

# GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ NÂNG CAO THU HỒI DẦU CÁC MỎ NGOÀI KHƠI

ThS. Trương Đức Trọng, TS. Hoàng Thịnh Nhân  
Đại học Dầu khí Việt Nam

## Tóm tắt

**Hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên biển bắt đầu phát triển từ những năm 1950 và ngày càng trở nên sôi động với sự tham gia mạnh mẽ của các công ty dầu khí hàng đầu thế giới. Tính đến năm 2010, trữ lượng các vùng khai thác dầu mỏ ngoài khơi đạt khoảng 650 tỷ thùng dầu quy đổi (Gboe), chiếm 20% tổng trữ lượng dầu mỏ đã được xác minh [1]. Tuy nhiên, thăm dò, khai thác dầu khí trên biển đòi hỏi công nghệ rất phức tạp, trong đó quá trình khai thác, đưa dầu lên hệ thống xử lý và phân tách chịu ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố như: độ sâu mực nước biển, tính chất của lưu chất (độ nhớt, tỷ trọng, thành phần tạp chất) và của vỉa chứa (nhiệt độ, áp suất...). Bài báo này giới thiệu công nghệ hút và xử lý ngầm (Subsea Boosting and Processing - SBP), một hướng đi mới đang được nghiên cứu và phát triển ứng dụng để nâng cao hiệu quả khai thác, qua đó giúp nâng cao hệ số thu hồi dầu tại các mỏ ngoài khơi, đặc biệt đối với các mỏ dầu có tỷ trọng dầu cao và/hoặc áp suất vỉa thấp.**

## 1. Giới thiệu công nghệ SBP

SBP là tổ hợp công nghệ phân tách hỗn hợp dầu khí, bơm đa pha và nén khí trên bề mặt đáy biển. Dòng sản phẩm sau khi qua hệ thống SBP được đưa lên giàn thu gom xử lý trung tâm (host platform) hoặc có thể đưa thẳng trực tiếp về bờ thông qua hệ thống đường ống. Đây là một công nghệ mới, đã và đang được áp dụng cho một số dự án lớn trên thế giới, như mỏ Marlim (Brazil) của Petrobras, mỏ Tordis (Na Uy) của Statoil, mỏ Pazflor (Angola) của Total, mỏ Perdido (vịnh Mexico) của Shell. Một số tên tuổi lớn các nhà cung cấp công nghệ SBP phải kể đến FMC Technologies, Cameron, ABB Vetco Gray, Aker Kvaerner Subsea, Schlumberger và Baker Hughes. Ưu điểm rõ rệt nhất khi sử dụng công nghệ SBP là giảm chi phí mua thiết bị xử lý và nén khí trên hệ thống xử lý nổi, tăng hệ số thu hồi dầu, tăng sản lượng khai thác [5]. Xét trên khía cạnh thu hồi dầu tăng cường (improved oil recovery - IOR), SBP là một trong những phương pháp đầy triển vọng trong tương lai và theo đánh giá của Tạp chí Offshore Technology, đến năm 2015, ngành công nghiệp subsea sẽ có giá trị 43,4 tỷ USD trong đó SBP là công nghệ triển vọng đầy tiềm năng nhất [6].

Công nghệ SBP gồm 3 nhóm thiết bị chính: Bơm tăng áp ngầm (subsea pumping units - SPU), thiết bị xử lý ngầm (subsea separation units - SSU) và thiết bị nén khí ngầm (subsea compression units - SCU). Trong đó, SCU còn đang trong giai đoạn phát triển phôi thai và hiện nay chưa có dự án nào trên thế giới áp dụng phương pháp này. Tuy nhiên, kế hoạch phát triển SCU vẫn đang được

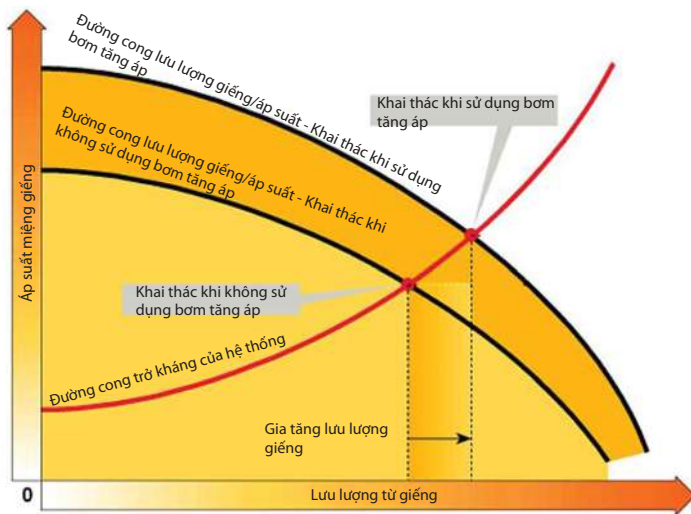
triển khai, với dự án thí điểm tại mỏ Ormen Lange (Biển Bắc) của Statoil với hy vọng khí sẽ được nén tại đáy biển và đẩy trực tiếp vào bờ cách đó 120km vào năm 2015 [6]. Do đó hiện nay SPU và SSU là những thiết bị chủ yếu cho công nghệ SBP. Tùy vào điều kiện của mỏ cũng như đặc tính của hỗn hợp dầu - khí - nước mà người ta xem xét việc lắp đặt SPU hoặc SSU.

### 1.1. Bơm tăng áp ngầm - SPU

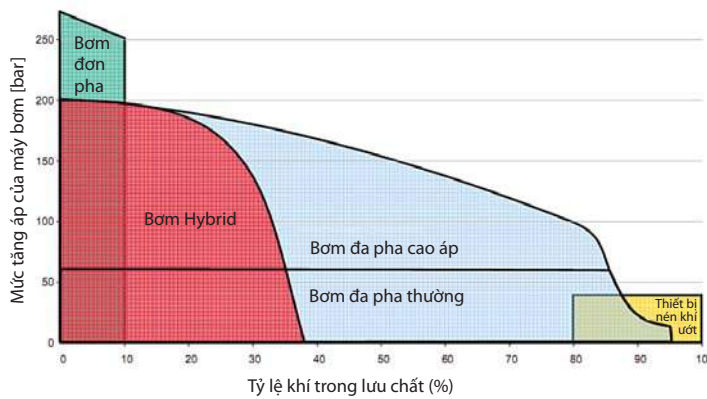
Năm 1992 đánh dấu việc sử dụng SPU cho mỏ Prezioso (Italia) nhằm bù đắp tổn hao áp suất nhanh trong quá trình khai thác, tăng áp suất để đẩy dầu lên thiết bị nổi bề mặt, tuy nhiên dự án chỉ mới mang tính chất thử nghiệm, chưa đáp ứng được các yêu cầu về thương mại [7]. Từ đó đến nay, rất nhiều dự án tăng cường hệ số thu hồi dầu sử dụng SPU đã được triển khai như dự án BP ETAP, Topacio, Ceiba, BP Schiehallion, Tordis... [6].

Dựa theo giản đồ áp suất - lưu lượng (Hình 1), có thể thấy trong trường hợp lắp đặt SPU, đường cong áp suất - lưu lượng sẽ dịch chuyển lên phía trên do hỗn hợp dầu khí được cung cấp một lượng áp suất đủ lớn. Đường cong này giao với đường cong hệ thống (đặc trưng cho từng giếng) tại đầu thì đó chính là sản lượng mới sau khi lắp đặt SPU [8].

Về cơ chế hoạt động, SPU tương tự như các hệ thống bơm dầu hoặc nước khác, hỗn hợp chất lỏng sẽ nhận được năng lượng từ máy bơm và di chuyển từ đáy biển lên hệ thống xử lý trung tâm trên bề mặt. Tuy nhiên, hỗn hợp chất lỏng từ miệng giếng lên là hỗn hợp chưa qua xử



Hình 1. Biểu đồ áp suất và lưu lượng dòng chảy từ giếng



Hình 2. Miền ứng dụng của các loại bơm tăng áp ngầm

lý, gồm nhiều tạp chất và nhiều pha, do đó cần phải có thiết kế đặc biệt để hạn chế ăn mòn, mài mòn và gia tăng tuổi thọ của máy bơm khi làm việc dưới điều kiện nhiệt độ và áp suất biến thiên lớn. Về chức năng, bơm tăng áp ngầm có ba loại chính: bơm đơn pha (single phase pump - SPP), bơm đa pha (multi phase pump - MPP) và bơm hybrid. Trong bơm đa pha MPP có bơm đa pha cao áp (high boost MPP) có thể tạo được áp suất lớn gấp 4 lần so với MPP thường. Hình 2 thể hiện ứng dụng của từng loại bơm cho từng điều kiện thành phần tỷ lệ khí trong lưu chất (gas volume fraction - GVF) và áp suất cần thiết [9].

Hình 2 cho thấy, bơm SPP có thể tạo ra áp suất cao nhất (tối đa lên đến trên 250 bar), tuy nhiên GVF chỉ giới hạn dưới mức 10%. Bơm MPP thường hoạt động trong miền 0 - 95% GVF và tạo ra áp suất khoảng trên dưới 50 bar. Bơm đa pha cao áp (màu xanh nhạt), có thể tạo ra áp suất tới 200 bar, tuy nhiên bị giới hạn hoạt động trong khoảng 20 - 95%. Bơm Hybrid có thể hoạt động tốt trong miền 0 - 38% GVF và tạo ra áp suất tối đa tương đương với đa pha cao áp. Thiết bị nén khí ướt (wet gas compressor - WGC) (phần màu vàng) thuộc về công nghệ SCU.

Trong thiết kế bơm đa pha thường và đa pha cao áp, có hai thiết kế chủ yếu là: thiết kế ruột gà đôi (twin-screw pump - TSP) và thiết kế trục xoắn

Bảng 1. So sánh giữa bơm TSP và bơm HAP [10]

| Loại máy bơm (Nguyên lý)        | Thiết kế ruột gà đôi (Dòng chảy tịnh tiến)   | Thiết kế trục xoắn (Dòng chảy dọc trục)   |
|---------------------------------|--|---|
| Nhà cung cấp                    | 1. Bornemann: chủ yếu cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi, có 2 dự án lắp đặt subsea (2005, 2007);<br>2. Leistritz: chủ yếu cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi, có 1 dự án lắp đặt subsea (2010);<br>3. GE Oil & Gas: cung cấp thiết bị subsea;<br>4. Flowserve: cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi. | 1. Framo: chủ yếu cung cấp thiết bị subsea và cả trên bờ và ngoài khơi, đã có 15 dự án lắp đặt subsea;<br>2. Sulzer: cung cấp thiết bị trên bờ và ngoài khơi. |
| Hệ số thể tích khí (GVF) tối đa | 100% (khi kết hợp cùng với hệ thống tái sử dụng lưu chất) <sup>1</sup>   | 100% (khi kết hợp cùng với thiết bị lọc hoặc thiết bị khuấy) <sup>2</sup>   |
| Áp suất tạo ra                  | Tối đa 100 bar (1.450psi) <sup>1</sup>   | Tối đa 200 bar (~ 2.900psi), thay đổi theo GVF và điều kiện hút <sup>2</sup>  |
| Công suất                       | Tối đa 1.200.000 thùng/ngày <sup>1</sup>   | Tối đa 450.000 thùng/ngày <sup>2</sup>  |
| Áp suất tối thiểu tại đầu hút   | Áp suất khí quyển <sup>1</sup>   | 40psi <sup>2</sup>  |
| Độ nhớt lưu chất                | Mức thấp: 0,55cp (đã kiểm chứng) <sup>4</sup><br>Mức cao: chưa xác định  | Mức thấp: 2cp (đã kiểm chứng) <sup>3</sup><br>Mức cao: 4.000cp (đã kiểm chứng) <sup>3</sup>   |
| Áp suất làm việc                | 5.000psi <sup>5</sup>  | 15.000psi <sup>3</sup>  |
| Thiết kế lắp đặt                | Lắp đặt ngang (thiết kế lắp đặt đứng đang trong quá trình phát triển)  | Lắp đặt đứng (subsea) hoặc lắp đặt ngang (trên giàn)  |

Ghi chú: <sup>1</sup> Theo Bornemann (<http://www.bornemann.com/multiphase-boosting-technology>); <sup>2</sup> Theo niên giám của Framo; <sup>3</sup> Theo Framo (<http://www.framoeng.no/page/207/framo-multiphase-pump-hx>); <sup>4</sup> Theo Saadawi and Al Olama (2003); <sup>5</sup> Theo Davis và nnk (2009)

(helico-axial pump - HAP). Ngoài ra còn có bơm ly tâm điện ngầm (electrical submersible pump - ESP), tuy nhiên do khả năng hạn chế của loại bơm này khi bơm hỗn hợp dầu có tỷ trọng cao, người ta thường phải xử lý hỗn hợp dầu trước khi đưa qua ESP. Ứng dụng của ESP sẽ được mô tả tại mục 1.2. Do đó với mục đích bơm tăng áp ngầm, người ta chủ yếu sử dụng TSP và HAP. Cả hai thiết kế này đều có thể xử lý lưu chất với GVF biến thiên lớn (từ 0 - 95%, tối đa đến 100%). Bảng 1 thể hiện sự so sánh giữa hai loại thiết kế cho bơm đa pha tăng áp ngầm theo một số tiêu chí chính.

Từ kết quả so sánh cho thấy công suất hoạt động của TSP hơn hẳn HAP (1.200.000 thùng/ngày so với 450.000 thùng/ngày), song với các tiêu chí khác (độ nhớt của dầu

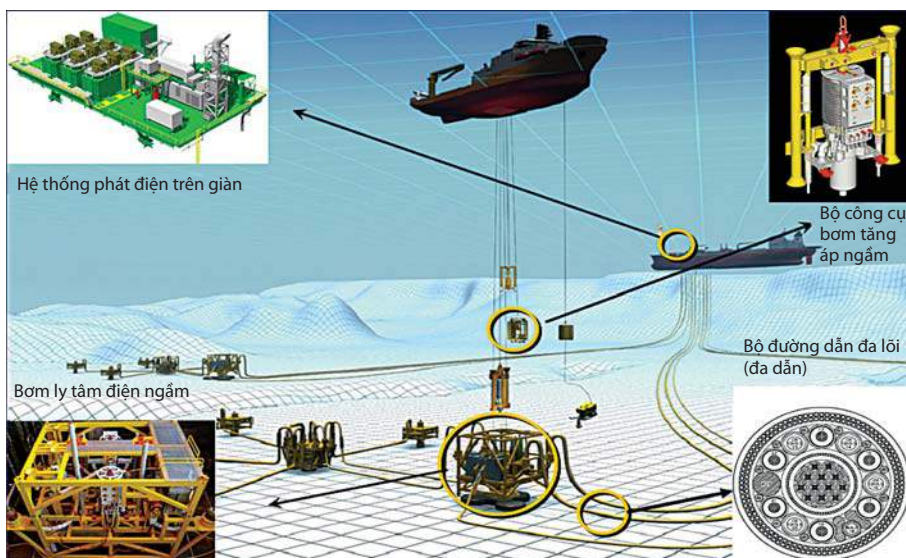
có thể xử lý, áp suất chênh lệch tối đa) thì HAP vượt trội hơn TSP. Với mục đích khai thác ngầm thì HAP được áp dụng nhiều hơn TSP do khả năng vận hành tốt hơn và đã được kiểm chứng qua nhiều dự án. Nhà sản xuất HAP lớn nhất là Framo Engineering đã và đang phát triển hệ thống bơm tăng áp ngầm tích hợp thêm chức năng đo đặc kiểm soát lưu lượng lưu chất từ các giếng, gọi là framo dual pump station - FDS công suất vượt trội so với HAP bình thường. Hình 3 minh họa sơ đồ lắp đặt một FDS cho một mỏ đang khai thác.

Theo Hình 3, FDS trông giống như một cụm phân dòng ngầm, có chức năng tiếp nhận lưu chất từ các giếng, đo đặc lưu lượng và xác định các tính chất của lưu chất, bơm ngược lên thiết bị xử lý nổi trên bề mặt biển. Phương thức lắp đặt FDS, kết nối thiết bị với hệ thống đường ống và khai thác ngầm, cách thức lắp đặt chế độ theo dõi và kiểm soát FDS không nằm trong phạm vi bài viết này.

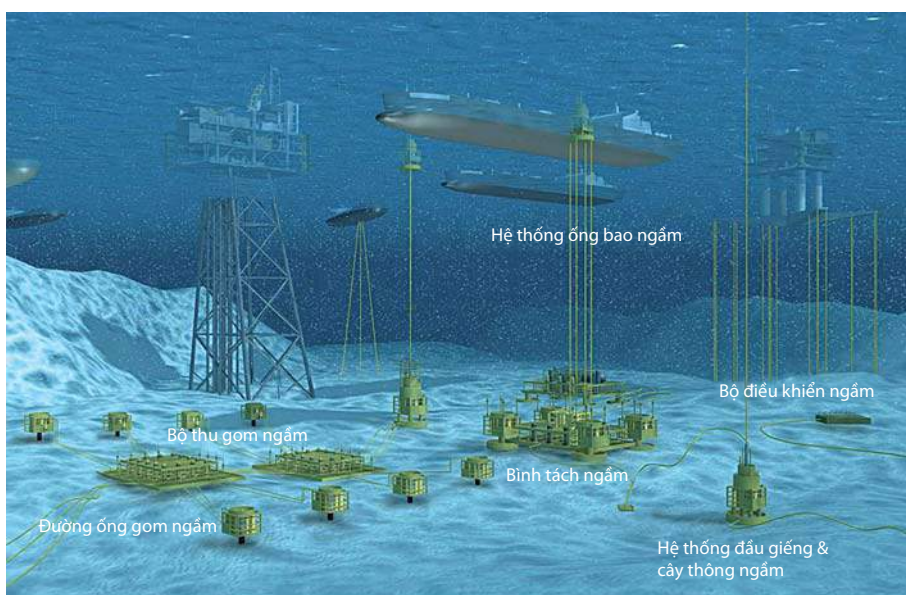
Bơm hybrid là sự cải tiến công nghệ, kết hợp hai kiểu thiết kế TSP và HAP, để đáp ứng một số yêu cầu khai thác đặc biệt (áp suất cần tạo ra cao, độ nhớt của dầu cao, GVF lớn) đã được tiến hành lắp đặt cho mỏ Pazfor (Angola) của Total [11].

**1.2. Thiết bị xử lý ngầm - SSU**

Thiết bị xử lý ngầm hay thiết bị phân tách ngầm - SSU có chức năng tách hỗn hợp dầu khí đa pha thành các pha riêng biệt. Về cơ chế hoạt động, SSU tương tự như các thiết bị phân tách trên các hệ thống xử lý nổi, hỗn hợp dầu khí được phân tách trong thiết bị dựa trên nguyên lý phân tách bằng trọng lực. Do các SSU được lắp dưới đáy biển, vì vậy hệ thống xả khí để đốt như trên mặt biển là không có. Ngoài ra, phân tách hỗn hợp dầu khí dưới đáy biển chỉ có thể phân tách hai pha thay vì ba pha như trên mặt biển, đó là: phân tách pha lỏng và pha khí (liquid/gas SSU) và phân tách



Hình 3. Sơ đồ lắp đặt bơm tăng áp ngầm [8]



Hình 4. Sơ đồ lắp đặt hệ thống SSU [12]

nước và dầu (oil/water SSU). Hình 4 minh họa sơ đồ lắp đặt thiết bị SSU.

**1.3. Phân tách pha lỏng và pha khí**

Khí sau khi được tách sẽ được đưa thẳng lên giàn xử lý trung tâm qua một lỗ thông và hệ thống ống dẫn bằng phương pháp tự nhiên do bản thân khí sau khi tách này tồn tại năng lượng bên trong nó (Hình 5). Hỗn hợp chất lỏng sau khi tách sẽ bao gồm dầu và nước sẽ được đẩy lên bởi một bơm điện ly tâm ngầm (electrical submersible pump - ESP). Như thiết kế trong hình, bơm ESP được thiết kế đặt trong thiết bị phân tách đứng (vertical annular subsea separation) có nhiệm vụ bơm hỗn hợp dầu và nước qua một đường ống riêng. Ngoài thiết kế va đập và phân tách bằng trọng lực, trong một số trường hợp, người ta lắp đặt thêm một số thiết bị nhằm làm tăng khả năng phân tách hỗn hợp lưu chất như lắp hydrocyclone để loại bỏ cát, thiết kế các đường xoắn ốc bên trong SSU để tăng khả năng tách khí và chất lỏng.

Trong thiết kế bình phân tách pha lỏng và pha khí, thường áp dụng định luật Stoke để tính toán vận tốc lắng của chất lỏng trong hỗn hợp lưu chất [14]:

$$V_l = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot D}{3 \cdot C_D} \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right)} \quad \text{(Eq-1)}$$

Trong đó:

$V_l$ : Vận tốc lắng của giọt chất lỏng (m/s);

$g$ : Gia tốc trọng trường (9,81 m/s<sup>2</sup>);

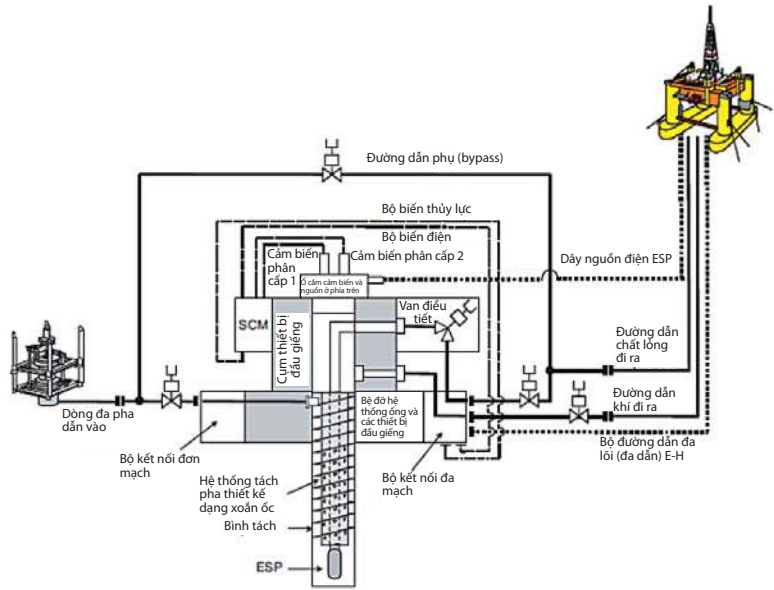
$D$ : Đường kính của giọt chất lỏng (m);

$C_D$ : Hệ số kéo;

$\rho_l$ : Tỷ trọng của chất lỏng (g/l);

$\rho_g$ : Tỷ trọng của khí (g/l).

Vận tốc lắng càng cao, thời gian để pha khí tách khỏi pha lỏng càng nhanh. Theo phương trình Eq-1, có thể thấy đường kính của giọt chất lỏng càng lớn hoặc hệ số kéo càng thấp thì vận tốc lắng sẽ càng lớn. Để đạt được đường kính tối ưu của chất lỏng trước khi tách khỏi hỗn hợp lưu chất và lắng xuống đáy bình phân tách, có thể thiết kế thêm một số bộ phận bên trong bình phân tách như thiết kế tấm tích tụ - coalescing plate nhằm tích tụ các giọt nhỏ thành giọt lớn [14]. Hệ số kéo  $C_D$  phụ thuộc vào hệ số Reynold được tính theo công thức sau:



Hình 5. Sơ đồ vận hành hệ thống SSU kết hợp bơm ESP [13]

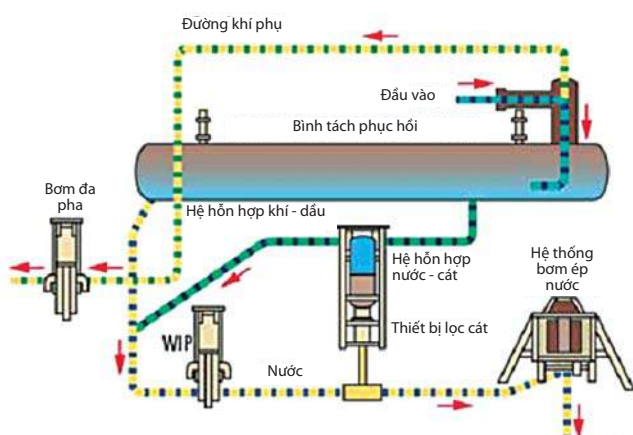
$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34 \quad \text{(Eq-2)}$$

Hệ số Reynold tỷ lệ nghịch với độ nhớt của lưu chất. Vì thế, hỗn hợp lưu chất càng nhớt thì hệ số kéo càng lớn, tốc độ lắng của chất lỏng càng giảm.

Việc lắp đặt các Liquid/Gas SSU mà tiêu biểu là VASP tăng đáng kể hiệu suất thu hồi dầu, như tại mỏ Marimba (Brazil), trước và sau khi lắp đặt VASP, sản lượng khai thác dầu tăng từ 35.000 thùng/ngày lên 44.000 thùng/ngày, tăng khoảng 25,7% [13]. Đặc biệt, trước khi lắp đặt VASP, để đạt được sản lượng 35.000 thùng/ngày cần phải áp dụng phương pháp bơm ép khí, nhưng sau khi lắp đặt VASP, sản lượng đạt 44.000 thùng/ngày mà không cần sử dụng phương pháp bơm ép khí.

**1.4. Phân tách dầu và nước**

Thiết bị phân tách dầu và nước cho phép tách nước ra khỏi hỗn hợp dầu và khí. Hỗn hợp dầu và khí sẽ tiếp tục được đẩy lên để xử lý tiếp trên mặt biển bằng một bơm đa pha ngầm. Việc kết hợp sử dụng giữa thiết bị phân tách và thiết bị dùng cho mục đích bơm đang là xu hướng của thế giới khi áp dụng công nghệ SBP. Bằng cách kết hợp này, hiệu suất thu hồi dầu sẽ được tăng lên đáng kể về mặt lý thuyết. Nước sau khi tách có thể được dùng để bơm ép vỉa nếu đạt chất lượng theo yêu cầu bơm ép của từng vỉa. Hỗn hợp dầu và khí sẽ được bơm lên giàn xử lý để phân tách tiếp. Lúc này, thiết bị phân tách trên giàn trung tâm sẽ đơn giản hơn do chỉ yêu cầu phân tách hai pha, từ đó dẫn đến tiết kiệm chi phí của dự án. Hình 6 mô tả hệ thống phân tách ngầm hai pha nước và dầu.



Hình 6. Sơ đồ mô tả hệ thống phân tách ngậm pha dầu và nước [12]

Công nghệ kết hợp này đang được sử dụng ngày một nhiều và cho kết quả rất khả quan. Sau khi áp dụng công nghệ SBP, dự kiến mỏ Tyrihans (Na Uy) của Statoil - Hydro sẽ tăng sản lượng khai thác lên 10%; mỏ King (vịnh Mexico) của BP sẽ tăng sản lượng khai thác lên 20% và hệ suất thu hồi tăng 7%; mỏ Tordis (Biển Bắc) của Statoil sẽ tăng hệ số thu hồi từ 49% lên 55%.

Đối với thiết kế SSU để tách dầu và nước, ngoài kích thước, kiểu dáng, thiết bị bên trong... thì tốc độ lắng của nước so với dầu rất được quan tâm, thông thường được tính theo công thức [15]:

$$V_w = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot D}{3 \cdot C_D} \cdot \left( \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o} \right)} \quad (\text{Eq-3})$$

Trong đó:

$V_w$ : Vận tốc lắng của nước vỉa (m/s);

$g$ : Gia tốc trọng trường (9,81m/s<sup>2</sup>);

$D$ : Đường kính của giọt nước (m);

$C_D$ : Hệ số kéo;

$\rho_w$ : Tỷ trọng của nước vỉa (g/l);

$\rho_o$ : Tỷ trọng của dầu (g/l).

Hệ số kéo  $C_D$  tính toán dựa theo công thức Eq-2 nhưng đơn giản hơn [14]:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (\text{Eq-4})$$

## 2. Ứng dụng công nghệ SBP

Bảng 2 tóm tắt thông tin một số mỏ tiêu biểu trên thế giới đã và đang áp dụng một phần hoặc toàn bộ công nghệ SBP. Việc ứng dụng giải pháp công nghệ này đã đem lại những kết quả cụ thể như: giảm chi phí CAPEX và OPEX, tăng sản lượng khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu, tăng đảm bảo dòng chảy và độ bền hệ thống khai thác và vận chuyển ngầm.

Công nghệ SBP được xem là một giải pháp giúp nâng cao thu hồi dầu cho các mỏ ngoài khơi đang khai thác (sản lượng khai thác sụt giảm, mức độ ngập nước tăng, hệ thống nổi hạn chế) cũng như cho phép phát triển các mỏ mới (dầu có tỷ trọng cao, áp suất thấp, hydrate khí). Đối với Việt Nam, công tác thăm dò, khai thác dầu khí ngoài khơi hiện nay đang gặp một số thách thức: áp suất vỉa trong khoảng trung bình và thấp, gây khó khăn trong việc đưa sản phẩm khai thác lên hệ thống xử lý nổi; nhiệt độ lưu chất thấp, làm cho khả năng hydrate khí tăng, gây bít đường ống dẫn lưu chất từ miệng giếng lên hệ thống xử lý và đường ống vận chuyển; sự xâm thực của nước sau một thời gian khai thác; sự sụt giảm áp suất đáy giếng sau một thời gian khai thác. Do đó, công nghệ SBP là một trong những hướng đi mới giúp giải quyết các vấn đề kỹ thuật trên trong quá trình khai thác dầu khí biển, cho phép nâng cao hệ số thu hồi dầu, gia tăng sản lượng khai thác cũng như hiệu quả đầu tư, tận thu nguồn tài nguyên quý giá trong lòng đất.

Tuy nhiên, khi nghiên cứu ứng dụng công nghệ SBP cho từng dự án cụ thể cần cân nhắc các vấn đề sau:

- Độ tin cậy của các thiết bị SBP: do SBP đặt dưới đáy biển và vận hành tự động, khả năng kiểm soát từ bờ hay từ trên giàn xử lý, cũng như việc bảo trì sẽ bị hạn chế.

Bảng 2. Các mỏ trên thế giới áp dụng công nghệ SBP trong khai thác

| Dự án/Địa điểm      | Chủ đầu tư | Độ sâu nước (m) | °API    | Công nghệ  | Kết quả                                       |
|---------------------|------------|-----------------|---------|------------|---|
| Pazflor/Anglola     | Total      | 800             | 17 - 22 | SBP        | First oil 2011                                |
| Marlim/Brazil       | Petrobras  | 900             | 19,6    | VASP + ESP | Tăng sản lượng từ 35.000b/lpd lên 44.000b/lpd |
| Tordis/Na Uy        | Statoil    | 200             | 19      | SBP        | Thu hồi tăng 35MMbll, RF tăng từ 49% lên 55%  |
| Perdido/vịnh Mexico | Shell      | 2.438           | 22      | SBP        | Lắp đặt 2010                                  |
| BC-10/Brazil        | Shell      | 2.100           | 16 - 24 | SBP        | Lắp đặt 2009                                  |
| Marimba/Brazil      | Petrobras  | 400             | 20 - 30 | VASP + ESP | N/A   |

- Điện năng cần thiết để vận hành hệ thống SBP là rất lớn. Trong một số dự án, do hạn chế về nguồn điện năng có thể cung cấp cho máy bơm (2,5MW) mà người ta phải cải tiến bơm đa pha tăng áp ngầm thường thành bơm hybrid để đáp ứng yêu cầu.

- Lựa chọn hệ thống SBP phù hợp (theo công suất, kích thước, khả năng xử lý cát) để tối ưu hiệu quả đầu tư.

#### Tài liệu tham khảo

1. *Offshore hydrocarbons*. <http://www.ifpenergiesnouvelles.com/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2012>

2. Pham Thanh Liem. *Exploration and production activities in 2006 - 2010, plan for 2011 - 2015 and strategy for future upstream activities*. Deep water conference in Dalat - Vietnam. 12/9/2011.

3. Mads Hjelmeland. *Framo engineering - subsea processing system*. Deep water conference in Dalat - Vietnam. 12/9/2011.

4. Nikhil Chaube. *FMC technologies - subsea separation*. Deep water Conference in Dalat - Vietnam. 12/9/2011.

5. *Subsea boosting and processing developments*. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-70/issue-50/subsea/subsea-boosting-and.html>

6. *The subsea processing promise*. <http://www.offshore-technology.com/features/feature1412>.

7. *VetcoGray integrated subsea systems*. [http://www.ge-energy.com/content/multimedia/\\_files/downloads/VetcoGray%20integrated%20subsea%20systems.pdf](http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/VetcoGray%20integrated%20subsea%20systems.pdf).

8. *Framo subsea technologies*. [http://www.ncesubsea.no/publish\\_files/Framo\\_NCE\\_Presentation.pdf](http://www.ncesubsea.no/publish_files/Framo_NCE_Presentation.pdf).

9. *Subsea pumps*. <http://www.tekna.no/ikbViewer/Content/22993/Nils%20Arne%20S%C3%B8lvik.pdf>.

10. *Comparison of multiphase pumping technologies for subsea and downhole applications*. [http://www.spe.org/ogf/print/archives/2012/02/02\\_12\\_16\\_146784.pdf](http://www.spe.org/ogf/print/archives/2012/02/02_12_16_146784.pdf).

11. *Hybrid pump, a new type of pump for the Pazflor deep sea project*. <http://www.utc.no/content/download/830/5042/version/5/file/1+Pierre>.

12. *Subsea separation and processing of oil, gas and produced water*. [http://www.forum.rice.edu/wp-content/uploads/2011/06/011312RT\\_Prescott.pdf](http://www.forum.rice.edu/wp-content/uploads/2011/06/011312RT_Prescott.pdf).

13. John Preddy. *Engineering of subsea production systems*. 2012.

14. *Surface production operation, Volume I, 2<sup>nd</sup> edition*. Ken Arnold and Maurice Steward - Gulf Publishing Company. 1999.

15. *Terminal Velocity*. [http://en.wikipedia.org/wiki/Terminal\\_velocity](http://en.wikipedia.org/wiki/Terminal_velocity).

---

## Subsea boosting and processing technology, a solution for enhancing oil recovery of offshore fields

Truong Duc Trong, Hoang Thinh Nhan  
Petrovietnam University

### Summary

**Offshore exploration and production activities have been boomed since the 1950s and increasingly developed with the active participation of the world's leading oil and gas companies. According to statistics by 2010, offshore production regions represented nearly 650 billion barrels of oil equivalent (Gboe), accounting for 20% of known remaining global oil reserves [1]. Nevertheless, offshore production requires complex technologies as a result of water depth, fluid characteristics (viscosity, density, and impurities) and reservoir conditions (temperature, pressure, etc.) involved. This article introduces Subsea Boosting and Processing (SBP) technology, a new development which has been researched and tested with the aim of enhancing oil recovery of offshore fields, especially fields with high density oil and/or low pressure reservoir.**