



Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <http://jmes.humg.edu.vn>



Applying hydrodynamic principles and flow theory to optimize the reservoir pressure survey program without shut-in the well - Case study: Biba reservoir, Algeria



An Hai Nguyen ^{1,*}, Duc Hoang Nguyen ¹, Vinh The Nguyen ²

¹ PetroVietnam Exploration Production Corporation, Hanoi, Vietnam

² Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:

Received 21st Dec. 2023

Revised 5th May 2024

Accepted 23rd May 2024

Keywords:

Flow theory,
Hydrodynamics,
Pressure survey,
PVT,
Reservoir management.

ABSTRACT

The article focuses on the importance of gathering and analyzing information related to oil and gas reservoirs, particularly parameters such as permeability (k), skin factor (S), pressure (p), and temperature (T). This data is crucial for making significant decisions in adjusting production technologies, intervening in wells, and near-well bore treatment. To obtain this information, analyzing data from tests is essential. Pressure, flow rate, and time data are collected using pressure buildup testing, where wells are produced at a constant rate and then shut-in to observe pressure increase over time. Analyzing this data allows evaluation of permeability, pressure in the drainage region, skin factor, and other parameters like static pressure. The article also discusses applying principles of hydrodynamics and flow theory to optimize well pressure survey programs without disrupting production operations. This method enables the collection of necessary information while maintaining continuous field operations and providing comprehensive technological data. The results were applied on Bali reservoir in Algeria. Information gathered from pressure survey programs not only helps fine-tune and optimize daily production procedures but also significantly contributes to updating reservoir models. This serves as a basis for future development decisions within the reservoir. The method has been successfully applied at Biba field, Algeria.

Copyright © 2024 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

*Corresponding author

E - mail: annh1@pvep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2024.65(3).07



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>

Vận dụng các nguyên lý thủy động lực học và lý thuyết dòng chảy để tối ưu chương trình khảo sát áp suất vỉa không cần đóng giếng khai thác - Nghiên cứu điển hình cho mỏ Biba, Algeria

Nguyễn Hải An ^{1,*}, Nguyễn Hoàng Đức ¹, Nguyễn Thế Vinh ²

¹ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 21/12/2023

Sửa xong 5/5/2024

Chấp nhận đăng 23/5/2024

Từ khóa:

Khảo sát áp suất,
Lý thuyết dòng chảy,
PVT,
Quản lý mỏ,
Thủy động lực.

TÓM TẮT

Bài báo tập trung vào tầm quan trọng của việc thu thập và phân tích các thông tin về vỉa chứa dầu khí, đặc biệt là các thông số như độ thấm (k), mức độ nhiễm bẩn (S), áp suất (p). Những thông tin này rất cần thiết để đưa ra các quyết định quan trọng trong việc điều chỉnh công nghệ khai thác, can thiệp vào các giếng, và xử lý vùng cận đáy giếng một cách hiệu quả. Để có được thông tin này, việc phân tích dữ liệu từ các phép thử là cần thiết. Các số liệu về áp suất, lưu lượng và thời gian được thu thập thông qua phương pháp thử hồi áp, trong đó giếng được khai thác với một tốc độ cố định, sau đó đóng giếng để quan sát sự tăng áp suất theo thời gian. Phân tích dữ liệu này cho phép đánh giá độ thấm, áp suất trong vùng tháo khô, mức độ nhiễm bẩn, và các thông số khác như áp suất tĩnh. Bài báo cũng trình bày việc vận dụng các nguyên lý thủy động lực học và lý thuyết dòng chảy để tối ưu hóa chương trình khảo sát áp suất giếng mà không làm gián đoạn hoạt động khai thác. Việc này giúp thu thập thông tin cần thiết mà vẫn duy trì hoạt động của mỏ một cách liên tục, đồng thời cung cấp đầy đủ thông tin công nghệ mỏ. Thông tin thu thập từ các chương trình khảo sát áp suất không chỉ giúp điều chỉnh và tối ưu hóa quy trình khai thác hàng ngày, mà còn đóng góp quan trọng vào việc cập nhật mô hình vỉa chứa, làm cơ sở cho việc ra các quyết định về phát triển trong tương lai của mỏ. Phương pháp đã được áp dụng thành công tại mỏ Biba, Algeria.

© 2024 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

*Tác giả liên hệ

E - mail: annh1@pvep.com.vn

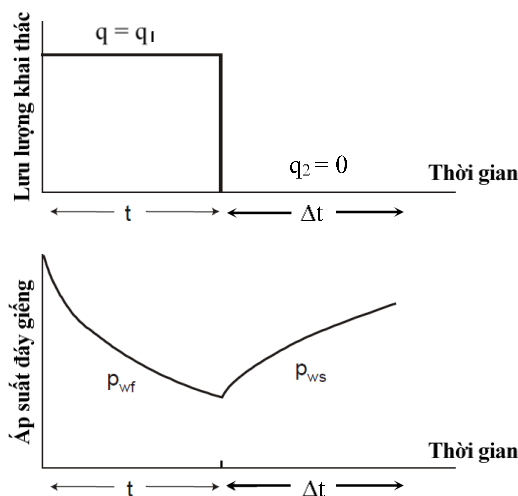
DOI: 10.46326/JMES.2024.65(3).07

1. Mở đầu

Đối với các vỉa chứa dầu khí trong mọi giai đoạn khai thác, để có chiến lược phát triển mỏ hợp lý cần phải có các thông tin về vỉa chứa, đặc biệt là các số liệu về độ thấm (k), mức độ nhiễm bẩn (S),

khả năng về năng lượng tự nhiên hiện tại như áp suất p , nhiệt độ T (Schaaf và King, 1997). Các thông tin này sẽ giúp nhà điều hành (NĐH) kịp thời đưa ra các quyết định quan trọng như: điều chỉnh các chỉ số công nghệ khai thác; sự cần thiết của việc tiến hành các biện pháp can thiệp giếng; xử lý vùng cận đáy giếng; cũng như các biện pháp xử lý phù hợp. Ngoài ra, các số liệu này cũng là nguồn thông tin thiết yếu trong việc hiệu chỉnh và làm chính xác mô hình vỉa chứa, giúp đưa ra các dự báo chính xác hơn trong công tác quản lý và phát triển mỏ.

Để có được các thông tin trên cần phải phân tích tài liệu thu được qua phép thử đó là các số liệu nêu quan hệ áp suất, lưu lượng, thời gian ($p - q - t$). Việc đo lưu lượng tiến hành trên miệng giếng thông qua số liệu đầu ra ở bình tách đo, còn giá trị áp suất được đo trực tiếp ở đáy giếng hoặc ở một khoảng cách nào đó rồi quy về áp suất đáy giếng (điểm giữa khoảng mở vỉa) (Lê và nnk., 2017). Hiện nay, phổ cập nhất là phương pháp thử hồi áp. Nội dung của phương pháp là sau khi tiến hành khai thác giếng với tốc độ không đổi (q_1), thực hiện đóng giếng (đóng côn tại đầu giếng để có $q_2 = 0$), sau đó theo dõi sự gia tăng áp suất ở đáy giếng theo thời gian trong khoảng t và Δt nào đó (Hình 1). Khi phân tích tài liệu này ta có thể đánh giá độ thấm (k), áp suất trong vùng thào khô (p), mức độ nhiễm bẩn (S), tính không đồng nhất hoặc biên kỹ thuật thử ta có các giá trị áp suất tĩnh p_{ws} . Công việc này được tiến hành lần đầu sau khi giếng



Hình 1. Sự thay đổi áp suất và lưu lượng khi thử hồi áp giếng khai thác dầu.

được hoàn thiện và sau khoảng thời gian khai thác nhất định (một quý, nửa năm hoặc 1 năm,...) phải tiến hành thử định kỳ nhằm điều chỉnh chế độ khai thác. Việc thử cũng có thể đột xuất nếu giếng làm việc bất thường.

Bài báo này trình bày về việc vận dụng các nguyên lý thủy động lực học và lý thuyết dòng chảy để tối ưu chương trình khảo sát áp suất giếng, giúp thu thập đủ thông tin cần thiết mà không cần đóng giếng/dừng khai thác (thông thường cần 4 ngày đóng giếng để áp suất ổn định), giúp đưa ra một giải pháp hiệu quả cho việc vừa có thể tiến hành thường xuyên chương trình khảo sát áp suất (do không ảnh hưởng nhiều đến hoạt động khai thác), vừa thu thập đầy đủ các thông tin công nghệ mỏ cần thiết. Điều này đã giúp cho NĐH đầu khí có đầy đủ cơ sở cho việc điều chỉnh, tối ưu khai thác mỏ/các giếng hàng ngày. Ngoài ra, việc có đầy đủ về số lượng cũng như chất lượng thông tin cũng đóng góp lớn cho công tác cập nhật mô hình vỉa chứa, làm tiền đề quan trọng cho việc đưa ra định hướng phát triển cho các giai đoạn tiếp theo của mỏ.

2. Vận dụng các nguyên lý thủy động lực học và lý thuyết dòng chảy để tối ưu chương trình khảo sát áp suất giếng, giúp thu thập đủ thông tin cần thiết mà không cần đóng giếng/dừng khai thác

2.1. Phát triển mở rộng định luật Darcy cho điều kiện thực tế giếng khai thác là dòng chảy giả ổn định (hoặc chưa ổn định) và hướng tâm

Định luật Darcy (phương trình 1) là định luật cơ bản và nổi tiếng nhất trong công nghiệp dầu khí, nó được thiết lập dựa trên các luận cứ về dòng ổn định, trong đó đặc tính dòng không phụ thuộc vào thời gian (Hubbert, 1956). Để có thể mô tả đồng thời mối liên kết giữa dòng với cả hai yếu tố khoảng cách và thời gian, cho phép đánh giá tốc độ thể tích của dòng (lưu lượng) và áp suất theo khoảng cách và thời gian cần phải xây dựng một phương trình tổng quát mô tả dòng chảy, từ đó trên cơ sở các giả thuyết ta có thể tìm lời giải cho phù hợp với tính chất của chất lưu, theo các điều kiện biên và điều kiện ban đầu. Vì thế, sau khi đã có các khái niệm về dòng ổn định, ta sẽ mở rộng thêm các khái niệm về dòng hướng tâm thông qua việc xây dựng phương trình vi phân tổng quát phi tuyến, tiến hành tuyến tính hoá cho các loại chất

lưu không chịu nén như nước, kém chịu nén như dầu thô và chất lưu chịu nén như khí thực. Từ đó, tìm các lời giải cho các điều kiện tạm thời (chưa ổn định) và điều kiện ổn định và giả ổn định cho các chất lưu không chịu nén và chịu nén.

$$p_e - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (1)$$

Trong đó: q - lưu lượng dòng chảy, cm^3/s ; p_e , p_{wf} - áp suất vùng tháo khô và áp suất đáy giếng, atm; k - độ thấm, D; r_e , r_w - bán kính vùng tháo khô và bán kính giếng, cm; S - mức độ nhiễm bẩn, không thứ nguyên; h - chiều dày vỉa, cm.

Trên cơ sở phương trình Darcy, kết hợp với định luật bảo toàn khối lượng, ta thiết lập được phương trình vi phân tổng quát cho dòng chảy hướng tâm trong môi trường rỗng như sau (Dake, 1978):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\varphi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2)$$

Trong đó: r - khoảng cách tới giếng, cm; t - thời gian chảy, s; μ - độ nhớt, cp.

Từ phương trình vi phân tổng quát này, áp dụng với điều kiện biên của dòng chảy giả ổn định hoặc chưa ổn định ta thu được phương trình áp dụng cho điều kiện chảy thực tế của các giếng khai thác như sau:

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S \right) \quad (3)$$

Trong đó: \bar{p} - áp suất vỉa trung bình, atm; A - diện tích vùng tháo khô; C_A - yếu tố hình dáng Dietz, không thứ nguyên; γ - số mũ của hằng số Euler = 1,781.

2.2. Ứng dụng phương trình dòng chảy hướng tâm cho kỹ thuật thử giếng giảm áp nhiều tốc độ thử

Nguyên lý dòng chảy (xếp chồng lời giải): Nguyên lý dòng chảy được xử lý bằng phương pháp xếp chồng trong toán học với định nghĩa là với phương trình vi phân tuyến tính bậc hai thì tổng số bất kỳ các lời giải riêng đều là lời giải của phương trình. Nguyên lý được xem là một công cụ tốt cho các kỹ sư mỏ khi thực hiện các lời giải cho bài toán dòng phức tạp mà không nhất thiết phải giải đầy đủ phương trình vi phân cho mỗi trường hợp. Chẳng hạn, theo nguyên lý trên, sự thay đổi áp suất tại một điểm bất kỳ trong mỏ là tổng các thay đổi tại điểm đó đã xảy ra do việc khai thác của các giếng trong mỏ. Hoặc nói một cách khác là sự phân bố áp suất trong mỏ theo không gian và thời

gian do các giếng khai thác gây ra thì khi xem tác động mỗi giếng có thể đặt chúng ở bất kỳ vị trí nào trong mỏ cũng như bất kỳ thời gian nào trong quá trình khai thác. Sử dụng phương trình giảm áp không thứ nguyên ta thiết lập được phương trình áp suất trong giếng tại thời điểm t_n (Matthews và nnk., 1954).

$$\frac{2\pi kh}{\mu} (p_i + p_{wfn}) = \sum_1^n \Delta q_j p_D (t_{Dn} - t_{Dj-1}) + q_n S \quad (4)$$

Trong đó: p_i - áp suất vỉa ban đầu, atm; P_D - áp suất không thứ nguyên; q_j - lưu lượng các cấp, cm^3/s ; t_D - thời gian không thứ nguyên.

Kỹ thuật thử nhiều tốc độ:

Đây là phép thử tổng quát và phức tạp nhất (Pinson, 1972). Trong các khoảng thời gian khác nhau ta khai thác với các lưu lượng khác nhau. Biểu đồ tốc độ có thể bất kỳ nhưng phổ biến là theo bậc thang tăng hoặc giảm dần và cũng không loại trừ có giai đoạn $q = 0$. Để xử lý, ta áp dụng đầy đủ phương trình xếp chồng (4) và biến đổi theo cách chia hai vế cho q_n để có.

$$\frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_i + p_{wfn})}{q_n} = \sum_1^n \frac{\Delta q_j p_D}{q_n} (t_{Dn} - t_{Dj-1}) + S \quad (5)$$

Trong đó: p_{wfn} - áp suất ổn định và được đo tại thời điểm cuối mỗi giai đoạn khai thác. Kỹ thuật phân tích là vẽ đồ thị.

$$\frac{(p_i + p_{wfn})}{q_n} \in \sum_1^n \frac{\Delta q_j}{q_n} p_D (t_{Dn} - t_{Dj-1}) \quad (6)$$

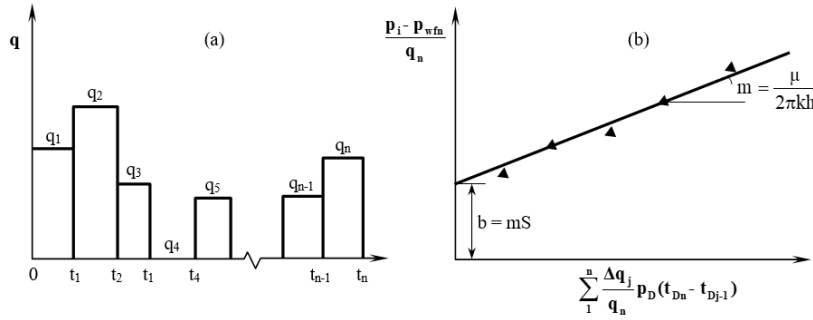
Với độ dốc đường thẳng là $m = \frac{\mu}{2\pi kh}$ và giao cắt tung độ ở giá trị mS (Hình 2).

Về nguyên tắc, căn cứ vào m ta tính được kh hoặc (k) và căn cứ vào điểm cắt trục tung $\frac{(p_i + p_{wfn})}{q_n} = b$, ta tính được mức độ nhiễm bẩn (S). Chuyển đổi phương trình (6) qua đơn vị field ta có:

$$7,08 \cdot 10^{-3} \frac{kh}{\mu B_0} \left(\frac{p_i - p_{wfn}}{q_n} \right) = \sum_1^n \frac{\Delta q_j}{q_n} p_D (t_{Dn} - t_{Dj-1}) + S \quad (7)$$

$$\text{hoặc} \quad \left(\frac{p_i - p_{wfn}}{q_n} \right) = 141,2 \frac{\mu B_0}{kh} \left[\sum_1^n \frac{\Delta q_j}{q_n} p_D (t_{Dn} - t_{Dj-1}) + S \right] \quad (8)$$

và độ dốc $m = 141,2 \frac{\mu B_0}{kh} \Rightarrow k = 141,2 \frac{\mu B_0}{mh}$



Hình 2. Sơ đồ tốc độ (a) và kỹ thuật phân tích (b) cho phép thử nhiều tốc độ.

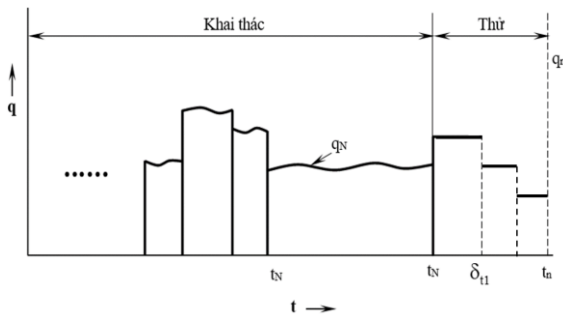
Kỹ thuật thử nhiều tốc độ thường thay cho thử hồi áp để xác định các thông số cơ bản của mỏ trong trường hợp bất tiện do việc đóng giếng sẽ dẫn đến sụt giảm sản lượng và những khó khăn gặp phải khi khởi động lại giếng (Dietz và nnk., 1965).

Để có giá trị áp suất cân bằng ban đầu p_i thì trước khi thử, cần phải đóng giếng để biết áp suất cân bằng, đó là một trở ngại lớn, đặc biệt là đối với các giếng đang khai thác bình thường. Ta có thể khắc phục vấn đề này bằng cách phân tích theo số liệu áp suất đáy giếng và lưu lượng khai thác trước khi thử (Odeh và Jones, 1965). Giả sử có một giếng với lịch sử khai thác chỉ ra trên Hình 3.

Trước khi thử, giếng đang khai thác với lưu lượng q_N , tại thời điểm t_N và áp suất đáy là p_{wfn} với thời gian thử bất kỳ t_n với tốc độ q_n thì áp suất ở đáy giếng p_{wf} sẽ tính theo công thức xếp chồng:

$$\frac{2\pi kh}{\mu}(p_i - p_{wfn}) = \sum_1^n \frac{\Delta q_j p_D(t_{Dn} - t_{Dj-1})}{q_n S} \quad (9)$$

Trong đó: p_i - áp suất đáy giếng ở thời điểm $t = 0$; Σ - bao gồm tất cả các tốc độ đã khai thác.



Hình 3. Sơ đồ khảo sát cho một giếng đã khai thác với các tốc độ khác nhau.

Ta có thể phân chia lịch sử khai thác trên hình 3 thành 2 giai đoạn (giai đoạn khai thác và giai đoạn thử) và áp dụng công thức (9) cho cả hai giai đoạn.

$$\frac{2\pi kh}{\mu}(p_i - p_{wfn}) = \sum_1^N \frac{\Delta q_j p_D(t_{Dn} + \delta t_{Dn} - t_{Dj-1})}{q_n S} + \left(\sum_1^n \frac{\Delta q_j p_D(\delta t_{Dn} - \delta t_{Dj-1})}{q_n} + (q_n - q_N)S \right) \quad (10)$$

Trong đó: $\delta t_n = t_n - t_N$ và $\delta t_{j-1} = t_{j-1} - t_N$

với $j \geq N+1$.

Nếu thời gian khai thác cuối cùng lớn hơn rất nhiều thời gian thử $t_N - t_{N-1} \gg t_n$ thì:

$$\sum_1^N \frac{\Delta q_j p_D(t_{Dn} + \delta t_{Dn} - t_{Dj-1})}{q_n S} \approx \sum_1^N \frac{\Delta q_j p_D(t_{Dn} - t_{Dj-1})}{q_n S} \quad \text{và} \quad (11)$$

$$\sum_1^N \frac{\Delta q_j p_D(t_{Dn} - t_{Dj-1})}{q_n S} + q_N S \approx \frac{2\pi kh}{\mu}(p_i - p_{wfn})$$

Thay (11) vào (10):

$$\frac{2\pi kh}{\mu}(p_i - p_{wfn}) - \frac{2\pi kh}{\mu}(p_i - p_{wfn}) = \sum_{N+1}^n \frac{\Delta q_j p_D(\delta t_{Dn} - \delta t_{Dj-1})}{q_n - q_N} + (q_n - q_N)S$$

$$\frac{2\pi kh}{\mu}(p_{wfn} - p_{wfn}) = \sum_{N+1}^n \frac{\Delta q_j p_D(\delta t_{Dn} - \delta t_{Dj-1})}{q_n - q_N} + (q_n - q_N)S$$

Chia hai vế cho $q_n - q_N$ và $\frac{2\pi kh}{\mu}$:

$$\frac{p_{wfn} - p_{wfn}}{q_n - q_N} = \frac{\mu}{2\pi kh} \left(\sum_{N+1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n - q_N} p_D(\delta t_{Dn} - \delta t_{Dj-1}) + S \right)$$

Chuyển qua đơn vị field:

$$\frac{p_{wfN} - p_{wfN}}{q_n - q_N} = \quad (12)$$

$$141,2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left(\sum_{N+1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n - q_N} p_D (\delta t_{Dn} - \delta t_{Dj-1}) + S \right)$$

Trong đó: B_o - hệ số thể tích của dầu, rb/stb.

Đồ thị sẽ có độ dốc $m = 141,2 \frac{\mu_o B_o}{kh}$ và điểm giao cắt là mS. Từ đó ta có thể tính được độ thấm (k) và mức độ nhiễm bẩn (S).

Như vậy đây là một kỹ thuật thuận lợi cho các phép thử thông thường. Điều kiện nhất quyết $t_{N-1} - t_n \gg t_n$ sẽ đáp ứng dễ dàng vì thời gian t_n thường cần phải ngắn để đảm bảo điều kiện chưa ổn định. Tuy nhiên, trong ứng dụng thực tế cũng cần phải lưu ý đảm bảo thêm điều kiện dòng chảy không bị biến đổi pha (để các tham số B_o , μ không bị thay đổi mạnh và vẫn được coi là hằng số).

2.3. Các lưu ý về tính chất pha trong mỏ dầu

Trong tầng chứa có sự tiếp xúc của ba pha là rắn (đá chứa), pha lỏng (dầu, nước) và pha khí. Ngoài ra, tính chất của mỗi pha trong tổng thể đều có ảnh hưởng nhất định đến quá trình khai thác. Các tính chất này sẽ tạo ra sự tương tác lẫn nhau giữa các pha (Dake, 1978).

Các tính chất vật lý của các pha thường được xem là tính chất động lực học vì nó chi phối tới dòng chảy của chất lưu. Với đá chứa, tính chất động lực học quan trọng nhất liên quan đến khả năng chứa và di chuyển của chất lưu đánh giá qua độ rỗng và độ thấm. Đối với các chất lưu lỏng khí thì các tính chất PVT nêu mối tương quan giữa thể tích V, áp suất p và nhiệt độ T là có ý nghĩa nhất, đặc biệt là chất lưu thể khí. Các tính chất PVT bao gồm mật độ ρ , độ nhớt μ , hệ số nén đẳng nhiệt c, phương trình trạng thái của khí, yếu tố thể tích B hoặc hệ số giãn nở E.

Dầu thô được xem là bão hòa khí tại nhiệt độ, áp suất bất kỳ khi mà chỉ cần giảm nhẹ áp suất thì một lượng khí nào đó sẽ được giải phóng. Còn nếu không thì được xem là dầu dưới bão hòa. Trạng thái dưới bão hòa hàm ý lượng khí có sẵn là không đủ so với khả năng hoà tan của dầu, lúc đó không có khí tự do tiếp xúc với dầu và để đạt đến trạng thái bão hòa cần phải có thêm khí. Áp suất tại thời điểm bắt đầu xuất hiện khí tách ra khỏi dầu được gọi là áp suất bão hòa p_b .

Từ áp suất ban đầu p_i đến áp suất bão hòa p_b , khí không được giải phóng, dầu đơn pha chịu nén nhẹ nên thể tích cũng bị tăng nhẹ, B_o đạt giá trị cực đại tại p_b , sau đó hiện tượng giãn nở tiếp tục nhưng bị chi phối nhiều hơn bởi sự giải phóng khí nên thể tích giảm. Ngoài ra, khi xuất hiện thêm pha khí thì sẽ dẫn tới độ thấm hiệu dụng k của dầu và độ nhớt cũng bị giảm theo.

3. Áp dụng cho việc tối ưu quy trình khảo sát áp suất giếng cho mỏ Biba, Algeria

3.1. Giới thiệu về mỏ Biba

Mỏ Biba nằm ở sa mạc Sahara, cách thủ đô Alger của nước Cộng hòa Algeria khoảng trên 500 km theo hướng Đông Nam và cách thủ phủ tỉnh Hassi Messaoud khoảng 100 km theo hướng Đông Bắc. Mỏ bắt đầu đi vào hoạt động từ năm 2015 với lưu lượng khai ban đầu khoảng 20.000 thùng dầu/ngày theo cơ chế giãn nở và giảm áp tự nhiên (chưa có sự hỗ trợ áp suất từ nước bơm ép và hệ thống khí nâng) với tổng số 16 giếng khai thác từ đối tượng đá chứa cát kết tầng Hamra (Nguyễn và nnk., 2018). Tổng sản lượng khai thác tích lũy hiện tại ước đạt khoảng 8% trữ lượng dầu tại chỗ, tương đương 30% so với tổng trữ lượng dầu có thể thu hồi.

Do thiết kế cấu trúc của các giếng khai thác dầu không lắp đồng hồ đo áp suất nên không thu thập được thông tin về áp suất đáy giếng thường xuyên trong quá trình hoạt động giống như các thông số khác (lưu lượng, áp suất và nhiệt độ đầu giếng,...). Khi cần tiến hành khảo sát áp suất giếng/vĩa, Nhà điều hành (NĐH) cần thả đồng hồ áp suất xuống đáy giếng bằng cáp tời để khảo sát giá trị áp suất dọc theo thân giếng. Các bước chính cho quy trình khảo sát áp suất tĩnh và áp suất động của NĐH hiện nay như sau:

Quy trình khảo sát áp suất tĩnh: đóng giếng 4 ngày để chờ áp suất ổn định và phục hồi; vận chuyển thiết bị cáp tời ra vị trí giếng; thả đồng hồ đo áp suất bằng cáp tời; cứ mỗi khoảng thả 500 m thì dừng lại 2 tiếng (các khoảng 500 m, 1.000 m, 1.500 m, 2.000 m, 2.500 m, 3.000 m, 3.500 m; chiều sâu nóc vỉa); tại chiều sâu nóc vỉa dừng lại và khảo sát 4 tiếng) để khảo sát; kéo thiết bị lên bề mặt và tiếp tục khảo sát theo các điểm dừng như lượt thả thiết bị; kết thúc quá trình khảo sát.

Quy trình khảo sát áp suất động: đảm bảo giếng đang khai thác ổn định (áp suất miệng giếng

không thay đổi; thả đồng hồ đo áp suất bằng hệ thống cáp tời và khảo sát trong quá trình thả; cứ mỗi khoảng thả 500 m thì dừng lại 30 phút (các khoảng 500 m, 1.000 m, 1.500 m, 2.000 m, 2.500 m, 3.000 m, 3.500 m; chiều sâu nóc vỉa); tại chiều sâu nóc vỉa dừng lại và khảo sát 4 tiếng); kéo thiết bị lên bề mặt và tiếp tục khảo sát các điểm dừng như lượt thả thiết bị; kết thúc quá trình khảo sát.

Với quy trình NĐH áp dụng như trên sẽ có các nhược điểm sau đây:

- Khi khảo sát áp suất tĩnh cần phải đóng giếng ít nhất 4 ngày, dẫn tới sản lượng toàn mỏ bị ảnh hưởng vì các giếng hiện nay đều đang khai thác gần như tối đa tiềm năng, không có khả năng tăng bù giếng khác (ước tính mất từ 1.000÷2.500 thùng/ngày, phụ thuộc vào khả năng khai thác từng giếng).

- Do đặc thù về điều kiện an ninh, an toàn lao động, mọi công tác vận hành cho hoạt động thả cáp tời phải được tiến hành trong ban ngày (6÷18 h), không được triển khai trong ban đêm. Kết hợp với yếu tố về đảm bảo chỉ tiêu sản lượng dầu khai thác toàn mỏ, mỗi lần khảo sát áp suất mỏ thì NĐH chỉ tiến hành khảo sát áp suất tĩnh hoặc áp suất động (do giới hạn thời gian đo). Các lần triển khai thường cách nhau rất lâu (để giảm thời gian dừng hoạt động cho giếng).

- Với đặc thù chỉ khảo sát được áp suất tĩnh, hoặc áp suất động ở một thời điểm theo cách làm cũ, các thông tin thu được không đủ để xác định các thông số cần thiết cho việc quản lý mỏ như: không đánh giá được chỉ số khai thác giếng PI,

không xác định được chênh áp ($p_{ws} - p_{wf}$), không đánh giá được mức độ nhiễm bẩn (S)... Việc thiếu các chỉ số quan trọng này đã gây khó khăn trong việc NĐH thiết lập được chế độ khai thác tối ưu, lên kế hoạch và tìm các biện pháp can thiệp giếng hợp lý để duy trì, gia tăng sản lượng toàn mỏ.

- Do áp lực của việc đảm bảo chỉ tiêu sản lượng dầu khai thác, công tác khảo sát áp suất tĩnh được thực hiện với số lần rất hạn chế (thường chỉ tiến hành 1 năm/lần/giếng). Đặc biệt trong bối cảnh quỹ giếng ngày càng bị hao hụt do hiện tượng lắng đọng cặn muối/asphalten thì nhiều giếng chủ lực (Biba-14, 19b, 21, 22,...) không được thực hiện khảo sát áp suất tĩnh trong khoảng thời gian dài.

3.2. Tối ưu và xây dựng lại quy trình khảo sát áp suất giếng cho mỏ Biba, Algeria

Trên cơ sở ứng dụng các nguyên lý của kỹ thuật phân tích giảm áp nhiều tốc độ, kết hợp với đánh giá điều kiện hoạt động thực tế ở hiện trường khu vực mỏ, các tác giả đã tiến hành tối ưu và xây dựng lại quy trình khảo sát áp suất động. Quy trình mới này được thiết kế để đảm bảo công việc hoàn thành trong thời gian ban ngày (bắt đầu từ 6 giờ và kết thúc trước 18 giờ). Việc tối ưu quy trình đã giúp tìm ra các thông tin thủy động lực cần thiết của mỏ phục vụ cho việc thiết kế và điều chỉnh chế độ khai thác như độ thấm, hệ số skin, chỉ số khai thác của giếng, áp suất vỉa ban đầu. Quy trình khảo sát áp suất động mới sau khi tối ưu như dưới đây (Bảng 1):

Bảng 1. Quá trình khảo sát áp suất động theo cơ chế giảm áp nhiều cấp.

Thời gian	Độ sâu (m)	Lưu lượng	Cỡ côn
6:15	Công tác chuẩn bị, chờ giếng ổn định		
8:15	0	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
8:35	500	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
8:50	1.000	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
9:05	1.500	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
9:20	2.000	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
9:35	2.500	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
9:50	3.000	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
10:05	3.500	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
10:20	Nóc vỉa	Lưu lượng#1	Cỡ côn #1
12:20	Nóc vỉa	Lưu lượng#2	Cỡ côn #2
14:20	Nóc vỉa	Lưu lượng#3	Cỡ côn #3
16:20	Kéo đồng hồ		
17:30	Kết thúc kéo đồng hồ		

- Sử dụng phương trình trạng thái để tính toán dự báo biến đổi tính chất lưu biến PVT của chất lưu, tìm được áp suất bão hòa của dầu vỉa ứng với từng giếng khảo sát (Nguyễn và nnk., 2021). Qua đó xác định được ngưỡng lưu lượng khai thác an toàn để đảm bảo không bị tách pha khí trong quá trình khảo sát.

- Chuyển dòng sang thiết bị đo lưu lượng. Đảm bảo dòng vẫn đang ổn định với áp suất miệng giếng ở chế độ khai thác hiện tại.

- Khi đạt chế độ ổn định, thả đồng hồ đo áp suất xuống lòng giếng bằng hệ thống cáp tời. Cứ mỗi 500 m thì dừng lại đo 10 phút cho tới độ sâu nóc vỉa (ví dụ 500 m, 1.000 m, 1.500 m, 2.000 m, 2.500 m, 3.000, 3.500 m, chiều sâu nóc vỉa), theo dõi và ghi lại áp suất và nhiệt độ miệng giếng. Số liệu thu thập được ở giai đoạn này phục vụ cho việc xây dựng gradient áp suất động, làm đầu vào cho việc căn chỉnh đường đặc trưng dòng chảy trong lòng giếng VFP (Vertical Flow Performance lift) – một trong những tham số rất cần thiết trong kỹ thuật tính toán điểm nút Nodal. Chỉ tiến hành khảo sát gradient ở lượt thả thiết bị do sự sai khác số liệu giữa lần và kéo không nhiều, đồng thời để có đủ thời gian tiến hành khảo sát 3 cấp lưu lượng ở bước tiếp theo trước khi hết giờ làm việc theo quy định an toàn (kết thúc trước 18h).

- Khi đồng hồ đo áp suất ở chiều sâu nóc vỉa, đảm bảo lại lần nữa giếng vẫn đang ở chế độ đo lưu lượng bề mặt (thứ giếng), tiến hành thực hiện giảm áp 3 chế độ (tương ứng với 3 chế độ áp suất miệng giếng), khoảng cách giữa các bước phụ thuộc và tiềm năng khai thác và áp suất bão hòa từng giếng:

- 2 giờ với chế độ áp suất miệng giếng 1;
- 2 giờ với chế độ áp suất miệng giếng 2;

- 2 giờ với chế độ áp suất miệng giếng 3;
 - Kéo đồng hồ lên;
- Thu dọn hệ thống cáp tời.

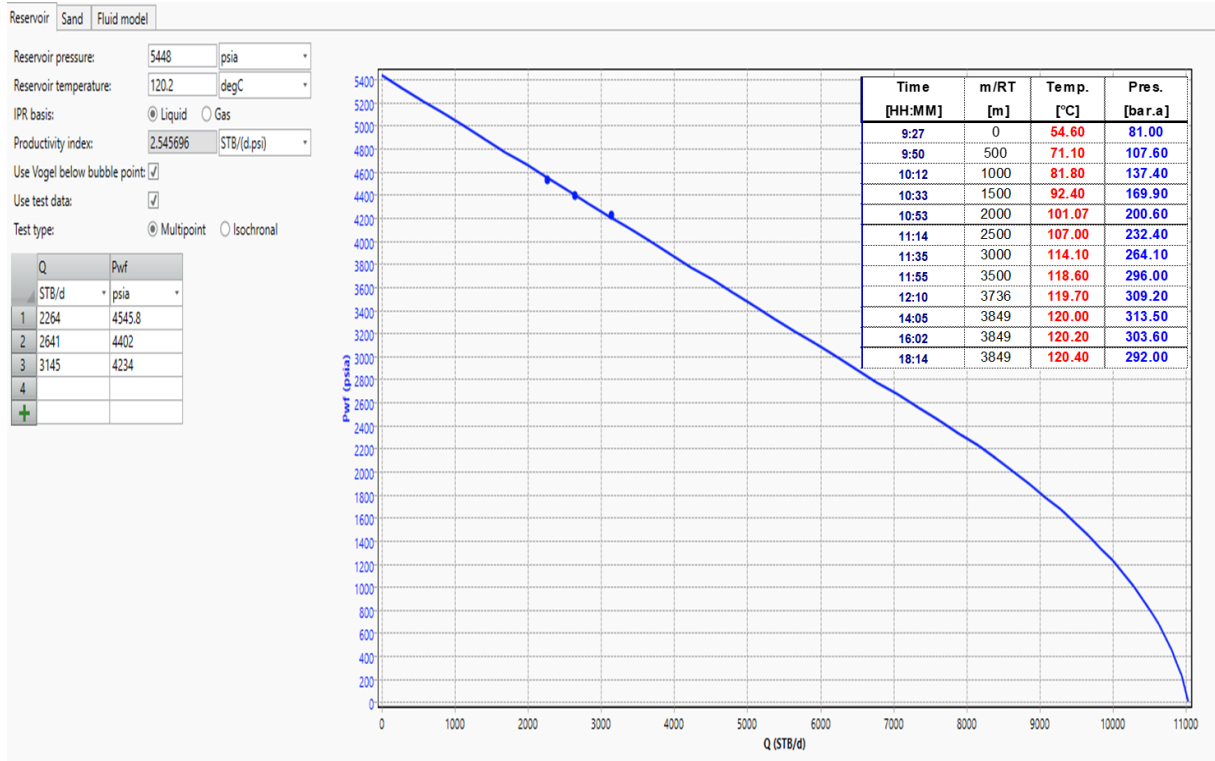
3.3. Kết quả áp dụng triển khai cho các giếng khai thác ở mỏ Biba

Quy trình mới đã được áp dụng cho toàn bộ 14 giếng khai thác mỏ Biba hiện tại. Các tài liệu thu được theo quy trình này đã giúp NĐH có thể xử lý và tính toán được các thông số thủy động lực học quan trọng của mỏ như áp suất vỉa, chỉ số khai thác, mức độ nhiễm bẩn, độ thấm,... Việc khảo sát theo cơ chế giảm áp, không phải đóng giếng khai thác trong quá trình thu thập đã giúp cho NĐH có thể tiến hành khảo sát áp suất thường xuyên (trung bình 1 tháng/lần/giếng) hoặc thực hiện bất cứ lúc nào động thái giếng có biểu hiện bất thường do công tác khảo sát không ảnh hưởng đến sản lượng khai thác toàn mỏ trong khi cho sai số chấp nhận được so với phương pháp thông thường (sai khác về kết quả áp suất vỉa khoảng 1 atm). Kết quả áp dụng của một số giếng tiêu biểu (xử lý bằng phần mềm Pipe Sim) được trình bày trong các Hình 4÷6. Từ ba giá trị áp suất thu được trong quá trình giảm áp (điểm chấm xanh), sử dụng phương pháp đã nêu ở trên ta tính được giá trị áp suất vỉa là giao của đường quan hệ áp suất – lưu lượng với trục tung.

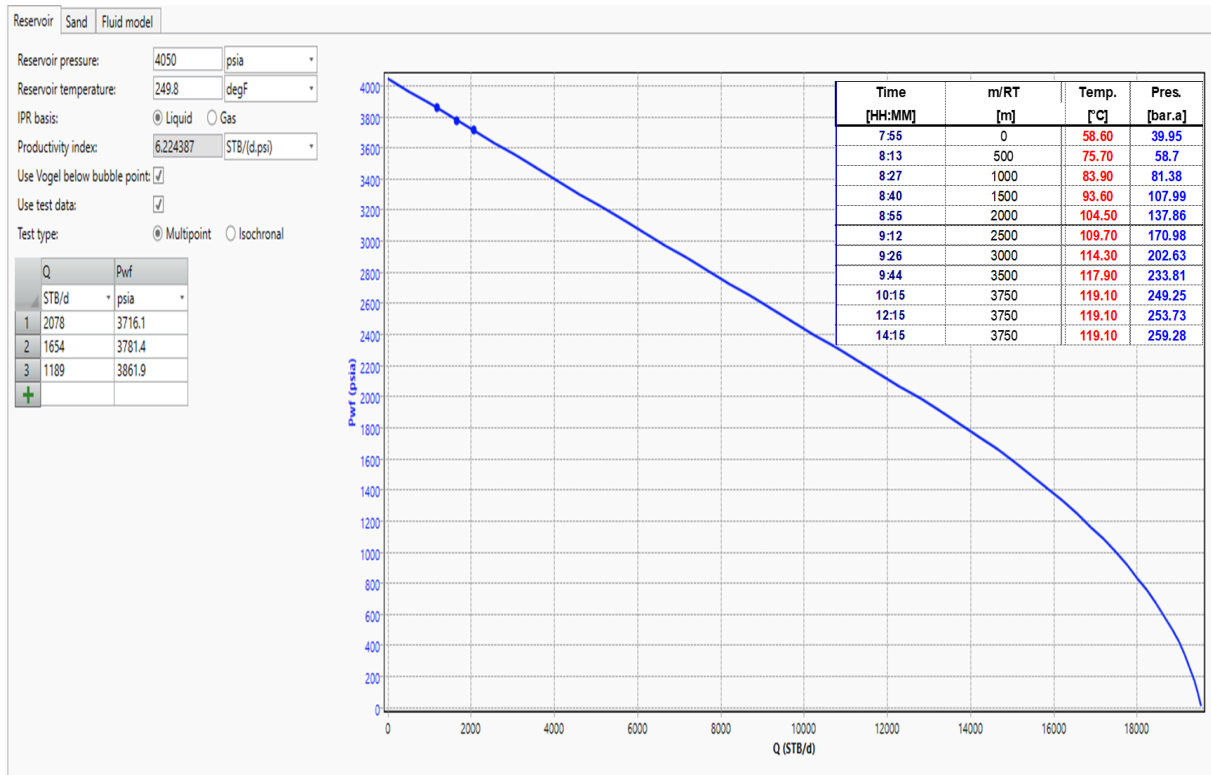
Dựa vào việc có đầy đủ về mặt số lượng cũng như chất lượng thông tin thu thập được của việc khảo sát áp suất (Bảng 2), NĐH đã kịp thời có những điều chỉnh cần thiết trong quá trình điều hành khai thác mỏ, đưa ra sự phân bổ hợp lý về sản lượng khai thác các giếng, đảm bảo đạt được mục tiêu sản lượng tổng toàn mỏ mà vẫn giữ được các giếng khai thác an toàn, ổn định. Đồng thời

Bảng 2. Kết quả minh giải các thông số vỉa chứa một số giếng khai thác mỏ BRS theo phương pháp khảo sát tối ưu.

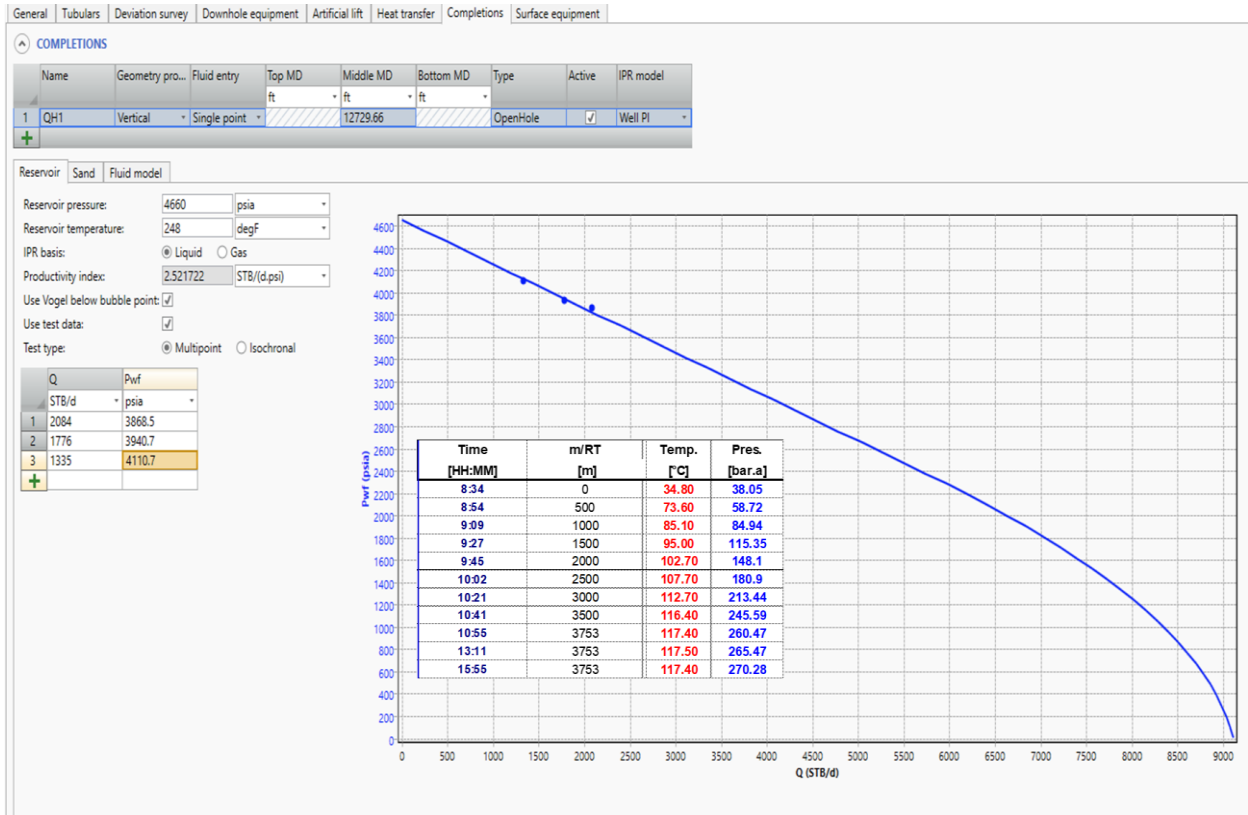
Giếng	Áp suất vỉa (psi)	Chỉ số khai thác (stb/d/psi)	Độ thấm (mD)	Hệ số skin
Biba -9	5502	0,46	8,97	12,1
Biba -16	4663	1,77	32,05	13,4
Biba -17	4271	0,61	4,12	1,5
Biba -19	4903	1,95	49,68	44,1
Biba -21	4228	4,56	49,21	5,1
Biba -22	4050	6,22	49,73	2,8
Biba -24	5635	2,05	18,64	2,5
Biba -25	5184	1,29	14,25	6,4



Hình 4. Kết quả minh giải số liệu khảo sát áp suất giếng Biba-24.



Hình 5. Kết quả minh giải số liệu khảo sát áp suất giếng Biba -22.



Hình 6. Kết quả minh giải số liệu khảo sát áp suất giếng Biba -21.

cũng giúp NĐH chủ động lên kế hoạch xử lý, can thiệp giếng cho các giếng có mức độ nhiễm bẩn lớn, chỉ số khai thác có biểu hiện suy giảm so với giai đoạn ban đầu.

4. Kết luận

Nghiên cứu nguyên lý thủy động lực kết hợp lý thuyết dòng chảy cho điều kiện cụ thể mỏ Biba, Algeria đã được áp dụng sáng tạo cho các vấn đề sau:

- Nghiên cứu này đánh giá một cách toàn diện từ tổng hợp lý thuyết, tùy biến và áp dụng cho điều kiện biên cụ thể của mỏ, phân tích khai thác vỉa chứa/các giếng để điều chỉnh, tối ưu chương trình khảo sát vỉa đảm bảo mục tiêu kỹ thuật và an toàn thi công (giúp toàn bộ quá trình khảo sát diễn ra trong thời gian ban ngày theo yêu cầu về tiêu chuẩn an ninh của nước chủ nhà).

- Vận dụng các nguyên lý thủy động lực học và lý thuyết dòng chảy để mở rộng áp dụng cho điều kiện khai thác thực tế của giếng (dòng không ổn định hoặc giả ổn định).

- Vận dụng kỹ thuật minh giải tài liệu áp suất theo cơ chế giảm áp nhiều tốc độ để xác định được giá trị áp suất vỉa mà không cần đóng giếng như phương pháp thông thường (yêu cầu phải có giai đoạn đóng giếng để xác định áp suất vỉa từ phân tích hồi áp).

Qua đó nhóm tác giả đã xây dựng lại được quy trình khảo sát áp suất mới, giúp thu thập được giá trị áp suất vỉa với sai số rất nhỏ mà không cần đóng giếng khai thác, giảm thiểu tối đa việc ảnh hưởng đến mục tiêu sản lượng khai thác toàn mỏ và rủi ro về vấn đề gọi dòng với những giếng có động thái kém (khó hoặc không gọi được dòng sau một khoảng thời gian đóng giếng). Nhờ cải tiến này đã giúp tăng cường tần suất khảo sát các giếng, đặc biệt có thể tiến hành ngay cả trong điều kiện bị áp lực rất mạnh về vấn đề sản lượng, cung cấp đủ và kịp thời các thông tin cần thiết để NĐH mỏ dầu khí chủ động trong công tác điều chỉnh tối ưu các chỉ số công nghệ khai thác, tối ưu phân bố sản lượng giữa các giếng, đảm bảo vừa đạt được mục tiêu sản lượng và mục tiêu duy trì an toàn mỏ cho khai thác dài hạn.

Đóng góp của tác giả

Nguyễn Hải An - xây dựng dàn bài, lên kế hoạch, xử lý số liệu và kiểm tra tiến độ công việc, viết bản thảo; Nguyễn Thế Vinh - tổng hợp phương pháp luận và luận giải kết quả nghiên cứu; Nguyễn Hoàng Đức - thu thập số liệu, phân tích, minh giải số liệu và thực hiện chỉnh sửa nội dung.

Tài liệu tham khảo

- Dake, L. P. (1978). *Fundamental of Reservoir Engineering*. Elsevier Science B.V. Netherlands, pages 127-139.
- Dietz, D. N. (1965). Determination of Average Reservoir Pressure from Build-Up Surveys. *J.Pet.Tech., August: 955-959*.
- Hubbert, M. K. (1956). Darcy's law and the field equations of the flow of underground fluids. *Transactions of the AIME, 207(01), 222-239*.
- Lê, X. L. và nnk. (2017). Công nghệ mỏ dầu khí. *Nhà Xuất bản Khoa học kỹ thuật*, tr.155-180.
- Matthews, C. S., Brons, F., & Hazebroek, P. (1954). A method for determination of average pressure in a bounded reservoir. *Transactions of the AIME, 201(01), 182-191*.
- Nguyễn, H. A., Nguyễn, H. Đ. (2021). Kết hợp phương trình trạng thái với cân bằng nhiệt động học cho việc mô phỏng chính xác phân bố đặc tính chất lưu trong vỉa chứa dầu khí có động thái lưu biến phức tạp, *Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất, số 62, kỳ 3a, tr. 1-9*.
- Nguyễn, H. A., Nguyễn V. T., Hoàng, V. P., Nguyễn, T. H., Phan, V. D., Trần, B. D. và Nguyễn, T. H. (2018). Nghiên cứu giải pháp nâng cao hiệu quả vận chuyển khí đồng hành mỏ BRS Algeria. *Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất, số 59, kỳ 1*.
- Odeh, A. S., and Jones, L. G. (1965). Pressure Drawdown Analysis, Variable-Rate Case. *J Pet Technol 17: 960-964*.
- Pinson, A. E., Jr. (1972). Concerning the Value of Producing Time in Average Pressure Determinations from Pressure Buildup Analysis, *J. Pet. Tech., November: 1369-1370*.
- Schaaf, R. P., & King, G. R. (1997). Adapting a reservoir-management strategy to changing reservoir conditions. *JPT, Journal of Petroleum Technology, 49(12), 1374-1376*.