ĐÁNH GIÁ MỨC ĐỘ NHIỄM BẨN DUNG DỊCH KHOAN GỐC DẦU TRONG DẦU VỈA VÀ TÍNH TOÁN THÀNH PHẦN DẦU KHÔNG NHIỄM BẨN

ThS. Nguyễn Mạnh Hùng, KS. Đặng Ngọc Thụy
ThS. Đặng Tuấn Nhật, KS. Biện Văn Tráng
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hungnm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Dung dịch khoan gốc dầu được sử dụng rộng rãi để tăng tốc độ khoan và ổn định thành giếng, nâng cao hiệu quả công tác khoan đối với một số đối tượng. Tuy nhiên, dung dịch khoan gốc dầu thường xâm nhập vào thành hệ và trộn lẫn một phần/hoàn toàn với dầu vỉa, ảnh hưởng đến đặc tính và các đường ứng xử pha của dầu vỉa. Nhóm tác giả đã phân tích thành phần dầu trên máy sắc ký khí và tính toán, đánh giá mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa. Từ kết quả nghiên cứu này, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) đã giúp các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam tiết kiệm thời gian và chi phí gửi mẫu đi phân tích ở nước ngoài.

Từ khóa: *Dung dịch khoan gốc dầu (OBM), đánh giá nhiễm bẩn, nhiễm bẩn, EOS, GC.*

1. Giới thiệu

Việc sử dụng dung dịch khoan gốc dầu (Oil Based Mud - OBM) giúp giải quyết các vấn đề liên quan đến các vỉa sét có hiện tượng trương nở trong quá trình khoan, giảm hiện tượng sạt lở thành giếng, kẹt cần khoan hay tăng nhiệt độ đáy giếng trong quá trình khoan… Các giếng khoan vào đối tượng có nhiệt độ cao áp suất cao (HPHT) hay có thân nhỏ (slim hole) thường sử dụng dung dịch khoan gốc dầu để tránh rủi ro kẹt cần trong quá trình khoan.

Dung dịch khoan gốc dầu được tạo ra từ dầu diesel, dầu khoáng hay các olefin và paraffin mạch thẳng ít độc tố. Các thành phần olefin và paraffin này thường là sản phẩm trong quá trình chưng cất dầu thô và được tổng hợp từ các hợp chất phân tử lượng nhỏ hơn. Hiện nay, các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam thường dùng các sản phẩm dung dịch khoan gốc dầu Neoflo (Shell) với độ nhớt, tỷ trọng và tính năng khác nhau phù hợp với từng giếng khoan. Thành phần của dung dịch khoan gốc dầu thường nằm trong phân đoạn nhẹ từ C_{13} tới C_{20}. Bảng 1 là các đặc tính hóa học, vật lý cơ bản của dung dịch khoan gốc dầu Neoflo 3-56.

Bảng 1. *Các đặc tính cơ bản của dung dịch khoan gốc dầu Neoflo 3-56*

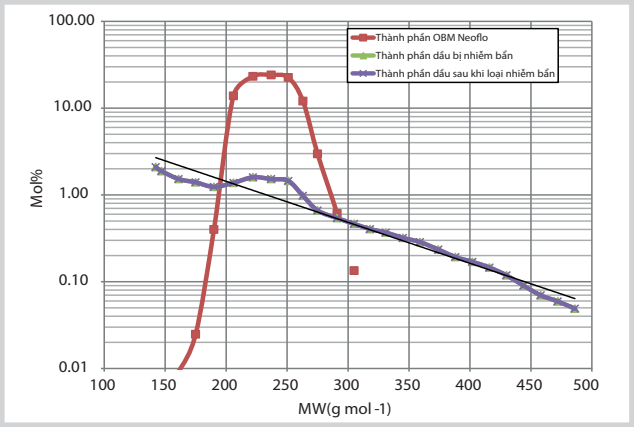
Đặc tính		Đơn vị	Giá trị	Phương pháp xác định
Đặc tính hóa học	HC (C15-C16)	% m/m	> 80%	SCG 1086
	Tổng mạch nhánh	% m/m	> 90	SCG 1086
	Olefins	% m/m	< 20	SCG 866
	Tổng paraffins	% m/m	> 70	Tính toán
	Tổng alcohols	% m/m	< 15	SCG 811
	Độ nhớt tại 100°F	cSt	< 6	SCG 865
	Điểm bắt cháy	°F	> 190	SCG 003
	Điểm chảy	°F	< -10	ASTM D97
Đặc tính vật lý	Tỷ trọng	kg/m^3		ASTM D4052
	Điểm aniline	°C		ASTM D611
	Điểm sôi			
	5%	°C	252	ASTM D2887
	95%	°C	297	ASTM D2888

Để đảm bảo an toàn môi trường, việc cấp phép sử dụng dung dịch khoan gốc dầu rất hạn chế và chỉ cấp phép khi khoan cho các đối tượng vỉa cụ thể. Tuy nhiên, trong quá trình khoan dung dịch này xâm nhập vào trong vỉa và gây ra nhiễm bẩn dầu vỉa. Việc đánh giá mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa trước đây Việt Nam không tự thực hiện được mà phải gửi mẫu ra nước ngoài để phân tích. Để khắc phục tình trạng này, Phòng Mẫu lõi - PVT, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) đã nghiên cứu thử nghiệm, xác định hàm lượng nhiễm bẩn trong dầu vỉa và tính toán thành phần dầu không nhiễm bẩn một cách nhanh chóng, giúp các nhà thầu dầu khí tiết kiệm thời gian và chi phí.

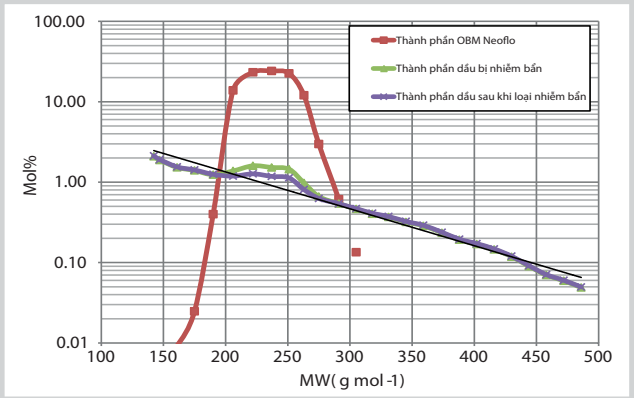
2. Đánh giá, xác định mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa

2.1. Phương pháp đánh giá

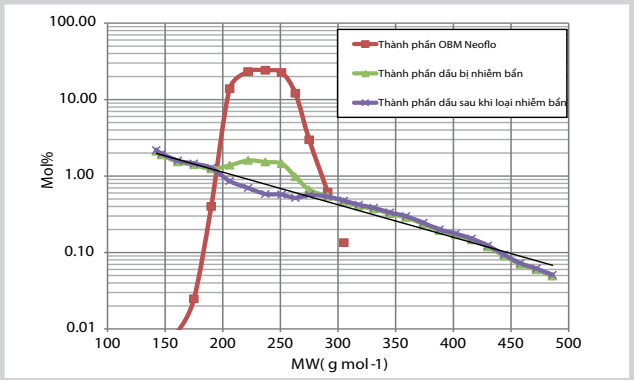
Để tính toán thành phần dầu chưa bị nhiễm bẩn, nhóm tác giả giả sử thành phần dầu vỉa từ C_{10}(MW = 142) tới C_{n+} có dạng đường dốc tuyến tính (dạng phân bố theo quy luật tự nhiên của các cấu tử hydrocarbon). Với mức độ nhiễm bẩn của dung dịch khoan trong dầu là Z%, thì thành phần dầu sau khi loại Z% dung dịch khoan sẽ là X - Y x (Z/100). Thành phần dầu sau khi đã loại trừ dung dịch khoan gốc dầu chỉ còn (100 - Z)%. Do đó, thành phần dầu chưa nhiễm bẩn được tính theo phương trình sau:



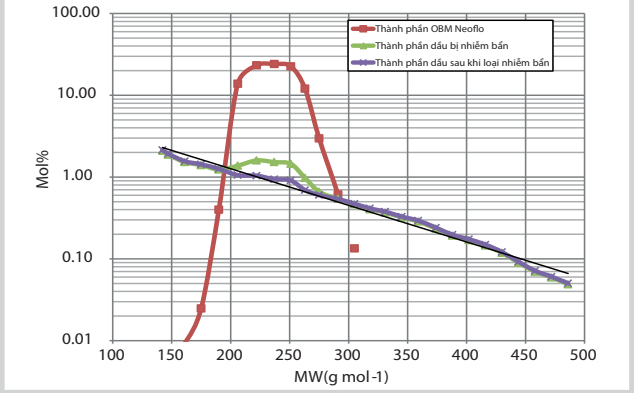
Hình 1. *Tính toán thành phần dầu không nhiễm bẩn với giả định 0% nhiễm bẩn*



(a) Loại 7% nhiễm bẩn



(b) Loại 12% nhiễm bẩn



(c) Loại 10% nhiễm bẩn

Hình 2. *Xác định thành phần dầu không nhiễm bẩn trên cơ sở thử nghiệm tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu (%)*

Thành phần dầu chưa nhiễm bẩn

$$wt\% = \frac{\{X - (Y \times (Z/100))\}}{\{(100 - Z)/100\}}$$

Trong đó:

X: Thành phần chất nhiễm bẩn đo được (wt%);

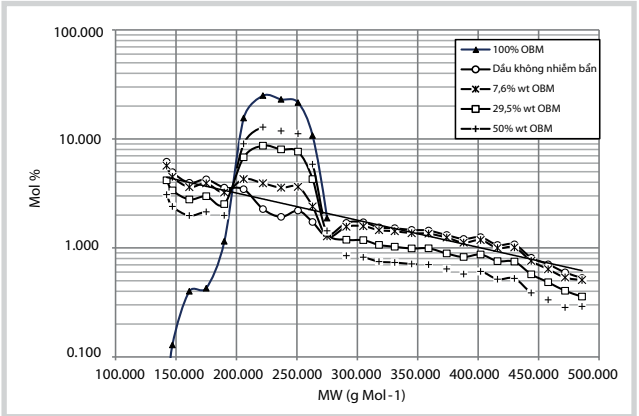
Y: Thành phần dung dịch gốc dầu Neoflo đo được (wt%);

Z: Mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu theo %wt trong chất lưu nhiễm bẩn.

Áp dụng phương pháp "Thử và sai số" với việc giả định các hàm lượng nhiễm bẩn khác nhau sau đó biểu diễn kết quả tính toán chất lưu đã loại nhiễm bẩn với phân tử lượng. Đánh giá sai số thành phần đã loại nhiễm bẩn so với đường độ dốc tuyến tính từ phân đoạn C_{10} đến C_{35}. Giá trị nào cho sai số nhỏ nhất sẽ là tỷ lệ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu.

Giả sử mức độ nhiễm bẩn ban đầu = 0, thành phần dầu nhiễm bẩn và thành phần dầu sau khi tính toán loại bỏ nhiễm bẩn và thành phần dung dịch khoan gốc dầu được biểu diễn trên Hình 1. Đối với thành phần dung dịch khoan gốc dầu thì không có mặt đáng kể của hydrocarbon trong các phân đoạn cuối từ C_{20} trở đi. Với sự thay đổi tỷ lệ nhiễm bẩn, thành phần chất lưu vỉa sau khi loại nhiễm bẩn được tính toán và được biểu diễn trên cùng đồ thị.

Nhóm tác giả tiếp tục thử nghiệm với tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu = 7%wt. Kết quả thử nghiệm (Hình 2(a)) cho thấy thành phần dầu sau khi đã loại bỏ 7%wt dung dịch khoan gốc dầu vẫn bị nhiễm bẩn (cao hơn so với đường thẳng tuyến tính). Với việc thay đổi tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu = 12%wt, kết quả tính toán (Hình 2(b)) cho thấy thành phần dầu sau khi loại bỏ nhiễm bẩn bị thấp hơn so với đường tuyến tính. Kết quả thử nghiệm với tỷ lệ nhiễm bẩn ban đầu = 10%wt cho thấy thành phần sau khi loại nhiễm bẩn khá sát với đường tuyến tính và hệ số tương quan lớn nhất (Hình 2(c)).



Hình 3. *Biểu đồ kết quả phân tích thành phần dầu nhiễm bẩn*

2.2. Kết quả đánh giá trên mẫu thử nghiệm

Nhóm tác giả lựa chọn 1 mẫu dầu vỉa không bị nhiễm bẩn, pha trộn với dung dịch khoan gốc dầu Neoflo theo 3 tỷ lệ khối lượng khác nhau: 7,6%wt, 29,5%wt, 50%wt. Các hỗn hợp dầu trên được phân tích thành phần đến C36+ trên máy sắc ký khí của Agilent 7890 theo ASTM D6733 hoặc ASTM 6352. Số liệu được tính toán từ kết quả đo trên máy GC dưới dạng %wt. Máy sắc ký được chuẩn với chất chuẩn n-paraffin và mẫu chuẩn dầu khí nhân tạo (D2887).

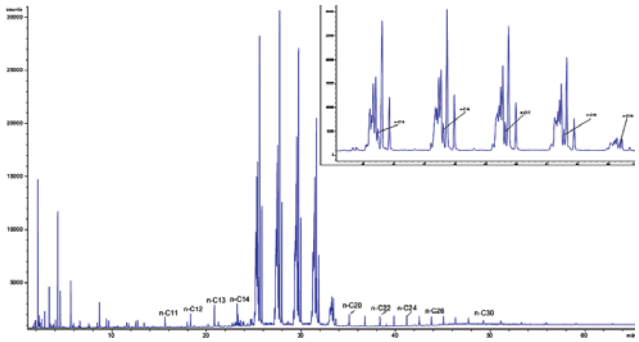
Dựa vào kết quả phân tích thành phần (Bảng 2) và xác định mức độ nhiễm bẩn (Hình 3), nhóm tác giả đánh giá, tính toán mức độ nhiễm bẩn và tỷ lệ sai số so với kết quả pha trộn (Bảng 3). Kết quả cho thấy kết quả xác định mức độ nhiễm bẩn bằng tính toán sai lệch không đáng kể so với tỷ lệ pha trộn thực tế. Với mẫu dầu có tỷ lệ nhiễm bẩn càng lớn thì sai số càng lớn. Các nguyên nhân có thể dẫn đến sai số là: cân không chính xác, người pha mẫu chưa thuần thục, tỷ lệ sai số nhất định của máy sắc ký khí... Vì vậy, để phân tích và xác định chính xác mức độ nhiễm bẩn, cần phân tích, theo dõi chặt chẽ các bước tiến hành đo và

Bảng 2. *Kết quả phân tích thành phần dầu*

Thành phần dầu	Dầu không nhiễm bẩn		100% OBM		7,6% OBM		29,5% OBM		50% OBM	
	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %	Mol %	Wt %
Hydrogen Sulfide	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Carbon dioxide	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nitrogen	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Methane	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ethane	0,004	0,001	0,000	0,000	0,003	0,000	0,003	0,000	0,002	0,000
Propane	0,138	0,024	0,000	0,000	0,104	0,018	0,088	0,016	0,033	0,006
Iso-Butane	0,301	0,069	0,000	0,000	0,239	0,055	0,187	0,045	0,083	0,020
N-Butane	0,771	0,176	0,000	0,000	0,607	0,139	0,464	0,112	0,209	0,052
Iso-Pentane	1,175	0,333	0,000	0,000	0,992	0,281	0,727	0,218	0,378	0,116
N-Pentane	1,468	0,416	0,000	0,000	1,250	0,355	0,909	0,272	0,486	0,149
Hexanes	3,970	1,345	0,000	0,000	3,522	1,193	2,579	0,923	1,522	0,557
Heptanes	6,236	2,457	0,024	0,010	5,596	2,205	4,145	1,725	2,618	1,114
Octanes	9,125	4,099	0,012	0,006	8,208	3,687	6,086	2,887	3,981	1,931
Nonanes	7,265	3,664	0,013	0,007	6,616	3,337	4,894	2,606	3,327	1,812
Decanes	6,180	3,457	0,035	0,021	5,673	3,174	4,171	2,465	3,079	1,860
Undecanes	4,951	2,862	0,129	0,081	4,482	2,591	3,370	2,057	2,401	1,498
Dodecanes	3,956	2,504	0,399	0,275	3,611	2,286	2,782	1,860	1,978	1,352
Tridecanes	4,248	2,923	0,426	0,319	3,914	2,693	2,975	2,162	2,137	1,588
Tetradecanes	3,570	2,667	1,149	0,934	3,218	2,404	2,525	1,992	1,983	1,600
Pentadecanes	3,452	2,796	15,540	13,699	4,280	3,467	6,780	5,799	8,997	7,870
Hexadecanes	2,271	1,982	24,961	23,712	3,917	3,419	8,674	7,996	12,812	12,077
Heptadecanes	1,925	1,794	23,065	23,391	3,565	3,323	8,011	7,884	11,820	11,894
Octadecanes	2,198	2,169	21,560	23,157	3,633	3,586	7,641	7,965	11,141	11,873
Nonadecanes	1,726	1,785	10,722	12,067	2,399	2,481	4,275	4,669	5,858	6,541
Eicosanes	1,291	1,396	1,875	2,207	1,276	1,380	1,371	1,566	1,434	1,674
Heneicosanes	1,695	1,940	0,085	0,106	1,563	1,789	1,188	1,436	0,849	1,049
Docosanes	1,721	2,063	0,000	0,000	1,583	1,898	1,179	1,493	0,819	1,061
Tricosanes	1,541	1,927	0,004	0,005	1,455	1,819	1,064	1,406	0,749	1,011
Tetracosanes	1,515	1,971	0,002	0,003	1,422	1,851	1,025	1,409	0,735	1,033
Pentacosanes	1,463	1,985	0,000	0,000	1,365	1,852	0,987	1,414	0,712	1,043
Hexacosanes	1,441	2,034	0,000	0,000	1,352	1,908	0,991	1,478	0,702	1,070
Heptacosanes	1,311	1,928	0,000	0,000	1,245	1,830	0,888	1,379	0,640	1,016
Octacosane	1,209	1,844	0,000	0,000	1,117	1,704	0,824	1,328	0,575	0,948
Nonacosanes	1,254	1,982	0,000	0,000	1,180	1,866	0,870	1,453	0,608	1,038
Triacontanes	1,062	1,738	0,000	0,000	0,997	1,631	0,756	1,305	0,516	0,911
Hetriacontanes	1,077	1,821	0,000	0,000	1,010	1,708	0,748	1,335	0,525	0,959
Dotriacontances	0,811	1,416	0,000	0,000	0,758	1,323	0,572	1,055	0,386	0,728
Tritriacontanes	0,707	1,272	0,000	0,000	0,636	1,146	0,483	0,919	0,333	0,648
Tetratriacontane	0,595	1,105	0,000	0,000	0,534	0,991	0,404	0,791	0,284	0,569
Pentatriacontanes	0,529	1,011	0,000	0,000	0,507	0,968	0,357	0,720	0,290	0,599
Hexatriacontances lus	15,850	35,043	0,000	0,000	16,171	33,644	15,007	25,861	14,999	20,735
Tổng	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000

Bảng 3. *Kết quả thử nghiệm đánh giá mức độ nhiễm bẩn*

TT	Thí nghiệm	Tỷ lệ pha trộn dung dịch khoan gốc dầu	Tỷ lệ nhiễm bẩn theo đánh giá	Tỷ lệ sai số (%)
1	Test 1	7,6	7,58	0,26
2	Test 2	29,5	29,22	0,95
3	Test 3	50,0	48,52	2,96



Hình 4. *Sắc đồ phân tích thành phần nhiễm bẩn có hiện diện của dung dịch khoan gốc dầu*

xem xét tỉ mỉ sắc đồ phân tích. Hình 4 thể hiện sự xuất hiện của dung dịch khoan gốc dầu trong sắc đồ GC thuộc phân đoạn C_{14}-C_{19}. Qua kết quả đánh giá, thành phần dầu không nhiễm bẩn được tính toán hoàn toàn trùng khớp với thành phần dầu dầu không nhiễm bẩn. Rõ ràng, việc xác định hàm lượng dầu nhiễm bẩn và tính toán thành phần dầu không nhiễm bẩn hoàn toàn có thể thực hiện được theo phương pháp này.

Đối với các mẫu dầu có tỷ phần Phytane và Pristane trong phân đoạn C_{17} và C_{18} lớn sẽ ảnh hưởng đến độ chính xác của kết quả đánh giá mức độ nhiễm bẩn. Do phân đoạn này thường có tỷ lệ % khối lượng sẽ cao hơn các phân đoạn trước và phân đoạn sau chúng và thành phần dung dịch khoan gốc dầu cũng có thành phần các cấu tử chủ yếu rơi vào phân đoạn này nhưng không có thành phần Phytane và Pristane. Do đó, khi tính toán loại trừ thành phần nhiễm bẩn sẽ ảnh hưởng đến kết quả đánh giá. Đối với các mẫu dầu có mức độ nhiễm bẩn ít, việc xác định tỷ lệ nhiễm bẩn dễ dàng hơn so với các mẫu có tỷ lệ nhiễm bẩn lớn trên 50% bởi vì một sai số nhỏ trong phân tích thành phần sẽ dẫn tới việc không xác định chính xác tỷ lệ nhiễm bẩn của mẫu.

Trên cơ sở thử nghiệm và đánh giá mức độ nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa cho các nhà thầu dầu khí, nhóm tác giả VPI-Labs đã khẳng định giải pháp và rút ra nhiều kinh nghiệm trong quá trình tính toán và đánh giá mức độ nhiễm bẩn. Dựa vào kết quả đánh giá mức độ nhiễm bẩn, thành phần dầu vỉa không nhiễm bẩn và kết quả đo các thông số PVT của dầu nhiễm bẩn có thể dự đoán đặc tính PVT của dầu không nhiễm bẩn thông qua chạy mô phỏng EOS [2].

3. Kết luận

Phương pháp xác định hàm lượng nhiễm bẩn dung dịch khoan gốc dầu trong dầu vỉa đã được thử nghiệm và triển khai thành công tại VPI-Labs. Kết quả thử nghiệm cho thấy mức độ nhiễm bẩn càng cao thì sai số trong tính toán càng lớn. Dựa vào kết quả đánh giá nhiễm bẩn và kết quả phân tích PVT của dầu nhiễm bẩn, có thể dự đoán đặc tính của dầu không nhiễm bẩn qua chạy mô phỏng EOS.

Tài liệu tham khảo

1. Karen Schou Perserson, Peter L.Christensen, Jawad Azeem Shaikh. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press. 2006: 422 pages.

2. Pashupati Sah, Karen Schou Pedersen, Gurdev S.Gurdial, Hairul Izwan, Mohd Fadli Ramli. *Equation-of-state modeling for reservoir fluid samples contaminated by oil-based drilling mud using contaminated fluid PVT data*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Queensland, Australia. 18 - 20 October, 2010.

3. CoreLab Perth. *Báo cáo phân tích PVT cho giếng khoan số AFL 20070004. 2007.*

Evaluation of oil-based mud contamination in reservoir fluids and calculation of uncontaminated fluid

Nguyen Manh Hung, Dang Ngoc Thuy, Dang Tuan Nhat, Bien Van Trang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oil-based mud (OBM) is popularly used to increase drilling rates and wellbore stability. However, the filtrate from these fluids contains various additives and is often miscible or partially miscible with reservoir fluid, causing changes to the physical properties and phase behaviours of reservoir fluid samples. The authors analysed the reservoir fluid composition using gas chromatography and evaluated the oil-based mud contamination level in reservoir fluid. Based on the results of this study, VPI-Labs has successfully provided to many clients in Vietnam the contamination evaluation services which earlier could only be performed by overseas labs, thus helping them save much time and costs.

Key words: *OBM, oil-based mud, contamination evaluation, reservoir fluid, EOS, GC.*