

PHÂN BỐ SẢN PHẨM BẰNG PHƯƠNG PHÁP CÂN BẰNG KHỐI LƯỢNG CÁC CẤU TỬ HYDROCARBON KHI KẾT NỐI CÁC MỎ DẦU KHÍ

Vũ Mạnh Hào, Lê Quốc Trung, Trần Nguyên Long, Lê Vũ Quân
 Hà Thu Hương, Doãn Thành Đạt, Lê Thị Thu Hương, Phạm Hồng Trang
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: haovm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Việc phát triển khai thác các mỏ nhỏ, cận biên riêng lẻ sẽ không đem lại hiệu quả kinh tế do chi phí đầu tư lớn, trong khi trữ lượng thu hồi thấp. Vì vậy, phương án phát triển khả thi nhất là kết nối các mỏ nhỏ, cận biên với các mỏ lân cận và sử dụng chung hệ thống thiết bị, cơ sở hạ tầng sẵn có.

Các phương pháp phân bố sản phẩm khai thác hiện nay chủ yếu dựa trên cân bằng khối lượng, năng lượng các cấu tử, tỷ lệ các cấu tử đặc trưng trong phân bố dầu hoặc tỷ lệ các đồng vị bền trong phân bố khí... Trong đó, phân bố sản phẩm dựa vào cân bằng khối lượng các cấu tử là phương pháp có độ chính xác cao, đang được áp dụng phổ biến trên thế giới. Bài báo trình bày nguyên lý phân bố sản phẩm cho các mỏ dầu khí bằng phương pháp cân bằng khối lượng các cấu tử hydrocarbon khi kết nối các mỏ dầu khí.

Từ khóa: Mỏ nhỏ, mỏ cận biên, phân bố sản phẩm, phân bố dầu, phân bố khí, kết nối mỏ, cân bằng khối lượng.

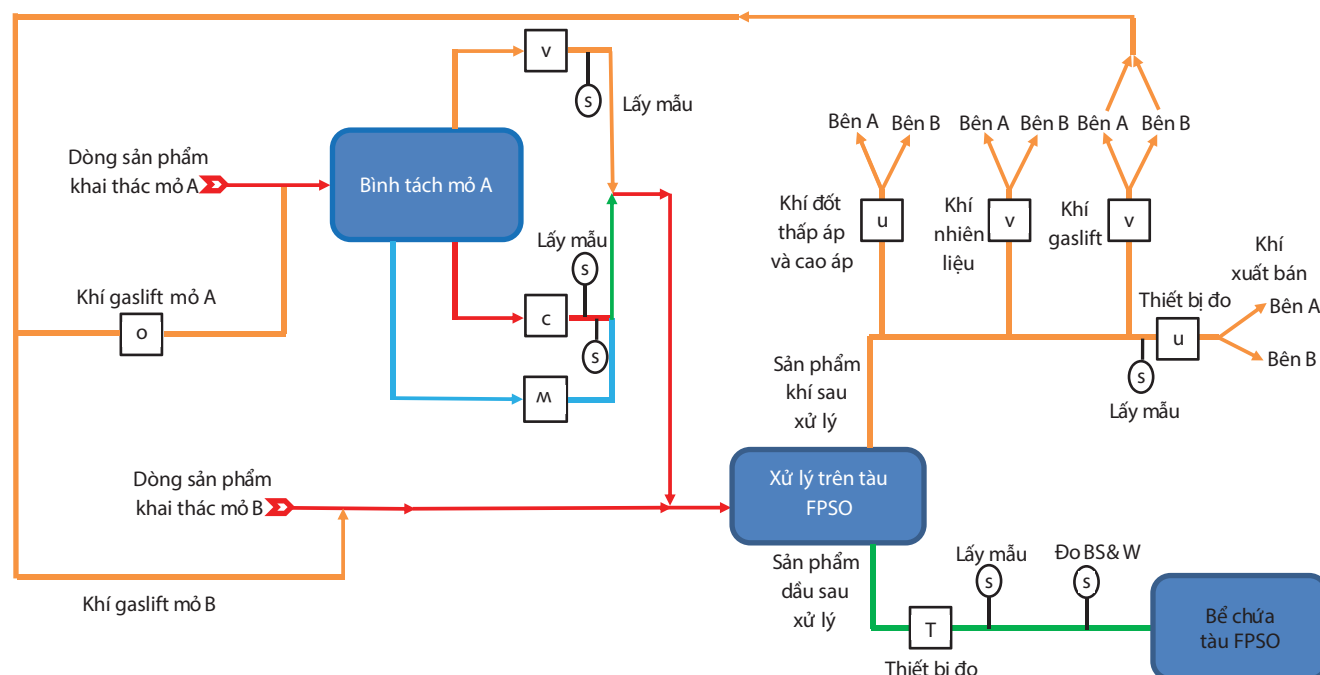
1. Giới thiệu

Cơ sở lý thuyết của phương pháp phân bố sản phẩm dựa trên thành phần khối lượng. Dòng dầu khai thác được từ mỏ A sẽ trộn lẫn với dòng dầu ở mỏ B và cùng được xử lý trên kho nổi chứa, xuất và xử lý dầu thô (FPSO). Lượng dầu khai thác của mỏ A được xác định dựa vào thiết bị đo trên cụm giàn đầu giếng, lượng dầu của mỏ B được tính bằng tổng lượng dầu trên FPSO trừ đi lượng dầu của mỏ A (Hình 1). Sự phân bố khí xuất bán, khí nhiên liệu và khí đốt cho các bên cũng được tính toán tương tự dầu

thô. Để phân bố chính xác, các phương pháp đo, lấy mẫu và phân tích mẫu của mỏ A và FPSO phải được thực hiện theo đúng tiêu chuẩn hiện hành.

2. Phương pháp phân bố

Lượng sản phẩm từ mỏ A cũng như trên FPSO được xác định bằng phương pháp đo và lấy mẫu. Tổng lượng dầu, khí của mỏ B được xác định bằng tổng sản phẩm trên FPSO trừ đi lượng sản phẩm của mỏ A trên cơ sở thành phần khối lượng. Lượng dầu thô và khí xuất bán phân bố



Hình 1. Sơ đồ phân bố sản phẩm giữa mỏ A và mỏ B

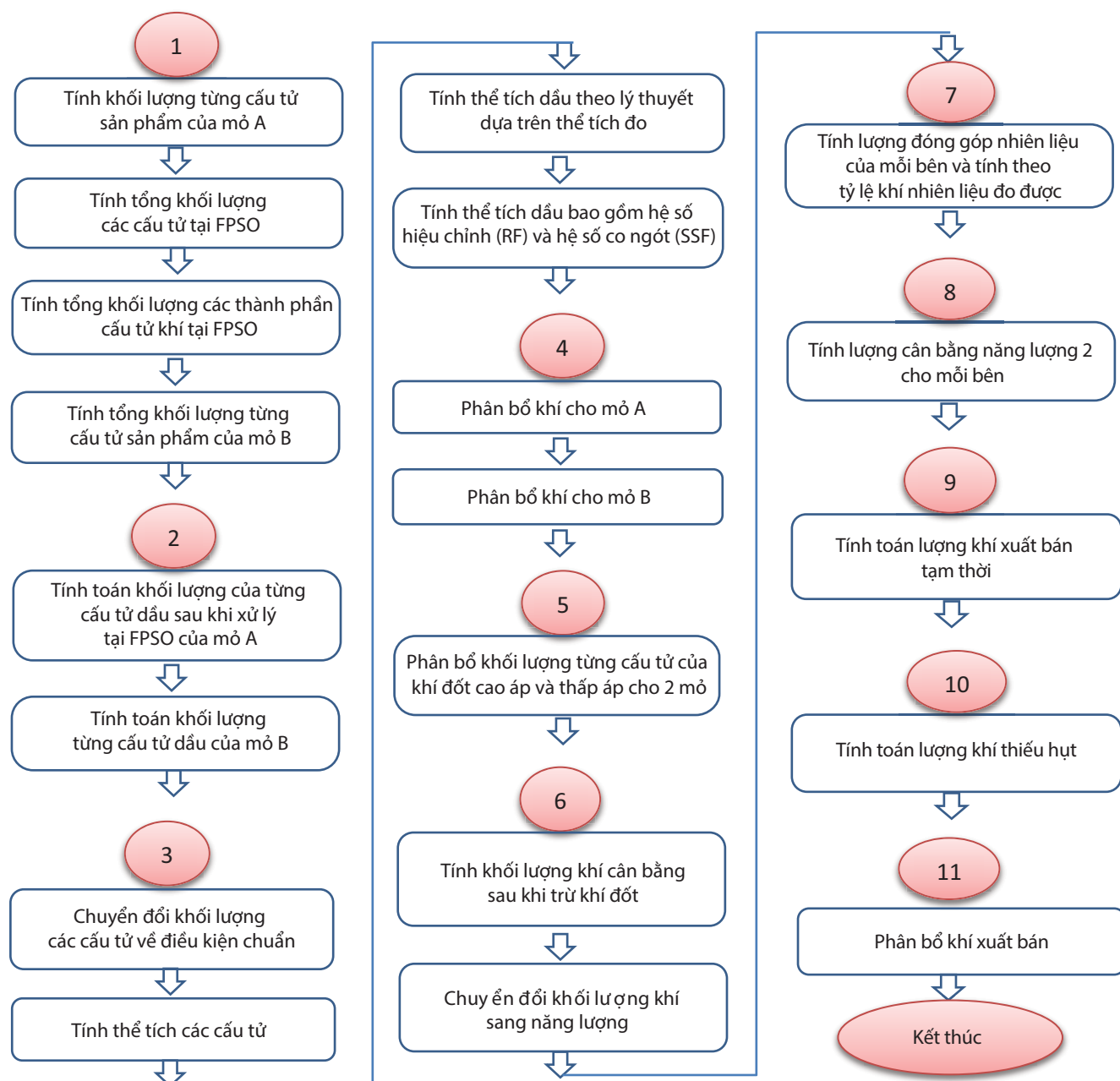
Ngày nhận bài: 19/1/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 19/1 - 13/4/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/8/2017.

cho các bên được thực hiện như Hình 2. Việc chuyển đổi về khối lượng của từng cấu tử dựa trên số liệu phân tích hoặc tổng hợp số liệu được thực hiện bởi các chuyên gia đo lường. Dầu sau khi xử lý chuyển về bể chứa sẽ xảy ra hiện tượng hao hụt do bay hơi khí từ dầu, do vậy cần tính toán hệ số co ngót, hệ số hiệu chỉnh khi thực hiện phân bố cho các bên.

Mẫu dầu và khí ở mỏ A và FPSO sau khi xử lý được xác định tính chất theo từng tháng. Thành phần khí xuất bán được xác định hàng ngày bằng thiết bị sắc ký khí (chromatograph). Việc lấy mẫu khí nhiên liệu, khí đốt và khí gaslift sẽ được thực hiện khi cần thiết.

Quá trình phân bổ theo khối lượng từng cấu tử được thực hiện hàng ngày, dựa vào số liệu đo các dòng trên cụm giàn đầu giếng mỏ A và trên FPSO, bao gồm:

- Dầu thô, khí đồng hành và nước khai thác sau bình tách mỏ A;
- Khí gaslift, nước bơm ép tại cụm giàn đầu giếng mỏ A;
- Dầu thô sau khi được xử lý tại FPSO;
- Khí xuất bán, khí nhiên liệu, khí gaslift, khí đốt cao áp và thấp áp tại FPSO;
- Dầu trong bể chứa;



Hình 2. Sơ đồ trình tự thực hiện phân bổ sản phẩm

- Tổng nước khai thác và bơm ép ở FPSO.

Quá trình phân bổ được thực hiện lần lượt theo các bước tại Hình 2 [1].

2.1. Tổng hợp, phân tích dữ liệu (Bước 1)

Các số liệu đo hàng ngày được tổng hợp, phân tích và hiệu chỉnh khi cần thiết để hạn chế sai số trong đo đạc. Kết quả phân tích từ phòng thí nghiệm được chuyển đổi từ % mol sang % khối lượng, sau đó kết hợp với số liệu đo để tính toán khối lượng cấu tử phục vụ cho những tính toán tiếp theo. Tổng lượng sản phẩm khai thác của mỏ B theo từng cấu tử được tính từ tổng khối lượng các cấu tử dầu và khí tại FPSO trừ đi tổng khối lượng các cấu tử tại mỏ A.

Phân tích, thu thập dữ liệu hàng ngày		
Dầu tại mỏ A	Khí tại mỏ A	Thành phần dầu, khí tại hệ thống đo
Đo dòng dầu sau bình tách	Đo dòng khí khô sau bình tách và khí gaslift	Thành phần dầu, khí và gaslift được phân tích gần nhất
Thành phần dầu sau xử lý tại FPSO	Thành phần khí tại FPSO	Số liệu đo tại FPSO
Thành phần, tỷ trọng các cấu tử được phân tích gần nhất	Thành phần khí được xác định bằng phương pháp sắc ký hoặc từ kết quả phân tích gần nhất	Đo dòng dầu và khí hàng ngày sau khi xử lý

Các số liệu sau khi thu thập và xử lý sẽ đưa vào tính toán phân bổ lần lượt theo các bước và công thức sau [1]:

Bước 1a: Tính khối lượng từng cấu tử sản phẩm của mỏ A

$$\sum_{i=1}^n A_{(i)} = \sum_{i=1}^n (A_{Oil(i)} + A_{Gas(i)} - A_{Lift\ gas(i)})$$

Trong đó:

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon dầu và khí của mỏ A;

$A_{Oil(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon dầu mỏ A;

$A_{Gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí mỏ A;

$A_{Lift\ gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí gaslift mỏ A;

i: Số thứ tự cấu tử hydrocarbon ($C_1, C_2, C_3 \dots C_n$);

n: Tổng số cấu tử hydrocarbon.

Bước 1b: Tính tổng khối lượng các cấu tử tại FPSO

$$\sum FPSO_{(i)} = \sum_{n=all}^{excl. lift\ gas} Stream_{n(i)}$$

Trong đó:

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon dầu và khí trên FPSO;

$Stream_{n(i)}$: Khối lượng cấu tử hydrocarbon dòng sản phẩm dầu và khí;

n: Số thứ tự dòng sản phẩm dầu, khí sau xử lý trên FPSO;

all: Số lượng dòng sản phẩm dầu, khí sau xử lý trên FPSO không bao gồm dòng khí gaslift;

excl.lift gas: Phép tính không bao gồm khí gaslift.

Bước 1c: Tính tổng khối lượng các thành phần cấu tử khí tại FPSO

$$\sum_{gas\ only} FPSO_{(i)} = \sum_{n=all\ gas\ streams}^{excl. lift\ gas} Stream_{n(i)}$$

Trong đó:

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí trên FPSO;

$Stream_{n(i)}$: Khối lượng cấu tử hydrocarbon dòng sản phẩm khí trên FPSO;

gas only: Chỉ tính toán đối với khí;

all gas streams: Tất cả các dòng khí sau xử lý trên FPSO;

excl.lift gas: Không tính dòng khí gaslift.

Bước 1d: Tính tổng khối lượng từng cấu tử sản phẩm của mỏ B

$$\sum_{0 \leq i \leq FPSO_{(i)}} B_{(i)} = \sum FPSO_{(i)} - \sum A_{(i)}$$

Trong đó:

$B_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon trên FPSO;

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ A;

$0 \leq i \leq FPSO_{(i)}$: Số lượng cấu tử hydrocarbon của mỏ B luôn nhỏ hơn hoặc bằng với số lượng cấu tử hydrocarbon xử lý trên FPSO.

2.2. Phân bổ dầu (Bước 2)

Việc phân bổ dầu trong bể chứa giữa 2 bên có tính đến lượng co ngót do thay đổi điều kiện nhiệt độ, áp suất. Lượng dầu sau đó của mỗi bên sẽ được xuất bán theo tỷ lệ thỏa thuận giữa 2 bên.

Bước 2a: Tính toán khối lượng của từng cấu tử dầu sau khi xử lý tại FPSO của mỏ A

$$A_{crude oil(i)} = \min \left\{ Rundown Oil_{(i)} \mid \frac{\sum A_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} Rundown Oil_{(i)} \right\}$$

Bước 2b: Tính toán khối lượng từng cấu tử dầu của mỏ B

$$B_{crude oil(i)} = \min \left\{ Rundown Oil_{(i)} \mid \frac{\sum B_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} Rundown Oil_{(i)} \right\}$$

Trong đó:

$A_{crude oil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ A;

$B_{crude oil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ B;

$Rundown oil_{(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu sau khi xử lý tại FPSO của 2 mỏ;

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ A;

$B_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon trên FPSO.

2.3. Chuyển đổi khối lượng dầu được phân bố sang thể tích (Bước 3)

Khối lượng từng cấu tử sau khi phân bố ở bước 2 được chuyển đổi sang thể tích dựa vào tỷ trọng của các cấu tử và sự thay đổi thể tích tính toán đối với thể tích đo.

Bước 3a: Chuyển đổi khối lượng các cấu tử về điều kiện chuẩn

$$A_{prov. crude volume} = \sum \frac{A_{crude oil(i)}}{component liquid density_{(i)}}$$

Bước 3b: Tính thể tích các cấu tử

$$B_{prov. crude volume} = \sum \frac{B_{crude oil(i)}}{component liquid density_{(i)}}$$

Trong đó:

$A_{prov. crude volume}$: Thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ A;

$B_{prov. crude volume}$: Thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ B;

$A_{crude oil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ A;

$B_{crude oil(i)}$: Khối lượng của từng cấu tử hydrocarbon dầu phân bố mỏ B;

Component liquid density_(i): Tỷ trọng của từng cấu tử hydrocarbon.

Bước 3c: Tính thể tích dầu theo lý thuyết dựa trên thể tích đo

$$A_{Crude volume} = \sum \frac{A_{prov. crude volume}}{A+B_{prov. crude volume}} \times Rundown meter volume$$

Thực hiện các phép tính tương tự đối với thể tích dầu thuộc mỏ B.

Trong đó:

$A_{crude volume}$: Thể tích dầu mỏ A được tính dựa trên số liệu đo;

$A_{prov. crude volume}$: Thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ A theo lý thuyết;

$A + B_{prov. crude volume}$: Tổng thể tích các cấu tử hydrocarbon dầu của mỏ A và mỏ B theo lý thuyết;

$Rundown meter volume$: Tổng thể tích dầu sau xử lý được đo tại FPSO.

Bước 3d: Tính thể tích dầu bao gồm hệ số hiệu chỉnh (RF) và hệ số co ngót (SSF)

Thể tích dầu tính ở bước 3c được đưa về điều kiện tiêu chuẩn, nhưng chưa tính đến hệ số hiệu chỉnh và hệ số co ngót. Do vậy, phân bố thể tích dầu sẽ tính đến 2 hệ số này.

- Hệ số hiệu chỉnh (RF): Hệ số để hiệu chỉnh sai số đo.

- Hệ số co ngót (SSF): Sử dụng để tính lượng dầu trong bể chứa do thay đổi điều kiện nhiệt độ, áp suất.

Phương pháp chuyển đổi khối lượng dầu sang thể tích như sau:

- Tính chất của các cấu tử theo các tiêu chuẩn hiện hành (Bảng 1);

Bảng 1. Tính chất của các cấu tử điển hình

Thành phần Tính chất	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane	C ₁₀ và C ₁₁	C ₁₂ - C ₁₄	C ₁₅ - C ₁₇	C ₁₈ - C ₂₀	C ₂₀ ⁺
Khối lượng (mol)	72,151	86,1779	100,205	114,232	128,259	138,858	172,517	214,187	264,632	461,988
Tỷ trọng lỏng (kg/m ³)	631,2	664	688,2	706,8	721,7	772,435	794,049	809,663	824,418	874,280
Tỷ trọng khí (kg/m ³)	3,2566	3,992	4,8938	6,024	7,6397	12,000	14,000	16,000	18,000	20,000
Nhiệt trị (MJ/m ³)	159,7179	194,4777	237,2151	290,8878	367,8635	500,000	560,000	600,000	630,000	650,000
Nhiệt trị (MJ/te)	49,045	48,7165	48,4729	48,2882	48,1515	41,667	40,000	37,500	35,000	32,500

Bảng 2. Chuyển đổi khối lượng các cấu tử sang thể tích

Thành phần Phân bố dầu	Tổng	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane	C ₁₀ và C ₁₁	C ₁₂ - C ₁₄	C ₁₅ - C ₁₇	C ₁₈ - C ₂₀	C ₂₀ +
Dầu tại FPSO	1.348,7	10,2	18,8	24,3	36,5	33,7	91,0	108,4	106,7	86,5	794,9
Dầu phân bổ mỏ A (tấn)	986,7	7,8	13,0	14,9	22,7	22,5	76,2	85,1	77,4	60,2	576,4
Dầu phân bổ mỏ A (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	1.204,3	12,3	19,5	21,6	32,0	31,2	98,7	107,2	95,6	73,0	659,2
Dầu phân bổ mỏ B (tấn)	362,0	2,4	5,8	9,4	13,8	11,2	14,8	23,3	29,3	26,3	218,5
Dầu phân bổ mỏ B (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	440,6	3,9	8,8	13,7	19,6	15,5	19,1	29,4	36,1	31,9	249,9

Bảng 3. Hiệu chỉnh lượng dầu tính được theo lý thuyết với lượng dầu thực tế đo

Phân bố dầu	Đơn vị	Tấn	m ³ (điều kiện tiêu chuẩn)	Thùng	Tỷ trọng (kg/m ³)
Dầu sau xử lý tại FPSO		1.327,3	1.627,3	10.240,6	815,646
Dầu phân bổ mỏ A		971,1	1.191,4	7.497,6	815,055
Dầu phân bổ mỏ B		356,2	435,9	2.743,0	817,260

- Chuyển đổi khối lượng từng cấu tử sang thể tích, sau đó tính tổng thể tích chất dầu theo lý thuyết (Bảng 2);

- Hiệu chỉnh thể tích được tính toán với thể tích đo (Bảng 3).

2.4. Phân bổ khí (Bước 4)

Tương tự như cách phân bổ dầu ở bước 2, khối lượng khí của mỗi bên sẽ được tính trên tổng khối lượng khí nhưng không bao gồm khí gaslift.

Bước 4a: Phân bổ khí cho mỏ A

$$A_{prod.gas(i)} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum A_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \right\}$$

Bước 4b: Phân bổ khí cho mỏ B

$$B_{prod.gas(i)} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum B_{(i)}}{\sum FPSO_{(i)}} \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \right\}$$

Trong đó:

$A_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ A;

$B_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ B;

$A_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ A;

$B_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sau xử lý trên FPSO;

gas only: Chỉ tính toán với dòng khí sau xử lý;

excl.lift: Không tính dòng khí gaslift.

2.5. Tính khối lượng từng cấu tử của khí đốt (Bước 5)

Phân bổ khối lượng từng cấu tử của khí đốt cao áp và thấp áp cho 2 mỏ.

$$A_{FG_{(HP)(i)}} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum A_{prod.gas(i)}}{\sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)}} * FG_{HP(i)} \right\}$$

$$A_{FG_{(LP)(i)}} = \min \left\{ \sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)} \mid \frac{\sum A_{prod.gas(i)}}{\sum_{gas\ only\ excl.\ lift} FPSO_{(i)}} * FG_{LP(i)} \right\}$$

Sự phân bổ khí đốt của mỏ B cũng được tính tương tự mỏ A.

Trong đó:

$A_{FG_{HP(i)}}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của khí đốt cao áp của mỏ A;

$A_{FG_{LP(i)}}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon của khí đốt thấp áp của mỏ A;

$A_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ A;

$B_{prod.gas(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sản phẩm của mỏ B;

$FPSO_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí sau xử lý trên FPSO;

$FG_{HP(i)}$: Tổng khối lượng khí đốt cao áp của mỏ A và mỏ B;

$FG_{LP(i)}$: Tổng khối lượng khí đốt thấp áp của mỏ A và mỏ B.

2.6. Tính cân bằng năng lượng 1 (Bước 6)

Bước 6a: Tính khối lượng khí cân bằng sau khi trừ khí đốt

$$A \text{ gas balance } 1_{(i)} = A \text{ prod. gas mass}_{(i)} - A \sum FG_{HP(i)} + FG_{LP(i)}$$

$$B \text{ gas balance } 1_{(i)} = B \text{ prod. gas mass}_{(i)} - B \sum FG_{HP(i)} + FG_{LP(i)}$$

Bước 6b: Chuyển đổi khối lượng khí sang năng lượng

$$A \text{ gas balance } 1 \text{ energy} = \sum A_{\text{gas balance } 1_{(i)}} * \text{component GCV}$$

$$B \text{ gas balance } 1 \text{ energy} = \sum B_{\text{gas balance } 1_{(i)}} * \text{component GCV}$$

Trong đó:

GCV: Nhiệt trị của các cấu tử;

$A \text{ gas balance } 1_{(i)}$: Cân bằng khối lượng 1 của từng cấu tử hydrocarbon khí mỏ A;

$B \text{ gas balance } 1_{(i)}$: Cân bằng khối lượng 1 của từng cấu tử hydrocarbon khí mỏ B;

$A \text{ gas balance } 1 \text{ energy}$: Cân bằng năng lượng 1 của khí mỏ A;

$B \text{ gas balance } 1 \text{ energy}$: Cân bằng năng lượng 1 của khí mỏ B;

$FG_{HP(i)}$: Khối lượng khí đốt cao áp của từng mỏ;

$FG_{LP(i)}$: Khối lượng khí đốt thấp áp của từng mỏ.

$A \text{ prod gas mass}_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ A sau khi được phân bổ;

$B \text{ prod gas mass}_{(i)}$: Khối lượng từng cấu tử hydrocarbon khí của mỏ B sau khi được phân bổ;

Chuyển đổi khối lượng thành phần khí sang năng lượng dựa theo nhiệt trị của từng cấu tử (Bảng 4 và 5).

2.7. Phân bổ khí nhiên liệu (Bước 7)

Khí nhiên liệu được sử dụng trong các quá trình như gia nhiệt, xử lý khí, bơm ép (Hình 3).

Khí nhiên liệu được phân bổ theo phương pháp sau:

$$\begin{aligned} \text{Tính lượng khí nhiên liệu tiêu thụ theo lý thuyết} = & \text{Tổng} \\ & \text{khí khai thác} \times \text{GPFF} + (\text{Dầu khai thác} + \text{Nước khai thác}) \\ & \times \text{LPHFF} + \text{Dầu tại bể chứa} \times \text{CTHFF} + \text{Nước bơm ép} \times \\ & \text{WIFF} + \text{Dầu tại bể chứa} \times \text{MMLFF} \end{aligned}$$

Trong đó:

GPFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình xử lý khí;

LPHFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình gia nhiệt hệ thống xử lý chất lỏng;

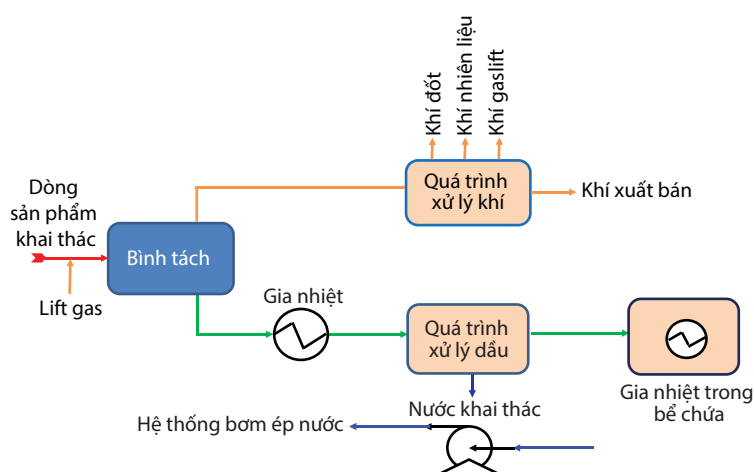
CTHFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình gia nhiệt bồn chứa;

Bảng 4. Nhiệt trị của các cấu tử khí

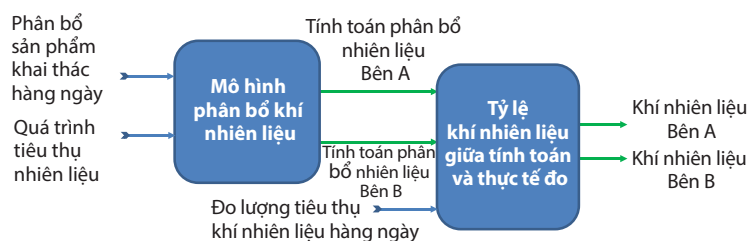
Thành phần Tính chất	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane
Nhiệt trị (MJ/te)	55,5731	51,9501	50,3685	49,388	49,546	48,9491	49,045	48,7165	48,4729	48,2882

Bảng 5. Chuyển đổi khối lượng các cấu tử khí sang năng lượng [2, 3]

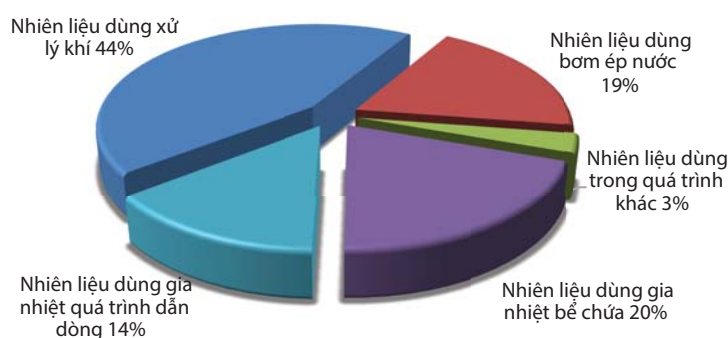
Thành phần Dầu phân bổ	Tổng (tấn)	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane
Tổng lượng khí tại FPSO (không gồm gaslift)	285,8	133,2	49,7	50,9	11,0	22,3	6,1	7,7	3,2	0,1	0,1
Khí phân bổ của mỏ A (tấn)	239,2	121,7	41,1	38,4	7,9	16,4	4,2	5,8	2,2	0,1	0
Khí phân bổ của mỏ A (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	245.587,2	179.022,4	32.075,0	20.220,5	3.104,3	6.433,9	1.306,0	1.791,3	551,5	18,1	5,9
Khí phân bổ của mỏ A (MJ)	12.642,9	6.764,2	2.137,2	1.934,1	389,3	812,0	205,8	286,1	107,2	4,3	1,7
Khí phân bổ của mỏ B (tấn)	46,6	11,5	8,5	12,5	3,1	5,9	1,9	1,8	1,0	0,1	0,0
Khí phân bổ của mỏ B (m ³ điều kiện tiêu chuẩn)	35.272,4	16.885,0	6.642,3	6.597,3	1.232,8	2.326,1	587,6	562,6	247,2	11,5	3,6
Khí phân bổ của mỏ B (MJ)	2.394,2	638,0	442,6	631,0	154,6	293,6	92,6	89,9	48,1	2,7	1,0



Hình 3. Quá trình sử dụng khí nhiên liệu



Hình 4. Phương pháp phân bổ khí nhiên liệu



Hình 5. Tỷ lệ sử dụng khí nhiên liệu trong các quá trình

WIFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình bơm ép nước;

MMLFF: Tỷ lệ khí nhiên liệu dùng trong quá trình khác.

Tỷ lệ khí nhiên liệu được sử dụng trong các quá trình (Hình 5):

Dựa trên số liệu khai thác có tính đến mức độ tiêu thụ khí của các quá trình để phân bổ năng lượng khí nhiên liệu hàng ngày cho mỗi bên (Hình 4 và 5). Sau đó, khí nhiên liệu sẽ được phân bổ theo tỷ lệ tiêu thụ khí thực tế được đo.

$$Fuel\ gas_A = \frac{Theoretical\ Fuel\ gas_A}{Theoretical\ Fuel\ gas_A + Theoretical\ Fuel\ gas_B} * Total\ Fuel_{energy}$$

$$Fuel\ gas_B = \frac{Theoretical\ Fuel\ gas_B}{Theoretical\ Fuel\ gas_A + Theoretical\ Fuel\ gas_B} * Total\ Fuel_{energy}$$

Trong đó:

Fuel gas_A: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ A;

Fuel gas_B: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ B;

Theoretical fuel gas_A: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ A theo lý thuyết;

Theoretical fuel gas_B: Năng lượng khí nhiên liệu phân bổ cho mỏ B theo lý thuyết;

Total fuel_{energy}: Tổng năng lượng khí nhiên liệu tiêu thụ thực tế được đo.

2.8. Tính toán cân bằng năng lượng 2 (Bước 8)

Cân bằng năng lượng cho mỗi bên sau khi trừ khí nhiên liệu được coi là cân bằng năng lượng 2 (Energy balance 2).

$$A\ energy\ balance\ 2 \\ = A\ energy\ balance\ 1 - A\ fuel\ gas$$

$$B\ energy\ balance\ 2 \\ = B\ energy\ balance\ 1 - B\ fuel\ gas$$

Trong đó:

A energy balance 2: Cân bằng năng lượng 2 của mỏ A;

A energy balance 1: Cân bằng năng lượng 1 của mỏ A;

B energy balance 2: Cân bằng năng lượng 2 của mỏ B;

B energy balance 1: Cân bằng năng lượng 1 của mỏ B;

A fuel gas: Năng lượng khí nhiên liệu của mỏ A;

B fuel gas: Năng lượng khí nhiên liệu của mỏ B.

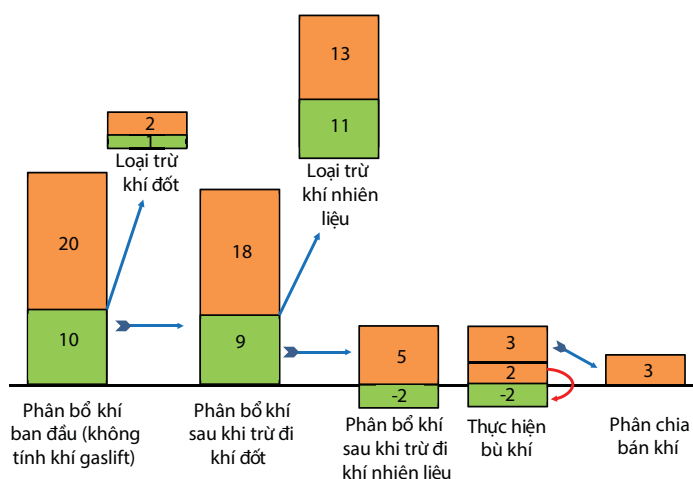
2.9. Phân bổ khí xuất bán (Bước 9, 10, 11)

Lượng khí xuất bán được đo và quy đổi sang năng lượng. Lượng khí đóng góp của mỗi bên trên tổng số khí xuất bán sẽ được xác định theo tỷ lệ trong cân bằng năng lượng 2 và số liệu thực tế đo. Trên cơ sở đó các bên sẽ được phân bổ lượng khí xuất bán tương ứng.

Lượng khí xuất bán phân bổ tạm thời cho các bên được xác định bằng tổng lượng khí sản phẩm ban đầu ở FPSO (không bao gồm lift gas) trừ lượng khí đốt và khí nhiên liệu được phân bổ ở bước 5 và 8.

Bước 9: Tính toán lượng khí xuất bán tạm thời

Xác định tỷ lệ cân bằng năng lượng 2 cho mỗi bên đối với năng lượng khí xuất bán đo được, sau đó được chuyển về thể tích và khối lượng.



Hình 6. Phương pháp phân bổ khí xuất bán

Bước 10: Lượng khí thiếu hụt

Nếu lượng khí xuất bán phân bổ bị âm coi như là lượng khí bị thiếu hụt.

Bước 11: Phân bổ khí xuất bán

Nếu lượng khí phân bổ bị âm ở bước 10 thì coi bằng 0 và sẽ được bù lại bằng lượng khí của bên còn lại (Hình 6).

3. Kết luận

Phương pháp phân bổ sản phẩm đã giải quyết được vấn đề phức tạp trong việc kết nối các mỏ cận biên sau khi đưa các mỏ này vào khai thác. Phương pháp phân bổ sản phẩm dựa trên thành phần khối lượng cấu tử có ưu điểm là độ chính xác cao và đã được kiểm định qua thực tế áp dụng tại một số mỏ

tại Việt Nam cũng như nhiều mỏ trên thế giới; dữ liệu đo được thu thập tự động, quy trình phân tích mẫu được thực hiện theo các tiêu chuẩn quốc tế; quy trình phân bổ chi tiết, rõ ràng, dễ dàng phát hiện và khắc phục các sự cố phát sinh (nếu có). Phương pháp này sử dụng máy móc, trang thiết bị hiện đại nhằm đưa ra các số liệu đo đạc, phân tích và xử lý có độ chính xác cao; việc thực hiện quá trình phân bổ, thu thập dữ liệu, phân tích thành phần dầu và khí đòi hỏi sự cẩn thận và chính xác trong từng bước thực hiện.

Với điều kiện về thiết bị máy móc và nguồn nhân lực hiện nay, phương pháp phân bổ sản phẩm cho các mỏ dầu khí dựa trên thành phần khối lượng cấu tử hoàn toàn có thể được ứng dụng rộng rãi cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Emerson Process Management Ltd. *Allocation manual*. 2014.
2. International Standard. *Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*. ISO 6976:2016. www.iso.org.
3. K.E.Starling, J.L.Savidge. *Compressibility factors for natural gas and other related hydrocarbon gases*. American Gas Association. 1992.

Production allocation for tie-in oil and gas fields by mass balance of hydrocarbon components

Vu Manh Hao, Le Quoc Trung, Tran Nguyen Long, Le Vu Quan
Ha Thu Huong, Doan Thanh Dat, Le Thi Thu Huong, Pham Hong Trang
Vietnam Petroleum Institute
Email: haovm@vpi.pvn.vn

Summary

Separate production development of small and marginal oil and gas fields will not produce economic efficiency due to huge investment expenditures whereas their recoverable reserve is small. As a result, the most feasible option for development of these fields is to tie in with adjacent fields and share equipment systems and available facilities.

Current production allocation methods are mainly based on mass and energy balance, peak height ratios for oil allocation or stable isotope ratios for gas allocation, among which the mass balance of hydrocarbon components is a highly accurate and popular method in the world. This paper presents the principle of oil and gas production allocation using the method of mass balance of hydrocarbon components in case of tie-in oil and gas fields.

Key words: Small field, marginal field, production allocation, oil allocation, gas allocation, tie in, mass balance.