

Nguyên lý công nghệ của giàn khai thác và xử lý gas-condensate

TS. Lê Hữu Toàn¹, TS. Hoàng Thịnh Nhân²
ThS. Trần Duy Hải¹, ThS. Nguyễn Minh Tâm²

¹ Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển, Vietsovpetro

² Đại học Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Công nghệ khai thác và xử lý gas-condensate đã được nghiên cứu, phát triển và ứng dụng tại nhiều quốc gia trên thế giới từ những năm 90 của thế kỷ trước. Tuy nhiên ở Việt Nam, lĩnh vực kỹ thuật này chưa được quan tâm nhiều do nhu cầu thực tế sản xuất. Trong thời gian gần đây, việc phát hiện và đưa vào phát triển khai thác một số mỏ khí và gas-condensate trong nước như cụm mỏ Lan Tây - Lan Đỏ, Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây và Hải Thạch - Mộc Tinh, Thiên Ứng... đòi hỏi sự đầu tư nghiên cứu công nghệ và đào tạo nhân lực một cách nghiêm túc đối với các đơn vị trực tiếp tham gia điều hành các dự án nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung.

Các hệ thống thiết bị công nghệ chính trên giàn khai thác gas-condensate gồm: cụm thiết bị đầu giếng (wellhead facilities), cụm phân dòng đầu vào (inlet manifold), cụm tách khí - condensate - nước (3-phase separator), hệ thống xử lý làm khô khí (gas dehydration system), hệ thống xử lý condensate (condensate dehydration system), hệ thống đo khí (gas metering system), hệ thống đo condensate (condensate metering system), hệ thống phóng thoi làm sạch đường ống vận chuyển (pig launcher), hệ thống xử lý nước đồng hành (water treatment system). Ngoài ra, có thể thiết kế thêm các hệ thống phụ trợ như: hệ thống thiết bị xử lý H₂S hoặc/và CO₂, Hg, chất rắn... nếu trong thành phần hợp chất khai thác chứa những tạp chất trên vượt quá quy định cho phép.

Công nghệ xử lý khí trên các giàn khai thác ngoài khơi phụ thuộc rất nhiều vào thành phần hỗn hợp lưu chất hydrocarbon của mỏ. Do đó, các thông số công nghệ hỗn hợp chất lưu là cơ sở cho phép tính toán, lựa chọn và thiết kế các hệ thống thiết bị công nghệ của giàn khai thác một cách hợp lý và tối ưu nhất.

1. Giới thiệu chung về mỏ gas - condensate

Mỏ gas-condensate là một hỗn hợp hydrocarbon (HC) đặc biệt, mà trong đó thành phần gồm có khí methane (C1) và các khí hydrocarbon có mạch carbon ngắn khác chiếm tỷ lệ lớn, cùng với các hydrocarbon có giá trị khối lượng phân tử nặng hơn (mạch carbon dài hơn). Khi điều kiện áp suất của vỉa thay đổi đến một giới hạn nhất định (dewpoint), các cấu tử nặng của hỗn hợp khí trong vỉa sẽ ngưng tụ, chuyển hóa thành pha lỏng hay còn gọi là retrograde condensate¹. Quá trình ngưng tụ này sẽ tiếp tục diễn ra cùng với sự giảm áp của lưu chất và lượng condensate tối đa thu được khi áp suất đạt đến giá trị P*. Nếu tiếp tục giảm áp suất sẽ xảy ra quá trình ngược lại, có nghĩa là những hydrocarbon lỏng sẽ chuyển sang pha khí (Hình 1) [1].

Ngoài ra, mỏ Retrograde gas-condensate còn có các đặc tính sau [2]:

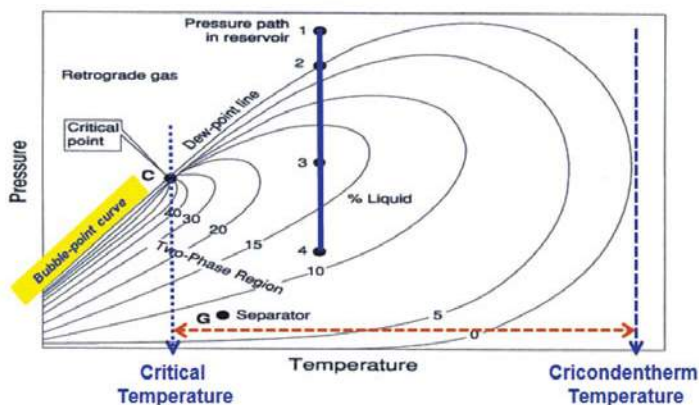
$$- T_c < T_r < T_{ct}$$

Trong đó: T_c: critical temperature; T_r: Reservoir temperature; T_{ct}: Cricondentherm temperature;

- GCR = 8.000 - 70.000scf/STB (~1.425 - 12.468Sm³/Sm³);

- Tỷ trọng 50 - 60° API.

Trong quá trình khai thác, nhiệt độ của vỉa ổn định và có thể xem chế độ khai thác là đẳng nhiệt, khi đó áp suất vỉa sẽ sụt giảm liên tục, đặc biệt ở khu vực xung quanh giếng khai thác. Đối với các mỏ khí, khi áp suất lưu chất giảm xuống đạt áp suất điểm sương (dewpoint pressure P_d), quá trình ngưng tụ sẽ bắt đầu xảy ra, khi đó tỷ lệ lỏng/



Hình 1. Giản đồ pha của mỏ gas-condensate

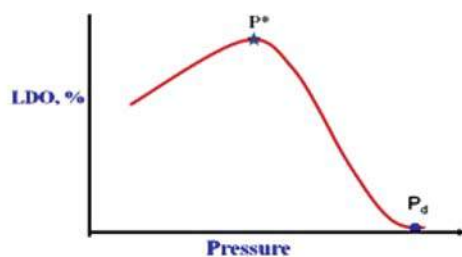
khí trong dòng lưu chất bắt đầu tăng. Đối với mỏ khí khô, tỷ lệ này tăng liên tục khi áp suất tiếp tục giảm, tuy nhiên đối với mỏ gas-condensate, tỷ lệ này sẽ đạt giá trị cực đại ở áp suất P^* , sau đó giảm cùng với quá trình giảm áp theo mô tả ở Hình 2. Tỷ lệ lỏng/khí không chỉ phụ thuộc vào điều kiện áp suất, nhiệt độ của vỉa, mà còn phụ thuộc vào thành phần của gas-condensate.

Vấn đề kỹ thuật phức tạp nhất trong quá trình khai thác mỏ gas-condensate là sự hình thành quá trình ngưng tụ condensate (liquid) ở vùng cận đáy giếng.

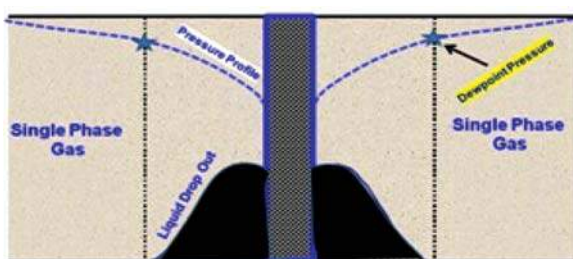
1.1. Hiện tượng ngưng tụ trong vỉa

Trong quá trình dịch chuyển lưu chất trong vỉa, áp suất của lưu chất giảm dần, khi đạt đến áp suất bão hòa thì các cấu tử nặng trong lưu chất bắt đầu ngưng tụ. Dưới tác động của lực mao dẫn, các hạt chất lỏng li ti này bị giữ lại trong các lỗ rỗng của đá chứa, ở khu vực xa đáy giếng hầu như không gây ảnh hưởng đến sự chuyển dịch của khí trong vỉa. Tuy nhiên khi lưu chất chuyển dịch càng gần khu vực cận đáy giếng khai thác, do độ tổn thất áp suất cao nên áp suất giảm mạnh, vì vậy lượng condensate hình thành tại khu vực này cũng tăng đáng kể, tạo thành một vòng lưu chất lỏng bao quanh khu vực cận đáy giếng. Chính khối condensate này sẽ gây cản trở sự lưu chuyển của khí vào giếng khai thác (Hình 3).

Hiện tượng ngưng tụ condensate không chỉ làm giảm khả năng lưu động của lưu chất trong vỉa mà còn là nguyên nhân làm giảm chất lượng và sản lượng khai thác condensate do các hydrocarbon phân đoạn nặng bị ngưng tụ và giữ lại trong vỉa.



Hình 2. Ảnh hưởng của áp suất đối với liquid dropout



Hình 3. Sự hình thành condensate và thay đổi áp suất trong mỏ gas-condensate

1.2. Condensate blockage

Quá trình khai thác mỏ gas-condensate, sự hình thành pha lỏng ở khu vực cận đáy giếng sẽ cản trở sự lưu thông của khí vào giếng. Nếu lượng condensate ngưng tụ quanh giếng quá lớn có thể tạo thành một vòng lưu chất lỏng xung quanh giếng và chặn dòng khí từ vỉa vào giếng khai thác. Hiện tượng này gọi là condensate blockage.

Mức độ ảnh hưởng của sự ngưng tụ condensate đối với quá trình khai thác mỏ gas-condensate phụ thuộc vào tỷ lệ giữa độ giảm áp cục bộ diễn ra trong vỉa so với tổng độ giảm áp trong quá trình khai thác.

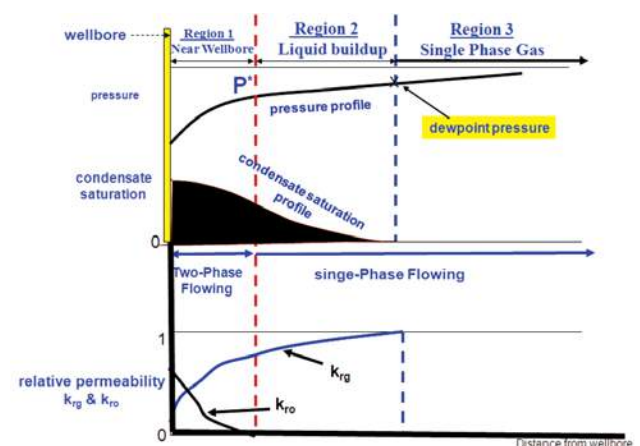
Độ giảm áp cục bộ trong vỉa phụ thuộc vào độ thấm k và độ dày h của vỉa, nếu độ giảm áp cục bộ trong vỉa là đáng kể (điều này thể hiện qua giá trị thấp của tích số kh) thì sự ngưng tụ sẽ cản trở lớn đến sự lưu thông của khí vào giếng khai thác. Nguyên tắc chế độ chảy trong vỉa gas-condensate có thể chia thành ba khu vực đặc trưng [3] theo Hình 4.

Vùng 1 là khu vực cận đáy giếng có áp suất thấp hơn nhiều so với áp suất điểm sương (dewpoint), vượt quá độ bão hòa condensate tới hạn và một phần condensate trở nên lưu động. Dòng lưu chất ở đây có sự tham gia của cả hai pha khí và lỏng.

Vùng 2 là khu vực có áp suất cận dưới áp suất điểm sương. Tại đây có sự hình thành condensate với lượng không đáng kể, condensate không tham gia vào dòng chảy của lưu chất.

Vùng 3 là khu vực cách xa giếng khai thác và có áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương, ở khu vực này chỉ có sự hiện diện của pha khí.

Việc xác định thuộc tính chất lưu đóng vai trò quan trọng trong công tác nghiên cứu mỏ đặc biệt là mỏ gas-



Hình 4. Chế độ chảy của lưu chất trong mỏ gas-condensate

condensate. Ví dụ như việc xác định tỷ lệ condensate/gas có vai trò quan trọng trong việc đánh giá tiềm năng sản lượng khai thác các sản phẩm ở pha khí và lỏng để thiết kế hệ thống thiết bị trên giàn khai thác phù hợp. Việc phân tích thuộc tính chất lưu trong vỉa sẽ giúp lựa chọn công nghệ khai thác hiệu quả lượng condensate trong mỏ, tối ưu hóa đầu tư, đồng thời giúp lựa chọn áp dụng các công nghệ khai thác thích hợp nhất.

1.3. Quản lý mỏ gas-condensate

Từ những phân tích đặc điểm của mỏ gas-condensate cho thấy việc khống chế hiện tượng condensate blockage là hết sức quan trọng. Một số biện pháp kỹ thuật thường được nghiên cứu áp dụng để nâng cao hiệu quả khai thác mỏ gas-condensate là [4]:

- Kích thích vỉa bằng phương pháp nút vỉa thủy lực hoặc bơm acid giúp hạn chế sự giảm áp trong quá trình lưu thông của lưu chất đến vùng cận đáy giếng. Phương pháp nút vỉa thủy lực được áp dụng phổ biến với các mỏ siliciclastic. Phương pháp bơm acid thường áp dụng đối với các mỏ carbonate. Tuy nhiên các phương pháp này chỉ áp dụng hiệu quả trước khi tiến hành hoạt động khai thác của giếng.

- Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất điểm sương ($P_{res} > P_{dew}$) được tiến hành bằng cách bơm khí khô (dry gas) vào thành hệ để duy trì áp suất.

- Phương pháp Huff “n” Puff thực hiện tuần hoàn quá trình bơm ép và khai thác nhằm làm hóa hơi lượng condensate bị ngưng tụ xung quang giếng. Phương pháp này có thể sử dụng các khí bơm ép như methane, etane, propan, CO₂ và N₂.

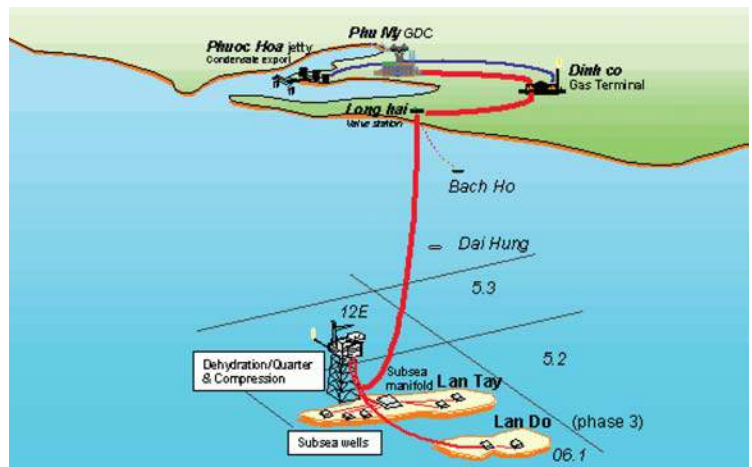
2. Một số giàn khai thác gas-condensate hiện có tại Việt Nam

2.1. Cụm mỏ Lan Tây, Lan Đỏ

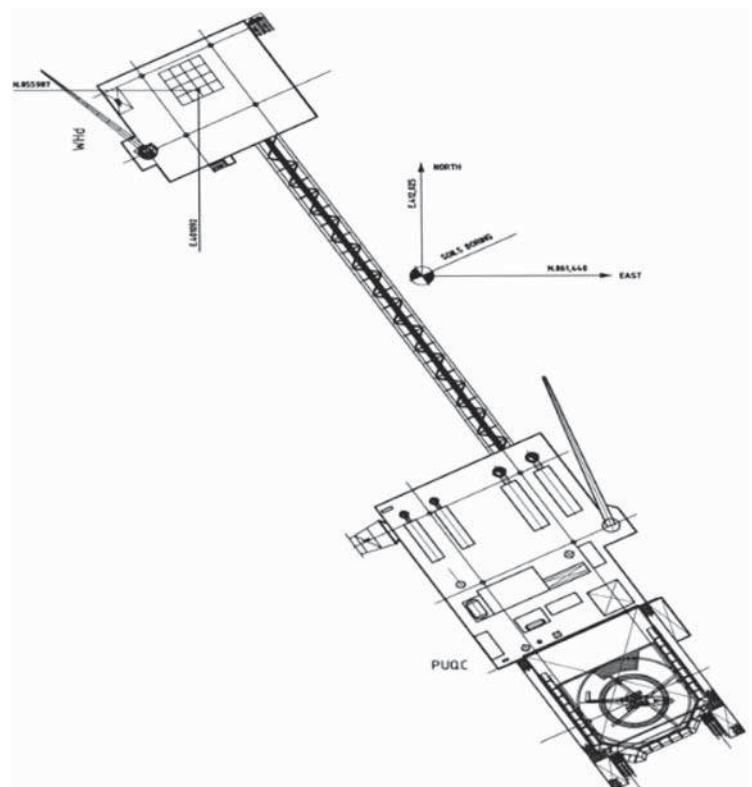
Lan Tây và Lan Đỏ là hai mỏ khí thiên nhiên được phát hiện tại Lô 06.1 trong một phần khu vực bể Nam Côn Sơn, cách Vũng Tàu 370km về phía Đông Nam. Hai mỏ cách nhau khoảng 25km với độ sâu từ 125 - 180m tương ứng. Mỏ khí Lan Đỏ được phát hiện vào cuối năm 1992 và mỏ Lan Tây được phát hiện vào năm sau. Hai mỏ khí Lan Tây và Lan Đỏ có khả năng cung cấp trong 15

năm với sản lượng trung bình hàng năm khoảng 3 tỷ m³. Mỏ Lan Tây được đưa vào khai thác từ tháng 11/2002 và mỏ Lan Đỏ từ tháng 10/2012.

Để thực hiện khai thác khí từ mỏ Lan Tây và Lan Đỏ, gần mỏ Lan Tây đã xây dựng một giàn công nghệ cố định Lan Tây (Lan Tây processing fixed platform). Dòng sản phẩm từ các giếng khai thác của mỏ Lan Tây, Lan Đỏ thông qua cụm thiết bị đầu giếng ngầm (subsea manifold) được đưa về giàn công nghệ cố định Lan Tây để xử lý, sau đó được đưa về bờ thông qua hệ thống ống ngầm Nam Côn Sơn (Nam Con Son subsea pipeline) (Hình 5) [5].



Hình 5. Sơ đồ kết nối các hệ thống thiết bị khai thác mỏ Lan Tây, Lan Đỏ

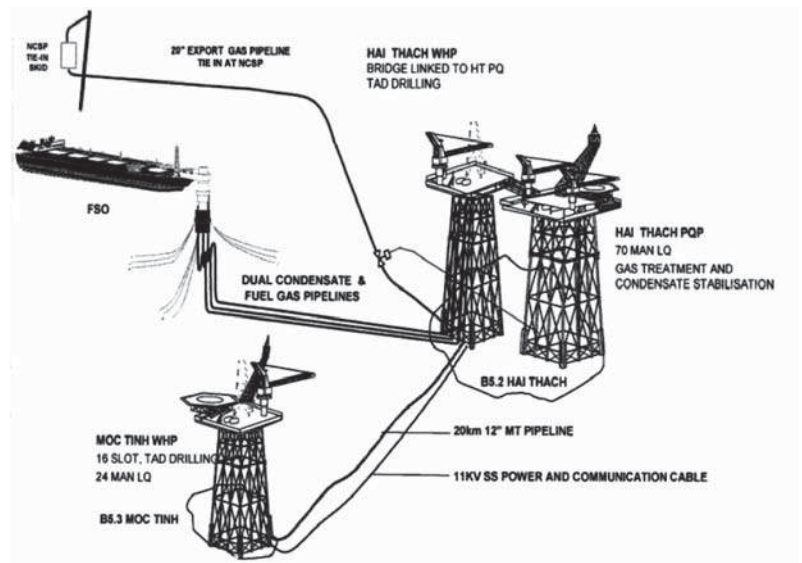


Hình 6. Sơ đồ tổng quát các giàn WHP, PUQC và cầu dẫn

2.2. Cụm mỏ Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây

Các mỏ khí Rồng Đồi và Rồng Đồi Tây được KNOC phát hiện từ tháng 9/1997 thuộc hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí Lô 11.2 mà KNOC đứng đầu tổ hợp nhà thầu Hàn Quốc sở hữu 75% vốn đầu tư, giữ vai trò nhà điều hành. Mỏ khí Rồng Đồi và Rồng Đồi Tây cho phép khai thác với sản lượng trung bình khoảng ~ 3,7 triệu m³/ngày trong thời gian 23 năm. Mỏ Rồng Đồi và Rồng Đồi Tây đã được đưa vào khai thác từ tháng 12/2006.

Để thực hiện khai thác khí từ Lô 11.2 KNOC đã thực hiện thiết kế, lắp đặt một giàn đầu giếng WHD và một giàn công nghệ PUQC được liên kết với nhau bằng cầu dẫn (Hình 6) [6].



Hình 7. Bố trí các hạng mục thiết bị trong dự án Biển Đông 1

2.3. Hải Thạch - Mộc Tinh

Đây là hai mỏ gas-condensate nằm trong dự án Biển Đông 1 của Biển Đông POC thuộc các Lô 05.2 và 05.3 tại bể Nam Côn Sơn, có vị trí cách bờ khoảng 340km về phía Nam, khoảng cách giữa hai mỏ là 20km.

Dự án bao gồm các hạng mục thiết bị chính bố trí theo Hình 7 [7].

Công suất thiết kế của hệ thống như sau:

- Sản lượng khai thác khí trung bình: ~6,5 triệu m³/ngày.
- Sản lượng khai thác khí tối đa: ~ 10,2 triệu m³/ngày.
- Sản lượng khai thác condensate: 25 nghìn thùng/ngày.
- Đời mỏ: 25 năm.

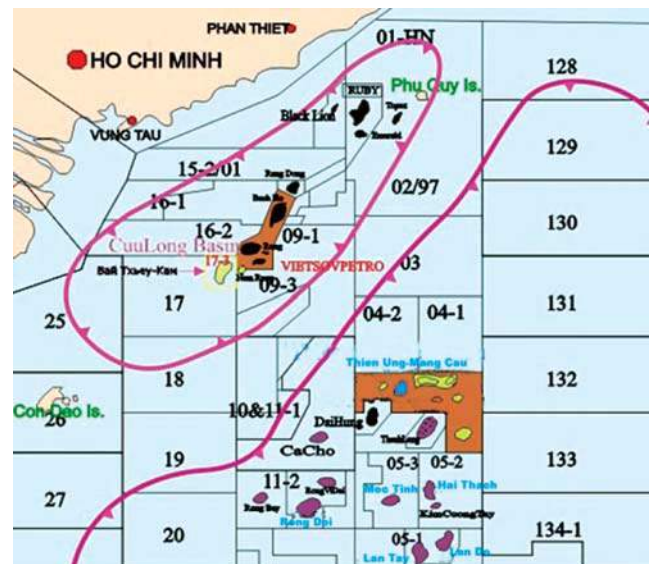
2.4. Thiên Ứng

Mỏ Thiên Ứng nằm ở giữa Lô 04.3, thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn, cách mỏ Đại Hùng khoảng 15km và cách Vũng Tàu 270km theo hướng Đông Nam. Hiện nay, mỏ Thiên Ứng đang trong giai đoạn nghiên cứu, chuẩn bị phát triển mỏ với sản lượng khai thác trung bình là 220 triệu m³/năm trong thời gian 25 năm.

Vị trí các mỏ khí ở khu vực bể Nam Côn Sơn được thể hiện trong Hình 8 [8].

3. Nguyên lý công nghệ giàn khai thác và xử lý gas-condensate ngoài khơi

Công nghệ khai thác và xử lý gas-condensate trên



Hình 8. Bản đồ vị trí các mỏ gas-condensate

các giàn khai thác ngoài khơi phụ thuộc rất nhiều vào điều kiện khai thác của mỏ, thành phần hydrocarbon và các tạp chất có trong sản phẩm khai thác, điều kiện vận chuyển khí và condensate thành phẩm, các yêu cầu của bên mua sản phẩm gas-condensate cũng như các định hướng về lưu lượng khai thác, công nghệ xử lý, phương pháp vận chuyển sản phẩm khai thác của công ty điều hành mỏ. Hình 9 mô tả cơ bản nguyên lý công nghệ giàn khai thác và xử lý gas-condensate ngoài khơi khi bỏ qua khâu xử lý các tạp chất có trong sản phẩm khai thác (coi như các tạp chất có trong dòng sản phẩm khai thác từ mỏ nằm trong giới hạn cho phép).

Dòng sản phẩm từ giếng khai thác sau khi qua hệ thống thu gom được đưa vào bình tách ba pha để tách khí, condensate và nước. Sản phẩm khí sau khi tách có lẫn hơi

nước và các hạt hydrocarbon lỏng (~150 - 375µm) được đưa đến cụm làm khô khí. Khí sau khi làm khô được đưa đến cụm đo và vận chuyển về bờ bằng đường ống ngầm nếu áp suất tự có đủ lớn, hoặc đưa vào cụm máy nén để nén đến áp suất cần thiết đưa về bờ. Sản phẩm condensate sau khi tách ra từ bình tách ba pha, được đưa đến cụm xử lý condensate, sau đó qua máy bơm tăng áp (nếu áp suất tự có không đủ để vận chuyển) condensate được đưa đến cụm đo và vận chuyển về bờ hoặc chuyển qua kho chứa nổi FSO bằng đường ống ngầm. Nước tách ra từ bình tách ba pha được đưa đến cụm xử lý nước để tách các thành phần hydrocarbon có lẫn trong nước đến độ tinh khiết cho phép, sau đó được xả xuống biển.

Để tìm hiểu chi tiết hơn, nhóm tác giả sẽ trình bày hệ thống công nghệ thiết kế cho giàn Thiên Ưng ở ngoài khơi Việt Nam.

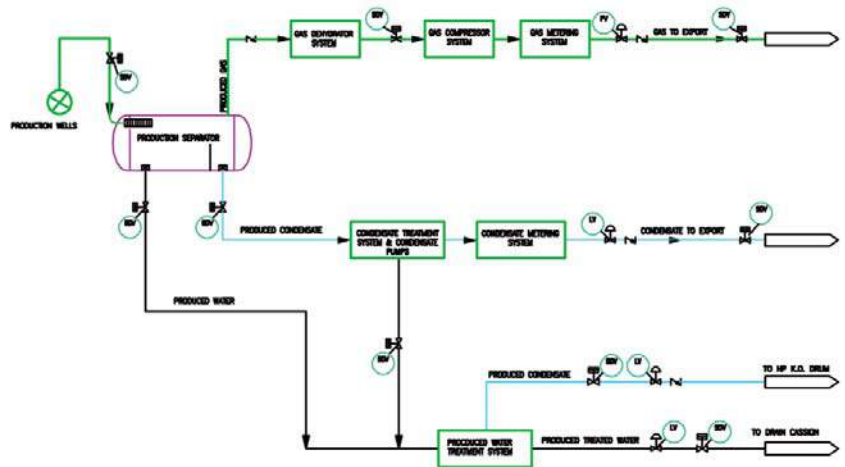
3.1. Mô tả quy trình tổng thể

Trong những năm đầu khai thác, dòng sản phẩm gas-condensate có nhiệt độ - áp suất cao nên dòng sản phẩm khai thác từ giếng sau khi qua van tiết lưu (choke valve) được đưa đến thiết bị làm lạnh bằng không khí (hoặc hệ thống trao đổi nhiệt bằng nước biển) để hạ nhiệt độ xuống khoảng 60 - 50°C, sau đó đưa vào bình tách ba pha (3-phase separator) để tách khí, condensate, nước. Khí sau khi tách được đưa đến tháp TEG (TEG contactor) để làm khô. Khí khô đi ra từ tháp TEG sẽ được đưa đến thiết bị trao đổi nhiệt (heat exchanger) để gia nhiệt bằng dòng TEG (triethylene glycol) nóng sạch (hot lean TEG) đi ra từ tháp tái sinh TEG (TEG generator), sau đó được đưa đến cụm đo và vận chuyển về bờ qua hệ thống ống ngầm (subsea pipeline) bằng chính áp suất sẵn có của dòng khí (quá trình khai thác không cần dùng máy nén). Hình 9 thể hiện sơ đồ công nghệ tổng quát của giàn khai thác khí - condensate [9]. Tùy thuộc vào đặc tính thành phần hydrocarbon của khí/condensate, áp suất nhiệt độ của khí/condensate, thành phần phần trăm của H₂S, CO₂, Hg có trong sản phẩm khai thác... mà công nghệ có những thay đổi phù hợp, để xử lý khí/condensate đạt được các tiêu chí yêu cầu khí/condensate thương mại.

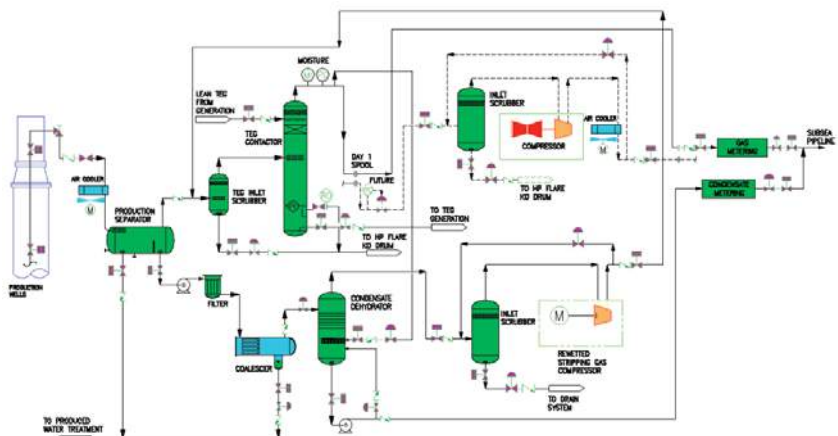
Condensate đi ra từ bình tách ba pha được đưa vào các máy bơm để tăng áp suất lên khoảng 4 - 5 bar nhằm mục đích bù lại áp suất tổn thất khi dòng condensate đi qua các thiết bị lọc (filters) và kết tụ (coalesers), tổn thất áp suất qua các van điều khiển (control valve), các đường ống công nghệ (piping lines)... Condensate sau đó sẽ được làm khô trong tháp condensate dehydrator bằng khí khô đi ra từ tháp TEG để hấp thụ hơi nước trong condensate. Condensate sau khi ra khỏi tháp condensate dehydrator sẽ được tăng áp 3 - 4 bar bằng bơm ly tâm để tránh bay hơi (condensate flashing) do tổn thất áp khi đi qua cụm đo (condensate metering SKID). Condensate sau khi đo được vận chuyển về bờ cùng với khí khô hoặc đưa về kho chứa nổi FSO qua hệ thống ống ngầm (subsea pipeline).

Nước tách ra từ bình tách ba pha được đưa đến cụm xử lý nước để tách dầu và các tạp chất ra khỏi nước, đạt tiêu chuẩn về an toàn vệ sinh môi trường và sau đó được xả xuống biển (overboard/to sea).

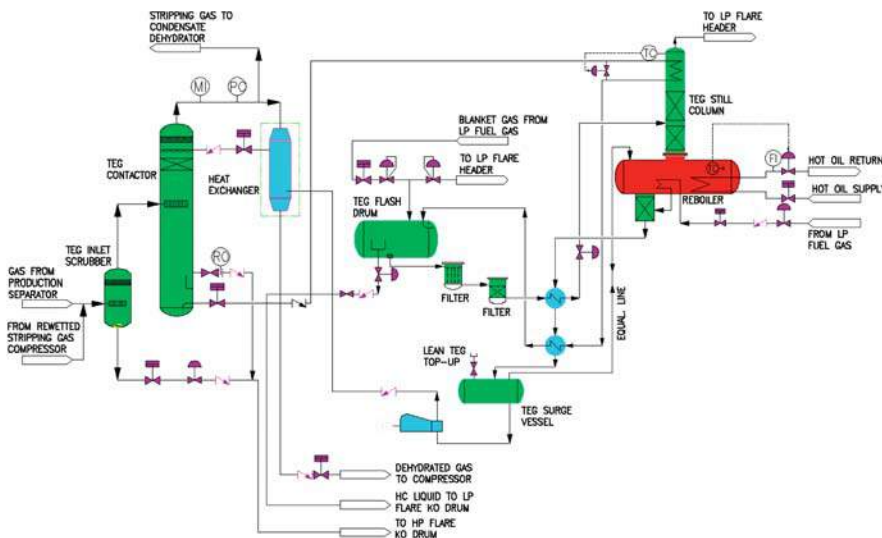
Trong quá trình khai thác, áp suất của giếng sẽ giảm theo thời gian, để vận chuyển khí về bờ cần phải đặt thêm



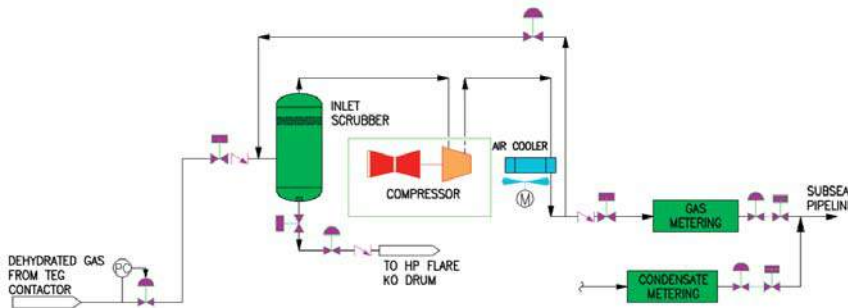
Hình 9. Sơ đồ khối tổng thể công nghệ khai thác và xử lý gas-condensate



Hình 10. Sơ đồ công nghệ tổng quát khai thác gas - condensate



Hình 11. Sơ đồ công nghệ hệ thống làm khô khí bằng tháp hấp thụ TEG Contactor



Hình 12. Sơ đồ công nghệ hệ thống nén khí Gas Compression System

cụm máy nén khí sau tháp TEG để nén khí khô đến áp suất cần thiết cho quá trình vận chuyển. Condensate đi ra từ tháp condensate dehydrator được hệ thống máy bơm vận chuyển (transfer pumps) tăng áp đến áp suất cần thiết trước khi đưa vào tuyến ống ngầm vận chuyển về bờ hoặc về kho chứa nổi (FSO).

3.2. Hệ thống xử lý khí

Hiện nay có bốn công nghệ làm khô khí phổ biến: làm lạnh sâu, màng lọc, hấp phụ và hấp thụ. Tuy nhiên công nghệ làm lạnh sâu không đem lại hiệu suất cao, thường kết hợp cùng với các công nghệ khác. Làm khô khí bằng công nghệ màng lọc chỉ mang lại hiệu quả kinh tế khi dùng cho lưu lượng khí thấp. Công nghệ hấp phụ có hiệu suất rất cao, tuy nhiên hiệu suất phụ thuộc chất hấp phụ được sử dụng và giá thành cao, không có hiệu quả nhiều về kinh tế. Làm khô khí bằng phương pháp hấp thụ có thể đạt yêu cầu về chất lượng khô của khí thương mại và cho hiệu quả kinh tế khá cao. Vì vậy, tháp hấp thụ làm khô khí bằng TEG (TEG dehydrator) đang được sử dụng trên tất cả các giàn xử lý khí ngoài khơi Việt Nam. Hình 11 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống làm khô khí bằng tháp hấp thụ TEG contactor [9].

Khí tách ra từ bình tách ba pha có lẫn hơi nước bão hòa cùng với các hạt nước - condensate có kích thước nhỏ (~ 150 - 375µm) được đưa vào hệ thống làm khô bằng TEG. Trước khi vào tháp hấp thụ TEG contactor, khí được dẫn vào bình inlet scrubber để loại bỏ các hạt hydrocarbon lỏng, các hạt nước ngưng tụ và cả các hạt nhũ tương (water in condensate emulsion) còn lại trong khí sau khi ra khỏi bình 3 pha. Nếu các hạt nước tự do đi vào tháp TEG, nhiệt hóa hơi sẽ tăng lên, có thể gây hư hại các thiết bị gia nhiệt trong tháp tái sinh. Sự hiện diện của các hạt hydrocarbon lỏng trong tháp TEG sẽ gây tạo bọt, làm tăng sự mất mát glycol và giảm hiệu suất tách nước. Nếu các hạt lỏng hydrocarbon nặng đi vào tháp tái sinh có thể làm bẩn ống dẫn, làm tăng nhiệt độ thành ống ảnh hưởng đến chất lượng tái sinh và lưu lượng tuần hoàn glycol.

Sau khi đi qua bình inlet scrubber, phần lỏng tách ra được đưa vào bình thu gom, xử lý và tuần hoàn về bình tách ba pha. Khí đi ra từ bình inlet scrubber được dẫn vào tháp TEG từ dưới lên, glycol được đưa vào từ đỉnh tháp. Khí đi ra từ tháp TEG contactor được dẫn vào thiết bị trao đổi nhiệt để gia nhiệt bằng dòng glycol nóng sạch đi ra từ tháp tái sinh. Khí sau khi làm khô được đưa vào cụm đo, sau đó vận chuyển về bờ qua đường ống ngầm (subsea pipeline). Trong giai đoạn khai thác không cần dùng máy nén, hoặc đưa vào hệ thống nén khí (gas compression system) để nén đến áp suất cần thiết vận chuyển về bờ. Khí sau nén được đưa vào thiết bị làm lạnh bằng không khí (air cooler) để làm lạnh xuống khoảng 60 - 50°C, sau đó đưa vào cụm đo và vận chuyển về bờ. Hình 12 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống nén khí (gas compression system) [9].

Nhiệt độ và nồng độ của glycol đưa vào tháp TEG phụ thuộc vào áp suất - nhiệt độ điểm sương yêu cầu của khí làm khô. Thông thường nhiệt độ của dòng glycol vào tháp cao hơn từ 3 - 11°C so với nhiệt độ của dòng khí để ngăn ngừa hiện tượng ngưng tụ hydrocarbon vào glycol, gây tạo bọt. Nhiệt độ trong tháp TEG cao quá 38°C thường gây mất glycol do bay hơi, còn dưới 10°C sẽ làm tăng độ nhớt của glycol, làm giảm hiệu suất tách nước của tháp. Lưu

lượng glycol đưa vào tháp phụ thuộc lượng nước trong dòng khí và số đĩa của tháp.

3.3. Hệ thống xử lý condensate

Condensate tách ra từ bình tách có lẫn nước và tạp chất rắn. Những tạp chất này có thể gây tắc nghẽn, ăn mòn thiết bị và tạo hydrate trong đường ống. Nước trong condensate tồn tại dưới hai dạng: nước tự do và nước hòa tan. Lượng nước trong condensate phụ thuộc vào điều kiện áp suất - nhiệt độ và các thông số công nghệ của bình tách ba pha được sử dụng cho quá trình tách khí, condensate, nước. Hình 13 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý condensate [9].

Condensate từ bình tách ba pha được hệ thống máy bơm đưa đến bộ lọc (filters) để lọc các hạt rắn có lẫn trong condensate, sau đó đưa đến thiết bị kết tụ (coalescers) để tách các hạt nước (water droplet) đến 10µm. Các hạt nước tự do sẽ kết tụ với nhau thành hạt lớn hơn lắng xuống dưới, được tách ra và đưa vào cụm xử lý hydrocyclone để làm sạch nước. Sau khi qua thiết bị kết tụ, lượng nước tự do trong condensate giảm xuống còn 50 - 100ppmv. Condensate sau đó được đưa vào đĩa trên cùng của tháp dehydrator để tách nước. Khí sau khi làm khô từ tháp TEG được dẫn vào tháp condensate dehydrator từ dưới lên, pha lỏng và pha khí đi ngược chiều nhau, va chạm với nhau trên các đĩa của tháp condensate dehydrator, do có sự chênh lệch nồng độ nước trong pha lỏng và pha khí, nước sẽ được hấp thụ bởi khí khô và khí ướt sẽ đi ra từ đỉnh tháp, tiếp đó khí được đưa trở lại bình scrubber dầu vào cụm TEG contactor để tách hơi nước ngưng tụ. Condensate sau khi qua tháp dehydrator, có tổng thành phần nước vào khoảng 450ppmv, hoặc đạt đến điểm

sương -10°C tại 70 bar, được hệ thống máy bơm đưa đến cụm đo và vận chuyển bằng tuyến ống ngầm đến tàu chứa hoặc đưa về bờ.

Sự chênh lệch nồng độ nước giữa hai pha lỏng và khí sẽ quyết định đến hiệu suất và thời gian đạt đến độ tách nước cần thiết. Theo lý thuyết, nếu thời gian va chạm giữa pha lỏng và pha khí đủ lớn, quá trình trao đổi chất sẽ đạt đến cân bằng pha gần pha hòa tan. Tại trạng thái cân bằng này, pha khí sẽ hấp thụ một lượng nước lớn nhất hòa tan trong condensate và đây là điều kiện lý tưởng của tháp dehydrator. Tuy nhiên, để đạt được thời gian va chạm giữa pha lỏng và pha khí đủ lớn như thế, đòi hỏi tháp dehydrator phải có nhiều đĩa, điều này không thực tế và kinh tế.

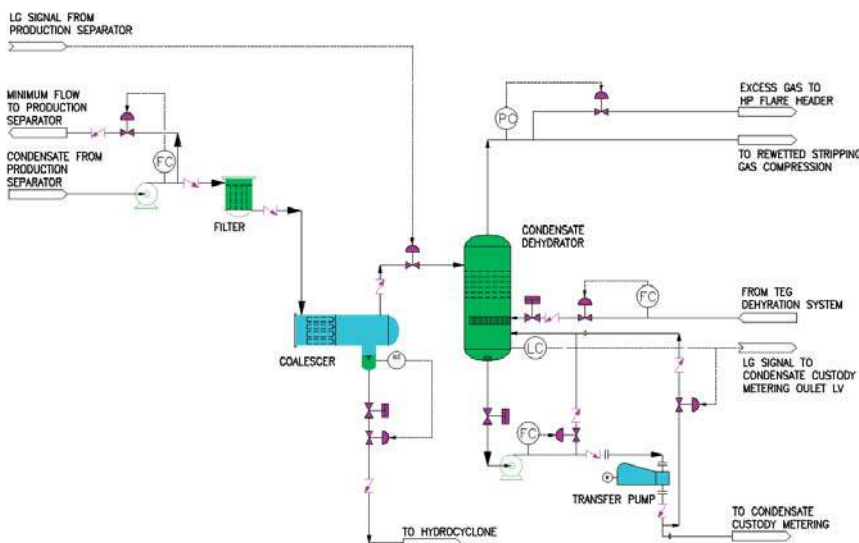
Nhiệt độ và áp suất ảnh hưởng trực tiếp đến sự hấp thụ nước của khí (stripping gas). Tại cùng nhiệt độ, độ tan của nước tăng lên khi giảm áp suất của khí. Hay nói cách khác, tại cùng giá trị áp suất, sự hòa tan nước vào khí tăng lên khi nhiệt độ tăng. Vì vậy, điều kiện tối ưu của khí đi vào tháp dehydrator là có áp suất thấp và nhiệt độ cao.

3.4. Hệ thống xử lý nước thải đồng hành

Nước tách ra từ bình tách 3 pha và thiết bị kết tụ có lẫn dầu và các chất cặn dầu, cần được xử lý trước khi xả xuống biển. Hình 14 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý nước thải đồng hành [9].

Nước thải đồng hành được đưa vào thiết bị hydrocyclone, vận tốc dòng chảy của nước chuyển thành lực ly tâm, hình dạng của cyclone tạo thành dòng chảy xoáy của nước, gây ra vùng áp suất thấp ngược, nước nặng hơn sẽ chảy xoáy dọc theo thành cyclone ra ngoài, còn dầu nhẹ hơn sẽ chuyển động vào tâm cyclone và chảy ra ở phía ngược lại. Nước sau khi đi qua hydrocyclone, thành phần dầu có lẫn trong nước giảm xuống còn khoảng 40ppmv.

Sau khi qua hydrocyclone, nước được đưa vào bể sục khí (induced gas flotation - IGF) để tách dầu và cặn dầu còn sót lại. Khí khô từ tháp TEG được lọc và gia nhiệt đến 50 - 60°C, dẫn vào bể sục khí IGF, các bóng khí sẽ bám dính vào các hạt dầu và cặn dầu, đưa chúng nổi lên bề mặt, sau đó cần gạt sẽ hút các váng dầu này ra ngoài, đưa vào bình thu gom. Nước sau khi xử lý, thành phần dầu



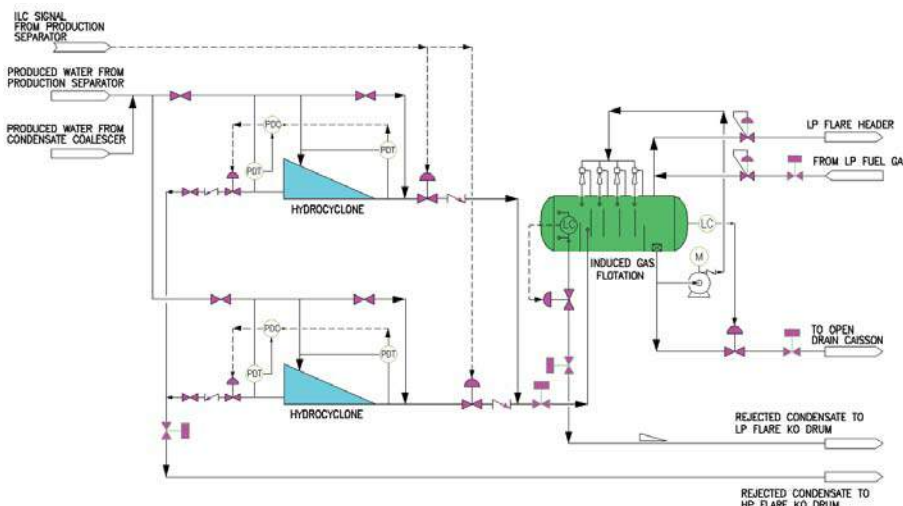
Hình 13. Sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý condensate

trong nước giảm xuống 40ppm hoặc thấp hơn (có thể tới 15ppm), đạt tiêu chuẩn về an toàn vệ sinh và môi trường, sau đó được xả xuống biển.

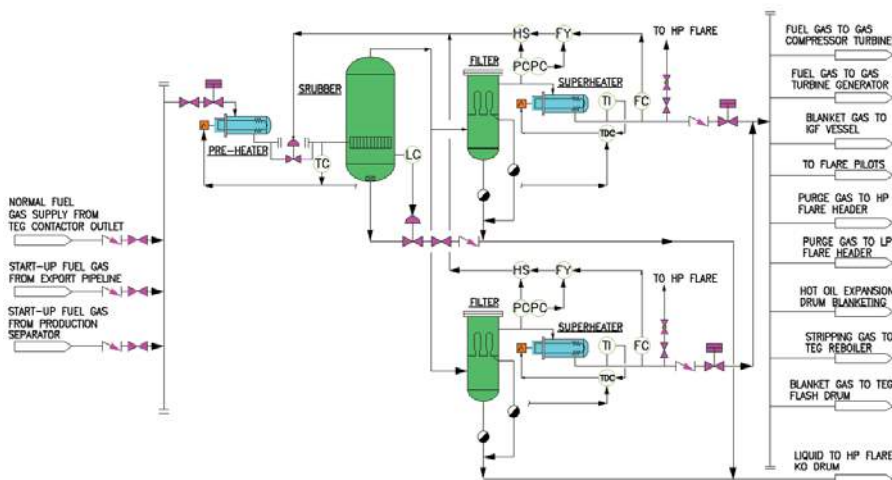
3.5. Hệ thống khí nhiên liệu (fuel gas system)

Hệ thống khí nhiên liệu cung cấp khí cho các hệ thống sau:

- Cung cấp khí nhiên liệu cao áp cho đầu kéo turbine (turbine drive) và máy phát turbine (turbine generator).
- Khí môi thấp áp cho đầu đốt cao áp/thấp áp.
- Khí đẩy (purge gas) cho ống gom của đuốc cao áp/thấp áp.
- Cung cấp khí hấp thụ (stripping gas) cho hệ thống tái sinh TEG.
- Khí bảo vệ (blanket gas) cho bình bay hơi nhanh TEG (TEG flash drum).



Hình 14. Sơ đồ công nghệ hệ thống xử lý nước thải đồng hành



Hình 15. Sơ đồ công nghệ hệ thống khí nhiên liệu

- Cung cấp khí cho bể sục khí IGF để xử lý nước.

Hình 15 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống khí nhiên liệu.

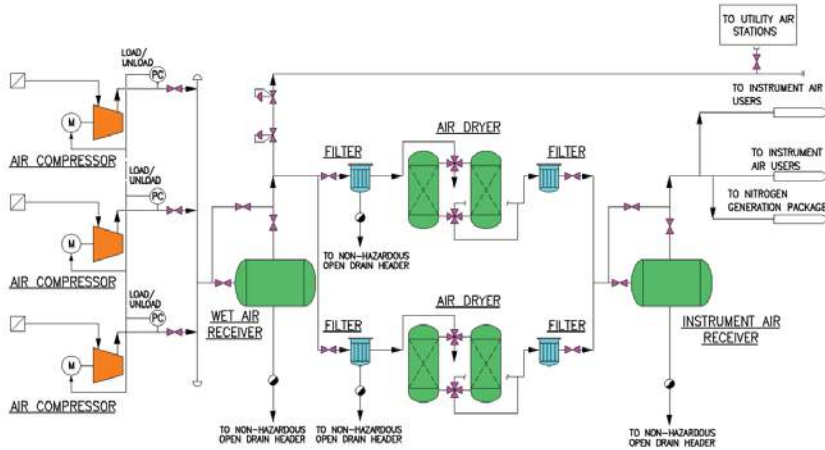
Khí khô đi ra từ tháp TEG, sau khi được gia nhiệt trong thiết bị gia nhiệt (heaters), một phần được đưa đến hệ thống khí nhiên liệu để cung cấp khí cho các cụm công nghệ. Khí được dẫn vào thiết bị gia nhiệt sơ bộ, gia nhiệt đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ hình thành hydrate và thấp hơn 5°C so với nhiệt độ môi trường xung quanh, sau đó đưa vào bình scrubber khí nhiên liệu để tách các hạt lỏng tạo thành do sự giảm áp. Tiếp đó, khí được đưa đến phin lọc để tách các hạt rắn có kích thước lớn hơn 5µm trước khi đưa đến thiết bị gia nhiệt. Khí được gia nhiệt đến nhiệt độ 30 - 40°C để đảm bảo khí nhiên liệu cho turbine khí.

3.6. Hệ thống khí nén (compressed air system)

Hệ thống khí nén cung cấp khí nén cho các thiết bị điều khiển bằng khí nén, các thiết bị truyền động valve, cần trục, tời, động cơ chạy khí nén, thổi cát, cung cấp không khí cho hệ thống tạo niro... Hệ thống khí nén gồm: cụm máy nén không khí, bình tích áp không khí ẩm, cụm sấy không khí, bình khí nén.

Không khí được hệ thống máy nén khí nén vào bình tích áp không khí ẩm để loại bỏ bớt các tạp chất lẫn trong khí, loại bỏ hơi ẩm ngưng tụ, ổn định áp suất, giảm xung cho hệ thống máy nén. Tiếp đó không khí được đưa qua các phin lọc để loại bỏ các hạt rắn, hơi nước, dầu mỡ, sau đó đưa vào tháp hút ẩm để làm khô không khí. Tháp hút ẩm có thể sử dụng silicagen, oxide nhôm hoạt tính, hoặc màng lọc phân tử. Tháp hút ẩm làm việc dưới áp suất 8 - 10 bar, nhiệt độ 50°C, giúp làm khô không khí, loại bỏ hơi ẩm, nước, hydrocarbon bay hơi. Nước và hơi ẩm trong khí nén có thể gây xói mòn đường ống và các valve điều khiển, kết hợp với các chất có tính acid gây ăn mòn, tạo điều kiện phát triển của các vi sinh vật và nấm mốc, nước và hơi ẩm trong khí nén có thể đóng băng, gây

ra ngừng hoạt động của hệ thống. Hình 16 mô tả sơ đồ công nghệ hệ thống khí nén.



Hình 16. Sơ đồ công nghệ hệ thống khí nén

Khi nén đi ra từ tháp hút ẩm được lọc khỏi các tạp chất khi đi qua phin lọc và đưa vào bình khí nén để phân phối đến các cụm thiết bị điều khiển. Khi nén sau khi làm khô có nhiệt độ điểm sương ở 0°C áp suất 7 bar.

4. Kết luận

Nguyên lý công nghệ của giàn khai thác Thiên Ưng được mô tả trên đây có các đặc trưng sau: do thành phần CO₂ và H₂S trong dòng sản phẩm khai thác thấp nên không cần phải xử lý tại giàn khai thác (trong thực tế một số vỉa của mỏ Thiên Ưng - Mãng Cầu có thành phần CO₂ khá cao, ví dụ Miocen trong giếng TU-4X 64 - 70% CO₂ ở chiều sâu 3.029 - 3.143m, 43% CO₂ ở chiều sâu 2.735 - 2.865m, giếng TU-

Chú thích thuật ngữ tiếng Anh chuyên ngành

- Air compressor: Máy nén không khí
- Air cooler: Thiết bị làm lạnh bằng không khí
- Air dryer: Thiết bị làm khô không khí
- Coalescer: Thiết bị kết tụ
- Compressor: Máy nén
- Condensate dehydrator: Tháp tách nước và condensate
- Condensate metering system: Hệ thống đo condensate
- Condensate saturation: Độ bão hòa condensate
- Condensate treatment system & condensate pumps: Hệ thống xử lý và bơm vận chuyển condensate
- Critical point: Điểm tới hạn
- Critical temperature: Nhiệt độ tới hạn
- Dehydrated gas: Khí khô
- Export pipeline: Đường ống ngầm vận chuyển sản phẩm về bờ
- Filter: Thiết bị lọc
- Fuel gas: Khí nhiên liệu
- Gas compressor system: Hệ thống nén khí
- Gas dehydrator system: Hệ thống làm khô khí
- Gas metering system: Hệ thống đo khí
- Gas turbine generator: Turbine khí
- Heat exchanger: Thiết bị trao đổi nhiệt.
- Hot oil: Dầu nóng gia nhiệt
- HP flare: Đuốc cao áp
- HP flare header: ống gom khí xả cao áp
- Hydrocyclone: Bình xử lý nước thải ly tâm
- Induced gas flotation: Bể sục khí
- Inlet scrubber: Bình tách đầu vào (máy nén)
- Instrument air receiver: Bình thu không khí nén (dùng cho thiết bị tự động hóa)
- LDO: Liquid dropout
- LP flare: Đuốc thấp áp
- LP flare header: Ống gom khí xả thấp áp
- Nitrogen generation package: Cụm tạo Nitơ
- Non-hazardous open drain header: Đầu thu gom xả mở vùng an toàn
- Open drain caisson: Ống xả hở ngầm (dưới mực nước biển)
- P_d: Áp suất điểm sương
- Pre-heater: Thiết bị gia nhiệt sơ bộ
- Pressure path in reservoir: Đường thể hiện sự thay đổi áp suất lưu chất trong suốt quá trình khai thác
- Pressure profile: Sự thay đổi áp suất của lưu chất
- Production well(s): Giếng khai thác
- Production separator: Bình tách (hỗn hợp khai thác từ giếng)
- Produced water treatment system: Hệ thống xử lý nước đồng hành.
- Production well(s): Giếng khai thác
- Reboiler: Thiết bị hơi gia nhiệt
- Relative permeability: Độ thấm tương đối
- Single-phase flowing: Dòng chảy 1 pha
- Scrubber: Bình tách các hạt lỏng đồng hành ra khỏi dòng khí
- Stripping gas: Khí giải hấp
- Subsea pipeline: Đường ống ngầm ở biển
- Superheater: Thiết bị siêu gia nhiệt
- TEG inlet scrubber: Bình tách đầu vào tháp TEG (Triethyleneglycol)
- TEG contractor: Tháp TEG
- TEG flash drum: Bình TEG bay hơi nhanh
- TEG surge vessel: Bình TEG hoãn xung
- TEG still column: Tháp chưng cất TEG
- Transfer pump: Bơm vận chuyển
- Two-phase region: Khu vực 2 pha
- Two-phase flowing: Dòng chảy 2 pha
- Wet air receiver: Bình thu không khí ướt

5X 3,2 - 43% CO₂ ở chiều sâu 2981 - 3264m, 52 - 87% CO₂ ở chiều sâu 2.875 - 2.967m, nhưng hiện tại chưa có kế hoạch khai thác các vỉa này) cũng như nhiệt độ đồng đặc (pour point) của pha lỏng không cao, không cần phải gia nhiệt hoặc bơm hóa phẩm chống đông trước khi vận chuyển pha lỏng bằng đường ống ngầm. Đối với các mỏ gas-condensate có nồng độ CO₂ và H₂S cao (%mol CO₂ > 10% và áp suất riêng phần (partial pressure) của H₂S > 0,05psia [10]) cần phải đầu tư công nghệ xử lý và lưu trữ CO₂, công nghệ xử lý H₂S đến dưới hàm lượng gây ra H₂S cracking trên các bề mặt của thiết bị, đường ống công nghệ. Ngoài ra nếu trong lưu chất khai thác lên từ giếng có lẫn tạp chất rắn (cát), thủy ngân (Hg)... thì cần phải lắp đặt thêm các thiết bị để xử lý chất rắn, xử lý thủy ngân... cũng như các giải pháp để hạn chế quá trình bào mòn (abrasive wear) bên trong bề mặt các thiết bị, đường ống công nghệ...

Việc nghiên cứu và phân tích thành phần, tính chất hóa học và đặc tính PVT của hệ lưu chất của mỏ gas-condensate là những cơ sở quan trọng để lựa chọn nguyên lý thiết kế các hệ thống thiết bị công nghệ phù hợp để khai thác và xử lý mỏ gas-condensate đạt các yêu cầu sản phẩm theo hợp đồng mua bán giữa các bên liên quan.

Tài liệu tham khảo

1. Li Fan and others. *Understanding gas-condensate reservoirs*. Oilfield Review. 2005.
2. Tarek Ahmed. *Reservoir engineering handbook, third edition*. Elsevier.
3. Tarek Ahmed and others. *Wellbore liquid blockage in gas-condensate reservoirs*. SPE 51050, 1998.
4. F.B. Thomas. *Towards optimizing gas condensate reservoirs*. Petroleum Society of CIM and CANMET.
5. *Lan Tay - Lan Do process basis of design*.
6. *Rong Doi gas field development project basis of design*.
7. *Bien Dong 1 project process and utilities design basis*.
8. *Thien Ung process and utilities design basis*.
9. *Thien Ung PFDs*.
10. NACE Standard MR0175 - 2002: *Sulfide stress cracking resistant metallic material for oilfield equipment*.

The technological principles of gas-condensate production and processing platforms

Le Huu Toan¹, Hoang Thinh Nhan²
Tran Duy Hai¹, Nguyen Minh Tam²

¹ Research & Engineering Institute, Vietsovpetro

² Petrovietnam University

Summary

Gas-condensate production and processing technologies have been studied, developed and applied in many countries since the 1990s. These, however, have not been given much attention in Vietnam due to the limited production demand. Recently, the discovery and development of a number of domestic gas and gas-condensate fields such as Lan Tay - Lan Do, Rong Doi, Rong Doi Tay, Hai Thach - Moc Tinh and Thien Ung have required considerable efforts to be made in terms of qualified manpower training and investment in technological research. The main facility system on offshore production platforms related to gas-condensate reservoirs consist of wellhead facilities, inlet manifold, 3-phase separator, gas dehydration system, condensate dehydration system, gas metering system, condensate metering system, pig launcher and water treatment system. Moreover, other auxiliary systems can be employed, for instance the contaminant processing system for H₂S, CO₂, Hg, and solids if the content of such contaminants exceed the permissible figures. Since gas processing technologies on offshore platforms heavily depend on the composition of reservoir fluids, the characteristics of the fluids obtained from gas-condensate fields will be the most crucial factor for calculating, selecting and designing suitable systems of technological facilities on these platforms.