh giải truyền thống**

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

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

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

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

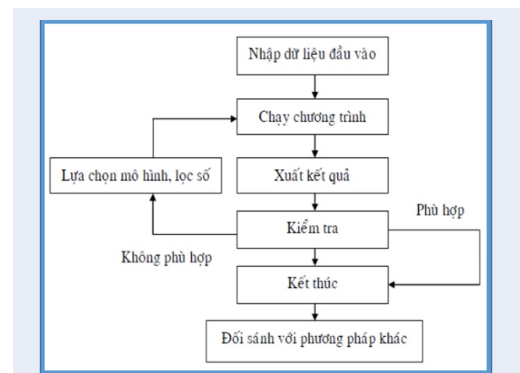
Áp suất đáy giếng khi đóng giếng p_{ws} :

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

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:

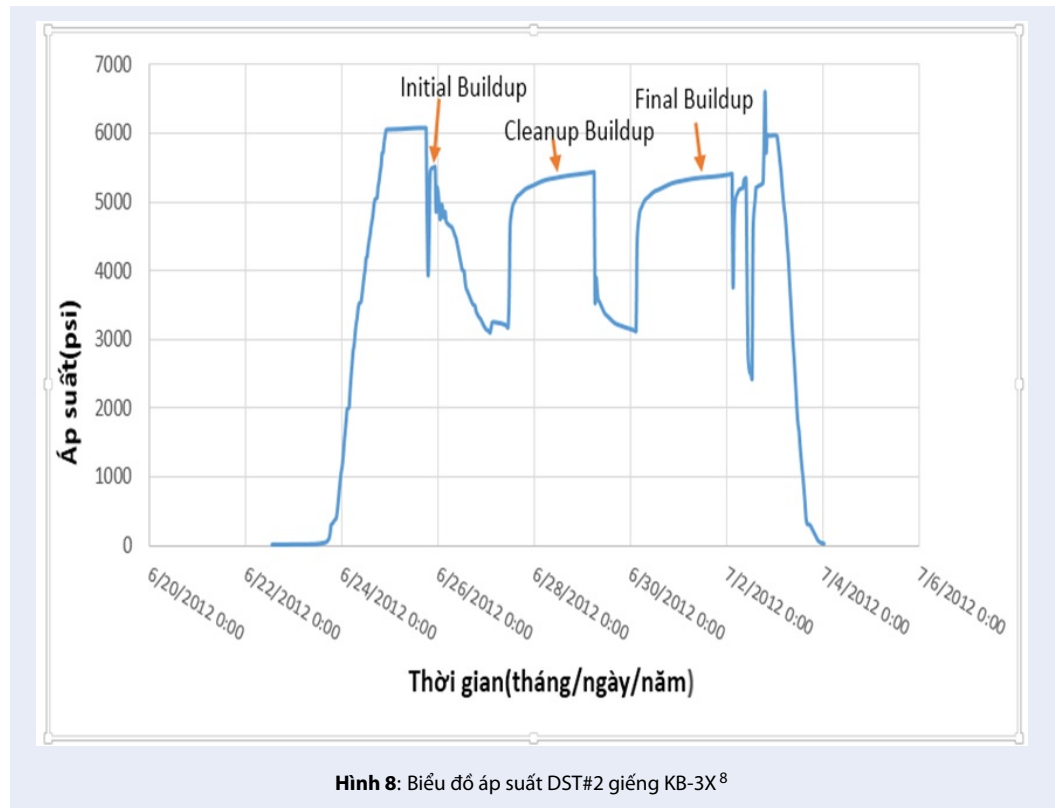
- Độ dốc m: $m = \frac{262,5}{\log(e)} = 604,4 \text{ (psi/cycle)}$

- 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: $s = 1,151 \left[\frac{p_{thr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{|m|} - \log \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} + 3,23 \right] = -2,56$



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

193 Trong đó: p_{1h} là áp suất đáy giếng sau khi đóng giếng
 194 được 1 giờ;

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

197 $p_{1h} = \frac{-262,5}{\log(e)} \log\left(\frac{21,5+1}{1}\right) + 5520,7 = 4703,4 \text{ (psi)}$

198 $p_{wf}(\Delta t=0) = 3107,4 \text{ (psi)}$

199 - Sự giảm áp suất do skin:

200 $\Delta p_s = 0,87|m|s = 0,87 \times 604,4 \times (-2,56)$

201 $\Delta p_s = -1346 \text{ (psi)}$

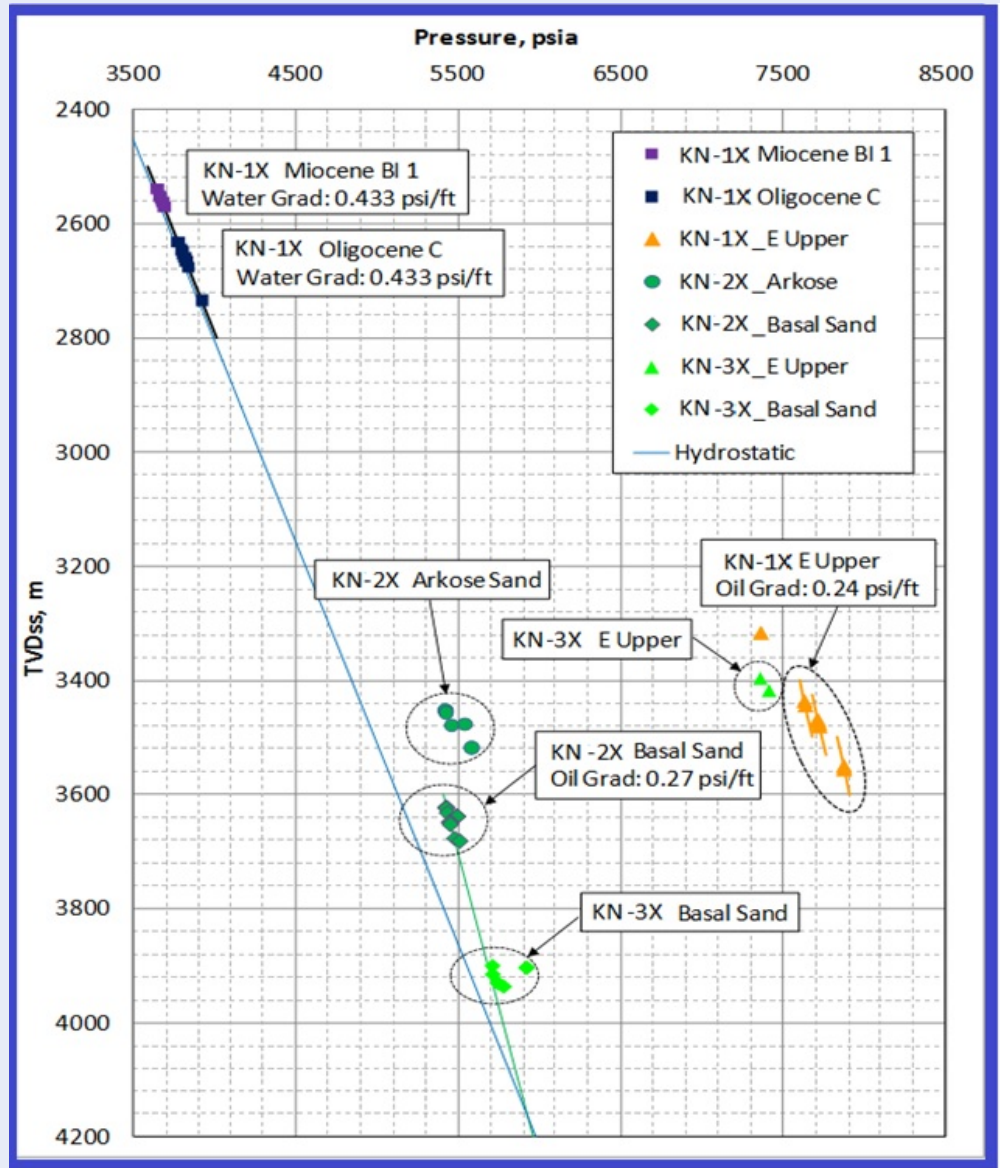
- Bán kính ảnh hưởng:

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

- 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

204 - Hiệu suất dòng:

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

205 - Hệ số tích chứa giếng khoan: Dựa vào đồ thị log-log
 206 (Hình 13), xác định khoảng dữ liệu thuộc vùng thời
 207 gian sớm sẽ hình thành đường thẳng tuyến tính với
 208 góc 45⁰¹⁷. Chọn một điểm trên đường thẳng đó, ta
 209 xác định được hệ số tích chứa giếng khoan như sau
 210 (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:

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

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

211

Phương pháp minh giải tiên tiến

212

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

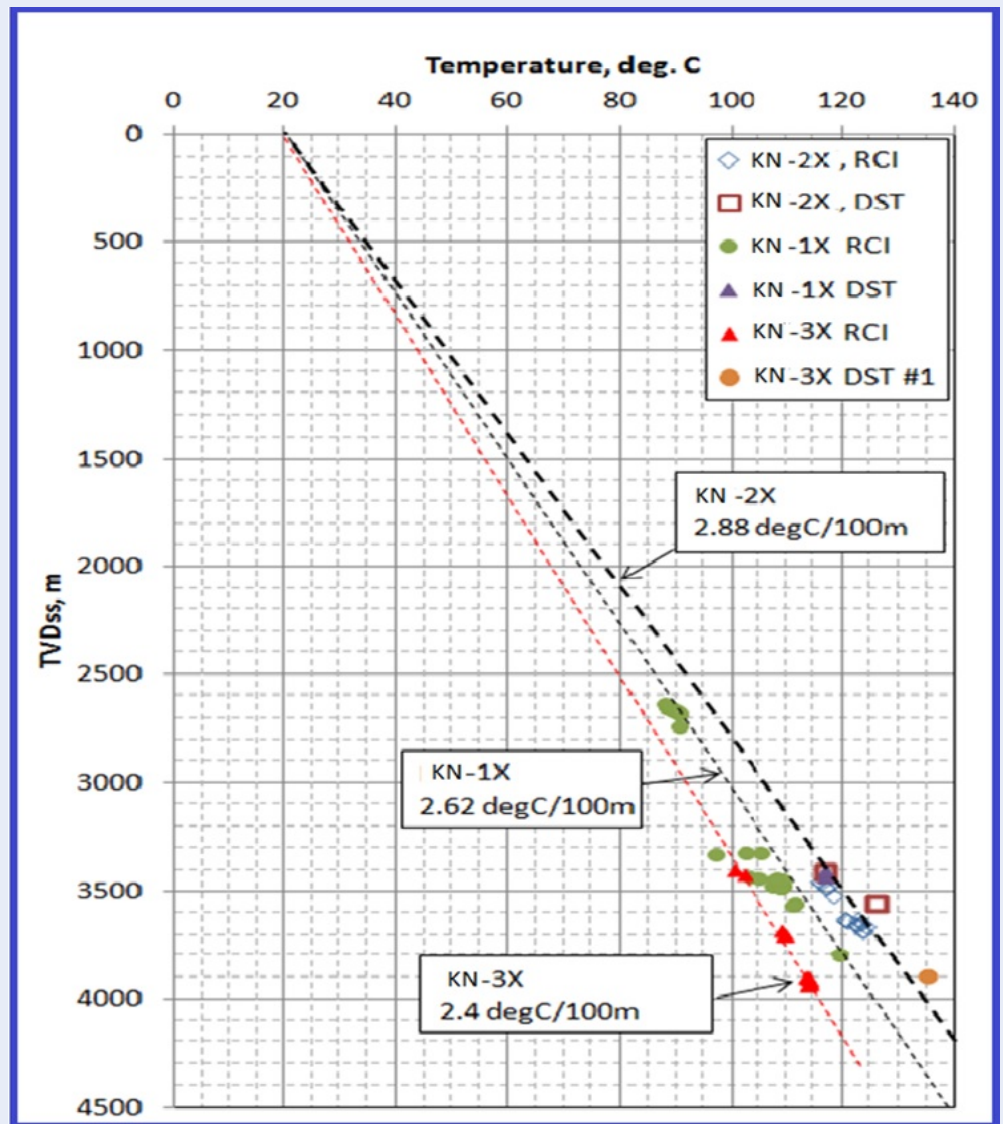
213

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

214

215

216



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

217 khoan, độ dày vỉa chứa, độ rỗng của vỉa, chọn kiểu
 218 chất lưu (dầu) và thời gian tham chiếu (Hình 15).
 219 Tiến hành nhập các thông số PVT: hệ số thể tích
 220 thành hệ dầu, độ nhớt, độ nén tổng (Hình 16).
 221 Nhập dữ liệu về các thông số áp suất và nhiệt độ (tùy
 222 chọn) của đồng hồ đo trong quá trình thử vỉa: QAQC
 223 Data → Load → File. (Hình 17)
 224 Lựa chọn đơn vị đo lường cho phù hợp với đơn vị
 225 trong file dữ liệu áp suất và thời gian cũng như lựa
 226 chọn các chế độ định dạng về thời gian thích hợp cho
 227 từng trường hợp vỉa (Hình 18 và 19).
 228 Nhập giá trị lưu lượng ứng với từng giai đoạn thử vỉa,
 229 sau đó hiệu chỉnh (khớp hóa) các điểm đầu cuối của
 230 các giai đoạn áp suất khớp với lưu lượng (Hình 20).

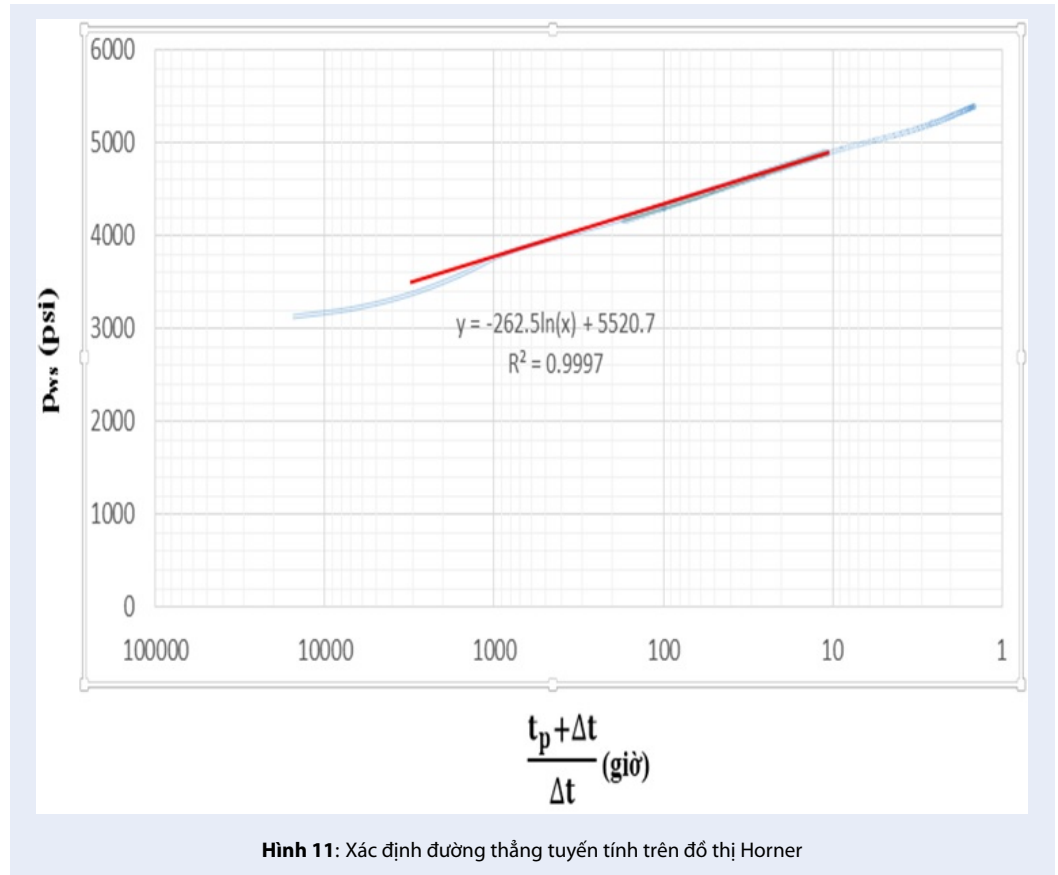
- Bước 2: Lựa chọn giai đoạn phân tích

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

231
 232
 233
 234
 235
 236
 237
 238
 239
 240
 241
 242
 243
 244



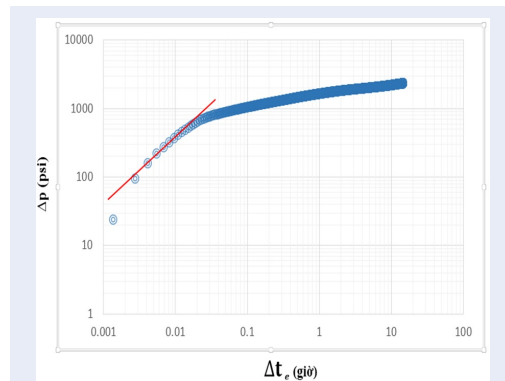
Hình 11: Xác định đường thẳng tuyến tính trên đồ thị Horner

Bảng 4: Các công thức tính toán

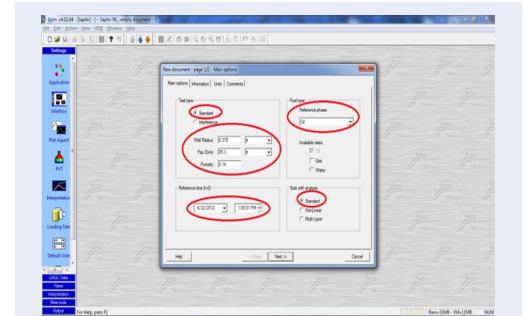
	Công thức tính toán
Áp suất vỉa ban đầu (P_i)	$\log \frac{T_p + \Delta t}{\Delta t} = 0$
Độ dốc (m)	$m = \tan \alpha = \frac{\Delta p}{\Delta \log \left(\frac{T_p + \Delta t}{\Delta t} \right)}$
Độ dẫn của chất lỏng (kh/μ)	$\frac{k_0 h}{\mu_0} = \frac{162.6 q_0 B_0}{m}$
Độ dẫn nước ($k_0 h$)	$k_0 h = \left(\frac{k_0 h}{\mu} \right) \mu_0$
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 ($(\Delta p)_s$)	$(\Delta p)_s = 141.2 \left(\frac{q B \mu}{k h} \right) s$ hoặc $(\Delta p)_s = 0.869 m s$
Tỷ lệ sát thương (DR)	$DR = \frac{q_L}{q_a}$
Chỉ số sản xuất (PI)	$PI = \frac{q_L}{q_a}; q_a = \frac{m k h}{162.6 B_0 \mu}$
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)	$r_e = \left(\frac{k t}{948 \phi \mu_0 c_i} \right)^{\frac{1}{2}}$

Bảng 5: Bảng tóm tắt kết quả minh giải theo phương pháp truyền thống

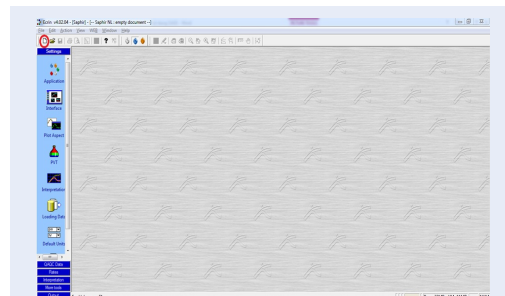
Thông số	Ký hiệu	Giá trị	Đơn vị
Độ dốc	m	604,4	psi/cycle
Áp suất vỉa ban đầu	pi	5520,7	psi
Độ thấm	k	3,73	md
Độ dẫn thủy	kh	318,2	md.ft
Hệ số skin	s	-2,56	
Sụt giảm áp suất	Δp	-1346	psi
Bán kính ảnh hưởng	r_i	946,4	ft
Chỉ số khai thác	PI	0,57	bbl/d/psi
Hiệu suất dòng	FE	1,56	
Hệ số tích chứa giếng khoan	C	0,0025	bbl/psi



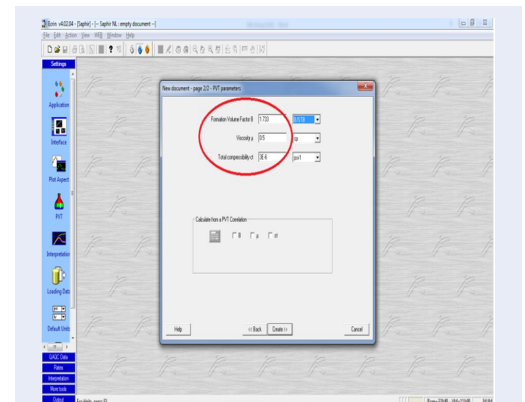
Hình 13: Đồ thị log–log thể hiện mối quan hệ giữa Δt_e và Δp ¹⁵



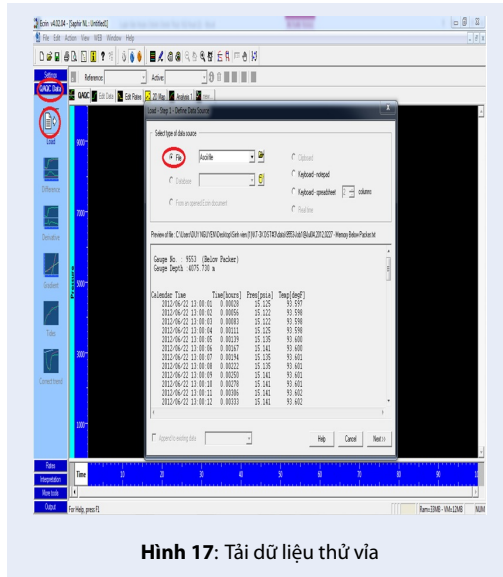
Hình 15: Nhập thông số giếng và thời gian tham chiếu



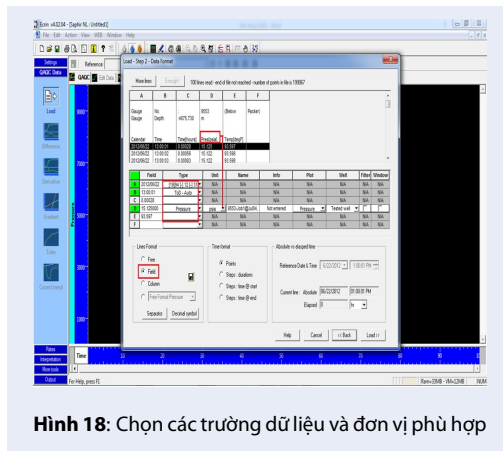
Hình 14: Giao diện Ecrin và bắt đầu thực hiện quá trình minh giải



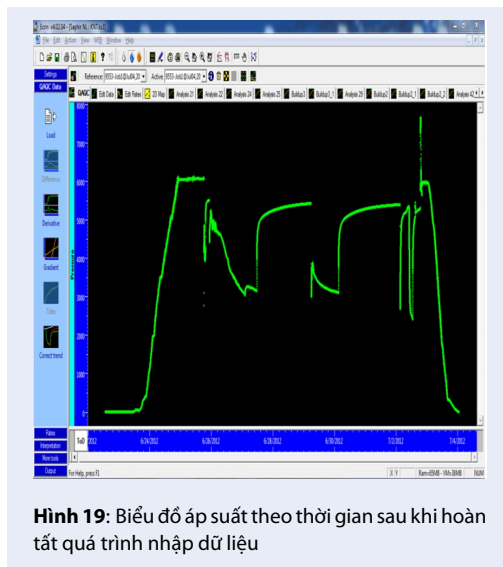
Hình 16: Nhập thông số PVT



Hình 17: Tải dữ liệu thử via



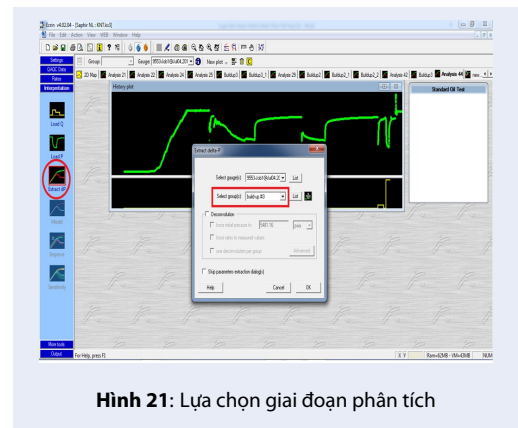
Hình 18: Chọn các trường dữ liệu và đơn vị phù hợp



Hình 19: Biểu đồ áp suất theo thời gian sau khi hoàn tất quá trình nhập dữ liệu



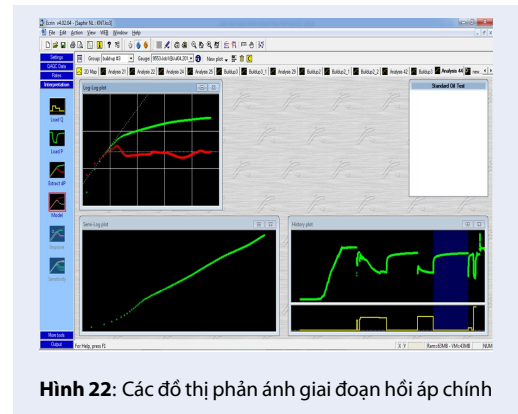
Hình 20: Dữ liệu áp suất và lưu lượng sau khi được khớp hóa



Hình 21: Lựa chọn giai đoạn phân tích

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

245



Hình 22: Các đồ thị phản ánh giai đoạn hồi áp chính

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.

246

247

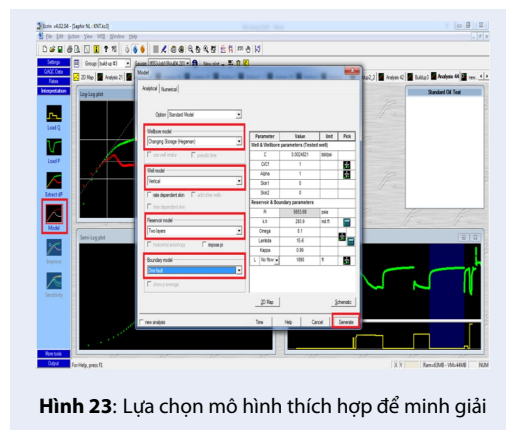
248

249

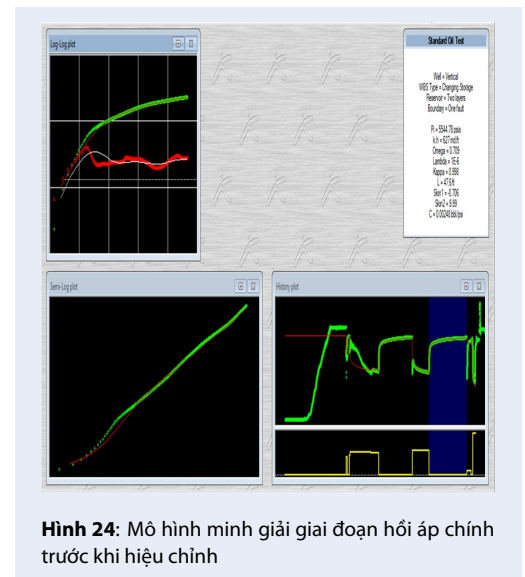
250

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

Model	Model of well storage	Constant Wellbore Storage
	Well model	Vertical well
	Reservoir model	Homogeneous
	Boundary model	One fault
Thông số	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



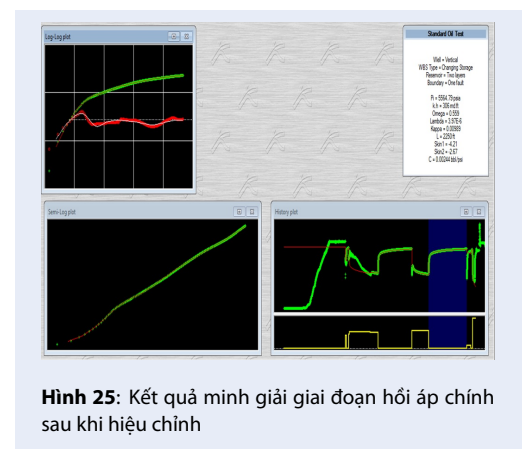
Hình 24: Mô hình minh giải giai đoạn hồi áp chính trước khi hiệu chỉnh

251 - Bước 4: Hiệu chỉnh mô hình.

252 Quá trình này nhằm đưa các đường thẳng trên về vị
 253 trí trùng nhau để xác định chính xác các thông số cần
 254 tính toán như độ thấm, hệ số skin, áp suất vỉa ban
 255 đầu, hệ số tích chứa giếng khoan (Hình 24 và 25).
 256 Đây là giai đoạn quan trọng và tốn nhiều thời gian
 257 trong quá trình minh giải nhằm đưa ra giá trị chính
 258 xác nhất về các thông số vỉa. Sau khi đã biết áp suất
 259 vỉa ban đầu, độ thấm các thông số liên quan r_i , PI, FE
 260 được xác định, lần lượt cụ thể như sau: $r_i=928,4(ft)$,
 261 $PI=0,56(bbl/d/psi)$, $FE=1,6$ (Hình 26).

262 So sánh kết quả

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



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	<ul style="list-style-type: none"> - Chỉ áp dụng cho một lưu lượng ổn định và giá 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 	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Quá trình tính toán bằng các kết quả trung bình cộng dẫn đến sai số nên độ tin cậy thấp hơn. 	<ul style="list-style-type: none"> - Kết quả từ phần mềm được tính toán từ các giá trị đại diện nên có độ tin cậy cao hơn

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

274 **KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ**

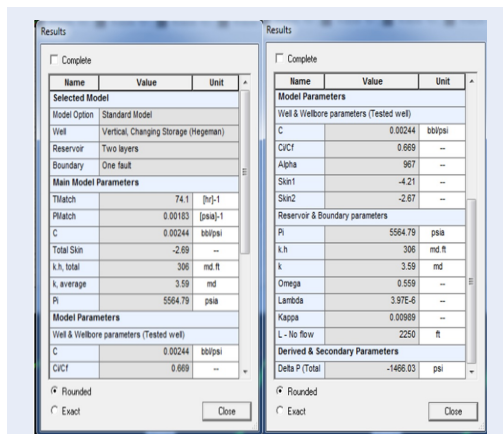
275 **Kết luận**

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

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

287 Từ mô hình được chọn hình thái vỉa và ranh giới của
 288 vỉa được xác định: vỉa hai lớp với biên là đứt gãy. Các
 289 kết quả thông số của vỉa được xác định phù hợp với
 290 tài liệu địa chất như sau: Áp suất vỉa ban đầu pi =
 291 5564,79psi; Độ thấm K = 3,59md; Độ dẫn thủy kh =
 292 306md.ft = 93md.m; Hệ số skin s = -2,69; Hệ số tích
 293 chứa giếng khoan C = 0,0024 bbl/psi; Độ sụt giảm áp
 294 suất Δp = -1466psi; Chỉ số khai thác PI = 0,56 bbl/psi;
 295 Hiệu suất dòng FE = 1,6; Khoảng cách từ giếng đến
 296 biên L = 2250ft = 686m.

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



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

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

310 Kiến nghị

311 Giếng KB-3X sau khi bắn mở vỉa đã được tiến hành
 312 xử lý axit hiệu quả làm sụt giảm áp suất ở mức thấp
 313 nhưng độ thấm tăng không cao, chỉ số khai thác đạt
 314 mức trung bình. Nguyên nhân có thể do điều kiện vỉa
 315 có nhiệt độ cao do đó hoạt tính axit khi xử lý bị yếu đi,
 316 vì vậy cần sử dụng phương pháp xử lý vùng cận đáy
 317 giếng ở vỉa có nhiệt độ cao như dùng dung dịch hỗn
 318 hợp bột-axit, nhũ tương dầu-axit, hai phương pháp
 319 này đã được thực hiện có hiệu quả ở mỏ Bạch Hổ.

320 Ngoài ra, công tác đánh giá chất lượng tầng chứa
 321 không chỉ dựa vào kết quả phân tích thử vỉa DST
 322 mà còn cần kết hợp kết quả của những phương pháp
 323 khác như: mud log, phân tích mẫu lõi, địa vật lý giếng
 324 khoan, wireline formation test để có thể kiểm chứng
 325 kết quả minh giải DST. Cần kết hợp đối sánh với tài
 326 liệu địa chấn đặc biệt quan trọng để hỗ trợ nhận diện
 327 mô hình vỉa được thuận tiện và thu được kết quả minh
 328 giải chính xác hơn. Bên cạnh đó, ngoài việc không
 329 ngừng trao đổi các kiến thức, kỹ năng mà còn phải có
 330 kinh nghiệm làm việc lâu dài để hiểu rõ các tính chất
 331 PVT của chất lưu, lựa chọn mô hình vỉa thích hợp...là
 332 cần thiết.

LỜI CẢM ƠN

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

338
 339 Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Bách
 340 Khoa – ĐHQG-HCM trong khuôn khổ đề tài mã số
 341 T-ĐCDK-2023-08.

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

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

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

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

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

TÀI LIỆU THAM KHẢO

376
 377 1. Yu YH, Lloyd JW. A multi-layered radial flow model inter-
 378 pretation of drill stem test data. Journal of Hydrology. 1992
 379 Aug;136(1-4):73-86;Available from: [https://doi.org/10.1016/](https://doi.org/10.1016/0022-1694(92)90005-G)
 380 0022-1694(92)90005-G.
 381 2. Ahmed ZK, M-Amin HI. Analyzing of Drill Stem Test (DST) Re-
 382 sult for Dual Porosity Limestone Reservoir. Kurdistan Journal
 383 of Applied Research. 2017 Aug;2(3);Available from: [http://doi.](http://doi.org/10.24017/kjar)
 384 org/10.24017/kjar.

- 385 3. Dubiel SI, et al. Analysis of drill stem test (DST) results at Osob-
386 nica oil field, in terms of sampling of selected technology pa-
387 rameters. AGH Drilling Oil Gas. 2017;34(2):375-383;Available
388 from: <http://dx.doi.org/10.7494/drill.2017.34.2.375>.
- 389 4. Hằng HNL. Đánh giá tầng chứa dựa vào kết quả thử vỉa DST
390 [Master's thesis]. Ho Chi Minh City University of Technology;
391 2014;.
- 392 5. Quy CK. Đánh giá tầng chứa Oligocen E70 từ kết quả minh giải
393 tài liệu thử vỉa DST giếng khoan KĐ-3X, mỏ Kinh Đen, Lô 09-
394 2/09, bồn trũng Cửu Long [Master's thesis]. Ho Chi Minh City
395 University of Technology; 2014;.
- 396 6. PVEP POC. Summary Of X Reserve Assessment Report. 2013;.
- 397 7. PetroVietnam. Địa Chất Và Tài Nguyên Dầu Khí Việt Nam.
398 Hanoi; 2005;.
- 399 8. PVEP POC. Well Test Program DST#2 Well: 09-2/09-KN-3X.
400 2012;.
- 401 9. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook, 4th Edition. Else-
402 vier Inc. 2000;.
- 403 10. Ahmed T, McKinney PD. Advanced reservoir engineering.
404 Burlington USA: Elsevier; 2005;.
- 405 11. Horne RN. Modern Well Test Analysis A Computer-Aided Ap-
406 proach. Petroway; 1990;.
- 407 12. Schlumberger. MDT Modular Formation Dynamics Tester.
408 2002;.
- 409 13. Hughes B. Services Catalog Version 2.1. 2008;.
- 410 14. Holstein ED, et al. Reservoir Engineering and Petrophysics. So-
411 ciety Of Petroleum Engineer; 2007;.
- 412 15. Schlumberger Wireline & Testing. Introduction to Well Testing.
413 1998;.
- 414 16. Schlumberger. Well Test Interpretation. 2002;.
- 415 17. Nghĩa TT, et al. Công Nghệ Xử Lý Vùng Cận Đáy Giếng Các Mỏ
416 Dầu Khí Ở Thềm Lục Địa Nam Việt Nam. Ho Chi Minh City: Nhà
417 xuất bản Đại học Quốc gia TPHCM; 2011;.
- 418 18. Quốc ĐD. Đặc Điểm Địa Chất Và Đánh Giá Trữ Lượng Tầng
419 Oligocene D, E Cấu Tạo Bạch Dương, Lô 01&02, Bể Cửu Long
420 [Bachelor's thesis]. Ho Chi Minh City University of Technology;
421 2020;.
- 422 19. Smolen JJ, Litsey LR. Formation Evaluation Using Wireline
423 Formation Tester Pressure Data. Journal of Petroleum Tech-
424 nology. 1979;31(01):25-32;Available from: [https://doi.org/10.](https://doi.org/10.2118/6822-PA)
425 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}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

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 = 686m. 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:

DOI :



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; ():1-1.