



KỶ YẾU HỘI NGHỊ KHOA HỌC TOÀN QUỐC VIETGEO 2023
THỪA THIÊN HUẾ, NGÀY 28 & 29 THÁNG 9 NĂM 2023

ĐỊA CHẤT CÔNG TRÌNH - ĐỊA KỸ THUẬT VÀ MÔI TRƯỜNG PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

- NGHIÊN CỨU ĐẶC ĐIỂM VÀ SỰ PHÂN BỐ KHÔNG GIAN NƯỚC NGẦM MẠCH LỘ PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN CÁC GIẢI PHÁP QUẢN LÝ BỀN VỮNG KHU VỰC TỈNH GIA LAI
Nhữ Việt Hà..... 705

Chủ đề V. CÔNG NGHỆ KHOAN - KHAI THÁC

- FEATURES OF SOLUTIONS TO CONTROL AND PREVENT SCALE DEPOSITION IN THE WELLS OF VIETSOVPETRO OIL FIELDS
Le Dang Tam, Tong Canh Son, Phan Tran Hai Long, Phan Duc Tuan, Nguyen Thuc Khang, Pham Ba Hien..... 716
- ỨNG DỤNG HỌC MÁY TRONG DỰ BÁO ĐƯỜNG CONG SONIC CHO GIẾNG X
Lương Hải Linh, Đồng Nhật Thiên, Huỳnh T. Thảo Vi, Thiệu Kiều Anh, Bùi Tử An..... 723
- THÀNH TỰU TRONG DỰ BÁO THÔNG SỐ ĐỊA CƠ HỌC CỦA GIẾNG KHOAN BẰNG KỸ THUẬT MÁY HỌC
Nguyễn Khắc Long, Trương Văn Từ, Nguyễn Thế Vinh, Lê Đức Vinh, Đào Hiệp..... 731
- NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN CHOÒNG KHOAN PHÙ HỢP ĐỂ THI CÔNG CÁC GIẾNG DẦU KHÍ TẠI KHU VỰC VỊNH BẮC BỘ
Nguyễn Trần Tuấn..... 740
- NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG NHỮNG HỆ DUNG DỊCH KHOAN TIỀN TIẾN CỦA VIETSOVPETRO
Hoàng Hồng Linh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ, Nguyễn Xuân Thảo..... 747
- NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG THIẾT BỊ “MUD COOLER” NHẪM TỐI ƯU HÓA KHẢ NĂNG LÀM MÁT DUNG DỊCH KHI KHOAN CÁC GIẾNG DẦU KHÍ Ở BỀ CỬU LONG
Nguyễn Trần Tuấn..... 756
- **NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP XỬ LÝ LẮNG ĐỘNG ASPHALTEN TẠI MỎ BRS, ALGERIA**
Đỗ Duy Khoản, Nguyễn Văn Thịnh 764
- NGHIÊN CỨU NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHOAN THĂM DÒ Ở KHU VỰC CẨM PHẢ, QUẢNG NINH
Nguyễn Trần Tuấn, Nguyễn Xuân Thảo, Lê Văn Nam, Nguyễn Văn Thành, Doãn Thị Trâm..... 773
- NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG NHỮNG GIẢI PHÁP PHÙ HỢP NHẪM NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG VÀ HIỆU QUẢ THI CÔNG DUNG DỊCH CHO HỆ KGAC PLUS M
Hoàng Hồng Linh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ..... 780
- CÔNG TÁC XI MĂNG GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ: TỔNG QUAN VỀ KỸ THUẬT VÀ CÁC SỰ SÓ LIÊN QUAN
Hoàng Trọng Quang, Trần Nguyễn Thiện Tâm, Lê Nguyễn Hải Nam, Kiều Phúc, Đỗ Quang Khánh 790
- NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN HỆ DUNG DỊCH KHOAN ĐỂ THI CÔNG CÁC GIẾNG CÓ ĐIỀU KIỆN ĐỊA CHẤT PHỨC TẠP TẠI MỎ BẠCH HỒ
Trương Văn Từ, Nguyễn Khắc Long 798
- NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN PHƯƠNG ÁN KỸ THUẬT PHÁT TRIỂN VÙNG CẬN BIÊN MỎ ĐẠI HÙNG
Lê Quang Duyệt, Lê Văn Nam, Tăng Văn Đồng..... 806

KỶ YẾU HỘI NGHỊ KHOA HỌC TOÀN QUỐC
VIETGEO 2023

THỪA THIÊN HUẾ, VIỆT NAM
NGÀY 28 & 29 THÁNG 9 NĂM 2023

CHỦ ĐỀ V
CÔNG NGHỆ KHOAN - KHAI THÁC

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP XỬ LÝ LẮNG ĐỘNG ASPHALTEN TẠI MỎ BRS, ALGERIA

Đỗ Duy Khoản^{1,*}, Nguyễn Văn Thịnh²

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Trường Đại học Mỏ - Địa chất

*Tác giả chịu trách nhiệm: khoandd@pvep.com.vn

Tóm tắt

Được đưa vào khai thác ngày 12/8/2015, mỏ Bir Seba (BRS) xuất hiện tình trạng lắng đọng asphalten trong quá trình khai thác do áp suất vỉa giảm, áp suất và nhiệt độ trong lòng giếng giảm. Asphalten lắng đọng làm hẹp đường kính ống khai thác, tăng độ nhiễm bẩn vỉa xung quanh giếng, độ thấm tương đối của dầu giảm, độ thấm tương đối của nước tăng dẫn đến lưu lượng dầu của giếng giảm ảnh hưởng tới sản lượng khai thác mỏ. Mỏ vừa bị lắng đọng muối vừa bị lắng đọng asphalten làm cho việc xử lý rửa muối thêm phức tạp hơn. Bình thường rửa muối chỉ cần bơm nước lạnh xuống, tuy nhiên khi bơm nước lạnh xuống rửa muối, do nhiệt độ bị giảm dẫn đến asphalten lắng đọng nhiều hơn. Vì vậy, việc nghiên cứu và tìm ra giải pháp xử lý muối và asphalten để duy trì ổn định và nâng cao sản lượng khai thác giếng dầu, đảm bảo kế hoạch sản lượng là vấn đề cần thiết và cấp bách. Kết quả phân tích mẫu dầu cho thấy asphalten lắng đọng ở điều kiện áp suất 2392 psi và 120 °C. Kết quả phân tích mẫu asphalten và xử lý trong phòng thí nghiệm cho thấy xylene là dung môi phù hợp nhất để hòa tan asphalten. Kết quả nghiên cứu của bài báo đã chỉ ra, dùng coil tubing để bơm rửa muối và asphalten trong lòng giếng và bơm ép xylene vào vỉa xung quanh giếng là giải pháp hiệu quả. Sau xử lý, lưu lượng giếng khai thác được cải thiện rõ rệt, lưu lượng tăng từ 300 - 2000 thùng/ngày/giếng, duy trì ổn định và nâng cao sản lượng khai thác mỏ. Tần suất các lần bơm rửa tùy thuộc vào từng giếng, trung bình 3 tháng/lần.

Từ khóa: asphalten; xylene; lắng đọng muối; coil tubing.

1. Đặt vấn đề

Mỏ Bir Seba, Lô 433a&416b, Algeria được đưa vào khai thác ngày 12/8/2015. Sau thời gian ngắn đưa vào khai thác, trong quá trình thả thiết bị để kiểm tra lắng đọng muối trong quá trình khai thác, ngoài sự xuất hiện lắng đọng muối còn có thêm thành phần chất màu đen hòa trộn với muối. Kết quả phân tích mẫu cho thấy đây là asphalten. Sự hình thành asphalten được lý giải do áp suất vỉa giảm, áp suất và nhiệt độ trong lòng giếng giảm dẫn đến xuất hiện hiện tượng lắng đọng asphalten. Đối với các giếng có tính chất vỉa kém, hoặc bị nhiễm bẩn xung quanh giếng, sự bổ xung năng lượng từ vỉa vào giếng thấp khiến asphalten lắng đọng cả trong đáy giếng và thậm trí cả xung quanh khu vực cận đáy giếng.

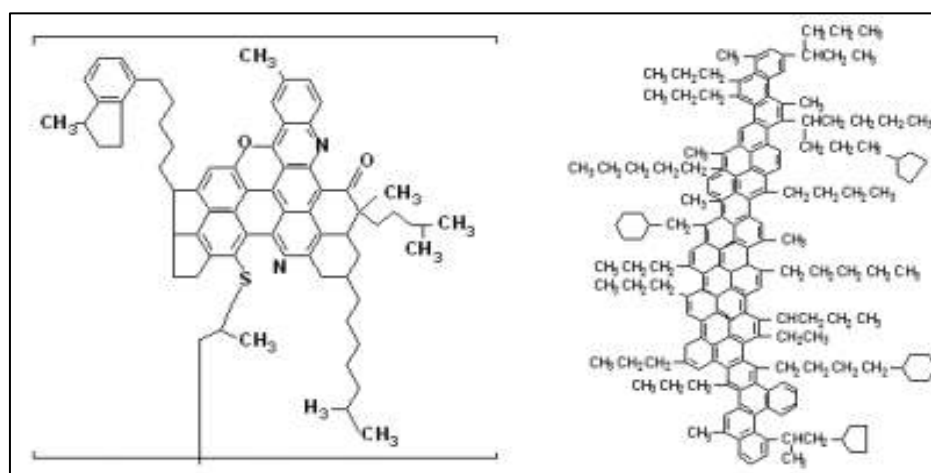
Asphalten lắng đọng làm hẹp đường kính ống khai thác, nhiễm bẩn thành hệ xung quanh giếng, độ thấm tương đối của dầu giảm và độ thấm tương đối của nước tăng. Asphalten lắng đọng dẫn đến lưu lượng dầu của giếng giảm rõ rệt, áp suất đầu giếng cũng giảm theo. Mỏ vừa bị lắng đọng muối vừa bị lắng đọng asphalten làm cho việc xử lý rửa muối thêm phức tạp hơn. Bình thường rửa muối chỉ cần bơm nước lạnh xuống, tuy nhiên khi bơm nước lạnh xuống rửa muối, do nhiệt độ bị giảm dẫn đến việc asphalten lắng đọng nhiều hơn. Asphalten lắng đọng kết hợp với muối lắng đọng làm cản trở dòng chảy vào giếng và lên bề mặt, làm áp suất miệng giếng và sản lượng giếng suy giảm. Vì vậy việc nghiên cứu và tìm ra giải pháp xử lý muối và asphalten để nâng cao sản lượng khai thác giếng dầu và đảm bảo kế hoạch sản lượng là vấn đề cần thiết và cấp bách.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Nghiên cứu sự hình thành asphalten trong vỉa chứa

a) Định nghĩa asphalten

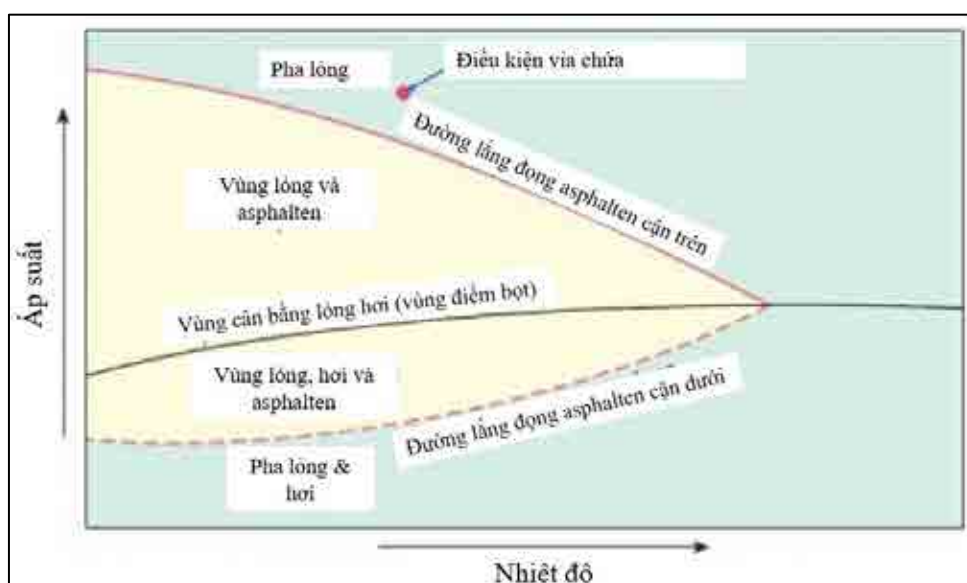
Asphaltene là hợp chất gồm các cấu tử hydro, carbon, nito, oxy hoặc sulfur. Tỷ lệ cấu tử carbon và hydro tương ứng khoảng 1:1.2 phụ thuộc vào nguồn của asphalten. Công thức của cấu tử asphalten thường là n-heptane (C_7H_{16}) hoặc toluene ($C_6H_5CH_3$). Asphalten hình thành từ dầu thô, bitumen hoặc than đá. Asphalten được hình thành khi tỷ lệ thành phần các cấu tử n-pentane chiếm 80 - 85% tỷ trọng carbon trong đó 50 - 60% là aromatic, 7 - 10% là hydrogen, 10% sulfur, 3% nitơ và 5% oxy. Ngoài ra còn có thêm thành phần hợp chất khác như Vanadium và Nikel. Cấu trúc mạng lưới liên kết của cấu tử asphalten được thể hiện như trong Hình 1.



Hình 1: Cấu trúc mạng lưới liên kết của cấu tử asphalten [2].

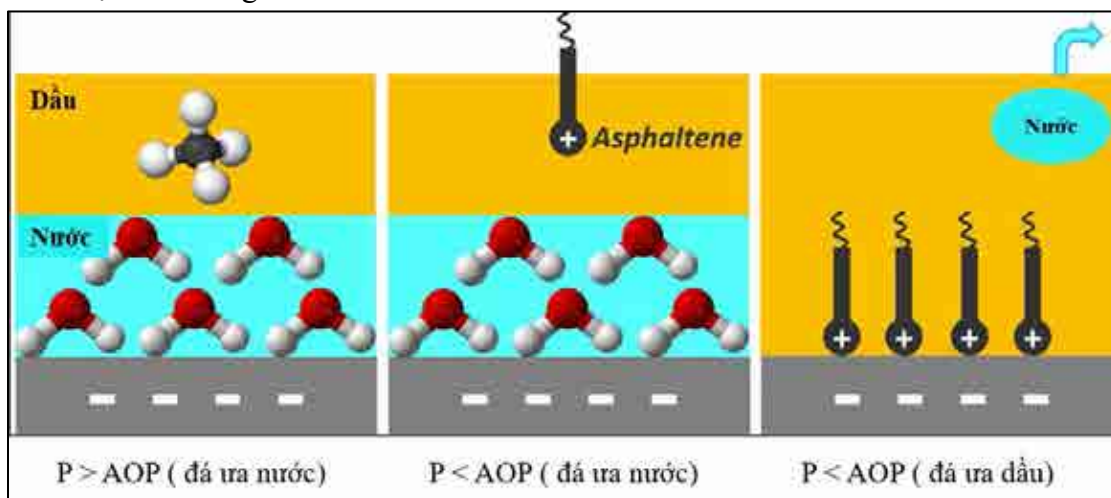
b) Quá trình hình thành asphalten

Ở điều kiện áp suất và nhiệt độ vỉa ban đầu, asphalten ổn định. Trong quá trình khai thác do áp suất vỉa giảm, áp suất và nhiệt độ trong lòng giếng giảm dẫn đến xuất hiện hiện tượng lắng đọng asphalten. Đối với các giếng có tính chất vỉa kém, hoặc bị nhiễm bẩn xung quanh giếng, sự bổ xung năng lượng từ vỉa vào giếng thấp khiến asphalten lắng đọng cả trong đáy giếng và thậm trí cả xung quanh khu vực cận đáy giếng. Hình 2, biểu đồ pha về quan hệ giữa áp suất, nhiệt độ và sự hình thành asphalten.

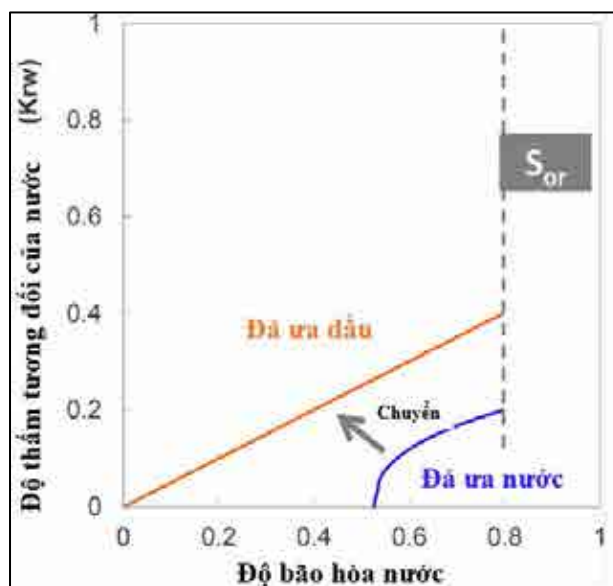


Hình 2: Biểu đồ pha về sự hình thành asphalten theo điều kiện áp suất, nhiệt độ [2].

Asphalten lắng đọng làm độ thấm tương đối của dầu giảm và độ thấm tương đối của nước tăng. Thể hiện như trong Hình 3 và Hình 4.



Hình 3: Minh họa quá trình lắng đọng Asphalten trong vỉa khi áp suất suy giảm [1].



Hình 4: Minh họa độ thấm pha thay đổi khi có Asphalten lắng đọng trong vỉa [1].

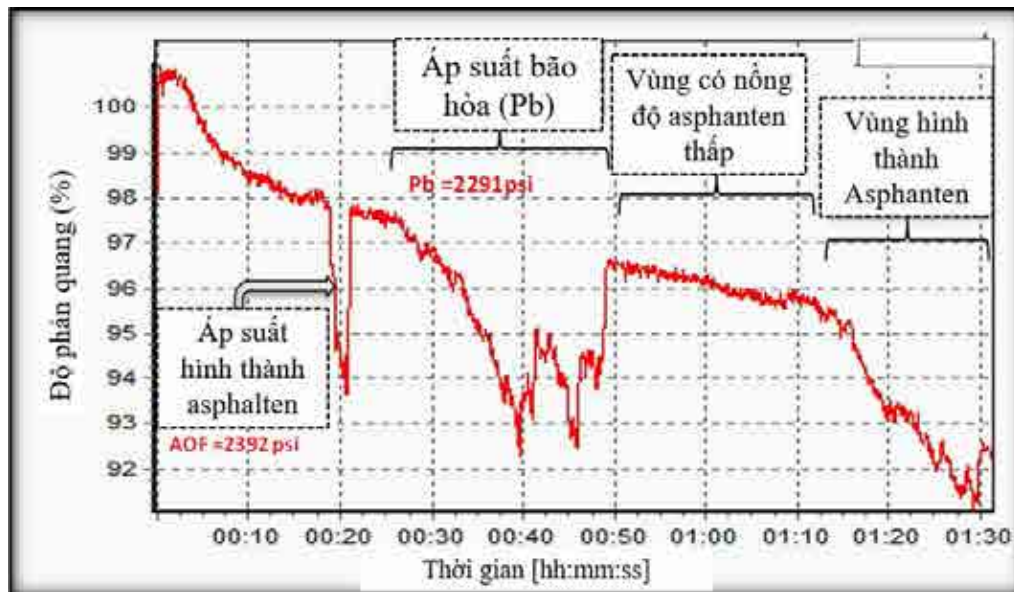
2.2. Các giải pháp xử lý asphalten tại mỏ BRS, Algeria

2.2.1. Kết quả nghiên cứu sự hình thành, lắng đọng asphalten tại mỏ BRS, Algeria

Sau khi thấy có sự lắng đọng asphalten từ mẫu đáy, GBRS đã tiến hành lấy mẫu đáy chất lưu (dầu) giếng BRS-12, BRS-17 và gửi đi phân tích trong phòng thí nghiệm. Kết quả phân tích (SARA test) cho thấy hàm lượng asphalten trong mỏ cao (0.16-0.2). Bảng 1, kết quả phân tích thành phần asphalten giếng BRS-12/17 mỏ BRS (SARA test).

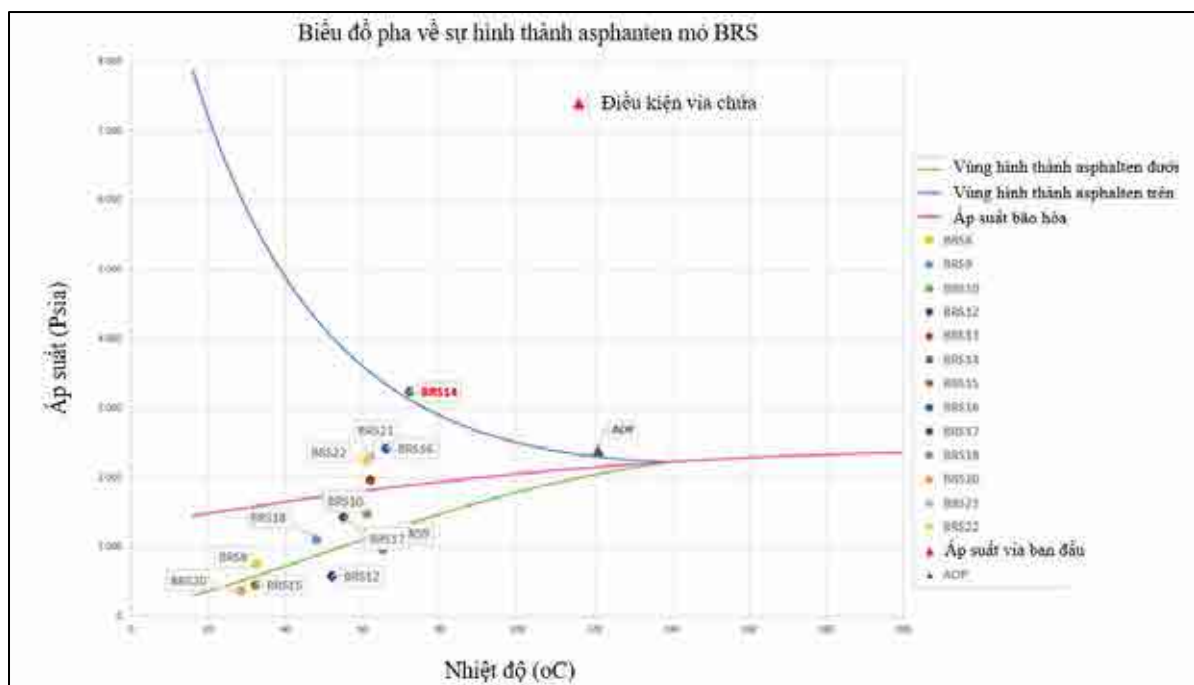
Bảng 1: Kết quả phân tích thành phần Asphalten giếng BRS-12/17, mỏ BRS (SARA test) [3]

Giếng	Độ bão hòa	Vòng benzen	Nhựa	Asphalten	Asphan/nhựa	Độ bão hòa/vòng thơm	CH
BRS#12	39,48	48	12	0,16	0,013	0,822	0,66
BRS#17	65,80	28	6	0,20	0,033	2,35	1,94



Hình 5. Biểu đồ kết quả phân tích hình thành Asphalten các giếng BRS-17 mở BRS [4]

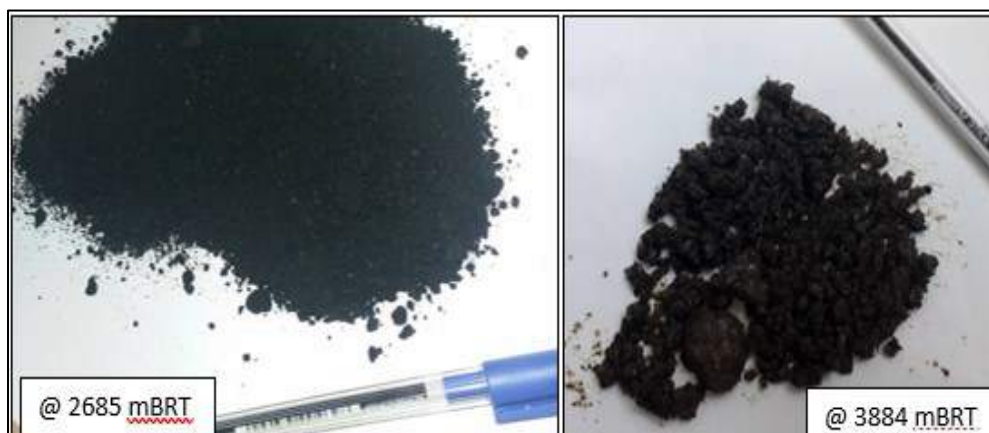
Hình 5 thể hiện kết quả phân tích giảm áp mẫu chất lưu giếng BRS-17 từ 300 bars đến 100 bars (4350-1450 psi) ở nhiệt độ vừa 120 °C cho thấy, áp suất hình thành asphalten ở nhiệt độ vừa 120 °C là 2392 psi, trong khi áp suất bão hòa của dầu là 2291 psi.



Hình 6. Biểu đồ kết quả phân tích hình thành Asphalten các giếng mở BRS.

Hình 6 thể hiện kết quả mô phỏng biểu đồ hình thành asphalten theo nhiệt độ và áp suất. Kết quả cho thấy từ điều kiện vỉa cho tới bề mặt, trừ giếng BRS-14, hầu hết các giếng có áp suất miệng nằm trong vùng hình thành asphalten. Do vậy có thể khẳng định asphalten đã hình thành trong ống khai thác, làm hẹp ống khai thác. Đối với các giếng có áp suất đáy thấp dưới áp suất AOP có thể đã hình thành asphalten xung quanh vùng cận đáy giếng. Theo biểu đồ pha về lắng đọng asphalten này, có thể tối ưu chế độ khai thác phù hợp để hạn chế sự lắng đọng asphalten trong giếng.

Hình 7 dưới đây là một số mẫu asphalten thu được từ các giếng đang khai thác.



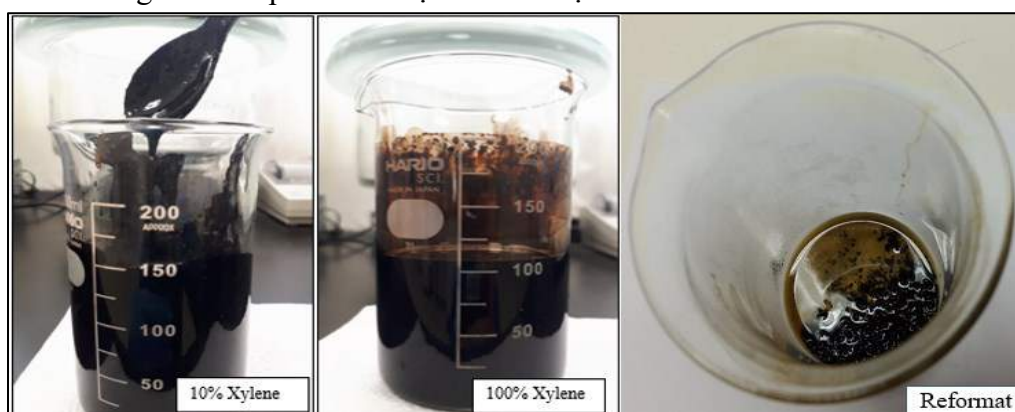
Hình 7. Muối và Asphalten lắng đọng tại giếng BRS-9 ngày 5/1/2017 và 7/10/2017 [5].

Kết quả minh giải tài liệu áp suất PBU cũng cho thấy giếng bị nhiễm bẩn thành hệ với hệ số skin cao từ +6 đến +30.

2.2.2. Giải pháp xử lý asphalten tại mỏ BRS, Algeria

Hiện tượng lắng đọng asphalten đã được GBRS phát hiện ngay thời gian đầu từ giếng BRS-6b. Trong quá trình thả slick line ngày 7/12/2015 sau 4 tháng khai thác giếng xuất hiện lắng đọng asphalten. Ban đầu GBRS đã sử dụng nước trộn với wax inhibitor để rửa muối và asphante, tỷ lệ trộn 5 - 30% wax inhibitor. Kết quả ban đầu tốt, lưu lượng dầu của giếng được cải thiện đáng kể. Tuy nhiên do wax inhibitor chỉ được thiết kế để dùng bơm qua đường chemical injection line để bảo vệ thiết bị lòng giếng, lưu lượng bơm rất thấp chỉ 10 - 30 lít/ngày chứ không phải dùng để rửa muối trong quá trình làm sạch lòng giếng bằng coil tubing. Việc mua wax inhibitor với thể tích lớn cũng gặp nhiều khó khăn. Giải pháp khác được đưa ra là dùng nước và reformat, tuy nhiên kết quả quá trình phân tích trong phòng thí nghiệm, một số thành phần lắng đọng không hòa tan hết với reformat.

Trước tiên các mẫu asphalten lấy từ giếng được đưa về phòng thí nghiệm của GBRS để làm các thí nghiệm mức độ hòa tan với các chất như wax inhibitor, reformat, xylene theo tỷ lệ tương ứng. Kết quả cho thấy wax inhibitor và xylene hòa tan hoàn toàn asphalten, còn reformat có hòa tan asphalten nhưng vẫn còn phần nhất định chưa được hòa tan hoàn toàn.



Hình 8. Kết quả độ hòa tan giữa xylene 10% và 100% và reformat giếng BRS-17 [6].

Bảng 2. Kết quả phân tích độ hòa tan của mẫu asphalten với reformat và xylene của giếng BRS-8 [6]

Ngày	Giếng	Nước	Nước/Wax inhibitor	Nước/Wax inhibitor	Reformat	Xylene
			(95/5)%	(90/10)%		
15-10-2017	BRS-8	Hòa tan thấp	Hòa tan thấp	Hòa tan tốt	Hòa tan thấp	Hòa tan tốt

Sau khi có kết quả phân tích trong phòng thí nghiệm, GBRS nhận thấy giải pháp tối ưu được lựa chọn là dùng xylene để hòa tan asphalten. GBRS đã tiến hành dùng coil tubing để bơm rửa muối và asphalten trong lòng giếng và ép vào vỉa xung quanh giếng. Quá trình bơm rửa và ép xylene vào vỉa để làm sạch muối và asphalten được thực hiện theo các bước như sau:

- *Nước xử lý (Treated Water)*

Nước xử lý là nước được làm sạch với 2% tới 5% Clayfix, thêm một số chất hoạt tính bề mặt. Mục đích chính của nước xử lý là chống sét trương nở bằng liên kết với thành hệ sét.

- *Foam*

Foam là chất lỏng ổn định với hơn 55% pha khí và nhỏ hơn 94% pha khí. Pha khí thông thường là N₂. Foam được thêm gel xúc tác (Foamed gel) từ 20 - 50 lbs WG-11 làm cho ổn định hơn. Formed gel có tác dụng làm sạch đoạn giếng thân trần.

- *Xylene*

Xylene là chất lỏng làm dung môi hòa tan asphalten. Bơm ép xylene vào vỉa nhằm hòa tan asphaltene bằng hệ thống Coiled Tubing (CT). Nước và dung dịch xylene được vận chuyển bằng xe bồn và nối vào hệ thống bơm cao áp (HP Pump). Lắp đặt hệ thống N₂ để gọi dòng chảy cho giếng khi giếng không thể tự phun.

- *Điều kiện kỹ thuật triển khai*

Cuộn coiled Tubing (CT) và đường ống bề mặt được điền đầy nước xử lý và thử áp tới 5000 psi. Cuộn CT được thả vào trong lòng ống khai thác 3,5 in đồng thời với việc bơm nước đã xử lý cho đến đáy ống lủng 4,5 in. Tại đây bơm Formed gel để làm sạch đoạn giếng thân trần. Đóng giếng và bơm ép vào đáy giếng rồi để ngâm qua đêm dung dịch xylene với công thức sau: 8 m³ xylene + 1% hyflo surfactant, 4 m³ nước xử lý (Losurf-300+5% NH₄CL). 8 m³ xylene + 1% hyflo surfactant. Khi bơm ép xylene luôn giữ áp suất đầu giếng không vượt quá 4000 psi. Kéo cuộn CT lên bề mặt trong khi giếng vẫn đóng. Ngày tiếp theo: gọi dòng chảy cho giếng với hệ thống N₂ lắp sẵn.



Hình 9: Thiết bị coil tubing bơm rửa và ép xylene [7].

Tùy thuộc vào cấu trúc của giếng cũng như tính chất rỗng, thấm của vỉa. Thể tích xylene được tính toán để bơm ép vào vỉa cho phù hợp, thể tích này dao động từ 9 - 30 m³/giếng/lần ép vỉa. Ngoài ra, để tăng khả năng ép xylene vào vỉa, dùng thêm phụ gia làm tăng độ linh động giảm sức căng bề mặt của lỗ rỗng với tỷ lệ 5% NH₄Cl.

3. Kết quả và thảo luận

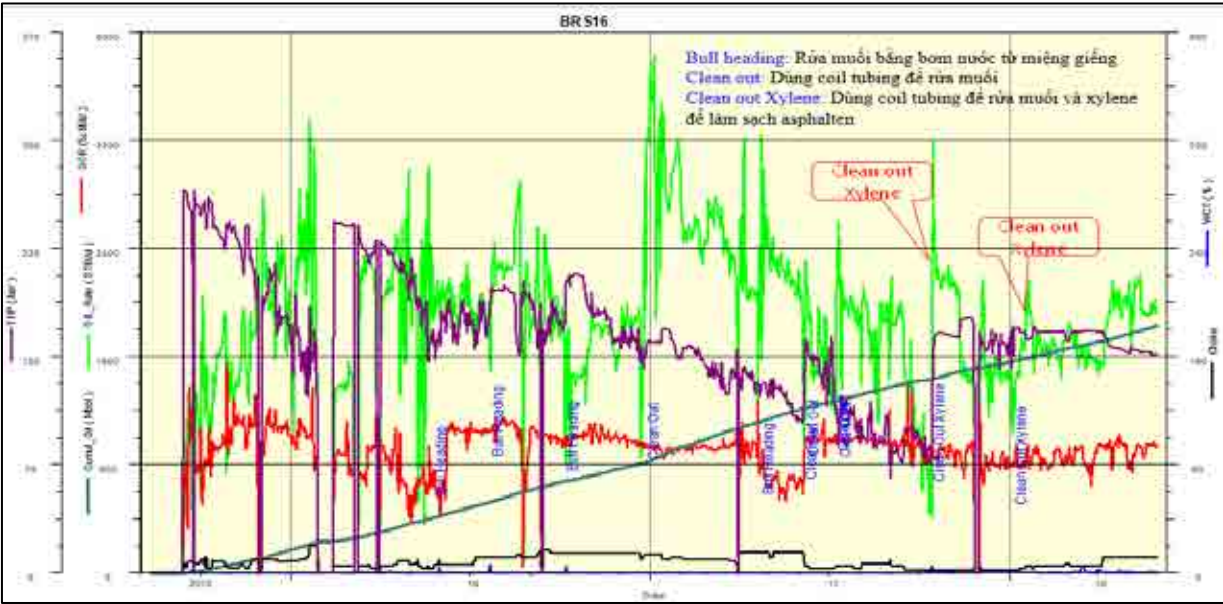
Giải pháp xử lý lắng đọng asphlaten bằng bơm rửa xylene giúp ổn định và cải thiện áp suất đầu giếng, loại bỏ vấn đề cản trở dòng chảy, giúp cho giếng khai thác ổn định và không bị đóng giếng. Tăng lưu lượng khai thác do đã rửa sạch được lắng đọng muối asphlaten trong lòng ống khai thác và xung quanh giếng khoan.

Giải pháp đang được áp dụng và phát huy hiệu quả cao cho mỏ Bir Seba, Công ty GBRs. Đầu tiên là giếng BRS-12 bắt đầu được bơm từ tháng 12 năm 2015. Sau kết quả khả quan của giải pháp được áp dụng tại giếng BRS-15. Tới thời điểm hiện tại, hầu hết các giếng có hiện tượng lắng đọng asphlaten đã được áp dụng như BRS-16, BRS-9, BRS-18, BRS-20, BRS-17...

Tần xuất các lần bơm rửa xylene tùy thuộc vào từng giếng, trung bình 3 tháng. Tuy nhiên, trong tương lai gần, khi áp suất vỉa suy giảm cộng với nước vỉa dâng cao, sự lắng đọng muối và asphlaten sẽ ngày càng nhiều, vì vậy GBRs cần phải tính tới giải pháp lắp đặt hệ thống bơm rửa muối kết hợp với chông lắng đọng asphlaten trong lòng giếng khai thác và xử lý lắng đọng asphlaten ở khu vực xung quanh giếng.

Bảng 3: Tổng hợp kết quả trước và sau khi bơm rửa bằng Xylene [8]

Giếng	Hình thức can thiệp giếng	Ngày	Trước khi rửa muối			Trước khi rửa muối			Lưu lượng gia tăng
			Cỡ Choke	Áp suất miệng (WHP)	Lưu lượng dầu	Cỡ Choke	Áp suất miệng (WHP)	Lưu lượng dầu	
			/64"	Bars	Thùng/ngày	/64"	(Bars)	Thùng/ngày	
BRS-09	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	11/10/2017	34	87	1791	34	98	2407	616
BRS-18	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	13/10/2017	40	91	1216	42	85	1680	464
BRS-08	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	20/10/2017	32	68	307	23	88	1123	816
BRS-16	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	14/10/2017	2	75	435	2	164	2391	1956
BRS-20	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	18/10/2017	50	24	0	4	24	450	450
BRS-12	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	22/04/2017	12	30	960	16	60	1260	300
BRS-15	Rửa muối bằng coil tubing + bơm ép xylene vào vỉa	17/07/2017	15	20	200	35	20	500	300



Hình 10. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng BRS-16 trước và sau khi áp dụng giải pháp [8].

4. Kết luận

Asphalten lắng đọng làm hẹp đường kính ống khai thác, tăng độ nhiễm bẩn vỉa xung quanh giếng, độ thấm tương đối của dầu giảm, độ thấm tương đối của nước tăng dẫn đến lưu lượng dầu của giếng giảm rõ rệt ảnh hưởng tới sản lượng khai thác mỏ. Kết quả phân tích SARA test, dầu tại mỏ BRS không ổn định, asphalten tại lắp đọng ở điều kiện áp suất 2392 psi và 120 °C. Biểu đồ lắng đọng asphalten cho thấy hầu hết các giếng đều bị lắng đọng asphalten trong lòng giếng (trừ giếng BRS-14) hoặc ở khu vực lân cận các giếng có áp suất đáy thấp. Kết quả phân tích hòa tan giữa asphalten và các chất: nước, wax inhibitor, reformat và xylene trong phòng thí nghiệm cho thấy xylene và wax inhibitor có độ hòa tan tốt nhất với asphalten. Giải pháp xử lý lắng đọng asphalten bằng bơm rửa xylene giúp ổn định và cải thiện áp suất đầu giếng, loại bỏ vấn đề cản trở dòng chảy, giúp cho giếng khai thác ổn định và không bị đóng giếng. Tăng lưu lượng khai thác từ 300 - 2000 thùng/ngày/giếng do đã rửa sạch được lắng đọng muối asphalten trong lòng ống khai thác và xung quanh giếng khoan. Tần xuất các lần bơm rửa xylene tùy thuộc vào từng giếng, trung bình 3 tháng. Trong tương lai, khi áp suất vỉa suy giảm cộng với nước vỉa dâng cao, sự lắng đọng muối và asphalten sẽ ngày càng nhiều, vì vậy, GBRS cần phải tính tới giải pháp lắp đặt hệ thống bơm rửa muối kết hợp với chống lắng đọng asphalten trong lòng giếng khai thác và xử lý lắng đọng asphalten ở khu vực xung quanh giếng.

Tài liệu tham khảo

- Takaaki Uetani. Wettability Alteration by Asphaltene Deposition: A Field Example. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. 10-13 November 2014. SPE-171788-MS.
- Chevron, Manfred Eigner, oilfieldwiki.com. Asphaltenes. 2012.
- GBRS, Báo cáo kết quả phân tích mẫu chất lưu SARA test, mỏ BRS.2017.
- GBRS, Báo cáo kết quả phân tích AOP mẫu chất lưu mỏ BRS. 2017.
- GBRS, Kết quả lấy mẫu chất lưu mỏ BRS, 2017.
- GBRS, Kết quả phân tích độ hòa tan của mẫu asphalten với reformat và xylene của giếng BRS-8, mỏ BRS. 2016.
- GBRS, Báo cáo chương trình can thiệp giếng bằng coil tubing giếng BRS-16, mỏ BRS. 2016
- GBRS, Tài liệu hội thảo xử lý muối và asphalten mỏ, BRS. 2016
- GBRS, Tài liệu hội thảo tối ưu thiết kế giếng giai đoạn 2 mỏ BRS. 2016

Research on treatment solutions for asphaltene precipitation at birseba field, algeria

Do Duy Khoan^{1,*}, Nguyen Van Thinh²

¹*PetroVietnam Exploration Production Coporation*

²*Hanoi University of Mining and Geoolgy*

**Corresponding author: khoandd@pvep.com.vn*

Abstract

BirSeba field was first oil production on 12th Aug 2015. During the production process, the asphaltene precipitation is caused by a number of factors including changes in pressure, temperature and composition. The most prevalent causes of asphaltene precipitation are decreasing reservoir pressure combining with the decreasing pressure and temperature through the production wells that cause to reduce the tubing size and oil relative permeability. Asphaltene precipitation increases also the contamination of the reservoir where the vicinity of wells is existed and water relative permeability leading to a decrease of oil production. The oil fields having both salt deposition and asphaltene precipitation will lead to more complicated in cleaning the salt deposition. Normally, to clean salt deposition using only the pump with cold water, but when pumping the cold water asphaltene precipitation occur more complicated due to decreasing temperature. Therefore, it is necessary to find solutions to treat salt deposition and asphaltene precipitation to improve oil production. The sample of oil in BRS field had been taken and send to the lab for analysis. The lab result show the asphatlene on set pressure is 2392 psi at 120 °C. Solid asphaltene sample are also sent to the lab for solusibility analysis. The lab solubility test rusult shows, the asphaltene are 100% soluble with xylene and wax inhibitor. The results of reasearch shows that the coil tubing and xylene have been conducted to clean up the xylene at borehole well and squeeze xylene to near well bore reservoir. The xylene voulme is around 9-30 m3/well. After clean up, the well have been cleaned, production is stable and producion rate is increased from 300-2000 stb/d/well. The frequency of xylene clean up is denpended on well condition. The clean up frequency is around 3 months per campaign. However, in the future, since the reservoir pressure is lower, the frequency of xylene clean up will be less than 3 months.

Keywords: *Asphaltene, Xylene, Salt deposits, Coiled tubing.*



KỶ YẾU HỘI NGHỊ KHOA HỌC TOÀN QUỐC VIETGEO 2023

THỪA THIÊN HUẾ, NGÀY 28 & 29 THÁNG 9 NĂM 2023

ĐỊA CHẤT CÔNG TRÌNH - ĐỊA KỸ THUẬT VÀ MÔI TRƯỜNG PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

Số 70 Trần Hưng Đạo, Hoàn Kiếm, Hà Nội

SĐT: 024 3822 0686 | Hotline: 0989 275 999

Email: nxbkhkt@hn.vnn.vn

Website: <https://nxbkhkt.com.vn>

