



TUYỂN TẬP BÁO CÁO HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC

KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Hà Nội, 12 - 11 - 2020

ERSD 2020



NHÀ XUẤT BẢN GIAO THÔNG VẬN TẢI



EARTH SCIENCES AND
NATURAL RESOURCES FOR
SUSTAINABLE DEVELOPMENT

TUYÊN TẬP BÁO CÁO HỘI NGHỊ TOÀN QUỐC
KHOA HỌC TRÁI ĐẤT VÀ TÀI NGUYÊN
VỚI PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

TIỂU BAN
KỸ THUẬT DẦU KHÍ TÍCH HỢP

MỤC LỤC

TIỂU BAN KỸ THUẬT DẦU KHÍ TÍCH HỢP

Nghiên cứu và thử nghiệm bơm ép diesel vào vùng nón nước nhằm giảm hàm lượng nước tại các giếng khai thác dầu nặng vỉa Mioxen trung, bể trầm tích Cửu Long <i>Nguyễn Hải An, Trần Anh Quân, Nguyễn Hoàng Đức, Nguyễn Thế Vinh, Nguyễn Văn Thịnh</i>	1
Đặc điểm hình thành gas hydrate, dự báo gradient địa nhiệt khu vực Đông Bắc vùng biển Quy Nhơn <i>Lê Ngọc Ánh</i>	8
Interpretation of mud diapirs using 2D seismic attributes and Unsupervised Neural Network: A case study of the Song Hong Basin <i>Le Ngoc Anh, Ha Quang Man</i>	14
Nhận diện trầm tích gợn sóng đáy biển sâu trên tài liệu địa chấn 3D <i>Lê Ngọc Ánh</i>	21
Nghiên cứu việc nâng cấp bình tách hai pha thành bình tách ba pha trên giàn cố định mỏ Bạch Hổ <i>Hoàng Anh Dũng</i>	27
Phân loại thạch học từ các tham số vật lý trong tài liệu giếng khoan 1143, chương trình khoan đại dương tại biển Đông bằng mạng trí tuệ nhân tạo <i>Vũ Hồng Dương, Kiều Duy Thông</i>	32
Nghiên cứu lựa chọn hệ polymer bơm ép cho tầng Mioxen hạ mỏ Bạch Hổ <i>Lê Quang Duyên, Lê Đức Vinh, Lê Văn Nam, Phạm Trường Giang, Đinh Đức Huy</i>	39
Sử dụng phương pháp đường cong suy giảm dự báo khai thác các giếng tại cấu tạo Bò Câu Trắng <i>Lê Quang Duyên</i>	46
Ứng dụng mô hình địa cơ lựa chọn trọng lượng riêng cho các giếng khoan phức tạp tại bồn trũng Nam Côn Sơn <i>Lê Quang Duyên, Hoàng Thanh Tùng</i>	52
Nâng cao hiệu quả xác định các đới đập vỡ, nứt nẻ và hang karst bằng phương pháp biểu diễn 3D kết quả đo sâu điện 2D <i>Phạm Ngọc Đạt, Kiều Duy Thông, Phạm Ngọc Kiên, Lại Hợp Phòng, Dương Thị Ninh</i>	59
Nghiên cứu tạo nano đồng từ dung dịch $Cu(NO_3)_2$ bằng dịch chiết vỏ trái chuối hột <i>Nguyễn Huỳnh Đức, Nguyễn Thị Thanh Bảo, Nguyễn Thanh Bình, Hoàng Thu Hà, Tống Thị Thanh Hương</i>	65
Phân tích thuộc tính địa chấn nghiên cứu phân bố đá chứa Miocen dưới khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ <i>Nguyễn Minh Hòa, Nguyễn Duy Mười, Bùi Thị Ngân</i>	71
Đặc điểm trầm tích cacbonat qua phân tích tài liệu mẫu lõi và tài liệu địa vật lý giếng khoan khu vực đông nam bể Nam Côn Sơn <i>Nguyễn Thị Minh Hồng, Nguyễn Duy Mười, Phạm Thị Hồng</i>	76
Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực của giếng khoan ngang dầu khí <i>Đông Văn Hoàng, Nguyễn Minh Hòa</i>	82

Giải pháp hoàn thiện thiết kế chèo PDC truyền thống <i>Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Thế Vinh, Trương Văn Từ</i>	87
Xây dựng công thức xác định công suất phá hủy đất đá đối với chèo PDC <i>Nguyễn Tiến Hùng, Trương Văn Từ</i>	92
Áp dụng phương pháp điện trở suất và mô hình địa chất thủy văn để đánh giá sự ô nhiễm của nước dưới đất <i>Trần Văn Hữu, Kiều Duy Thông, Vũ Thị Lan, Nguyễn Trường Giang</i>	96
Lựa chọn phương pháp bơm ép hóa phẩm thích hợp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng móng mỏ Bạch Hổ <i>Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Văn Thành, Trương Văn Từ, Doãn Thị Trâm</i>	103
Áp dụng mô hình mô phỏng để đánh giá hiệu quả giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ dầu khí đang khai thác trong giai đoạn suy giảm sản lượng <i>Hoàng Long, Trịnh Việt Thắng, Lê Thế Hùng, Trần Thanh Phương, Triệu Hùng Trường</i>	109
Sử dụng phương trình tăng trưởng logistic để dự báo khai thác dầu khí: Áp dụng nghiên cứu cho tập Oligocen C, mỏ Rạng Đông <i>Bùi Thị Ngân, Nguyễn Minh Hòa, Nguyễn Duy Mươi, Trần Thị Oanh, Phạm Hữu Tài</i>	117
Ứng dụng năng lượng mặt trời để tăng cường thu hồi dầu <i>Trần Thị Oanh, Lê Ngọc Anh, Bùi Thị Ngân, Nguyễn Duy Mươi, Phạm Bảo Ngọc, Doãn Ngọc San, Nguyễn Thị Hải Hà, Đỗ Thị Thùy Linh</i>	122
Giải pháp tối ưu thiết bị lòng giếng nhằm ngăn ngừa và kiểm soát cát giếng ngọc hiện - 1P mỏ sông đốc, bể Malay Thổ Chu <i>Trần Anh Quân, Nguyễn Hải An, Nguyễn Thế Vinh, Nguyễn Tiến Hùng</i>	128
Nghiên cứu tổng hợp chất xúc tác quang hoá trên cơ sở khoáng vật tự nhiên halloysite ứng dụng trong xử lý ô nhiễm nước thải <i>Ngô Hà Sơn, Phạm Xuân Núi, Nguyễn Thị Thanh Tú, Trần Ngọc Tuấn</i>	135
Nghiên cứu sử dụng dung dịch vi bọt gốc nước cho tầng móng mỏ Bạch Hổ <i>Vũ Thiết Thạch, Lê Văn Nam</i>	142
Công nghệ tồn chứa khí thiên nhiên hóa lỏng - một phương án tồn trữ hiệu quả để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia <i>Công Ngọc Thắng, Hoàng Anh Tuấn</i>	147
Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống thu gom vận chuyển sản phẩm từ giàn BK-20 về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ <i>Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Nguyễn Đức Chính</i>	154
Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống thu gom vận chuyển dầu từ mỏ Gấu Trắng về giàn CTK-3 mỏ Bạch Hổ <i>Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Trịnh Tiến Thắng, Tống Cảnh Sơn</i>	161
Nghiên cứu giải pháp bảo đảm dòng chảy cho tuyến ống vận chuyển khí-lỏng từ giàn RC-DM (mỏ Nam Rồng-Đôi Môi) về giàn RP-1 (mỏ Rồng) <i>Nguyễn Văn Thịnh, Nguyễn Thị Hải Yến, Trần Thanh Hải</i>	170
Nghiên cứu các công trình biển, khả năng phát triển khai thác mỏ nhỏ, mỏ cận biên nhờ áp dụng xây dựng công trình giàn nhẹ rút gọn <i>Đặng Xuân Thủy, Đinh Đức Huy, Lê Quang Duyên, Phí Mạnh Tùng</i>	180

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực của giếng khoan ngang dầu khí

Đồng Văn Hoàng¹, Nguyễn Minh Hòa^{2,*}

¹ Trường Đại học Bách khoa Tomsk, Liên bang Nga

² Trường Đại học Mỏ - Địa chất

TÓM TẮT

Xác định các thông số của vỉa chứa và giếng trong quá trình khai thác dầu khí với giếng khoan ngang bằng phương pháp thủy động lực đóng vai trò quan trọng, cung cấp thông tin cho việc giám sát, điều khiển hoạt động của giếng. Hiện nay, việc minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực giếng dầu được thực hiện trên các chương trình như : Saphir, Pansystem... đều sử dụng phương pháp truyền thống là đồ thị - giải tích không cho phép xác định các thông số trong quá trình đo áp suất, đồng thời kéo dài thời gian dừng giếng gây lãng phí trong sản xuất. Mục đích của bài nghiên cứu là xây dựng phương pháp minh giải mới cho phép tự động xác định các thông số của vỉa chứa và giếng trong quá trình nghiên cứu thủy động lực của các giếng khoan ngang. Phương pháp này được xây dựng dựa trên phương pháp nhận dạng hệ thống được nghiên cứu và phát triển tại Trường Đại học Bách khoa Tomsk, các phương pháp phân tích hệ thống, tối ưu hóa và đại số tuyến tính. Điểm đặc biệt của phương pháp mới là cho phép sử dụng các thông tin tiên nghiệm, các dữ liệu có sẵn nhằm nâng cao độ chính xác trong việc nhận biết dạng dòng chảy và xác định thông số của vỉa và giếng. Trong nghiên cứu này các tác giả trình bày mô hình toán học, thuật toán và kết quả ứng dụng của phương pháp nhận dạng thích nghi trong minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực của giếng ngang cho các mỏ dầu tại tỉnh Tyumen, Nga.

Từ khóa: Giếng khoan ngang; thủy động lực; mỏ dầu khí; Tyumen.

1. Đặt vấn đề

Trong những gần đây nhằm nâng cao hiệu suất khai thác các công ty dầu khí đã tiến hành khoan và đưa vào vận hành số lượng lớn các giếng khoan ngang. Các thiết bị đo thông số của vỉa chứa và giếng (áp suất, nhiệt độ, ...) cũng được lắp đặt trong quá trình lắp đặt giếng giúp theo dõi thường xuyên trong quá trình vận hành, khai thác và giảm chi phí lắp đặt, tháo dỡ thiết bị. Việc thực hiện các nghiên cứu, xác định thông số vỉa có ý nghĩa hết sức quan trọng trong việc giám sát, điều khiển hoạt động của giếng khoan ngang. Một trong những phương pháp nghiên cứu phổ biến và cho kết quả tốt là nghiên cứu thủy động lực học của giếng. Phương pháp này cho phép xác định các thông số của vỉa như : áp suất, độ thấm, hệ số skin, cũng như độ dài hữu dụng của phần giếng nằm ngang (Chaudhry A.U., 2003; Kuchuk F.J., 1995).

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học của giếng ngang phổ biến và chính xác nhất hiện nay là đồ thị - giải tích. Phương pháp này dựa trên việc phân tích đường hồi phục áp suất và đường đạo hàm của áp suất để tìm ra các loại dòng chảy đặc trưng, từ đó dựa vào mô hình của từng dòng chảy tìm ra các thông số của vỉa chứa (Bourdet D., 2002). Phương pháp này có một số nhược điểm sau:

- Thời gian dừng giếng để đo áp suất được xác định bằng phương pháp mô hình hóa dựa trên thông số cho trước có độ chính xác không cao, dẫn tới thời gian dừng giếng thường lớn hơn nhiều so với thực tế hoặc không thể minh giải kết quả đo do thời gian dừng giếng không đủ lâu gây thiệt hại về khai thác và lãng phí trong sản xuất;

- Độ chính xác của kết quả minh giải phụ thuộc vào trình độ chuyên môn và kinh nghiệm của kỹ sư thực hiện.

Với việc sử dụng các thiết bị đo liên tục với độ chính xác cao cho phép áp dụng các phương pháp tự động hóa quá trình minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học của giếng ngang. Một phương pháp đã được phát triển và chứng minh hiệu quả của mình là phương pháp nhận dạng thích nghi hệ thống, được xây dựng và phát triển tại khoa tài nguyên thiên nhiên, trường đại học bách khoa Tomsk, Liên Bang Nga (Сергеев B.J., 2011).

* Tác giả liên hệ

Email: nguyenminhhoa@umg.edu.vn

Minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học giếng ngang có những điểm khác biệt so với giếng đứng. Thay vì một dạng dòng chảy hướng tâm, giếng ngang đặc trưng bởi ba loại dòng chảy: hướng tâm sớm, phẳng và hướng tâm muộn. Từ đây, có thể nêu ra những vấn đề cần giải quyết khi thực hiện minh giải kết quả thử vỉa với giếng ngang:

- Xác định thời điểm bắt đầu và kết thúc của các dạng dòng chảy trong quá trình thực hiện thử vỉa trên biểu đồ áp suất;

- Sử dụng mô hình toán học của từng dạng dòng chảy để xác định các thuộc tính của vỉa chứa bằng các phương pháp hồi quy tuyến tính.

Nghiên cứu này đưa ra phương pháp giải quyết vấn đề xác định các thông số vỉa chứa trong quá trình dùng giếng và đo áp suất vùng cận đáy giếng.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

Trong Bảng 1 đã trình bày mô hình toán học của các dạng dòng chảy cho giếng khoan ngang dầu khí. Sau khi dùng giếng ba dạng dòng chảy đặc trưng có thể xuất hiện lần lượt theo thứ tự là: hướng tâm sớm, phẳng và hướng tâm muộn. Sự thay đổi của áp suất vùng cận đáy giếng phụ thuộc rất lớn vào cấu trúc địa chất và tính chất của vỉa chứa. Nghiên cứu này xem xét vỉa đồng nhất vô hạn chỉ chứa lỗ rỗng.

Bảng 1. Mô hình toán học các dạng dòng chảy của giếng khoan ngang (Chaudhry A.U., 2003; Kuchuk F.J., 1995)

Dạng dòng chảy	Mô hình	Dạng rút gọn của mô hình
Hướng tâm sớm (early radial)	$\Delta P(t) = \frac{9,205q_0 B \mu}{\sqrt{k_y k_z L_h}} \left(\ln \frac{\sqrt{k_y k_z} t}{\phi c_t \mu r_w^2} - 7,12034 + 2S_m \right)$	$\Delta P(t) = \omega_1 + \omega_2 \ln t$
Phẳng (linear)	$\Delta P(t) = \frac{53,68q_0 B \mu}{L_h h \sqrt{k_y \phi \mu c_t}} \sqrt{t} + \frac{1090,01q_0 \mu B}{L_h \sqrt{k_y k_z}} (S_m + S_z)$	$\Delta P(t) = \beta_1 + \beta_2 \sqrt{t}$
Hướng tâm muộn (late radial)	$\Delta P(t) = \frac{9,205q_0 B \mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \left(\ln \frac{\sqrt{k_x k_y} t}{\phi \mu c_t r_w^2} - 7,12034 + 2S' \right)$	$\Delta P(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln t$

Trong Bảng 1 áp dụng các ký hiệu như sau: $\Delta P(t) = P(t) - P(t_0)$ (atm); $P(t_0)$, $P(t)$ - áp suất vùng cận đáy giếng được đo tại thời điểm dùng giếng t_0 và tại thời điểm t (atm); q_0 - lượng dầu khai thác được đo tại thời điểm trước khi dùng giếng (m^3/d); B - hệ số thể tích; μ - độ nhớt động lực (cP); $\sqrt{k_y k_z}$ - độ thấm theo mặt phẳng thẳng đứng (mD); $\sqrt{k_x k_y}$ - độ thấm theo mặt phẳng nằm ngang (mD); L_h - độ dài hữu dụng của đoạn giếng nằm ngang (m); h - độ dày vỉa chứa (m); ϕ - độ rỗng; r_w - bán kính ống khai thác (m); c_t - độ nén (atm^{-1}); S_m - hệ số skin thể hiện trạng thái của vùng cận đáy giếng; S_z - hệ số skin giả định; $S' = (S_m + S_g)$; S_g - hệ số skin hình học.

Bằng cách sử dụng các phương pháp hồi quy tuyến tính, như phương pháp bình phương tối thiểu có thể tìm được các tham số của mô hình trong Bảng 1. Từ đó có thể xác định được các thông số của vỉa chứa. Tuy nhiên, trong thực tế việc sử dụng các phương pháp này thường dẫn tới kết quả là các giá trị tìm được không ổn định, có độ sai lệch cao. Để khắc phục vấn đề này có thể sử dụng phương pháp nhận dạng thích nghi tham số của các mô hình và các thông số cần tìm của vỉa chứa. Để áp dụng phương pháp này cần xây dựng hệ phương trình bao gồm mô hình của dòng chảy và hàm số của thông tin tiên nghiệm. Thông tin tiên nghiệm có thể là các thông số của vỉa chứa cần tìm. Dưới đây là ví dụ mô hình của dòng chảy hướng tâm muộn sử dụng thông tin tiên nghiệm về độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm ngang (Sergeev V.L., Dong Van Hoang, 2016):

$$\begin{cases} \Delta P(t_n) = (\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \ln t_n) + \xi_n \\ h_{k,n} \cdot \bar{\alpha}_{2,n} = \alpha_{2,n} + \eta_n \end{cases} \quad (1)$$

Trong đó, $\alpha_{2,n} = \frac{9,205q_0 B \mu}{k_{xy,n} h}$; $\alpha_{1,n} = \frac{9,205q_0 B \mu}{k_{xy,n} h} \left(\ln \frac{k_{xy,n}}{\phi \mu c_t r_w^2} - 7,12034 + 2S'_n \right)$; $\bar{\alpha}_{2,n} = \frac{9,205q_0 B \mu}{\bar{k}_{xy} h}$ - thông tin tiên nghiệm về tham số α_2 ; \bar{k}_{xy} - thông tin tiên nghiệm về độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm

ngang; ζ_n - sai số đo áp suất vùng cận đáy giếng; η_n - sai số của thông tin tiên nghiệm, $h_{k,n}$ - hệ số điều chỉnh thông tin tiên nghiệm.

Điểm đặc biệt của mô hình (1) là sự kết hợp của mô hình dòng chảy và mô hình thông tin tiên nghiệm của tham số α_2 và các tham số α_1, α_2 thay đổi theo thời gian (là các hàm số phụ thuộc vào thời gian). Quá trình nhận dạng thích nghi các tham số của mô hình (1) được thể hiện bằng việc giải lần lượt các bài toán tối ưu dưới đây (Cepreev B.И., 2011):

$$\alpha_n^*(h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}) \quad (2)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n})) \quad (3)$$

trong đó, ký hiệu $\arg \min_x f(x)$ có nghĩa là giá trị x^* mà tại đó hàm số $f(x)$ đạt giá trị cực tiểu;

$\Phi(\alpha_n, h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}) = \Phi(J_0(\alpha_n, h_{z,n}), J_a(\alpha_n, h_{r,n}, h_{k,n}))$ - hàm mất mát tổng của hệ model (1);

$J_0(\alpha_n, h_{z,n}) = \sum_{i=1}^n w_i ((t_n - t_i) / h_{z,n}) \cdot \psi_0(\zeta(\alpha_n))$ - hàm mất mát riêng của mô hình áp suất;

$J_a(\alpha_n, h_{r,n}, h_{k,n}) = h_{r,n} \cdot \psi_a(\eta_n(\alpha_n))$ - hàm mất mát riêng của mô hình thông tin tiên nghiệm;

$\beta_n = \beta(h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n})$ - vectơ các hệ số $h_{z,n}, h_{r,n}, h_{k,n}$; ψ_0, ψ_a - các hàm số; h_z - tác tử lãng quên;

h_r - hệ số chính hóa Tikhonov; α_n^*, β_n^* - vectơ các giá trị tối ưu.

3. Kết quả và thảo luận

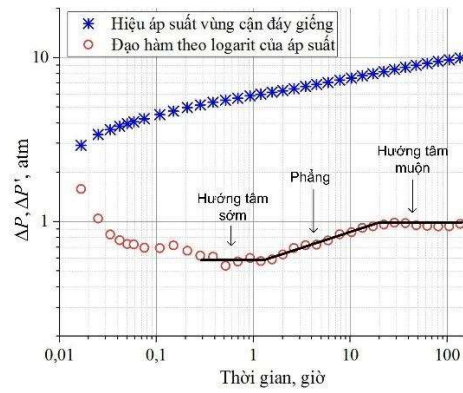
Các mô hình và thuật toán trên đã được ứng dụng vào minh giải kết quả thử vỉa giếng khoan ngang của mỏ dầu khí “X” thuộc địa phận huyện Oktiabrskovo, tỉnh Tyumen, Liên bang Nga. Trong Bảng 2 là thông số của giếng số 01 được sử dụng để minh giải dữ liệu nghiên cứu thủy động lực học.

Bảng 2. Các thông số của giếng 01

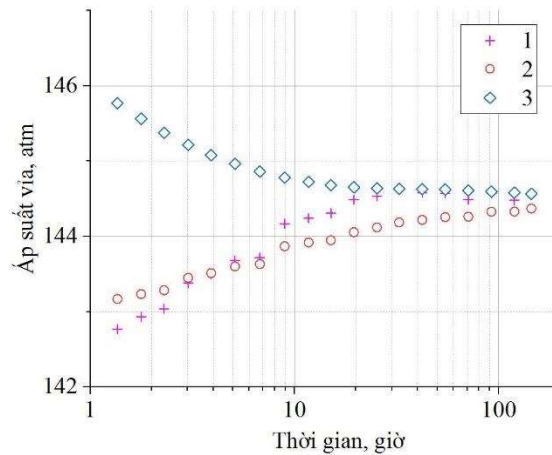
Thông số	Giá trị
Lượng dầu khai thác trước khi dừng giếng, m ³ /d	330
Hệ số thể tích	1,191
Độ nhớt động lực, cP	3,92
Độ dày vỉa chứa, m	4
Độ rỗng	0,13
Bán kính ống khai thác, m	0,108
Độ nén, atm ⁻¹	1,84.10 ⁻⁴

Theo kết quả mô hình hóa để đo áp suất giếng đã được đóng trong vòng 144,3 giờ. Việc xác định dạng dòng chảy được thực hiện bằng phương pháp đồ thị-giải tích. Phân tích đồ thị của áp suất và đạo hàm của áp suất theo logarit (ln(t)) (Hình 1) cho thấy sự xuất hiện đầy đủ của 3 dạng dòng chảy. Sau khoảng 0,25 giờ dừng giếng đạo hàm của áp suất bình ổn, ít thay đổi và kéo dài trong khoảng 0,7 giờ. Đây là dấu hiệu của dòng chảy hướng tâm sớm. Dòng chảy phẳng bắt đầu sau hơn 1 giờ dừng giếng và kéo dài trong khoảng 19 giờ. Trong giai đoạn này đạo hàm của áp suất tăng theo dạng đường thẳng với hệ số góc là 0,5. Dòng chảy hướng tâm muộn bắt đầu sau khoảng 20 giờ dừng giếng khi đạo hàm của áp suất dần ổn định, ít thay đổi. Do quá trình đóng giếng được thực hiện bằng khóa van trên miệng giếng, nên trong 0,2 giờ đầu sau khi đóng giếng xuất hiện hiệu ứng thành ống.

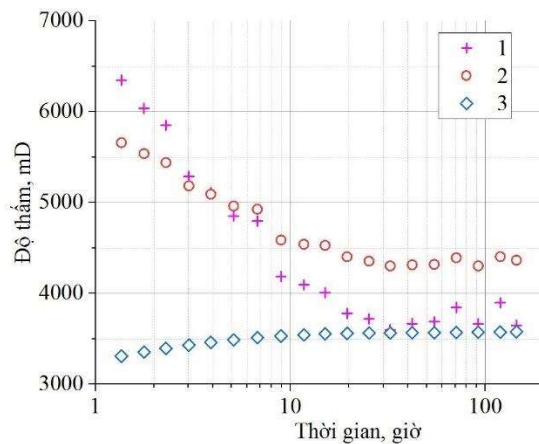
Trên Hình 2, 3 là đồ thị giá trị của áp suất vỉa và độ thấm theo mặt phẳng nằm ngang. Độ thấm và áp suất vỉa được xác định sử dụng mô hình dòng chảy hướng tâm muộn (1). Thời điểm bắt đầu áp dụng thuật toán là điểm bắt đầu của dòng chảy phẳng. Giá trị của các thông số vỉa thu được nhờ áp dụng phương pháp bình phương tối thiểu (đường 1), phương pháp nhận dạng tham số kết hợp chính hóa Tikhonov (đường 2) và phương pháp nhận dạng thích nghi kết hợp thông tin tiên nghiệm (đường 3). Do sử dụng mô hình của dòng chảy hướng tâm muộn nên trước thời điểm 20 giờ các giá trị của áp suất vỉa và độ thấm tăng hoặc giảm dần và chỉ ổn định khi xuất hiện dòng chảy hướng tâm muộn. Dựa vào đặc điểm này có thể xác định được thời gian bắt đầu của dòng chảy hướng tâm muộn. Giá trị thu được bằng phương pháp nhận dạng thích nghi (đường 3) có tính ổn định cao hơn phương pháp bình phương tối thiểu và chính xác hơn so với phương pháp nhận dạng tham số kết hợp chính hóa Tikhonov. Phân tích Bảng 3 cho thấy phương pháp này cũng cho giá trị của độ thấm và áp suất vỉa sát với kết quả thu được từ phương pháp đồ thị-giải tích (sử dụng phần mềm Saphir).



Hình 1. Đồ thị áp suất và đạo hàm áp suất



Hình 2. Áp suất của vỉa chứa



Hình 3. Độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm ngang

Bảng 3. Kết quả minh giải dữ liệu nghiên cứu thủy động lực học giếng số 01

Phương pháp minh giải	Áp suất vỉa, atm	Độ thấm của vỉa chứa theo mặt phẳng nằm ngang, mD	Thời gian dừng giếng, giờ
Phần mềm Saphir	145,3	3480	144,3
Nhận dạng thích nghi	144,8	3563	25
Nhận dạng kết hợp chính hóa Tikhonov	144,3	3740	32
Bình phương tối thiểu	144,7	3599	32

Sử dụng mô hình của dòng chảy phẳng và hướng tâm sớm cho phép phân tích toàn bộ đường phức hồi áp suất và xác định các tính chất còn lại của vỉa chứa và giếng.

4. Kết luận

Phương pháp minh giải kết quả nghiên cứu thủy động lực học giếng khoan ngang dầu khí (áp dụng thuật toán nhận dạng thích nghi) cho phép xác định giá trị thông số của vỉa chứa trong quá trình dừng giếng và nâng cao độ chính xác của các thông số cần tìm. Áp dụng phương pháp này giúp giảm thời gian dừng giếng, tiết kiệm chi phí thử vỉa và giảm mất mát lượng dầu khai thác. Tuy nhiên, để áp dụng phương pháp này cần giải quyết vấn đề xác định thời điểm bắt đầu và kết thúc của các dạng dòng chảy.

Tài liệu tham khảo

- Bourdet D., 2002. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Elsevier Science. Amsterdam, Netherlands, 426 p.
- Chaudhry A.U., 2003. *Oil well testing handbook*. Elsevier Science. Texas, USA, 525 p.
- Kuchuk F.J., 1995. Well testing and interpretation for horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 47(1): 36-41.
- Sergeev V.L., Dong Van Hoang, 2016. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: challenges and perspectives. *IOP Conference series Earth and Environmental Science*, 46(1): 1-6.
- Сергеев В.Л., 2011. *Интегрированные системы идентификации*. Издательство Томского политехнического университета, Томск, Россия, 198 с.

ABSTRACT

Interpretation Method of Pressure Transient Test Results in Horizontal Wells

Dong Van Hoang¹, Nguyen Minh Hoa²

¹ Tomsk Polytechnic University

² Hanoi University of Mining and Geology

Determining the parameters of reservoirs and wells in the process of developing oil fields with horizontal wells by transient tests plays an important role in monitoring and controlling wells. At present, the interpretation of the results of transient test of wells is carried out in the following programs: Saphir, Pansystem. These programs use the traditional grapho-analytical method, which does not allow determining the parameters in the process of measuring pressure and causes losses in oil production. The purpose of this work is to develop a new interpretation method that allows determining the parameters of reservoirs and wells in the process of transient tests of horizontal wells. The method is based on the adaptive identification method, which is developed at the Tomsk Polytechnic University. A feature of the proposed method is taking into account additional a priori information about the parameters of reservoirs and wells, which makes it possible to increase the accuracy of identification of flow regimes and the accuracy of determining the parameters of reservoir systems. Models, algorithms of the proposed method and the results of their testing in the interpretation of the transient test result of horizontal well in an oil field in the Tyumen state of Russia are presented.

Keywords: Horizontal well; pressure transient test; oil field; Tyumen.