

GIẢI PHÁP SỬ DỤNG KHÍ ĐỒNG HÀNH CHO MÁY PHÁT ĐIỆN TRÊN CÁC CÔNG TRÌNH KẾT NỐI NGOÀI KHƠI TẠI MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG

**Cao Tùng Sơn¹, Nguyễn Thúc Kháng², Lê Việt Dũng¹, Chu Văn Lương¹
Nguyễn Hoài Vũ¹, Phùng Quang Thắng¹**

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: sonct.gm@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Thu gom và sử dụng hiệu quả khí đồng hành là yêu cầu bắt buộc đối với các nhà điều hành mỏ. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu giải pháp sử dụng khí đồng hành tại các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng để phát triển hệ thống cung cấp điện cho các công trình biển bằng cách ngầm từ hệ thống cung cấp và truyền tải điện tập trung. Hệ thống này giúp Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tiết giảm tối đa chi phí vận hành, nâng cao hiệu quả kinh tế, đồng thời góp phần bảo vệ môi trường do sử dụng hiệu quả nguồn khí đồng hành sẵn có tại mỏ thay thế nhiên liệu diesel.

Từ khóa: Khí đồng hành, thu gom khí, cáp điện ngầm, mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng.

1. Giới thiệu

Hệ thống cung cấp điện trên các giàn cố định (MSP) ở mỏ Bạch Hổ và Rồng được xây dựng theo thiết kế 16716 "Korall". Trong đồ án thiết kế này, việc cung cấp năng lượng cho các phụ tải điện bằng trạm phát điện diesel trên các giàn gồm 4 máy phát DGRA-500/500 có tổng công suất 2.000kW (3 máy làm việc và 1 máy dự phòng). Ngoài ra, để đảm bảo năng lượng cho hoạt động của các giàn trong trường hợp gặp sự cố, trên mỗi giàn còn lắp đặt thêm máy phát điện diesel công suất 200kW. Công suất của các trạm phát điện trên giàn được tính toán đủ đảm bảo cho hoạt động khoan giếng, thu gom xử lý vận chuyển sản phẩm và các nhu cầu sinh hoạt.

Giàn công nghệ trung tâm số 2 (CPP-2) được trang bị 2 block năng lượng tương tự trên các giàn cố định (4 x DGRA-500/500) và trạm phát điện AMAN (3 x 800kW) trong đó trạm phát điện AMAN đảm bảo năng lượng cho các máy bơm dầu sang FSO.

Các máy phát điện trên các MSP và CPP-2 sử dụng nhiên liệu diesel trong khi phần lớn lượng khí đồng hành trong giai đoạn đầu mỏ đưa vào khai thác phải đốt bỏ do chưa có điều kiện thu gom. Khi lượng khí đồng hành tương đối lớn, Vietsovpetro yêu cầu nghiên cứu chuyển các máy phát điện trên các MSP sang sử dụng một phần khí đồng hành cũng như thiết kế lắp đặt hệ thống phát điện bằng turbine khí trên các công trình mới.

Từ năm 1991, Vietsovpetro bắt đầu chuyển đổi sang sử dụng khí đồng hành cho các hệ thống cung cấp năng lượng trên mỏ Bạch Hổ. Khởi đầu bằng việc đưa vào vận

hành trạm phát điện công suất 2.400kW (3 x 800kW) trên giàn CPP-2 sử dụng 3 nguồn nhiên liệu là dầu diesel, khí đồng hành và hỗn hợp dầu diesel + khí đồng hành. Sau khi lắp đặt hệ thống xử lý khí nhiên liệu vào Quý II/1992, trạm phát điện này đã chuyển sang sử dụng hoàn toàn khí đồng hành làm nhiên liệu thay thế cho dầu diesel. Một hệ thống trạm phát điện tương tự cũng được lắp đặt trên giàn cố định MSP-5.

Mô hình chuyển đổi từ sử dụng nguyên liệu dầu diesel truyền thống sang khí đồng hành đã được Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) mở rộng nghiên cứu nhằm ứng dụng rộng rãi cho hệ thống điện trên các giàn cố định của Vietsovpetro nhằm tự chủ nguồn năng lượng trong tất cả các tình huống, tương tự như hệ thống đang áp dụng trên giàn CPP-2. Mô hình động cơ 64H-25/34 cùng loại với động cơ 84H-25/34 được thiết kế lắp đặt trên các MSP mỏ Bạch Hổ, chạy các phương án thử nghiệm với các loại nhiên liệu khác nhau, các chế độ làm việc của động cơ và với hệ thống hòa trộn nhiên liệu (bên ngoài hoặc phun trực tiếp vào xy lanh động cơ) nhằm lựa chọn giải pháp và phương án tối ưu. Từ kết quả thử nghiệm, Vietsovpetro đã quyết định cải hoán động cơ 84H-25/34 thành động cơ thể hệ mới 84H-25/34-3 sử dụng khí đồng hành kết hợp với dầu diesel [1, 2].

Ngoài ra, các giải pháp kỹ thuật và công nghệ được triển khai nhằm tận dụng tối đa lượng khí đồng hành bị đốt bỏ tại mỏ gồm:

- Sử dụng khí nhiên liệu cho thiết bị truyền động của các giàn nén khí;

- Khí nhiên liệu cho thiết bị truyền động turbine khí của các trạm bơm trong hệ thống bơm ép nước duy trì áp suất vỉa;

- Khí nhiên liệu dùng để phát điện bằng turbine khí trên các giàn.

Trên mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng với 13 giàn cố định (MSP/RP), 23 giàn nhẹ (BK/RC), 3 giàn nén khí, 2 tổ hợp giàn công nghệ trung tâm (gồm giàn ép vỉa - WIP), để đảm bảo vấn đề cung cấp năng lượng phục vụ vận hành khai thác [3, 4]:

- Trên các giàn MSP/RP: được thiết kế trạm phát điện cục bộ chạy bằng diesel có công suất 2MW, 0,4kV AC (riêng giàn RP-3 có bổ sung thêm module phát điện chạy bằng diesel 2,4MW, 6,3kV AC).

- Trên các giàn BK/RC: được trang bị trạm phát điện bằng diesel 0,35MW, 0,4kV AC.

- Trên các giàn nén khí (DGCP ở mỏ Rồng, CCP ở mỏ Bạch Hổ): trang bị trạm phát điện riêng 6,3kV AC, sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu (riêng giàn nén khí nhỏ - MKS, nguồn điện được tải từ giàn MSP-4 sang).

- Trên 2 tổ hợp giàn công nghệ trung tâm (CPP-2 và CPP-3): có trạm phát điện công suất lớn cũng sử dụng khí đồng hành (WIP-40000: 3 x 3,8MW, 6,3kV, WIP-30000: 4 x 3,8MW, 6,3kV).

Công suất tiêu thụ năng lượng điện theo thiết kế của các công trình biển được thể hiện ở Bảng 1.

Chi phí thực tế cho các trạm phát điện cục bộ trên công trình dầu khí biển của Vietsovpetro gồm: chi phí

nhiên liệu diesel cho hoạt động của động cơ máy phát điện, chi phí cung cấp khí nhiên liệu cho máy phát turbine khí trên DGCP, WIP và CCP; chi phí dịch vụ, chi phí nhân công vận hành, bảo dưỡng... Tổng chi phí vận hành khoảng 28,84 triệu USD/năm.

Nếu phát điện cục bộ, cả 49 động cơ diesel cùng hoạt động liên tục cùng với máy phát điện chạy bằng turbine khí lắp đặt trên DGCP - 1 máy, WIP-40000 - 2 máy, WIP-30000 - 2 máy, CCP - 2 máy. Định mức sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu là 22,40 USD/1.000m³ khí, chi phí cho việc cung cấp khí nhiên liệu khoảng 1,22 triệu USD/năm (Bảng 2).

Khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng tồn tại song song nguồn phát điện chính bằng nhiên liệu diesel và các tổ máy phát điện bằng turbine khí nên cần phải xác định giải pháp tối ưu để hoàn thiện hệ thống cung cấp năng lượng cho các công trình biển hiện tại, cũng như định hướng phát triển hệ thống cung cấp năng lượng cho các công trình biển dự kiến xây dựng trong tương lai trên cơ sở tính toán hiệu quả kinh tế của từng giải pháp cũng như sự sẵn có của khí đồng hành trên mỏ trong quá trình vận hành khai thác.

2. Các giải pháp tối ưu nguồn cung năng lượng cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Nhằm tối ưu sử dụng nguồn khí đồng hành tại mỏ đồng thời tính toán lựa chọn giải pháp tối ưu nguồn cung năng lượng cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, các giải pháp cung cấp điện cho mỏ Bạch Hổ và Rồng được xem xét gồm [5]:

Bảng 1. Công suất tiêu thụ điện của các công trình biển ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Tên giàn	Số lượng, công suất điện áp nguồn điện cơ bản	Số lượng, công suất điện áp nguồn điện sự cố
MSP/RP	4 x 0,5MW, 0,4kV	1 x 0,2MW, 0,4kV
DG-72 (RP-3)	3 x 0,8MW, 6,3kV	
BK/RC	1 x 0,35MW, 1 x 0,35MW, 0,4kV	1 x 0,24MW, 0,4kV
WIP-40000	3 x 3,8MW, 6,3kV	1 x 1,1MW, 0,4kV
WIP-30000	4 x 3,8MW, 6,3kV	1 x 0,8MW, 0,4kV
DGCP	1 x 2,8MW, 6,3kV	1 x 0,2MW, 0,4kV (đặt trên RP-3)
CCP	3 x 2,8MW, 6,3kV	1 x 1,1MW, 0,4kV

Bảng 2. Chi phí khí đồng hành cho hoạt động của các tổ máy phát điện turbine khí

TT	Giàn	Máy phát turbine khí		Định mức nhiên liệu (m ³ /kWh)	Thời gian làm việc (giờ)	Giá khí (USD/1.000m ³)	Lượng khí tiêu thụ trong năm (nghìn m ³)	Tổng chi phí (triệu USD/năm)
		Số lượng	Công suất (kW)					
1	DGCP	1	2.800	0,30	8.760	22,40	7358,40	0,16
2	WIP-40000	2	3.800	0,29	8.760	22,40	9487,08	0,38
3	WIP-30000	2	3.800	0,29	8.760	22,40	9487,08	0,38
4	CCP	2	2.800	0,30	8.760	22,40	7358,40	0,30
Tổng								1,22

- Xây dựng các trạm cung cấp điện độc lập (cục bộ);
- Lấy điện từ các trạm điện trong bờ để cung cấp cho các công trình biển, sử dụng cáp ngầm để truyền tải;
- Xây dựng hệ thống điện tập trung để cung cấp cho toàn mỏ, sử dụng cáp ngầm.

Tiêu chuẩn để lựa chọn phương pháp cung cấp điện năng tối ưu chính là tối thiểu trị số "C", được biểu diễn dưới dạng tổng [6]:

$$C_i = K_i + E_i + Y_i$$

Trong đó:

K_i : Vốn đầu tư thực hiện giải pháp cung cấp điện (gồm chi phí mua sắm các thiết bị năng lượng và chi phí lắp đặt, chi phí sân bãi, chi phí nhân công tính đến thời điểm hoàn thành lắp đặt);

E_i : Chi phí vận hành trong giải pháp cung cấp điện (gồm chi phí nhiên liệu, dầu nhớt bôi trơn cho các tổ máy phát điện, chi phí sửa chữa, bảo dưỡng, thuê nhân lực vận hành, trả cho các chi phí năng lượng có thể phát sinh);

Y_i : Các thiệt hại, tổn thất có thể xảy ra (thiệt hại có thể đến từ các sản phẩm chưa được hoàn thiện, thiệt hại về tài chính tính trên một đơn vị khối lượng sản phẩm);

i : Số thứ tự của giải pháp cấp điện được lựa chọn.

Phân tích dựa trên các giải pháp cung cấp điện hiện hữu, do công suất quá lớn và khoảng cách quá xa có thể làm gia tăng hao phí điện năng trên đường dây truyền tải. Vì vậy, giải pháp lấy điện từ bờ cung cấp cho công trình dầu khí ngoài khơi sẽ không mang tính khả thi. Do đó, Vietsovpetro đã tập trung phân tích và đánh giá 2 giải pháp sau:

- Phương án A: Xây dựng trạm cung cấp điện độc lập (cục bộ) trên mỗi giàn;
- Phương án B: Hệ thống điện và năng lượng tập trung, sử dụng cáp ngầm để truyền tải.

Theo tính toán, giải pháp theo phương án B có giá trị C_i nhỏ hơn giải pháp theo phương án A. Do đó, đối tượng được lựa chọn tập trung nghiên cứu là giải pháp theo phương án B. Điều này có thể được giải thích là giải pháp duy trì cung cấp điện cục bộ theo phương án A trong điều kiện thực tế mang lại trị số " K_i " thấp nhất, bởi có thể giảm bớt phần chi phí từ việc mua sắm thiết bị và vật tư nhờ cơ sở vật chất có sẵn. Tuy nhiên phương án A cũng có điểm đặc trưng cần lưu ý chính là chi phí vận hành " E_i " sẽ tăng dần theo từng năm và con số này sẽ rất lớn do phải duy

trì nhân lực vận hành máy phát điện trên mỗi công trình. Trong khi đó, giải pháp theo phương án B thì ngược lại, tuy chi phí đầu tư " K_i " của phương án B khá lớn, tuy nhiên chi phí vận hành " E_i " theo thời gian là tối ưu. Việc tiết giảm phần lớn chi phí vận hành là nhờ: giảm chi phí nhiên liệu (khí đồng hành) và dầu nhớt bôi trơn động cơ máy phát điện; tiết giảm chi phí sửa chữa; tiết giảm chi phí bảo dưỡng; giảm các khoản phí cho năng lượng điện.

Sử dụng phương án cấp điện tập trung có thể xem xét lựa chọn rất nhiều sơ đồ truyền tải khác nhau để cung cấp cho thiết bị tiêu thụ. Điều đầu tiên cần quan tâm chính là vị trí địa lý, sự phân bố của các công trình trong mỏ, trang thiết bị kỹ thuật hiện hữu trên các công trình đó, vị trí lắp đặt, mức độ tương thích để lắp đặt các thiết bị điện.

3. Tối ưu hóa sơ đồ cung cấp điện cho mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, sự phân bố của các giàn tương ứng ở rất xa nhau nên sự suy giảm điện áp trên đường dây truyền tải có thể lớn vượt ngưỡng giá trị cho phép. Do đó, để tối ưu hóa sơ đồ cung cấp điện dựa trên phương án đã được chọn lựa, một thông số rất quan trọng cần xác định là mức thay đổi điện áp tối đa (giảm) trên hệ thống truyền tải điện năng (ΔU).

Để xem xét, tính toán giá trị ΔU , Vietsovpetro đã sử dụng phần mềm PALADIN Design Base 3.0 tái lập mô hình mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Kết quả tính toán LOAD FLOW cho thấy phương án cung cấp điện theo sơ đồ dạng vòng tròn hướng tâm từ các cụm phân phối điện tập trung phù hợp với giá trị suy giảm điện áp ngay cả trên công trình ở ngoài cùng của hệ thống. Phương án này sẽ tránh được hiện tượng suy giảm điện áp vượt quá 10% và hiện tượng quá áp vượt 6%.

Sơ đồ cáp điện ngầm được lựa chọn như Hình 1.

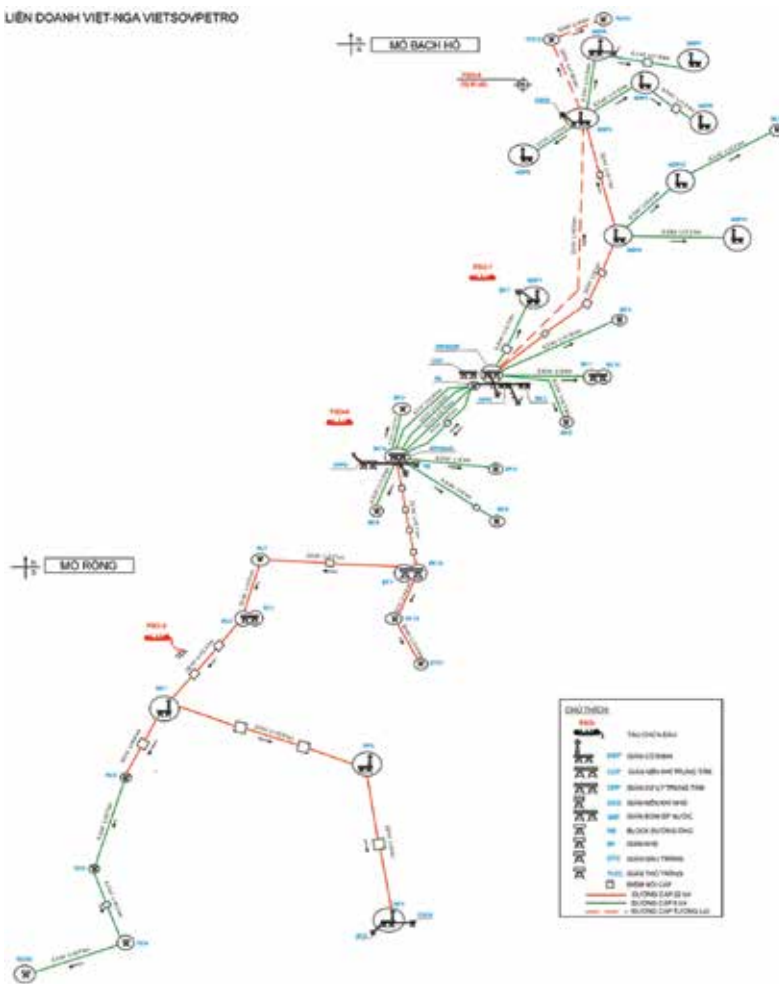
Như vậy, để có được nguồn cung cấp năng lượng đáng tin cậy và không gián đoạn cho các công trình biển thì phương án sử dụng trạm phân phối điện tập trung sử dụng khí đồng hành sẵn có trên mỏ làm nhiên liệu là giải pháp hiệu quả và tối ưu nhất, trong đó máy phát diesel cục bộ đóng vai trò là nguồn điện dự phòng.

Theo tính toán hiệu quả các phương án, cung cấp điện tập trung theo phương án từ các giàn chuyên trách, sử dụng cáp ngầm mang lại hiệu quả cao nhất và chi phí thấp nhất. Chi phí khí nhiên liệu khoảng 1,65 triệu USD/năm (Bảng 3). Chi phí vận hành vào khoảng 12,89 triệu USD/năm.

Bảng 3. Tiêu thụ khí đồng hành làm nhiên liệu cho hoạt động của động cơ máy phát điện turbine tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng khi phát điện tập trung

TT	Công trình	Máy phát điện turbine khí		Định mức tiêu thụ (m ³ /kWh)	Thời gian làm việc (giờ)	Đơn giá khí (USD/1.000m ³)	Lượng khí tiêu thụ (1.000m ³ /năm)	Tổng chi phí (triệu USD/năm)
		Số lượng	Công suất (kW)					
1	DGCP	1	2.800	0,30	8.760	22,40	7358,40	0,16
2	WIP-40000	3	3.800	0,29	8.760	22,40	28461,24	0,64
3	WIP-30000	4	3.800	0,29	8.760	22,40	37948,32	0,85
Tổng cộng								1,65

LIÊN DOANH VIỆT-NGA VIETSOVPETRO



Hình 1. Sơ đồ cấp điện ngầm trung tâm kết nối các mỏ của Lô 09-1

Chi phí tiết giảm được chủ yếu nhờ vào việc giảm chi phí cho nguồn nhiên liệu diesel truyền thống. Hiệu quả kinh tế thu được bằng việc chuyển đổi từ sử dụng hệ thống điện cục bộ sang hệ thống cung cấp và truyền tải điện tập trung, sử dụng nhiên liệu khí đồng hành (máy phát điện diesel chỉ là dự phòng) khoảng 25,05 triệu USD (vốn đầu tư 49,66 triệu USD), thời gian hoàn vốn là 3 năm.

4. Kết luận và kiến nghị

Giải pháp xây dựng trạm cung cấp điện trung tâm và sử dụng cáp ngầm cho mục đích truyền tải điện có ưu điểm là:

- Hệ thống máy phát điện trung tâm sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu giúp tiết giảm chi phí vận hành các máy phát điện, tăng hiệu quả kinh tế khai thác mỏ.

- Sử dụng khí đồng hành làm nhiên liệu cho máy phát điện làm giảm lượng khí đốt bỏ do thiếu hụt công suất nén của các giàn nén khí, góp phần bảo vệ môi trường cũng như sử dụng hiệu quả nguồn khí đồng hành sẵn có tại mỏ thay vì nhiên liệu diesel phải mua và vận chuyển ra công trình biển.

- Việc sử dụng các thiết bị và cáp ngầm cho điện áp 22kV giúp đảm bảo cho việc truyền tải đi xa và giảm thiểu thất thoát điện năng trên đường dây truyền tải.

- Sự sụt giảm điện áp tối đa ở công trình xa nhất (RC-ĐM) không vượt quá 10%, hiện tượng quá áp trên các cuộn dây sơ cấp của máy biến áp không quá 6%, hoàn toàn phù hợp với giá trị biến đổi điện năng.

- Việc sử dụng cáp ngầm để cung cấp điện cho các công trình biển tiếp theo làm thay đổi định hướng thiết kế theo hướng tối giản các thiết bị năng lượng cũng như tiết giảm tối đa chi phí vận hành, đặc biệt có ý nghĩa đối với các giàn không người ở (unmanned platform).

Từ kết quả này, nhóm tác giả kiến nghị cần tiếp tục nghiên cứu phát triển hệ thống cung cấp điện bằng cáp ngầm từ hệ thống cung cấp và truyền tải điện tập trung, sử dụng nhiên liệu khí đồng hành cho các công trình tiếp theo (BK/RC) cũng như cho tàu chứa dầu (FSO) và các giàn khoan di động (jack up) khi hoạt động trong khu vực Lô 09-1 cũng như các mỏ kết nối.

Tài liệu tham khảo

1. Vietsovpetro. Báo cáo đổi mới hệ thống kỹ thuật khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ. 2008.
2. Vietsovpetro. Sơ đồ tổng quát phát triển mỏ Rồng. 2010.
3. Vietsovpetro. Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ hiệu chỉnh năm 2008. 2008.
4. Vietsovpetro. Báo cáo phát triển dự án thử nghiệm Nam Rồng - Đồi Mồi. 2008.
5. Vietsovpetro. Báo cáo triển vọng cho sự phát triển các cơ sở cung cấp điện cho các công trình biển mỏ Bạch Hổ và Rồng. 2011.
6. Nguyên tắc lựa chọn các thiết bị điện cho các giàn cố định ngoài khơi. Tài liệu hướng dẫn. 1987.

SOLUTIONS TO USE ASSOCIATED GAS FOR POWER GENERATORS ON INTERCONNECTING OFFSHORE STRUCTURES IN BACH HO AND RONG FIELDS

**Cao Tung Son¹, Nguyen Thuc Khang², Le Viet Dung¹
Chu Van Luong¹, Nguyen Hoai Vu¹, Phung Quang Thang¹**
¹Vietsovpetro
²Vietnam Petroleum Association
Email: sonct.gm@vietsov.com.vn

Summary

The gathering and effective use of associated gas in oil production is always a mandatory requirement for oil field operators. This paper presents the results of studying the solutions to use associated gas in Bach Ho and Rong fields for development of power distribution system by subsea cables from the central power generation station to offshore structures. This system helps Vietsovpetro to minimise operating costs, improve economic efficiency, and contribute to environmental protection by effectively using associated gas available at the field instead of diesel fuel.

Key words: Associated gas, gas gathering, subsea cable, Bach Ho field, Rong field.