

BÁO CÁO

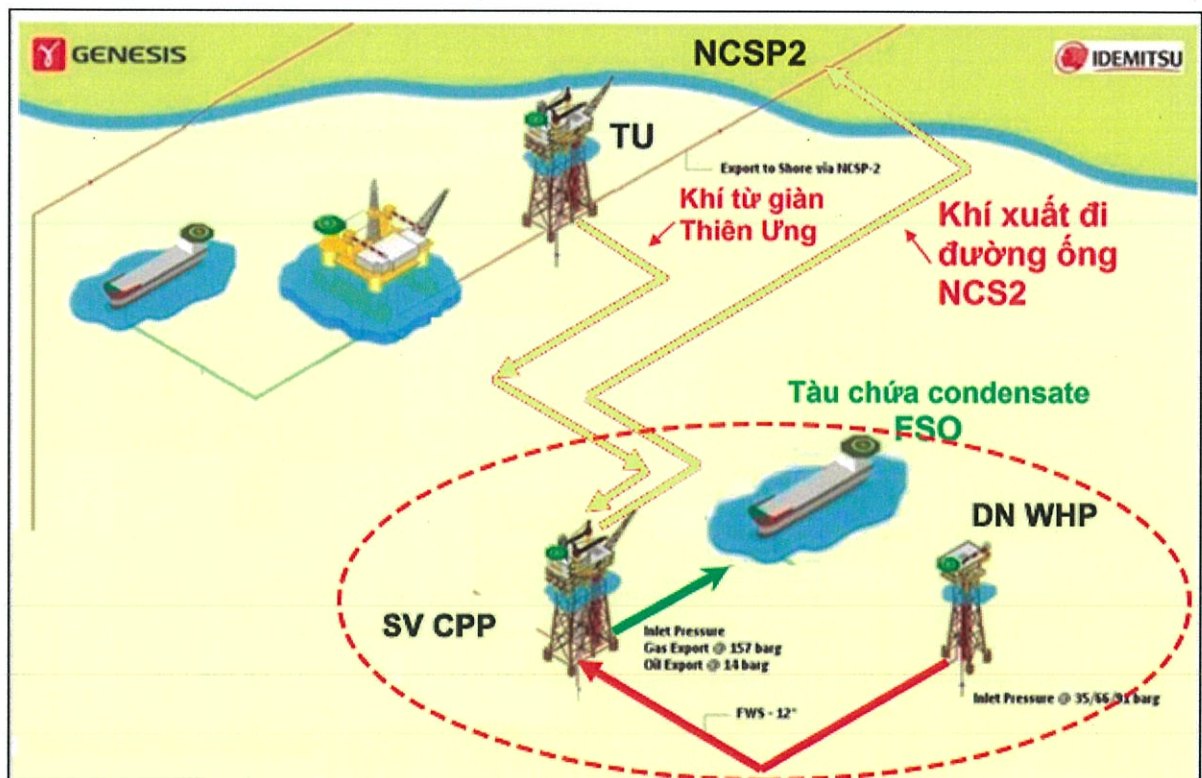
ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG

DỰ ÁN

PHÁT TRIỂN MỎ SAO VÀNG – ĐẠI NGUYỆT

LÔ 05-1b & 05-1c, thềm lục địa Việt Nam

(Báo cáo đã được chỉnh sửa, bổ sung theo ý kiến của Hội đồng thẩm định họp tại Bộ TN&MT ngày 13/5/2017)



BÁO CÁO

ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG

DỰ ÁN

PHÁT TRIỂN MỎ SAO VÀNG – ĐẠI NGUYỆT

LÔ 05-1b & 05-1c, thềm lục địa Việt Nam

(Báo cáo đã được chỉnh sửa, bổ sung theo ý kiến của Hội đồng thẩm định họp tại Bộ TN&MT ngày 13/5/2017)

Chủ dự án:

**IDEMITSU
OIL & GAS CO., LTD.**



Matsuda Manabu
General Manager, HCMC Office

Tư vấn:

**TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU & PHÁT TRIỂN
AN TOÀN & MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



**PHÓ GIÁM ĐỐC
ThS. Bùi Hồng Diễm**

Tp. Hồ Chí Minh, tháng 06/2017

Bộ Tài nguyên và Môi trường chứng thực Báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án: “Phát triển mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt, Lô 05-1b & 05-1c, thềm lục địa Việt Nam” được phê duyệt bởi Quyết định số 1995/QĐ-BTNMT ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Bộ Trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Hà Nội, ngày 18 tháng 8 năm 2017.

**TUQ. BỘ TRƯỞNG
TỔNG CỤC TRƯỞNG
TỔNG CỤC MÔI TRƯỜNG**



Nguyễn Văn Tài

MỤC LỤC

MỞ ĐẦU.....	MĐ-1
0.1 XUẤT XỨ CỦA DỰ ÁN.....	MĐ-1
0.2 CĂN CỨ PHÁP LÝ VÀ KỸ THUẬT CỦA VIỆC THỰC HIỆN ĐTM.....	MĐ-2
0.2.1. Các văn bản pháp luật và kỹ thuật làm căn cứ cho việc thực hiện ĐTM.....	MĐ-2
0.2.2 Các văn bản tham khảo.....	MĐ-4
0.2.3 Các Tiêu chuẩn Việt Nam, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia của Việt Nam và công ước quốc tế có thể áp dụng.....	MĐ-4
0.2.4 Các tài liệu, dữ liệu kỹ thuật do IDEMITSU tự tạo lập.....	MĐ-5
0.2.5 Các tài liệu phục vụ lập báo cáo ĐTM.....	MĐ-5
0.3 TỔ CHỨC THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG.....	MĐ-5
0.4 CÁC PHƯƠNG PHÁP ÁP DỤNG TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG.....	MĐ-7
CHƯƠNG 1. MÔ TẢ TÓM TẮT DỰ ÁN.....	1-1
1.1 TÊN DỰ ÁN.....	1-1
1.2 CHỦ DỰ ÁN.....	1-1
1.3 VỊ TRÍ DỰ ÁN.....	1-1
1.4 NỘI DUNG CHỦ YẾU CỦA DỰ ÁN.....	1-4
1.4.1 Mục tiêu của dự án.....	1-4
1.4.2 Phạm vi của dự án.....	1-4
1.4.3 Đặc điểm của mỏ Sao Vàng và Đại Nguyệt.....	1-4
1.4.3.1 Tổng quan dự án.....	1-4
1.4.3.2 Tóm tắt đặc điểm địa chất.....	1-6
1.4.3.3 Thông số vỉa chứa.....	1-7
1.4.4 Khối lượng và quy mô các hạng mục công trình của dự án.....	1-11
1.4.4.1 Giàn tích hợp khai thác - xử lý trung tâm SV CPP.....	1-11
1.4.4.2 Giàn đầu giếng DN WHP.....	1-13
1.4.4.3 Tàu chứa condensate FSO.....	1-14
1.4.4.4 Hệ thống tuyến ống nội mỏ.....	1-16
1.4.4.5 Các giếng khoan.....	1-17
1.4.4.6 Giàn khoan.....	1-18
1.5 HOẠT ĐỘNG VẬN CHUYỂN VÀ LẮP ĐẶT.....	1-20
1.5.1 Vận chuyển và Lắp đặt giàn SV CPP.....	1-20



1.5.2.1	Lắp đặt tuyến ống ngầm nội mỏ.....	1-20
1.5.2.2	Thử thủy lực tuyến ống ngầm nội mỏ.....	1-20
1.5.3	Lắp đặt giàn DN WHP	1-21
1.6	HOẠT ĐỘNG KHOAN, KHAI THÁC VÀ THÁO DỖ.....	1-22
1.6.1	Hoạt động khoan phát triển.....	1-22
1.6.1.1	Chương trình dung dịch khoan.....	1-25
1.6.1.2	Thiết kế ống chống.....	1-25
1.6.1.3	Thiết kế trám xi măng.....	1-26
1.6.1.4	Làm sạch giếng.....	1-26
1.6.2	Hoạt động khai thác	1-27
1.6.2.1	Hoạt động trên SV CPP.....	1-27
1.6.2.2	Hoạt động trên DN WHP.....	1-31
1.6.2.3	Hoạt động chứa và xuất condensate tại FSO.....	1-32
1.6.3	Tháo dỡ công trình và thu dọn mỏ.....	1-32
1.7	DANH MỤC MÁY MÓC, THIẾT BỊ CỦA DỰ ÁN	1-33
1.8	NGUYÊN, NHIÊN, VẬT LIỆU VÀ CÁC SẢN PHẨM CỦA DỰ ÁN.....	1-33
1.8.1	Hóa chất sử dụng.....	1-33
1.8.1.1	Hóa chất sử dụng trong giai đoạn lắp đặt và chạy thử.....	1-33
1.8.1.2	Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khoan.....	1-24
1.8.1.3	Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khai thác.....	1-37
1.8.2	Sản phẩm của dự án	1-38
1.9	CÁC HOẠT ĐỘNG HỖ TRỢ VÀ CĂN CỨ TRÊN BỜ.....	1-38
1.9.1	Vận chuyển ngoài khơi.....	1-38
1.9.2	Hoạt động hỗ trợ và căn cứ trên bờ.....	1-38
1.10	TIẾN ĐỘ DỰ ÁN.....	1-39
1.11	TỔ CHỨC VÀ NHÂN LỰC THỰC HIỆN DỰ ÁN.....	1-39
1.12	TỔNG MỨC ĐẦU TƯ THỰC HIỆN DỰ ÁN	1-41
1.13	TÓM LƯỢC THÔNG TIN CƠ BẢN CỦA DỰ ÁN.....	1-42
CHƯƠNG 2. ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG TỰ NHIÊN VÀ KINH TẾ - XÃ HỘI KHU VỰC THỰC HIỆN DỰ ÁN		2-1
2.1	ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG TỰ NHIÊN.....	2-1
2.1.1	Điều kiện về địa lý, địa chất.....	2-1
2.2.1.1	Vị trí địa lý.....	2-1
2.1.1.1	Địa hình đáy biển.....	2-2

2.1.1.2	Đặc điểm địa chất.....	2-2
2.1.2	Điều kiện về khí hậu, khí tượng.....	2-2
2.1.3	Điều kiện thủy văn/hải văn.....	2-6
2.1.4	Các hiện tượng thiên tai đặc biệt.....	2-8
2.1.5	Hiện trạng chất lượng các thành phần môi trường.....	2-9
2.1.5.1	Mạng lưới trạm lấy mẫu.....	2-9
2.1.5.2	Chất lượng nước biển.....	2-10
2.1.5.3	Chất lượng trầm tích biển.....	2-12
2.1.5.4	Quần xã động vật đáy.....	2-24
2.1.6	Hiện trạng tài nguyên sinh vật.....	2-33
2.1.6.1	Nguồn lợi hải sản.....	2-33
2.1.6.2	Nguồn lợi khác.....	2-35
2.1.7	Các khu vực cần được bảo vệ.....	2-38
2.1.8	Khả năng phục hồi môi trường khu vực dự án.....	2-39
2.2	ĐIỀU KIỆN KINH TẾ - XÃ HỘI.....	2-39
2.2.1	Hoạt động đánh bắt hải sản.....	2-39
2.2.2	Hoạt động dầu khí xung quanh khu vực dự án.....	2-40
2.2.3	Hoạt động hàng hải.....	2-41
CHƯƠNG 3. ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG.....		3-1
3.1	ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG.....	3-4
3.1.1	Giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-4
3.1.1.1	Tác động liên quan đến khí thải.....	3-5
3.1.1.2	Tác động liên quan đến nước thải.....	3-7
3.1.1.3	Tác động liên quan đến chất thải rắn.....	3-12
3.1.1.4	Tương tác vật lý.....	3-14
3.1.2	Giai đoạn khoan.....	3-15
3.1.2.1	Tác động liên quan đến khí thải.....	3-15
3.1.2.2	Tác động liên quan đến nước thải.....	3-18
3.1.2.3	Tác động liên quan đến chất thải khoan.....	3-19
3.1.2.4	Chất thải rắn.....	3-30
3.1.2.5	Tác động liên quan sử dụng chất phóng xạ.....	3-31
3.1.2.6	Các tác động do tương tác vật lý.....	3-32
3.1.3	Giai đoạn khai thác.....	3-32

11/01/2011

✍

3.1.3.1	Tác động liên quan đến khí thải.....	3-32
3.1.3.2	Tác động liên quan đến nước thải	3-34
3.1.3.3	Tác động liên quan đến chất thải rắn.....	3-38
3.1.3.4	Các tương tác vật lý.....	3-40
3.1.4	Giai đoạn tháo dỡ công trình và thu dọn mỏ.....	3-41
3.1.5	Tác động chung đến kinh tế - xã hội và an ninh - quốc phòng	3-41
3.1.6	Tác động từ các sự cố môi trường.....	3-42
3.1.6.1	Nguồn gây ra sự cố.....	3-41
3.1.6.2	Rò rỉ khí.....	3-42
3.1.6.3	Sự cố cháy/nổ.....	3-43
3.1.6.4	Sự cố tràn đổ hóa chất.....	3-43
3.1.6.5	Sự cố tràn Condensate và dầu nhiên liệu DO.....	3-44
3.2	MỨC ĐỘ CHI TIẾT, ĐỘ TIN CẬY CỦA CÁC ĐÁNH GIÁ	3-48
3.2.1	Mức độ chi tiết của ĐTM.....	3-48
3.2.2	Độ tin cậy của ĐTM	3-48
CHƯƠNG 4. BIỆN PHÁP PHÒNG NGỪA, GIẢM THIỂU TÁC ĐỘNG TIÊU CỰC VÀ PHÒNG NGỪA, ỨNG PHÓ RỦI RO, SỰ CỐ CỦA DỰ ÁN.....		
4.1	BIỆN PHÁP PHÒNG NGỪA, GIẢM THIỂU CÁC TÁC ĐỘNG TIÊU CỰC CỦA DỰ ÁN. 4-1	
4.1.1	Giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu	4-1
4.1.1.1	Khí thải	4-1
4.1.1.2	Nước thải	4-2
4.1.1.3	Chất thải rắn.....	4-3
4.1.1.4	Các biện pháp giảm thiểu tương tác vật lý.....	4-4
4.1.2	Giai đoạn khoan	4-5
4.1.2.1	Khí thải	4-5
4.1.2.2	Chất thải khoan.....	4-5
4.1.2.3	Nước thải	4-8
4.1.2.4	Chất thải rắn.....	4-11
4.1.2.5	Tàng trữ và sử dụng chất phóng xạ trên giàn khoan.....	4-12
4.1.2.6	Biện pháp giảm thiểu các tương tác vật lý	4-12
4.1.3	Giai đoạn khai thác	4-13
4.1.3.1	Khí thải	4-13
4.1.3.2	Nước thải	4-13
4.1.3.3	Chất thải rắn.....	4-20

4.1.4	Giai đoạn tháo dỡ.....	4-20
4.2	BIỆN PHÁP PHÒNG NGỪA, ỨNG PHÓ ĐỐI VỚI CÁC RỦI RO, SỰ CỐ	4-21
4.2.1	Sự cố rò rỉ khí và cháy nổ.....	4-21
4.2.2	Kế hoạch ứng phó sự cố tràn Condensate	4-22
4.2.3	Sự cố tràn đổ hóa chất	4-23
4.3	PHƯƠNG ÁN TỔ CHỨC THỰC HIỆN CÁC CÔNG TRÌNH, BIỆN PHÁP BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG	4-24
CHƯƠNG 5. CHƯƠNG TRÌNH QUẢN LÝ VÀ GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG		5-1
5.1	CHƯƠNG TRÌNH QUẢN LÝ MÔI TRƯỜNG.....	5-1
5.1.1	Chính sách ATSKMT	5-1
5.1.2	Hệ thống Quản lý ATSKMT	5-4
5.1.3	Chương trình quản lý môi trường cho dự án	5-4
5.2	CHƯƠNG TRÌNH GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG.....	5-13
5.2.1	Chương trình giám sát chất thải.....	5-13
5.2.2	Chương trình quan trắc môi trường xung quanh	5-14
5.2.2.1	<i>Chương trình quan trắc môi trường xung quanh trong giai đoạn vận hành...</i>	<i>5-14</i>
5.2.2.2	<i>Chương trình QTMT trong giai đoạn thu dọn mỏ.....</i>	<i>5-17</i>
CHƯƠNG 6. THAM VẤN Ý KIẾN CỘNG ĐỒNG.....		6-1
CHƯƠNG 7. KẾT LUẬN, KIẾN NGHỊ VÀ CAM KẾT		KL-1
7.1	KẾT LUẬN	KL-1
7.1.1	Tác động của khí thải	KL-1
7.1.2	Tác động của mùn khoan thải.....	KL-2
7.1.3	Tác động của chất thải lỏng.....	KL-2
7.1.4	Tác động của chất thải rắn.....	KL-3
7.2	KIẾN NGHỊ	KL-3
7.3	CAM KẾT THỰC HIỆN CÁC BIỆN PHÁP BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG.....	KL-3

DANH SÁCH HÌNH

Hình 1.1.	Vị trí các công trình dầu khí tại mỏ SV - ĐN và các công trình liên quan1-3
Hình 1.2.	Diễn biến sản lượng khai thác dầu khí tại mỏ SV-ĐN.....1-6
Hình 1.3.	Bản đồ vị trí của mỏ Sao Vàng và mỏ Đại Nguyệt, Lô 05-1b & 05-1c1-7
Hình 1.4	Sơ đồ bố trí các giếng khoan trên giàn SV CPP 1-17
Hình 1.5	Sơ đồ bố trí các giếng khoan trên giàn DN WHP1-18
Hình 1.6	Sơ đồ thiết kế giếng khoan tại mỏ SV1-23
Hình 1.7	Sơ đồ thiết kế giếng khoan tại mỏ ĐN1-24
Hình 1.8.	Sơ đồ hệ thống xử lý trên SV CPP1-28
Hình 1.9.	Hệ thống tách và ổn định condensate trên giàn SV CPP.....1-29
Hình 1.10.	Sơ đồ hoạt động của Hệ thống nén khí tức thời trên SV CPP1-30
Hình 1.11.	Ước tính lượng khí đốt từ hệ thống nén khí tức thời trên SV CPP trong 20 năm ...1-31
Hình 1.12.	Sơ đồ các hệ thống thiết bị chính trên giàn DN WHP.....1-32
Hình 1.13.	Sơ đồ tổ chức vận hành ngoài khơi1-40
Hình 1.14.	Sơ đồ tổ chức vận hành trên bờ.....1-40
Hình 2.1.	Vị trí của mỏ SV-ĐN thuộc Lô 05-1b & 05-1c.....2-1
Hình 2.2.	Hoa gió của khu vực ngoài khơi biển Đông Nam Việt Nam2-3
Hình 2.3.	Đường đi của các cơn bão trong bán kính 300 hải lý quanh mỏ SV-ĐN.....2-6
Hình 2.4.	Sơ đồ dòng chảy chủ đạo trên Biển Đông.....2-7
Hình 2.5.	Dự đoán sóng thần gây ra bởi động đất mạnh ở máng đứt gãy Manila.....2-9
Hình 2.6.	Mạng lưới lấy mẫu bao gồm các trạm tham khảo2-10
Hình 2.7.	Mạng lưới lấy mẫu tại SV CPP và DN WHP (không bao gồm các trạm tham khảo) .2-11
Hình 2.8.	Phân bố hàm lượng kim loại trong khu vực SV CPP2-19
Hình 2.9.	Phân bố hàm lượng kim loại trong khu vực DN WHP.....2-21
Hình 2.10.	Khoảng cách vị trí dự án đến các ngư trường hải sản trọng điểm của khu vực...2-34
Hình 2.11.	Hiện trạng nguồn lợi san hô và cỏ biển trong vùng biển Đông Nam2-36
Hình 2.12.	Các khu vực cần bảo vệ và khu vực nhạy cảm ven biển2-38
Hình 2.13.	Hoạt động dầu khí ngoài khơi biển Đông Nam Việt Nam2-41
Hình 2.14.	Các tuyến hàng hải trên vùng biển Đông Nam Việt Nam.....2-42
Hình 3.1.	Thang đo mức độ tác động của hệ thống cho điểm mức độ tác động3-3
Hình 3.2.	Hướng dòng chảy tháng 8 - tháng 9 tại khu vực mỏ Sao Vàng – Đại Nguyệt...3-10
Hình 3.3.	Phân bố nồng độ cao nhất của hóa chất thử thủy lực trong nước biển.....3-11
Hình 3.4.	Sự phát tán của mùn khoan thải trong môi trường biển.....3-23
Hình 3.5.	Giao diện mô hình MUDMAP3-23
Hình 3.6.	Hướng dòng chảy điển hình và vận tốc tại khu vực mỏ Sao Vàng – Đại Nguyệt...3-25
Hình 3.7.	Kết quả mô hình phân tán mùn khoan gốc tổng hợp tại SV CPP.....3-26
Hình 3.8.	Kết quả mô hình phân tán mùn khoan gốc tổng hợp tại DN WHP3-27



Hình 3.9.	Diễn biến nước khai thác của mỏ SV-ĐN	3-35
Hình 3.10.	Kết quả mô hình lan truyền nước khai thác đã xử lý	3-37
Hình 4.1.	Quản lý chất thải rắn ngoài khơi trong lắp đặt và nghiệm thu.....	4-4
Hình 4.2.	Sơ đồ công nghệ của hệ thống kiểm soát chất rắn	4-7
Hình 4.3.	Cấu tạo điển hình của máy ly tâm (trái) và thiết bị xử lý mùn khoan (phải)..	4-7
Hình 4.4.	Hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt HAMWORTHY/ ST13C	4-8
Hình 4.5.	Nguyên lý hoạt động của hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt	4-9
Hình 4.6.	Thiết bị tách dầu/nước	4-10
Hình 4.7.	Sơ đồ cấu tạo thiết bị xử lý nước thải nhiễm dầu	4-11
Hình 4.8.	Máy nén rác trên giàn khoan.....	4-12
Hình 4.9.	Quy trình xử lý nước khai thác trên SV CPP.....	4-15
Hình 4.10.	Sơ đồ hệ thống thu gom nước thải sàn trên SV CPP	4-17
Hình 4.11.	Sơ đồ hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt trên SV CPP	4-19
Hình 5.1.	Chính sách về sức khỏe, an toàn và môi trường của Công ty thăm dò & khai thác Idemitsu.....	5-2
Hình 5.2.	Chính sách về sức khỏe, an toàn và môi trường của Idemitsu Việt Nam	5-3
Hình 5.3.	Vị trí các trạm lấy mẫu	5-16

DANH SÁCH BẢNG

Bảng 1.1.	Tọa độ các công trình dầu khí sẽ được lắp đặt tại khu vực mỏ SV-ĐN.....	1-2
Bảng 1.2.	Diễn biến sản lượng khai thác dầu khí tại mỏ SV - ĐN.....	1-5
Bảng 1.3.	Trữ lượng khí ban đầu tại chỗ theo từng vỉa của mỏ ĐN.....	1-7
Bảng 1.4.	Trữ lượng khí ban đầu tại chỗ theo từng vỉa của mỏ SV.....	1-8
Bảng 1.5.	Trữ lượng dầu ban đầu tại chỗ theo từng vỉa của mỏ SV.....	1-8
Bảng 1.6.	Thành phần lưu thể tại mỏ Sao Vàng.....	1-9
Bảng 1.7.	Thành phần lưu thể tại mỏ Đại Nguyệt.....	1-10
Bảng 1.8.	Các hệ thống công nghệ chính và phụ trợ trên SV CPP.....	1-11
Bảng 1.9.	Các hệ thống công nghệ trên DN WHP.....	1-14
Bảng 1.10.	Các hệ thống chính trên FSO tại mỏ Sao Vàng.....	1-15
Bảng 1.11.	Hệ thống đường ống nội mỏ.....	1-16
Bảng 1.12.	Các giếng khoan phát triển tại mỏ SV-ĐN.....	1-17
Bảng 1.13.	Một số đặc điểm kỹ thuật chính của giàn khoan loại KFELS Super B.....	1-18
Bảng 1.14.	Các giếng khoan phát triển tại mỏ SV-ĐN.....	1-21
Bảng 1.15.	Chương trình dung dịch khoan cho các giếng phát triển mỏ SV - ĐN.....	1-25
Bảng 1.16.	Thiết kế ống chống cho các giếng tại mỏ SV - ĐN.....	1-26
Bảng 1.17.	Thiết kế trám xi măng các ống chống của các giếng mỏ SV - ĐN.....	1-26
Bảng 1.18.	Tóm tắt hoạt động làm sạch giếng.....	1-27
Bảng 1.19.	Các hóa chất dùng trong giai đoạn lắp đặt và chạy thử.....	1-33
Bảng 1.20.	Các hóa chất dùng trong giai đoạn khoan.....	1-35
Bảng 1.21.	Các hóa chất dùng trong giai đoạn khai thác.....	1-37
Bảng 1.22.	Đặc tính của Condensate thương mại.....	1-38
Bảng 1.23.	Đặc tính của khí thương mại.....	1-38
Bảng 1.24.	Các mốc tiến độ chính trong quá trình thực hiện dự án.....	1-39
Bảng 1.25.	Danh sách các tàu, nhân lực và thời gian thi công phục vụ cho dự án.....	1-39
Bảng 1.26.	Ước tính chi phí dành cho công tác bảo vệ môi trường.....	1-41
Bảng 2.1.	Thống kê về gió tại trạm Huyện Trân (2011-2015).....	2-2
Bảng 2.2.	Nhiệt độ không khí trung bình tại trạm Huyện Trân (2011-2015).....	2-3
Bảng 2.3.	Độ ẩm tương đối tại trạm Huyện Trân (2011 - 2015).....	2-4
Bảng 2.4.	Lượng mưa tại trạm Huyện Trân (2011- 2015).....	2-4
Bảng 2.5.	Thống kê bão và ATNĐ trong vùng Biển Đông Nam (2004 – 2014).....	2-4
Bảng 2.6.	Mức nước triều tại trạm Huyện Trân (2011-2015).....	2-6
Bảng 2.7.	Thống kê về sóng tại trạm Huyện Trân (2011 – 2015).....	2-8
Bảng 2.8.	Kết quả phân tích của nước biển khu vực mỏ SV-ĐN.....	2-12
Bảng 2.9.	Hàm lượng kim loại trong nước biển khu vực mỏ SV-ĐN (mg/L).....	2-12
Bảng 2.10.	Các thông số kích thước hạt trong trầm tích khu vực mỏ SV-ĐN.....	2-12
Bảng 2.11.	Hàm lượng kim loại trong trầm tích tại khu vực mỏ SV-ĐN.....	2-15

Bảng 2.12.	Thành phần hydrocacbon trong trầm tích khu vực mỏ SV-ĐN.....	2-21
Bảng 2.13.	Thành phần PAH tại khu vực mỏ Sao Vàng (µg/kg).....	2-23
Bảng 2.14.	Thành phần PAH tại khu vực mỏ Đại Nguyệt (µg/kg).....	2-24
Bảng 2.15.	Các thông số của quần xã sinh vật đáy tại SV CPP.....	2-25
Bảng 2.16.	Các thông số của quần xã sinh vật đáy tại DN WHP.....	2-26
Bảng 2.17.	Thành phần loài và phân bố sinh vật đáy tại SV CPP.....	2-27
Bảng 2.18.	Thành phần loài và phân bố sinh vật đáy tại DN WHP.....	2-28
Bảng 2.19.	Mật độ sinh vật đáy và phân bố tại SV CPP và đường ống.....	2-29
Bảng 2.20.	Mật độ sinh vật đáy và phân bố tại DN WHP.....	2-30
Bảng 2.21.	Phân bố và thành phần sinh khối tại SV CPP.....	2-31
Bảng 2.22.	Phân bố và thành phần sinh khối tại DN WHP.....	2-32
Bảng 2.23.	Các loài thủy sinh có nguy cơ tuyệt chủng.....	2-37
Bảng 2.24.	Các đội tàu đánh bắt xa bờ và sản lượng đánh bắt năm 2015.....	2-40
Bảng 2.25.	Số lượng tàu/thuyền đi qua khu vực dự án.....	2-40
Bảng 3.1.	Hệ thống phân loại định lượng tác động.....	3-1
Bảng 3.2.	Nguồn phát sinh khí thải trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-5
Bảng 3.3.	Số lượng thiết bị và nhân công trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-5
Bảng 3.4.	Lượng nhiên liệu tiêu thụ trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-6
Bảng 3.5.	Ước tính lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-6
Bảng 3.6.	Mức độ tác động của khí thải trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-7
Bảng 3.7.	Nguồn nước thải phát sinh trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-7
Bảng 3.8.	Ước tính lượng nước và hóa chất xử lý thủy lực.....	3-8
Bảng 3.9.	Tổng lượng nước thải sinh hoạt phát sinh trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-8
Bảng 3.10.	Đặc điểm của hóa chất xử lý thủy lực.....	3-9
Bảng 3.11.	Các thông số đầu vào mô hình phân tán nước thải xử lý thủy lực.....	3-10
Bảng 3.12.	Nồng độ hóa chất xử lý thủy lực trong nước biển ở khoảng cách 500m cách điểm thải và dữ liệu độc tính.....	3-11
Bảng 3.13.	Mức độ tác động của nước thải trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-12
Bảng 3.14.	Nguồn phát sinh chất thải rắn trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-12
Bảng 3.15.	Ước tính lượng chất thải rắn trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-13
Bảng 3.16.	Tóm tắt mức độ tác động của chất thải rắn trong giai đoạn lắp đặt.....	3-14
Bảng 3.17.	Diện tích đáy biển có khả năng bị ảnh hưởng.....	3-14
Bảng 3.18.	Tóm tắt tương tác vật lý trong giai đoạn lắp đặt và nghiệm thu.....	3-15
Bảng 3.19.	Nguồn phát sinh khí thải trong giai đoạn khoan.....	3-15
Bảng 3.20.	Ước tính lượng nhiên liệu sử dụng trong giai đoạn khoan.....	3-16
Bảng 3.21.	Ước tính tổng lượng khí thải phát sinh từ giai đoạn khoan.....	3-16
Bảng 3.22.	Tóm tắt mức độ tác động của khí thải trong giai đoạn khoan.....	3-18
Bảng 3.23.	Nguồn nước thải phát sinh trong giai đoạn khoan.....	3-18
Bảng 3.24.	Ước tính lượng nước thải sinh hoạt trong giai đoạn khoan.....	3-18

Bảng 3.25.	Tóm tắt mức độ tác động của nước thải trong giai đoạn khoan	3-19
Bảng 3.26.	Loại chất thải khoan phát sinh.....	3-19
Bảng 3.27.	Ước tính DDK gốc nước thải	3-20
Bảng 3.28.	Ước tính khối lượng mùn khoan thải	3-20
Bảng 3.29.	Thành phần và độc tính hóa chất phụ gia trong DDK gốc nước	3-21
Bảng 3.30.	Thông số của mùn khoan gốc tổng hợp tại giàn SV CPP và DN WHP	3-25
Bảng 3.31.	Tóm tắt kết quả thử nghiệm độ độc pha trầm tích của DDK gốc tổng hợp NEOFLO 1-58 trên vẹm xanh <i>Perna viridis</i>	3-28
Bảng 3.32.	Kết quả thử nghiệm phân rã yếm khí của DDK NEOFLO 1-58	3-28
Bảng 3.33.	Tóm tắt tác động môi trường của chất thải khoan.....	3-30
Bảng 3.34.	Ước tính chất thải rắn phát sinh từ hoạt động khoan.....	3-30
Bảng 3.35.	Tóm tắt mức độ tác động của chất thải rắn trong giai đoạn khoan	3-31
Bảng 3.36.	Ước tính lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn khai thác	3-33
Bảng 3.37.	Các ảnh hưởng môi trường liên quan đến khí thải	3-33
Bảng 3.38.	Tóm tắt mức độ tác động của khí thải trong giai đoạn khai thác	3-34
Bảng 3.39.	Ước tính lượng nước thải sinh hoạt trong giai đoạn khai thác	3-35
Bảng 3.40.	Ước tính lượng nước mưa nhiễm dầu trên SV CPP và DN WHP.....	3-36
Bảng 3.41.	Các thông số đầu vào mô hình phân tán nước khai thác	3-36
Bảng 3.42.	Tóm tắt mức độ tác động của nước thải trong giai đoạn khai thác	3-38
Bảng 3.43.	Ước tính lượng chất thải phát sinh trong giai đoạn khai thác	3-39
Bảng 3.44.	Tóm tắt mức độ tác động của chất thải rắn trong giai đoạn khai thác.....	3-40
Bảng 3.45.	Tóm tắt mức độ tương tác vật lý trong giai đoạn khai thác.....	3-41
Bảng 3.46.	Rủi ro sự cố trong hoạt động ngoài khơi của Dự án.....	3-42
Bảng 3.47.	Thống kê tần suất rò rỉ khí trên thế giới	3-42
Bảng 3.48.	Ước tính xác suất sự cố rò rỉ của các tuyến ống của mỏ SV-ĐN.....	3-43
Bảng 3.49.	Thông tin các kịch bản tràn dầu	3-45
Bảng 3.50.	Tóm tắt các khu vực bị ảnh hưởng của sự cố phun trào giếng khoan	3-45
Bảng 3.51.	Tóm tắt các khả năng ảnh hưởng đến bờ biển của sự cố phun trào giếng khoan	3-46
Bảng 3.52.	Tóm tắt các khu vực bị ảnh hưởng của sự cố vỡ khoan chứa FSO	3-46
Bảng 3.53.	Tóm tắt các khả năng ảnh hưởng đến bờ biển của sự cố vỡ khoang chứa FSO.....	3-46
Bảng 3.54.	Tóm tắt các khu vực bị ảnh hưởng của sự cố vỡ chứa DO	3-47
Bảng 3.55.	Tóm tắt các khả năng ảnh hưởng đến bờ biển của sự cố vỡ chứa DO	3-47
Bảng 5.1.	Chương trình quản lý môi trường cho Dự án PTM SV-ĐN.....	5-5
Bảng 5.2.	Chương trình quản lý sự cố môi trường của Dự án.....	5-11
Bảng 5.3.	Vị trí và tần suất của chương trình giám sát chất thải	5-13
Bảng 5.4.	Tọa độ các trạm lấy mẫu	5-15
Bảng 5.5.	Các thông số quan trắc trầm tích đáy và nước biển.....	5-17

TỪ VIẾT TẮT

ATSKMT	An toàn, Sức khỏe & Môi trường
BTNMT	Bộ Tài Nguyên và Môi Trường
BOP	Thiết bị chống phun trào
CHXHCN	Cộng Hòa Xã Hội Chủ Nghĩa
COD	Nhu cầu oxy hóa học
CP	Chính phủ
CPP	Giàn xử lý trung tâm
CR	Nhóm giáp xác (sinh học)
CTNH	Chất thải nguy hại
CTR	Chất thải rắn
DDG	Dung dịch gốc
DDK	Dung dịch khoan
DO	Hàm lượng oxy hòa tan
DN	Đại Nguyệt
ĐTM	Đánh giá tác động môi trường
EC	Nhóm da gai (sinh học)
FSO	Tàu chứa
GSMT	Giám sát môi trường
HTXL	Hệ thống xử lý
IFC	Tổ Chức Tài Chính Thế Giới
IMO	Tổ chức Hàng hải Quốc tế
IQS	Hệ thống định lượng mức độ tác động
KHUCKC	Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp
KHUPSCTD	Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu
MARPOL	Công ước quốc tế chống ô nhiễm từ các hoạt động của tàu thuyền
MK	Mùn khoan
MO	Nhóm thân mềm (sinh học)
MSDS	Phiếu an toàn hóa chất

NĐ	Nghị Định
NOAA	Cơ quan Quản lý Đại dương và Khí quyển Quốc gia Hoa Kỳ
OCNS	Hệ thống khai báo các hóa chất sử dụng ngoài khơi của Vương quốc Anh
PAH	Hydrocacbon thơm đa vòng
PO	Nhóm giun nhiều tơ (sinh học)
PRSH	Phân rã sinh học
PTM	Phát triển mỏ
PTSC	Tổng công ty cổ phần kỹ thuật và dịch vụ dầu khí
PTSC SB	Công ty Cảng Dịch vụ Dầu khí
PVD	Tổng công ty cổ phần khoan và dịch vụ khoan dầu khí
PVN	Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam
QCVN	Quy chuẩn Việt Nam
QĐ	Quyết Định
SBM	Dung dịch khoan gốc tổng hợp
SOLAS	Công ước về an toàn sinh mạng trên biển
STNMT	Sở Tài nguyên và Môi trường
SV	Sao Vàng
SV-ĐN	Sao Vàng – Đại Nguyệt
TCVN	Tiêu chuẩn Việt Nam
TCXDVN	Tiêu chuẩn Xây dựng Việt Nam
THC	Tổng hàm lượng hydrocacbon
TNMT	Tài nguyên môi trường
TOC	Tổng carbon hữu cơ
TOM	Tổng vật chất hữu cơ
TSS	Tổng các chất rắn lơ lửng
TTATMTDK	Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí
UBQGTKCN	Ủy ban Quốc gia Tìm kiếm Cứu nạn
UKOOA	Hiệp hội các nhà khai thác ngoài khơi của Vương quốc Anh
VOC	Các hợp chất hữu cơ bay hơi
WBM	Dung dịch khoan nền nước

MỞ ĐẦU.

0.1 XUẤT XỨ CỦA DỰ ÁN

0.1.1 Xuất xứ của dự án

Mỏ Sao Vàng – Đại Nguyệt (SV-ĐN) nằm ở khu vực trung tâm của Lô 05-1b & 05-1c, thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam, cách thành phố Vũng Tàu khoảng 300km. Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd. (Idemitsu) trở thành nhà thầu điều hành khai thác mỏ SV-ĐN theo hợp đồng phân chia sản phẩm (PSC) của Lô 05-1b & 05-1c đã được ký ngày 28 tháng 10 năm 2004.

Vào năm 2004, lần đầu tiên Idemitsu tiến hành hoạt động thăm dò dầu khí tại Lô 05-1b & 05-1c, đến nay mỏ Đại Nguyệt đã phát hiện được 4 vỉa chứa khí/condensate và mỏ Sao Vàng đã phát hiện được 5 vỉa chứa khí/condensate. Sau thành công của chiến dịch khoan thăm dò và thăm lượng với các giếng khoan 05-1c-DN-1X vào năm 2010, 05-1c-DN-2X vào năm 2013, 05-1c-SV-1XST vào năm 2014, Idemitsu đã lập và được Bộ Công Thương phê duyệt Kế hoạch đại cương phát triển mỏ SV-ĐN vào ngày 07 tháng 03 năm 2017.

Tiếp theo Kế hoạch đại cương phát triển mỏ SV-ĐN đã trình, Idemitsu tiến hành lập Kế hoạch phát triển mỏ SV-ĐN với các hạng mục chính như sau:

- Vận chuyển và lắp đặt giàn xử lý trung tâm tại mỏ Sao Vàng (SV CPP);
- Vận chuyển và lắp đặt giàn đầu giếng tại mỏ Đại Nguyệt (DN WHP), (được lắp đặt sau SV CPP 2 năm);
- Vận chuyển và lắp đặt tàu chứa condensate (FSO);
- Vận chuyển và lắp đặt tuyến ống nội mỏ:
 - Tuyến ống dẫn lưu thể khai thác từ DN WHP đến SV CPP;
 - Tuyến ống dẫn condensate từ SV CPP đến FSO;
- Hoạt động khoan phát triển: 5 giếng tại mỏ SV và khoan 4 giếng tại mỏ ĐN;
- Hoạt động khai thác;
- Hoạt động tháo dỡ.

Dự án sẽ khai thác dòng khí đầu tiên tại mỏ SV vào cuối Quý III năm 2019 và mỏ ĐN vào khoảng cuối năm 2021. Theo Kế hoạch phát triển mỏ SV-ĐN, dự kiến sản lượng hằng ngày khoảng 175 triệu bộ khối khí và 12.000 thùng condensate. Các công trình khai thác dầu khí của mỏ SV-ĐN được thiết kế với tuổi thọ 20 năm, riêng đường ống ngầm đáy biển được thiết kế với tuổi thọ 30 năm.

Ngoài ra, SV CPP được thiết kế để tiếp nhận dòng khí khô từ giàn Thiên Ưng (TU), nén và xuất khí vào bờ bằng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 (NCS 2).

0.1.2 Cơ quan phê duyệt dự án

Kế hoạch phát triển mỏ SV- ĐN được chuẩn bị và đã trình cho PVN phê duyệt trước, sau đó Idemitsu sẽ đệ trình kế hoạch này lên Chính phủ phê duyệt. Theo các quy định liên quan về bảo vệ môi trường, việc thực thi dự án phải lập báo cáo Đánh giá tác động Môi trường cho mỏ SV-ĐN sau đó trình Bộ Tài Nguyên và Môi Trường (BTNMT) phê duyệt trước khi triển khai dự án. Theo đó, phạm vi của báo cáo ĐTM này chỉ bao gồm việc đánh giá các tác động phát sinh trong các hoạt động ngoài khơi của của dự án phát triển mỏ SV-ĐN, bao gồm:

- Giai đoạn vận chuyển, lắp đặt và nghiệm thu;
- Giai đoạn khoan phát triển;
- Giai đoạn khai thác;
- Giai đoạn tháo dỡ.

0.2 CĂN CỨ PHÁP LÝ VÀ KỸ THUẬT CỦA VIỆC THỰC HIỆN ĐTM

0.2.1. Các văn bản pháp luật và kỹ thuật làm căn cứ cho việc thực hiện ĐTM

Hiện tại, tài liệu luật pháp chính dùng để kiểm soát ô nhiễm và quản lý môi trường như sau:

1. Luật tài nguyên, môi trường biển và hải đảo số 82/2015/QH13 ngày 25/06/2015;
2. Luật Bảo vệ môi trường số 55/2014/QH13 ngày 23/6/2014;
3. Luật chỉnh sửa bổ sung một số điều của Luật dầu khí số 10/2008/QH12 ban hành ngày 03/06/2008;
4. Luật năng lượng nguyên tử số 18/2008/QH12 do Quốc hội nước CHXHCN Việt Nam thông qua ngày 03/06/2008;
5. Luật hóa chất số 06/2007/QH12 ban hành ngày 21/11/2007;
6. Bộ luật hàng hải số 40/2005/QH11 ngày 14/06/2005;
7. Nghị định số 164/2016/NĐ-CP ngày 24/12/2016 của Chính phủ về phí bảo vệ môi trường đối với khai thác khoáng sản;
8. Nghị định số 155/2016/NĐ-CP ngày 18/11/2016 của Chính phủ quy định về xử lý vi phạm hành chính trong lĩnh vực bảo vệ môi trường;
9. Nghị định số 154/2016/NĐ-CP ban hành ngày 16/11/2016 về quy định phí bảo vệ môi trường đối với nước thải;
10. Nghị định số 40/2016/NĐ-CP ban hành ngày 15/05/2016 về quy định chi tiết thi hành một số điều luật tài nguyên, môi trường biển và hải đảo;
11. Nghị định số 95/2015/NĐ-CP ngày 16/10/2015 về Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật dầu khí;
12. Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24/04/2015 của Chính phủ về quản lý chất thải và phế liệu;

13. Nghị định số 19/2015/NĐ-CP ban hành ngày 14/02/2015 về quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường;
14. Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14/02/2015 của Chính phủ Quy định về đánh giá tác động môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường;
15. Nghị định số 03/2015/NĐ-CP ban hành ngày 06/01/2015 về quy định về xác định thiệt hại đối với môi trường;
16. Nghị định số 127/2014/NĐ-CP ban hành ngày 31/12/2014 về quy định điều kiện của Tổ chức hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường;
17. Nghị định số 26/2011/NĐ-CP sửa đổi bổ sung một số điều của nghị định số 108/2008/NĐ-CP ngày 07/10/2008 của Thủ tướng Chính phủ Quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số Điều của Luật Hóa chất;
18. Nghị định số 03/2002/NĐ-CP ngày 07/01/2002 của Chính phủ về bảo vệ an ninh, an toàn dầu khí;
19. Thông tư số 86/2016/TT-BTC của Bộ Tài Chính ban hành ngày 20/06/2016 về quỹ dự phòng rủi ro, bồi thường thiệt hại về môi trường;
20. Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30/06/2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định về quản lý chất thải nguy hại;
21. Thông tư số 27/2015/TT-BTNMT ngày 29/05/2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy định chi tiết một số điều của Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14/02/2015 của Chính phủ Quy định về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường;
22. Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28/05/2015 về Bảo vệ môi trường trong sử dụng dung dịch khoan; quản lý chất thải và quan trắc môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển;
23. Thông tư số 19/2015/TT-BTNMT của Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành ngày 23/04/2015 Quy định chi tiết việc thẩm định điều kiện hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường và mẫu giấy chứng nhận;
24. Thông tư số 28/2010/TT-BCT ngày 28/06/2010 của Bộ Công Thương về Quy định chi tiết một số điều của Luật Hóa chất và Nghị định số 108/2008/NĐ-CP ngày 07/10/2008 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Hóa chất;
25. Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/01/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí;
26. Quyết định số 63/2014/QĐ-TTg ngày 11/11/2014 của Thủ tướng Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu ban hành kèm theo Quyết định số 02/2013/QĐ-TTg ngày 14/01/2013 của Thủ tướng Chính phủ, có hiệu lực kể từ ngày 01/01/2015;
27. Quyết định số 02/2013/QĐ-TTg ngày 14/01/2013 của Thủ tướng Chính phủ ban hành Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu;
28. Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành Quy chế khai thác dầu khí;

29. Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21/03/2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện hoạt động dầu khí;
30. Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp về việc ban hành quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí.

0.2.2 Các văn bản tham khảo

- Quyết định số 3044/QĐ-ATSKMT ngày 13/06/2005 của Tổng Giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc ban hành “Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam”;
- Hướng dẫn quan trắc và phân tích môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam – Hà Nội, 2014;
- Phân loại hóa chất sử dụng ngoài khơi Vương quốc Anh (OCNS) (chỉ dùng để tham khảo, không nhất thiết phải áp dụng).

0.2.3 Các Tiêu chuẩn Việt Nam, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia của Việt Nam và công ước quốc tế có thể áp dụng

Các Tiêu chuẩn Việt Nam, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia của Việt Nam và Công ước Quốc tế có thể áp dụng cho dự án gồm:

- QCVN 01:2015/BKHCN - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về xăng và nhiên liệu Diesel;
- QCVN 05:2010/BKHCN - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về An toàn bức xạ;
- QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển;
- QCVN 36:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển;
- QCVN 43:2012/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích;
- QCVN 10-MT:2015/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển;
- QCVN 26:2016/BGTVT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về các hệ thống ngăn ngừa ô nhiễm biển của tàu;
- Công ước MARPOL 1973/1978 về Phòng ngừa ô nhiễm từ tàu thủy;
- Công ước Liên hiệp quốc về Hiện tượng biến đổi Môi trường (ENMOD) (1997);
- Công ước Liên hiệp quốc về Luật biển (1994);
- Công ước Liên hiệp quốc về Sự thay đổi Khí hậu (1992);
- Công ước về Đa dạng Sinh học (1992);
- Công ước Quốc tế về trách nhiệm dân sự về thiệt hại do ô nhiễm dầu (CLC 1992).

0.2.4 Các tài liệu, dữ liệu kỹ thuật do Idemitsu tự tạo lập

Việc lập báo cáo ĐTM của Kế hoạch phát triển mỏ SV-ĐN được dựa trên các tài liệu:

- Kế hoạch đại cương phát triển mỏ SV-ĐN;
- Hệ thống quản lý An toàn, Sức khỏe và Môi trường của Idemitsu;
- Báo cáo thiết kế cơ sở của dự án phát triển mỏ SV-ĐN.

0.2.5 Các tài liệu phục vụ lập báo cáo ĐTM

- Các số liệu về khí tượng thủy văn giai đoạn 2011 -2015, tài liệu đánh giá về bão và diễn biến của bão trong những năm gần đây do Trung tâm Khí tượng Thủy văn khu vực Nam Bộ cung cấp;
- Các số liệu về nguồn lợi thủy sản và động thực vật quý hiếm tại khu vực dự án và vùng phụ cận được thu thập từ các cơ quan chuyên ngành và các báo cáo khoa học hàng đầu của Việt Nam đã được công bố rộng rãi;
- Số liệu về tình hình đánh bắt và nuôi trồng thủy sản và điều kiện kinh tế xã hội của các tỉnh ven biển có khả năng bị ảnh hưởng từ sự cố của dự án được thu thập từ Niên giám thống kê cả nước, 2015.

0.3 TỔ CHỨC THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG

Idemitsu là chủ Dự án “Phát triển mỏ SV-ĐN” và chịu trách nhiệm lập Báo cáo Đánh giá Tác động Môi trường (ĐTM). Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (TTATMTDK) là đơn vị tư vấn lập và trình báo cáo ĐTM cho các Cơ quan có liên quan. TTATMTDK cũng là đơn vị quan trắc môi trường nền cho trong khu vực mỏ SV-ĐN, năm 2016.

Thông tin liên hệ của TTATMTDK như sau:

Trụ sở của TTATMTDK:

Địa chỉ: Lô E2B5, Đường D1, Khu Công Nghệ Cao, Quận 9

Thành Phố Hồ Chí Minh

Giám đốc: TS. Hoàng Nguyên

Điện thoại: 08 35566075 - 35566077








Fax: 08 35566076

Các thành viên của TTATMTDK và Idemitsu tham gia chuẩn bị và lập báo cáo ĐTM bao gồm:

Các thành viên của Idemitsu

Thành viên	Chức vụ	Nội dung phụ trách trong ĐTM	Chữ ký
Manabu Matsuda	Tổng Giám Đốc	Soát xét báo cáo	
Sean David Middleton	Trưởng phòng Phát triển dự án	Soát xét báo cáo	
Jonathan Way	Trưởng phòng Thiết kế	Soát xét báo cáo	
Tony De Barr	Trưởng phòng Khoan	Soát xét báo cáo	
Trinh Thi Hong Nhung	Kỹ sư	Soát xét báo cáo	
Nguyễn Kim Chi	Kỹ sư	Cung cấp tài liệu kỹ thuật có liên quan đến lập báo cáo ĐTM; Hỗ trợ kỹ thuật và rà soát báo cáo	

Các thành viên của TTATMTDK

Thành viên	Học vị	Chuyên ngành	Chức vụ	Nội dung phụ trách trong ĐTM	Chữ ký
Bùi Hồng Diễm	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Phó giám đốc	Soát xét báo cáo lần 2	
Trần Phi Hùng	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Trưởng phòng QLMT	Soát xét báo cáo lần 1	
Thái Cẩm Tú	Thạc sỹ	Kỹ thuật môi trường	Chuyên viên Môi trường	Viết Mở đầu, chương 3, Kết Luận	
Lâm Vừ Thanh Nội	Tiến Sỹ	Quản Lý Môi Trường Đô Thị	Chuyên viên Môi trường	Viết chương 2	
Nguyễn Đình Phong	Thạc sỹ	Công nghệ môi trường	Chuyên viên Môi trường	Viết chương 1	
Phạm Chiến Thắng	Cử nhân	Địa chất	Chuyên viên Môi trường	Viết chương 4, 5	
Lương Kim Ngân	Thạc sỹ	Địa chất môi trường	Chuyên viên Môi trường	Chạy mô hình và vẽ hình	

0.4 CÁC PHƯƠNG PHÁP ÁP DỤNG TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG

Các phương pháp đánh giá tác động môi trường:

- Phương pháp liệt kê (check list): Liệt kê tất cả tác động tiềm ẩn của Dự án (bao gồm các tác động liên quan chất thải và không liên quan chất thải) và được trình bày theo từng giai đoạn của dự án.
- Phương pháp đánh giá nhanh: Đánh giá dựa vào hệ số phát thải ô nhiễm của Hiệp hội các nhà thầu khai thác dầu khí ngoài khơi của Vương Quốc Anh (UKOOA) cho các thiết bị vận tải để xác định tải lượng, nồng độ ô nhiễm. Từ đó có thể dự báo khả năng tác động đến môi trường của nguồn thải này.
- Phương pháp chồng bản đồ và hệ thống thông tin địa lý (GIS):
 - + Thể hiện các đối tượng môi trường tự nhiên và kinh tế xã hội khu vực dự án và vùng phụ cận;
 - + Xác định phạm vi có khả năng bị ô nhiễm hoặc bị ảnh hưởng từ các hoạt động của dự án;
 - + Hỗ trợ việc chồng lớp bản đồ để xác định các khu vực và đối tượng có khả năng bị ảnh hưởng từ dự án.
- Phương pháp mô hình hóa: Sử dụng các mô hình tính toán để dự báo lan truyền các chất ô nhiễm, từ đó xác định mức độ, phạm vi ô nhiễm môi trường do các hoạt động của dự án gây ra như:
 - + Sử dụng mô hình Chemmap để mô phỏng, đánh giá hướng lan truyền, khả năng pha loãng và phạm vi ảnh hưởng của nước thử thủy lực và nước khai thác;
 - + Sử dụng mô hình Mudmap để mô phỏng, đánh giá hướng lan truyền, khả năng pha loãng và phạm vi ảnh hưởng của mùn khoan thải;
 - + Sử dụng mô hình Oilmap để mô phỏng, đánh giá hướng lan truyền, khả năng pha loãng và phạm vi ảnh hưởng của condensate và dầu Diesel tràn.
- Phương pháp cho điểm bán định lượng mức độ tác động (IQS): Định lượng lượng thải, từ đó đánh giá mức độ tác động đến môi trường.

Các phương pháp khác:

- Phương pháp thống kê: Thu thập và xử lý các số liệu khí tượng hải văn, môi trường tự nhiên và kinh tế - xã hội tại khu vực dự án và vùng lân cận.
- Phương pháp so sánh: Được dùng trong việc đánh giá chất lượng môi trường trên cơ sở so sánh với các tiêu chuẩn môi trường hiện hành của Việt Nam.
- Phương pháp lấy mẫu ngoài hiện trường và phân tích trong phòng thí nghiệm: Tiến hành lấy mẫu, đo đạc và phân tích chất lượng môi trường khu vực dự kiến thực hiện

dự án và khu vực xung quanh bao gồm: hiện trạng môi trường nước, trầm tích và sinh học để làm cơ sở đánh giá các tác động của việc triển khai dự án tới môi trường.

- Phương pháp kế thừa: Kế thừa các kết quả nghiên cứu báo cáo ĐTM của các dự án tương tự đã được phê duyệt.

CHƯƠNG 1.

MÔ TẢ TÓM TẮT DỰ ÁN

1.1 TÊN DỰ ÁN

**DỰ ÁN PHÁT TRIỂN MỎ SAO VÀNG – ĐẠI NGUYỆT,
LÔ 05-1B & 05-1C, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM**

1.2 CHỦ DỰ ÁN

Lô 05-1b & 05-1c được điều hành bởi Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd. (gọi tắt là Idemitsu) và Hợp đồng Phân chia Sản phẩm (PSC) bao gồm các cổ đông: Idemitsu, JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation và Teikoku Oil (Con Son) Co., Ltd. Có một điều khoản cho phép Petrovietnam tham gia làm cổ đông lên đến hai mươi phần trăm sau khi Tuyên bố thương mại. Hiện tại các cổ đông điều hành Lô 05-1b & 05-1c như sau:

– Idemitsu:	35%
– JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation:	35%
– Teikoku Oil (Con Son) Co., Ltd.:	30%

Trụ sở công ty Idemitsu

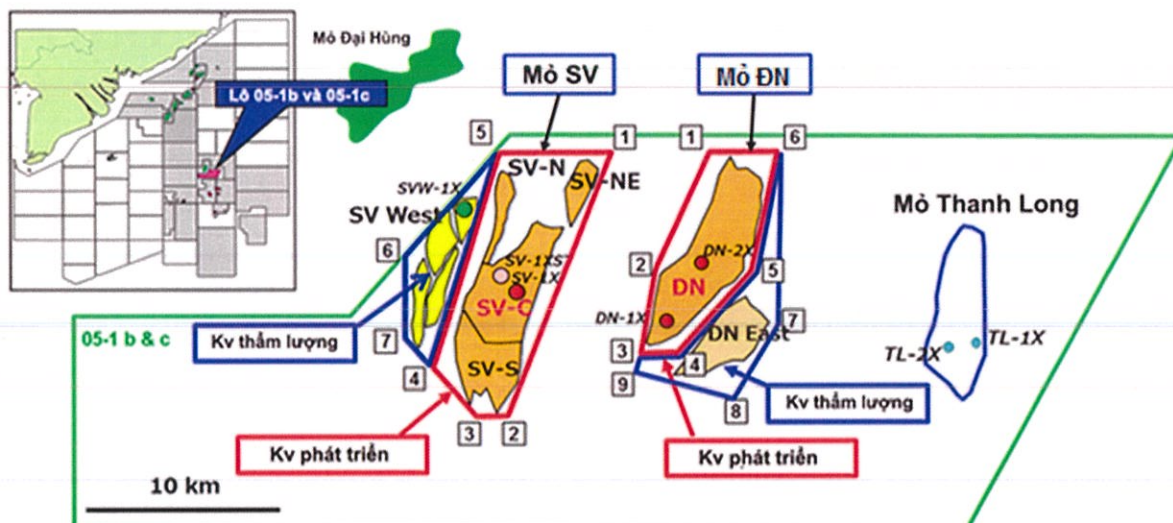
Địa chỉ	Tầng 28, Vietcombank Tower, số 05 công trường Mê Linh, Phường Bến Thành, Quận 1, Tp.HCM
Số điện thoại	+84 8 3827 8640
Số Fax	+84 8 3827 8649
Tổng Giám đốc	Manabu Matsuda

1.3 VỊ TRÍ DỰ ÁN

Các mỏ SV-ĐN nằm lần lượt ở phía Tây và trung tâm của Lô 05-1b & 05-1c, thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Độ sâu mực nước biển tại khu vực mỏ khoảng 120m. Vị trí của mỏ SV-ĐN (**Hình 1.1**) có thể được mô tả sơ bộ như sau:

- Cách Vũng Tàu khoảng 300km theo hướng Đông Nam;
- Cách đường bờ gần nhất của Việt Nam (thuộc tỉnh Trà Vinh) khoảng 273km;
- Cách các đảo: Hòn Khoai 423km, Côn Đảo 220km, Phú Quý 236km.

Tọa độ của Lô 05-1b & 05-1c được thể hiện chi tiết như sau:



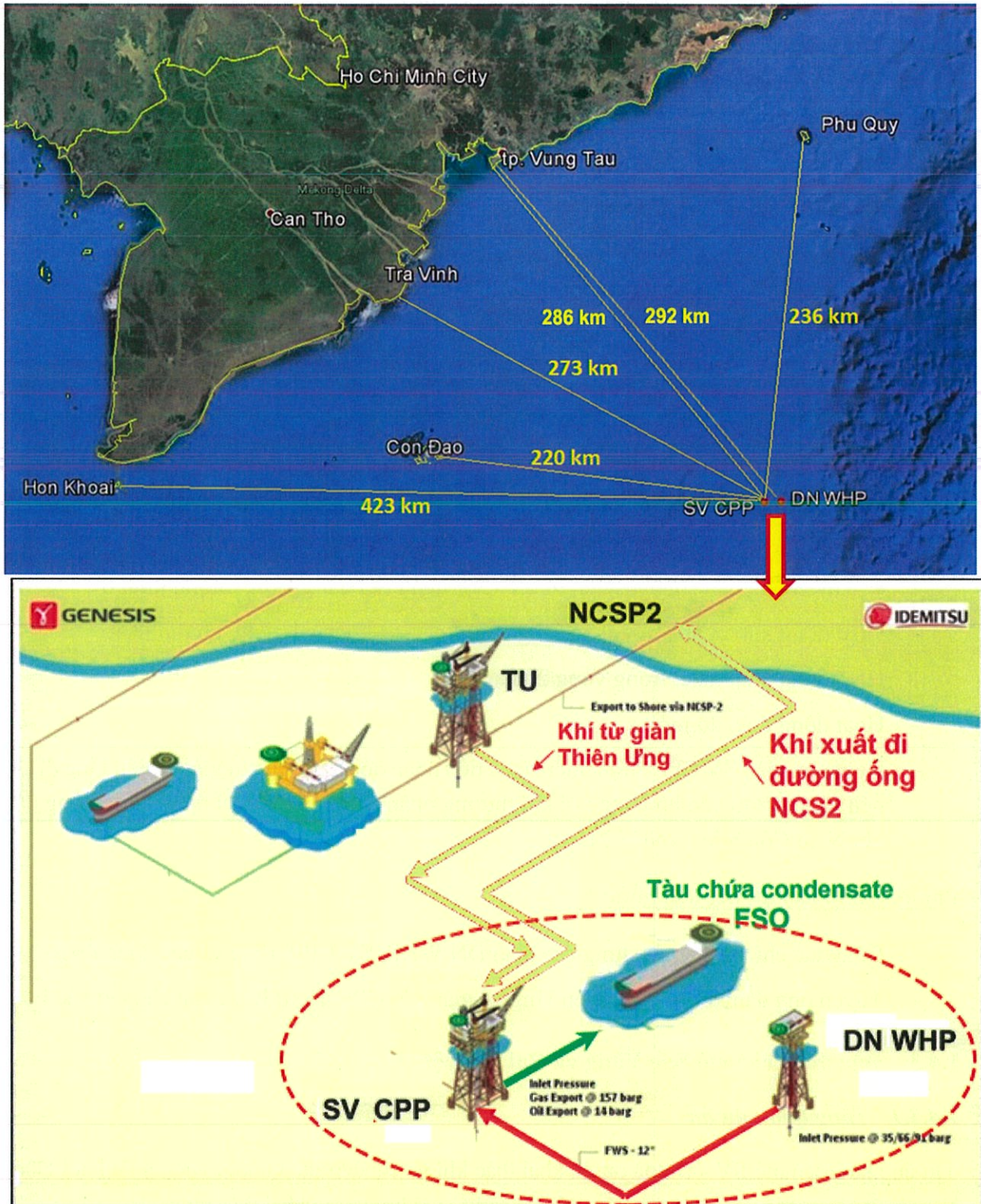
Mốc trắc địa: World Geodetic System 1984	Các khu vực phát triển của mỏ SV-ĐN																																																																																																																																																							
Ellipsoid: WGS84																																																																																																																																																								
Hình chiếu: Transverse Mercator (North)																																																																																																																																																								
Kinh tuyến trung tâm: 108E																																																																																																																																																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">SV Area Point</th> <th rowspan="2">X</th> <th rowspan="2">Y</th> <th colspan="3">Longitude</th> <th colspan="3">Latitude</th> </tr> <tr> <th>deg</th> <th>min</th> <th>sec</th> <th>deg</th> <th>min</th> <th>sec</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>583065.43</td> <td>932898.50</td> <td>108</td> <td>45</td> <td>16.5</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>26</td> <td>20.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>577602.07</td> <td>918545.93</td> <td>108</td> <td>42</td> <td>17.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>18</td> <td>33.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>575889.06</td> <td>918542.92</td> <td>108</td> <td>41</td> <td>21.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>18</td> <td>33.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>573744.11</td> <td>920719.75</td> <td>108</td> <td>40</td> <td>11.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>19</td> <td>44.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>576674.29</td> <td>932886.62</td> <td>108</td> <td>41</td> <td>47.5</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>26</td> <td>20.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <th rowspan="2">DN Area Point</th> <th rowspan="2">X</th> <th rowspan="2">Y</th> <th colspan="3">Longitude</th> <th colspan="3">Latitude</th> </tr> <tr> <th>deg</th> <th>min</th> <th>sec</th> <th>deg</th> <th>min</th> <th>sec</th> </tr> <tr> <td>1</td> <td>588676.66</td> <td>933001.85</td> <td>108</td> <td>48</td> <td>20.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>26</td> <td>23.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>585172.64</td> <td>926575.91</td> <td>108</td> <td>46</td> <td>25.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>22</td> <td>54.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>584450.33</td> <td>920554.93</td> <td>108</td> <td>46</td> <td>1.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>19</td> <td>38.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>586408.00</td> <td>920558.76</td> <td>108</td> <td>47</td> <td>5.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>19</td> <td>38.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>591076.32</td> <td>926188.67</td> <td>108</td> <td>49</td> <td>38.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>22</td> <td>41.0</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>592988.48</td> <td>933010.96</td> <td>108</td> <td>50</td> <td>41.0</td> <td>E</td> <td>8</td> <td>26</td> <td>23.0</td> <td>N</td> </tr> </tbody> </table>	SV Area Point	X	Y	Longitude			Latitude			deg	min	sec	deg	min	sec	1	583065.43	932898.50	108	45	16.5	E	8	26	20.0	N	2	577602.07	918545.93	108	42	17.0	E	8	18	33.0	N	3	575889.06	918542.92	108	41	21.0	E	8	18	33.0	N	4	573744.11	920719.75	108	40	11.0	E	8	19	44.0	N	5	576674.29	932886.62	108	41	47.5	E	8	26	20.0	N	DN Area Point	X	Y	Longitude			Latitude			deg	min	sec	deg	min	sec	1	588676.66	933001.85	108	48	20.0	E	8	26	23.0	N	2	585172.64	926575.91	108	46	25.0	E	8	22	54.0	N	3	584450.33	920554.93	108	46	1.0	E	8	19	38.0	N	4	586408.00	920558.76	108	47	5.0	E	8	19	38.0	N	5	591076.32	926188.67	108	49	38.0	E	8	22	41.0	N	6	592988.48	933010.96	108	50	41.0	E	8	26	23.0	N
SV Area Point	X				Y	Longitude			Latitude																																																																																																																																															
		deg	min	sec		deg	min	sec																																																																																																																																																
1	583065.43	932898.50	108	45	16.5	E	8	26	20.0	N																																																																																																																																														
2	577602.07	918545.93	108	42	17.0	E	8	18	33.0	N																																																																																																																																														
3	575889.06	918542.92	108	41	21.0	E	8	18	33.0	N																																																																																																																																														
4	573744.11	920719.75	108	40	11.0	E	8	19	44.0	N																																																																																																																																														
5	576674.29	932886.62	108	41	47.5	E	8	26	20.0	N																																																																																																																																														
DN Area Point	X	Y	Longitude			Latitude																																																																																																																																																		
			deg	min	sec	deg	min	sec																																																																																																																																																
1	588676.66	933001.85	108	48	20.0	E	8	26	23.0	N																																																																																																																																														
2	585172.64	926575.91	108	46	25.0	E	8	22	54.0	N																																																																																																																																														
3	584450.33	920554.93	108	46	1.0	E	8	19	38.0	N																																																																																																																																														
4	586408.00	920558.76	108	47	5.0	E	8	19	38.0	N																																																																																																																																														
5	591076.32	926188.67	108	49	38.0	E	8	22	41.0	N																																																																																																																																														
6	592988.48	933010.96	108	50	41.0	E	8	26	23.0	N																																																																																																																																														

Tọa độ các công trình dầu khí sẽ được lắp đặt tại khu vực mỏ SV-ĐN như sau:

Bảng 1.1. Tọa độ các công trình dầu khí sẽ được lắp đặt tại khu vực mỏ SV-ĐN

Stt	Công trình	Mô tả vị trí	Thời gian dự kiến đưa vào sử dụng
1	Giàn tích hợp khai thác - xử lý trung tâm (SV CPP)	- Giàn xử lý trung tâm tại mỏ Sao Vàng - Tọa độ: E 247056.53m; N 925926.97m - Độ sâu mực nước: 113,4m LAT	2019
2	Tàu chứa (FSO)	- Tàu chứa condensate tại mỏ Sao Vàng - Tọa độ: E 246263.01 m; N 927761.79 m - Độ sâu mực nước: 113,4m LAT	2019
3	Đường ống dẫn condensate	- Dẫn condensate từ SV CPP về lưu chứa tại FSO - Độ dài: 2,4km - Đường kính: 6"	2019
4	Giàn đầu giếng (DN WHP)	- Giàn đầu giếng tại mỏ Đại Nguyệt - Tọa độ: E 256690.44m; N 925999.85m - Độ sâu mực nước: 115,9m LAT	2021
5	Đường ống dẫn lưu thể khai thác	- Dẫn lưu thể từ mỏ Đại Nguyệt đến mỏ Sao Vàng - Độ dài: 10,38km - Đường kính: 12,75"	2021

Vị trí của các công trình dầu khí tại mỏ SV-ĐN và các công trình liên quan được thể hiện trong Hình 1.1.



Hình 1.1. Vị trí các công trình dầu khí tại mỏ SV - ĐN và các công trình liên quan

1.4 NỘI DUNG CHỦ YẾU CỦA DỰ ÁN

1.4.1 Mục tiêu của dự án

Mục tiêu của dự án nhằm cung cấp khí tự nhiên và đáp ứng được nhu cầu năng lượng ngày càng tăng tại Việt Nam và phù hợp với định hướng phát triển của quốc gia.

1.4.2 Phạm vi của dự án

Phạm vi của báo cáo ĐTM bao gồm:

- Vận chuyển và lắp đặt giàn xử lý trung tâm tại mỏ Sao Vàng (SV CPP);
- Vận chuyển và lắp đặt giàn đầu giếng không người tại mỏ Đại Nguyệt (DN WHP), (được lắp đặt sau SV CPP 2 năm);
- Vận chuyển và lắp đặt tàu chứa condensate (FSO), có công suất tối đa 500.000 thùng condensate;
- Vận chuyển và lắp đặt tuyến ống nội mỏ:
 - Tuyến ống dẫn lưu thể khai thác từ DN WHP đến SV CPP dài 10,38km, đường kính 12,75”;
 - Tuyến ống dẫn condensate từ SV CPP đến FSO dài 2,4km, đường kính 6”.
- Hoạt động khoan phát triển: 5 giếng tại mỏ SV và khoan 4 giếng tại mỏ ĐN.
- Hoạt động khai thác: trong vòng 20 năm;
- Hoạt động tháo dỡ mỏ;
- Ngoài ra, giàn SV CPP được thiết kế để tiếp nhận dòng khí khô từ giàn Thiên Ưng (TU), nén và xuất khí vào bờ cùng với khí thương phẩm của mỏ SV-ĐN bằng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 (NCS 2).

Phạm vi báo cáo không bao gồm:

- Công tác chế tạo và xây dựng các giàn DN WHP, SV CPP, FSO và các đoạn ống.
- Tuyến ống dẫn khí từ mỏ Thiên Ưng về giàn SV CPP để xử lý và vận chuyển vào bờ.

1.4.3 Đặc điểm của mỏ Sao Vàng và Đại Nguyệt

1.4.3.1 Tổng quan dự án

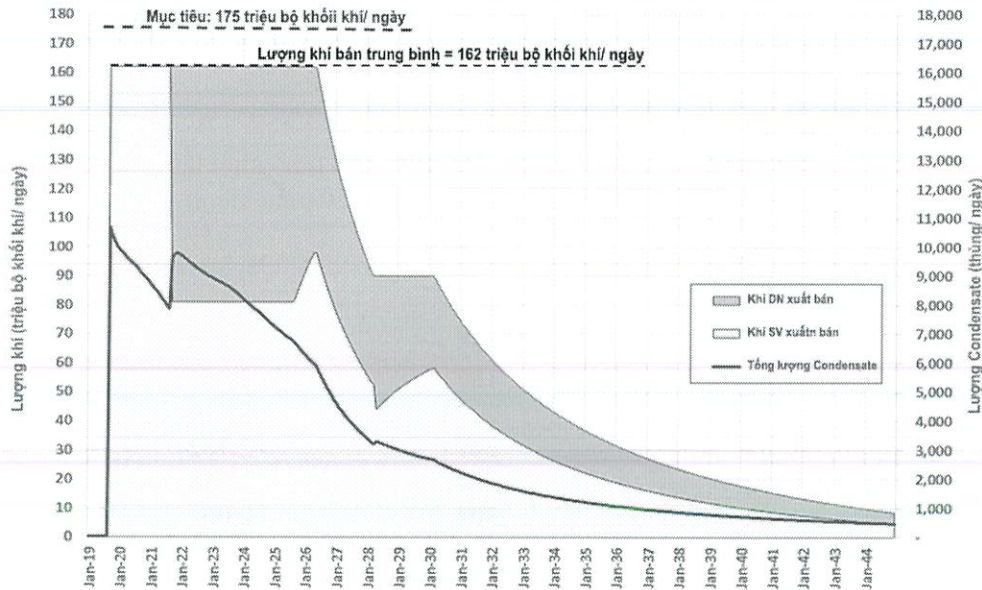
Dự án phát triển mỏ SV - ĐN là dự án khai thác khí và condensate tại khu vực ngoài khơi Đông Nam Việt Nam. Mỏ SV sẽ có 05 giếng khai thác khí với lưu lượng khai thác tối đa đạt 185 triệu bộ khối khí/ngày (mmscfd) (khí xuất bán 175 triệu bộ khối khí/ngày). Mỏ ĐN bắt đầu khai thác vào năm 2021 và sẽ có 04 giếng khai thác khí, với lưu lượng khai thác tối đa đạt 80 mmscfd. Tổng lượng khí xuất bán tối đa từ mỏ SV – ĐN khoảng 175 mmscfd. Tổ hợp khai thác và xử lý khí sẽ được lắp đặt mới tại mỏ SV - ĐN bao gồm: Giàn tích hợp khai thác - xử lý trung tâm (SV CPP) và Tàu chứa condensate (FSO) đặt tại mỏ SV; Giàn đầu giếng (DN WHP), được thiết kế không người ở, đặt tại mỏ Đại Nguyệt; và Hệ thống đường ống nội mỏ.

Theo dự kiến, dự án sẽ khai thác dòng khí đầu tiên tại mỏ SV vào cuối Quý 3 năm 2019 và hai năm sau đó là tại mỏ Đại Nguyệt, vào năm 2021. Theo kết quả báo cáo đánh giá trữ lượng, diễn biến sản lượng khai thác tại mỏ SV - ĐN được tóm tắt trong **Bảng 1.2** và thể hiện ở **Hình 1.2**.

Bảng 1.2. Diễn biến sản lượng khai thác dầu khí tại mỏ SV - ĐN

Năm	Khí		Condensate	
	Trung bình (triệu bộ khối/ngày)	Tích lũy (tỷ bộ khối)	Trung bình (thùng/ngày)	Tích lũy (triệu thùng)
MỎ SAO VÀNG				
Trữ lượng khí ban đầu tại chỗ (2P): 686 tỉ bộ khối khí				
Trữ lượng dầu ban đầu tại chỗ (2P): 30 triệu thùng				
2019	108	20	6.827	1,3
2020	162	79	9.351	4,7
2021	135	128	6.987	7,2
2022	81	158	3.873	8,6
2023	81	187	3.365	9,9
2024	81	217	3.010	11,0
2025	83	247	2.782	12,0
2026	90	280	2.758	13,0
2027	66	304	2.001	13,7
2028	49	322	1.506	14,3
2029	55	342	1.508	14,8
2030	54	362	1.395	15,3
2031	43	377	1.142	15,7
2032	35	390	956	16,1
2033	29	401	816	16,4
2034	25	410	706	16,7
2035	21	417	619	16,9
2036	18	424	548	17,1
2037	15	429	489	17,3
2038	13	434	440	17,4
2039	11	438	397	17,6
2040	10	441	361	17,7
MỎ ĐẠI NGUYỆT				
Trữ lượng khí ban đầu tại chỗ (2P): 454 tỉ bộ khối khí				
2021	54	10	3.557	0,7
2022	81	39	5.422	2,6
2023	81	69	5.257	4,6
2024	81	99	4.732	6,3
2025	79	128	4.046	7,8
2026	61	150	2.798	8,8
2027	45	166	1.964	9,5
2028	41	181	1.680	10,1
2029	36	194	1.346	10,6
2030	30	205	1.081	11,0
2031	25	214	906	11,3
2032	21	222	774	11,6
2033	18	228	671	11,9
2034	16	234	589	12,1
2035	14	239	523	12,3
2036	12	243	467	12,4
2037	11	247	421	12,6

Năm	Khí		Condensate	
	Trung bình (triệu bộ khối/ngày)	Tích lũy (tỷ bộ khối)	Trung bình (thùng/ngày)	Tích lũy (triệu thùng)
2038	9	250	382	12,7
2039	8	253	348	12,9
2040	7	256	319	13,0



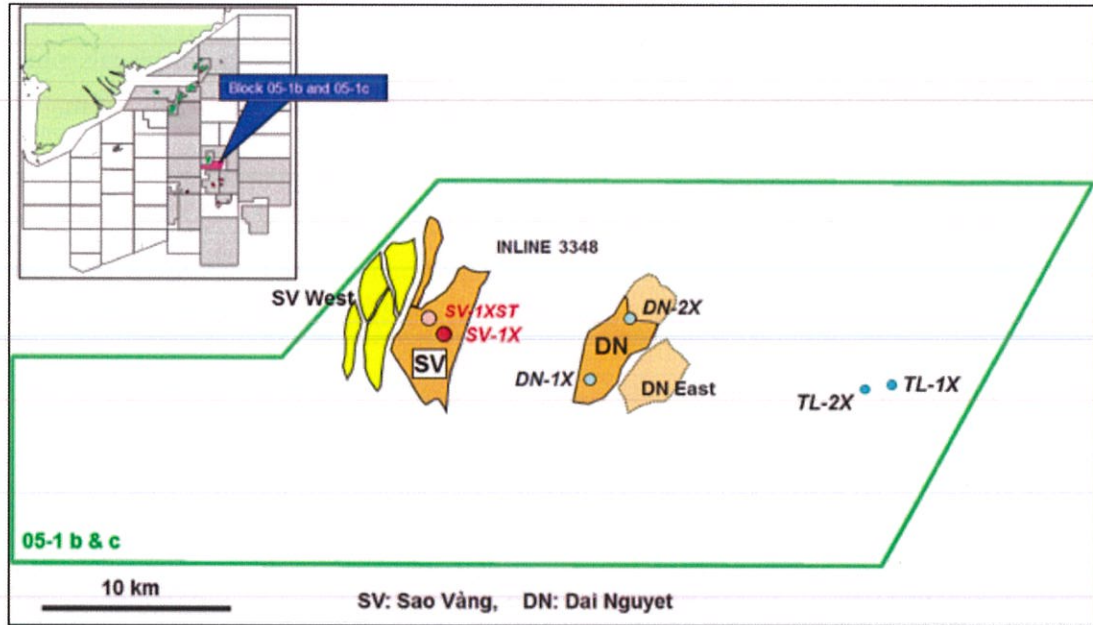
Hình 1.2. Diễn biến sản lượng khai thác dầu khí tại mỏ SV-ĐN

1.4.3.2 Tóm tắt đặc điểm địa chất

Cụm cấu tạo ĐN và SV gồm các khối nâng và các khối đứt gãy được chắn bởi các đứt gãy thuận hình thành trong thời kỳ tách giãn thứ hai vào Miocene Giữa. Cấu tạo ĐN được chia nhỏ thành hai phần (segment) DN và DN-Đông bởi một cặp đứt gãy liên hợp (conjugate). Cấu tạo khối nâng được chắn bởi hai đứt gãy chính hướng ĐB-TN kéo dài theo hướng Đông Bắc. Cụm cấu tạo SV được chia thành khu vực trung tâm (SVC), khu vực phía Bắc (SVN), khu vực phía Đông Bắc (SVNE) và khu vực phía Nam (SVS). Các tầng chứa của cả hai mỏ gồm các trầm tích vụn thuộc Hệ tầng Thông-Mãng Cầu (TMC) tuổi Miocene Giữa lắng đọng trong môi trường biển nông.

Năm 2010, giếng khoan 05-1c-DN-1X đã phát hiện 4 vỉa chứa khí tại cấu tạo ĐN trung tâm. Sau đó năm 2013, các vỉa này được thăm lượng bằng giếng khoan 05-1c-DN-2X. Khí có hàm lượng condensate trung bình (moderately rich gas) đã được xác định trong các vỉa TMC#3, TMC#5, DN cacbonate và TMC#7. Các vỉa này được xác định là các vỉa nhiệt độ cao – áp suất cao do áp suất và nhiệt độ của chúng lần lượt cao hơn 10.000 psia và 160°C.

Năm 2014, giếng khoan 05-1c-SV-1X và 05-1c-SV-1XST đã phát hiện và thăm định 8 vỉa khí-condensate/dầu tại cấu tạo SV trung tâm. Vỉa TMC#7, TMC#8 và TMC#9 được xác định là vỉa khí-condensate có hàm lượng condensate thấp (lean gas), TMC#10 và TMC#11 được xác định là vỉa khí-condensate có hàm lượng condensate cao (rich gas), TMC#6 và TMC#12 được xác định là 2 vỉa dầu. Các vỉa khí của SV trung tâm là các vỉa khí có áp suất bình thường và nhiệt độ cao với áp suất vỉa khoảng 7.800 psia và nhiệt độ hơn 140°C.



Hình 1.3. Bản đồ vị trí của mỏ Sao Vàng và mỏ Đại Nguyện, Lô 05-1b & 05-1c

1.4.3.3 Thông số vỉa chứa

Các thông số về trữ lượng hydrocarbon tại chỗ và tính chất dòng lưu thể trong vỉa được mô tả như sau:

Trữ lượng hydrocarbon ban đầu tại chỗ (HIIP)

HIIP được tính bằng phương pháp thể tích kết hợp với phương pháp xác suất Monte-Carlo cho cả hai mỏ ĐN và SV, tuân theo quy định và hướng dẫn của Bộ Công Thương (MOIT) – Việt Nam (số 38/2005/QĐ-BCN). Toàn bộ phương pháp tính và kết quả được trình bày trong hai Báo cáo đánh giá trữ lượng (RAR) riêng biệt cho mỏ ĐN và mỏ SV. Hai báo cáo này đã được PVN chấp thuận vào tháng 4/2016.

Các phát hiện khí tại mỏ ĐN đã được đánh giá và tính toán cho diện tích DN trung tâm và khối nâng phía Đông và được tóm tắt trong **Bảng 1.3**.

Bảng 1.3. Trữ lượng khí ban đầu tại chỗ theo từng vỉa của mỏ ĐN

Đơn vị: tỷ bộ khối khí

Vỉa	Khu vực trung tâm			Khu vực khối nâng phía Đông			Toàn bộ cấu tạo DN		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
TMC#3	6,0	8,0	8,0				6,0	8,0	8,0
TMC#5	129,0	199,6	311,3		5,1	5,1	129,0	204,7	316,4
Carbonate	5,5	23,5	25,7	-	-	-	5,5	23,5	25,7
TMC#6	-	-	76,5	-	-	-	-	-	76,5
TMC#7	73,6	222,4	355,3		24,2	24,2	73,6	246,6	379,5
Tổng	214,1	453,5	776,8		29,3	29,3	214,1	482,8	806,1

Hầu hết trữ lượng khí ban đầu tại chỗ của mỏ ĐN tập trung trong diện tích ĐN trung tâm. Một phần không đáng kể gồm trữ lượng ban đầu tại chỗ cấp P2 và P3 phân bố tại ĐN phía Đông. Do đó việc phát triển mỏ ĐN tập trung vào trữ lượng 2P của khu vực ĐN trung tâm.

Tại mỏ SV, 08 vỉa khí-condensate và vỉa dầu đã được phát hiện tại khu vực SV trung tâm. Trữ lượng cấp P3 phân bố tại các khu vực chưa khoan gồm SV phía Bắc, SV phía Đông-Nam và SV phía Nam. Do đó trữ lượng tại các khu vực chưa khoan này chứa nhiều rủi ro và cần được thẩm định thêm. HIIP của mỏ SV được tóm tắt như trong **Bảng 1.4** và **Bảng 1.5**.

Bảng 1.4. Trữ lượng khí ban đầu tại chỗ theo từng vỉa của mỏ SV

Đơn vị: tỷ bộ khối khí

Vỉa	Khu vực trung tâm			Khu vực phía Bắc			Khu vực Đông Bắc			Khu vực phía Nam			Toàn bộ cấu tạo SV		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
TMC#6	-	10	10	-	-	3	-	-	3	-	-	42	-	10	58
TMC#7	-	104	108	-	-	19	-	-	30	-	-	155	-	104	312
TMC#8	193	195	195	-	-	38	-	-	38	-	-	132	193	195	403
TMC#9	-	186	186	-	-	35	-	-	48	-	-	155	-	186	424
TMC#10U	-	39	55	-	-	25	-	-	11	-	-	33	-	39	124
TMC#10L	-	30	34	-	-	15	-	-	23	-	-	66	-	30	139
TMC#11	56	121	121	-	-	20	-	-	31	-	-	97	56	121	269
TMC#12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tổng	249	686	710	-	-	154	-	-	185	-	-	680	249	686	1.728

Bảng 1.5. Trữ lượng dầu ban đầu tại chỗ theo từng vỉa của mỏ SV

Đơn vị: triệu thùng

Vỉa	Khu vực trung tâm			Khu vực phía Bắc			Khu vực Đông Bắc			Khu vực phía Nam			Toàn bộ cấu tạo SV		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
TMC#6	-	11,3	12,1	-	-	2,0	-	-	3,0	-	-	9,3	-	11,3	26,4
TMC#7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TMC#8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TMC#9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TMC#10U	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TMC#10L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TMC#11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TMC#12	-	18,3	21,5	-	-	10,6	-	-	12,4	-	-	32,7	-	18,3	77,2
Tổng	-	29,6	33,6	-	-	12,6	-	-	15,4	-	-	42,0	-	29,6	103,6

Thành phần lưu thể

Thành phần khí giàu và nghèo trong các vỉa chứa đại diện cho từng mỏ SV-ĐN lần lượt được thể hiện ở các **Bảng 1.6** và **Bảng 1.7**. Trên thực tế, lưu thể khai thác được từ các vỉa chứa của mỏ SV-ĐN sẽ được trộn chung nên thành phần của dòng lưu thể khai thác cũng sẽ tương tự như của từng giếng đơn lẻ.

Bảng 1.6. Thành phần lưu thể tại mỏ Sao Vàng

Thành phần khí giàu				Thành phần khí nghèo					
Giếng lấy mẫu: SV-1X				Giếng lấy mẫu: SV-1XST					
Nguồn: DST-1 BHS				Nguồn: mẫu bề mặt DST-2					
Via chứa: TMC#11				Via chứa: TMC#8					
Ký hiệu mẫu: 19641-IB, DST#1				Ký hiệu mẫu: 4427-EA					
		Thành phần	% mol	% kl			Thành phần	%mol	% kl
H ₂	Hydrogen		0.00	0.00	H ₂	Hydrogen	0.00	0.00	
H ₂ S	Hydrogen sulphide		0.00	0.00	H ₂ S	Hydrogen sulphide	0.00	0.00	
CO ₂	Carbon dioxide		4.83	6.53	CO ₂	Carbon dioxide	4.58	8.14	
N ₂	Nitrogen		0.11	0.09	N ₂	Nitrogen	0.20	0.23	
C ₁	Methane		72.21	35.59	C ₁	Methane	80.12	51.88	
C ₂	Ethane		6.45	5.96	C ₂	Ethane	5.58	6.77	
C ₃	Propane		4.61	6.25	C ₃	Propane	3.41	6.07	
iC ₄	i-Butane		1.25	2.23	iC ₄	i-Butane	0.89	2.08	
nC ₄	n-Butane		1.59	2.84	nC ₄	n-Butane	1.05	2.46	
C ₅	neo-Pentane		0.01	0.02	C ₅	neo-Pentane	0.01	0.02	
iC ₅	i-Pentane		0.69	1.52	iC ₅	i-Pentane	0.44	1.29	
nC ₅	n-Pentane		0.50	1.10	nC ₅	n-Pentane	0.31	0.91	
C ₆	Hexanes		0.68	1.81	C ₆	Hexanes	0.43	1.49	
	Me-Cyclo-pentane		0.22	0.58		Me-Cyclo-pentane	0.15	0.50	
	Benzene		0.16	0.38		Benzene	0.11	0.36	
	Cyclo-hexane		0.24	0.61		Cyclo-hexane	0.14	0.49	
C ₇	Heptanes		0.50	1.55	C ₇	Heptanes	0.29	1.18	
	Me-Cyclo-hexane		0.44	1.32		Me-Cyclo-hexane	0.23	0.91	
	Toluene		0.35	0.99		Toluene	0.19	0.71	
C ₈	Octanes		0.54	1.90	C ₈	Octanes	0.24	1.12	
	Ethyl-benzene		0.05	0.17		Ethyl-benzene	0.02	0.08	
	Meta/Para-xylene		0.24	0.80		Meta/Para-xylene	0.08	0.36	
	Ortho-xylene		0.08	0.27		Ortho-xylene	0.03	0.11	
C ₉	Nonanes		0.42	1.67	C ₉	Nonanes	0.14	0.73	
	1,2,4-Tri-Me-benzene		0.07	0.24		Tri-Me-benzene	0.02	0.08	
C ₁₀	Decanes		0.48	2.11	C ₁₀	Decanes	0.15	0.86	
C ₁₁	Undecanes		0.41	1.84	C ₁₁	Undecanes	0.12	0.74	
C ₁₂	Dodecanes		0.34	1.67	C ₁₂	Dodecanes	0.14	0.89	
C ₁₃	Tridecanes		0.35	1.91	C ₁₃	Tridecanes	0.12	0.86	
C ₁₄	Tetradecanes		0.32	1.86	C ₁₄	Tetradecanes	0.13	0.99	
C ₁₅	Pentadecanes		0.41	2.62	C ₁₅	Pentadecanes	0.15	1.21	
C ₁₆	Hexadecanes		0.18	1.25	C ₁₆	Hexadecanes	0.08	0.73	
C ₁₇	Heptadecanes		0.15	1.08	C ₁₇	Heptadecanes	0.05	0.47	
C ₁₈	Octadecanes		0.27	2.06	C ₁₈	Octadecanes	0.11	1.08	
C ₁₉	Nonadecanes		0.12	0.96	C ₁₉	Nonadecanes	0.04	0.48	
C ₂₀	Eicosanes		0.08	0.68	C ₂₀	Eicosanes	0.03	0.28	
C ₂₁	Heneicosanes		0.09	0.76	C ₂₁	Heneicosanes	0.04	0.41	
C ₂₂	Docosanes		0.07	0.63	C ₂₂	Docosanes	0.02	0.25	
C ₂₃	Tricosanes		0.06	0.56	C ₂₃	Tricosanes	0.02	0.25	
C ₂₄	Tetracosanes		0.06	0.58	C ₂₄	Tetracosanes	0.02	0.26	
C ₂₅	Pentacosanes		0.05	0.53	C ₂₅	Pentacosanes	0.02	0.21	
C ₂₆	Hexacosanes		0.04	0.45	C ₂₆	Hexacosanes	0.01	0.21	
C ₂₇	Heptacosanes		0.04	0.50	C ₂₇	Heptacosanes	0.02	0.23	
C ₂₈	Octacosanes		0.04	0.45	C ₂₈	Octacosanes	0.01	0.19	
C ₂₉	Nonacosanes		0.04	0.45	C ₂₉	Nonacosanes	0.01	0.18	
C ₃₀	Triacosanes		0.03	0.34	C ₃₀	Triacosanes	0.01	0.13	
C ₃₁	Hentriacosanes		0.02	0.26	C ₃₁	Hentriacosanes	0.01	0.10	
C ₃₂	Dotriacosanes		0.02	0.22	C ₃₂	Dotriacosanes	0.00	0.08	
C ₃₃	Tritriacosanes		0.01	0.19	C ₃₃	Tritriacosanes	0.00	0.07	
C ₃₄	Tetratriacosanes		0.01	0.16	C ₃₄	Tetratriacosanes	0.00	0.05	
C ₃₅	Pentatriacosanes		0.01	0.13	C ₃₅	Pentatriacosanes	0.00	0.04	
C ₃₆₊	Hexatriacosanes plus		0.08	1.32	C ₃₆₊	Hexatriacosanes plus	0.04	0.81	
Totals :			100.00	100.00	Totals :			100.00	100.00

Bảng 1.7. Thành phần lưu thể tại mỏ Đại Nguyệt

Thành phần khí giàu				Thành phần khí nghèo			
Giếng lấy mẫu: DN-2XST2				Giếng lấy mẫu: DN-2XST2			
Nguồn: DST-2 BHS				Nguồn: DST-3 BHS			
Via chứa: TMC#7				Via chứa: TMC#5			
Ký hiệu mẫu: CH2.02				Ký hiệu mẫu: CH3.4			
	Thành phần	% mol	% kl		Thành phần	% mol	% kl
H ₂	Hydrogen	0.000	0.000	H ₂	Hydrogen	0.000	0.000
H ₂ S	Hydrogen sulphide	0.000	0.000	H ₂ S	Hydrogen sulphide	0.000	0.000
CO ₂	Carbon dioxide	6.721	10.996	CO ₂	Carbon dioxide	6.372	11.465
N ₂	Nitrogen	0.103	0.107	N ₂	Nitrogen	0.146	0.168
C ₁	Methane	79.204	47.240	C ₁	Methane	80.485	52.792
C ₂	Ethane	4.929	5.510	C ₂	Ethane	4.795	5.895
C ₃	Propane	2.812	4.609	C ₃	Propane	2.856	5.150
iC ₄	i-Butane	0.458	0.989	iC ₄	i-Butane	0.569	1.352
nC ₄	n-Butane	0.758	1.639	nC ₄	n-Butane	0.803	1.908
C ₅	neo-Pentane	0.006	0.016	C ₅	neo-Pentane	0.005	0.014
iC ₅	i-Pentane	0.263	0.706	iC ₅	i-Pentane	0.308	0.910
nC ₅	n-Pentane	0.229	0.614	nC ₅	n-Pentane	0.236	0.697
C ₆	Hexanes	0.300	0.960	C ₆	Hexanes	0.305	1.076
	Me-Cyclo-pentane	0.211	0.661		Me-Cyclo-pentane	0.180	0.619
	Benzene	0.215	0.623		Benzene	0.173	0.551
	Cyclo-hexane	0.265	0.830		Cyclo-hexane	0.209	0.717
C ₇	Heptanes	0.176	0.655	C ₇	Heptanes	0.173	0.709
	Me-Cyclo-hexane	0.259	0.946		Me-Cyclo-hexane	0.232	0.931
	Toluene	0.374	1.282		Toluene	0.292	1.101
C ₈	Octanes	0.155	0.657	C ₈	Octanes	0.148	0.691
	Ethyl-benzene	0.035	0.137		Ethyl-benzene	0.032	0.139
	Meta/Para-xylene	0.170	0.671		Meta/Para-xylene	0.134	0.582
	Ortho-xylene	0.067	0.264		Ortho-xylene	0.053	0.228
C ₉	Nonanes	0.127	0.606	C ₉	Nonanes	0.126	0.661
	1,2,4-Tri-Me-benzene	0.035	0.157		1,2,4-Tri-Me-benzene	0.029	0.143
C ₁₀	Decanes	0.180	0.951	C ₁₀	Decanes	0.168	0.978
C ₁₁	Undecanes	0.158	0.866	C ₁₁	Undecanes	0.145	0.869
C ₁₂	Dodecanes	0.158	0.946	C ₁₂	Dodecanes	0.131	0.864
C ₁₃	Tridecanes	0.193	1.257	C ₁₃	Tridecanes	0.145	1.037
C ₁₄	Tetradecanes	0.151	1.068	C ₁₄	Tetradecanes	0.117	0.910
C ₁₅	Pentadecanes	0.188	1.441	C ₁₅	Pentadecanes	0.137	1.153
C ₁₆	Hexadecanes	0.124	1.027	C ₁₆	Hexadecanes	0.086	0.785
C ₁₇	Heptadecanes	0.107	0.945	C ₁₇	Heptadecanes	0.071	0.685
C ₁₈	Octadecanes	0.124	1.157	C ₁₈	Octadecanes	0.084	0.863
C ₁₉	Nonadecanes	0.091	0.891	C ₁₉	Nonadecanes	0.051	0.548
C ₂₀	Eicosanes	0.078	0.795	C ₂₀	Eicosanes	0.038	0.428
C ₂₁	Heneicosanes	0.070	0.759	C ₂₁	Heneicosanes	0.031	0.365
C ₂₂	Docosanes	0.063	0.712	C ₂₂	Docosanes	0.024	0.303
C ₂₃	Tricosanes	0.057	0.669	C ₂₃	Tricosanes	0.020	0.255
C ₂₄	Tetracosanes	0.053	0.650	C ₂₄	Tetracosanes	0.016	0.222
C ₂₅	Pentacosanes	0.049	0.626	C ₂₅	Pentacosanes	0.013	0.187
C ₂₆	Hexacosanes	0.043	0.577	C ₂₆	Hexacosanes	0.011	0.158
C ₂₇	Heptacosanes	0.041	0.569	C ₂₇	Heptacosanes	0.009	0.137
C ₂₈	Octacosanes	0.036	0.524	C ₂₈	Octacosanes	0.008	0.125
C ₂₉	Nonacosanes	0.034	0.513	C ₂₉	Nonacosanes	0.007	0.118
C ₃₀	Triacontanes	0.029	0.450	C ₃₀	Triacontanes	0.006	0.100
C ₃₁	Hentriacontanes	0.025	0.399	C ₃₁	Hentriacontanes	0.005	0.086
C ₃₂	Dotriacontanes	0.018	0.290	C ₃₂	Dotriacontanes	0.003	0.061
C ₃₃	Tritriacontanes	0.015	0.254	C ₃₃	Tritriacontanes	0.003	0.050
C ₃₄	Tettratriacontanes	0.015	0.258	C ₃₄	Tettratriacontanes	0.005	0.090
C ₃₅	Pentatriacontanes	0.007	0.127	C ₃₅	Pentatriacontanes	0.001	0.028
C ₃₅₊	Hexatriacontanes plus	0.021	0.404	C ₃₅₊	Hexatriacontanes plus	0.004	0.096
Totals :		100.000	100.000	Totals :		100.000	100.000

Thành phần Hg trong các mẫu khí của các giếng thăm dò được trình bày như sau:

Giếng	Ngày lấy mẫu	Hàm lượng Hg
SV-1X	9-23/5/2014	2,4 µg/m ³
SV-1XST	1-20/8/2014	2,4 µg/m ³
DN-2XST2	10-20/3/2013	4,2 µg/m ³
DN-2XST2	22/3 – 3/4/2013	3,3 µg/m ³

1.4.4 Khối lượng và quy mô các hạng mục công trình của dự án

1.4.4.1 Giàn tích hợp khai thác - xử lý trung tâm SV CPP

Công suất thiết kế của giàn SV CPP:

Thành phần	Công suất thiết kế
Khí xuất bán (triệu bộ khối khí/ngày)	175
Condensate (thùng/ngày)	13.460
Nước khai thác (thùng/ngày)	10.000

SV CPP bao gồm một hệ đỡ (jacket) 8 chân với khối thượng tầng (topsides) bao gồm sàn đầu giếng (wellhead deck) và sàn xử lý (processing deck). Sàn đầu giếng bao gồm các thiết bị đầu giếng, bình tách và cụm gom phân dòng. Sàn xử lý được lắp đặt với các thiết bị xử lý, các thiết bị tiện ích đi kèm và khu sinh hoạt. Khối thượng tầng được thiết kế với hai hệ thống nén khí xuất hoạt động 50% công suất và hai hệ thống làm mát khí xuất hoạt động 50% công suất nhằm tạo điều kiện linh hoạt cho bộ phận nén được điều chỉnh để chuyển sang chức năng vừa nén khí tăng áp và vừa nén khí xuất bán. Khối lượng của khối thượng tầng và các tiện ích của giàn SV CPP được thiết kế nhằm đảm bảo đủ không gian cho hệ thống tách lỏng khuếch đại và các thiết bị hoạt động tạm thời trong tương lai. Sàn đầu giếng và sàn xử lý của giàn SV CPP được lắp đặt bằng phương pháp nâng và đặt.

Danh mục các hệ thống công nghệ chính và phụ trợ trên SV CPP được liệt kê trong **Bảng 1.8**.

Bảng 1.8. Các hệ thống công nghệ chính và phụ trợ trên SV CPP

Công trình	Mô tả sơ bộ
Hệ thống công nghệ chính	
Đầu giếng, ống dẫn và đầu khai thác	Tổng số đầu giếng khai thác tối đa là 12, trong đó 5 giếng đã được kết nối.
Hệ thống tách và đo thử giếng (SV-20-VA-001)	- 1 thiết bị đo tách và đo thử giếng dùng cho giai đoạn đầu hoạt động của thiết bị này còn được dùng như một Hệ thống tách cao áp và ống phun (slug catcher) dự phòng. - 1 Hệ thống tách cao áp được thiết kế để tách dòng lưu thể hai pha.
Hệ thống phóng và nhận thoi	Gồm 2 đầu phóng/nhận thoi hoạt động thường xuyên và 2 đầu phóng/nhận thoi tạm thời phục vụ tuyến ống vận chuyển khí và condensate.
Hệ thống tách condensate trong khí từ giàn Thiên Ứng	Hệ thống bao gồm Ống phun và Bơm condensate.
Hệ thống nén khí từ Thiên Ứng	Hệ thống bao gồm Bình làm sạch khí, Máy nén và Thiết bị làm nguội khí.
Hệ thống tách cao áp (SV-20-VA-002)	Hệ thống này nhận các nguồn lưu thể sau: - Lưu thể khai thác từ mỏ Sao Vàng; - Lưu thể khai thác từ mỏ Đại Nguyệt; - Chất lỏng từ Bình làm sạch khí từ Máy nén trung áp. Hệ thống này được thiết kế để tách dòng lưu thể hai pha.
Hệ thống nén khí Sao Vàng (tương lai)	Hệ thống này bao gồm Bình làm sạch khí, Máy nén và Thiết bị làm nguội khí.
Hệ thống tách nước	Hệ thống này có chức năng làm khô khí đến tiêu chuẩn xuất vào đường ống NCS2 (-10°C tại áp suất 70 barg).

Công trình	Mô tả sơ bộ
	Hệ thống gồm Thiết bị làm nguội khí cao áp và Hệ thống tách nước và hoàn nguyên (TEG).
Hệ thống ngưng tụ khí	Hệ thống này giúp tăng cường thu hồi condensate trong khí, bao gồm Thiết bị trao đổi khí ngưng tụ/khí và Thiết bị tách khí lỏng.
Thiết bị đo khí xuất đi	Có chức năng đo lượng khí ngưng tụ đi qua, gồm hệ thống đo khí xuất từ mỏ SV và hệ thống đo hỗn hợp khí SV/TU xuất bán.
Hệ thống nén khí xuất đi	Hệ thống hoạt động theo nguyên lý ly tâm, điều khiển bởi tuabin khí, bao gồm các Bình làm sạch khí, Máy nén khí và Thiết bị làm nguội khí.
Hệ thống ổn định condensate	Hệ thống gồm Hệ thống tách trung áp, Thiết bị lọc condensate, Thiết bị ổn định condensate, Thiết bị làm nguội condensate, Bơm condensate (trương lai) và Thiết bị đo condensate xuất đi.
Hệ thống nén khí tức thời (Flash gas)	Hệ thống được thiết kế để dẫn khí tức thời từ Hệ thống tách trung áp và Hệ thống ổn định condensate trở lại Hệ thống tách nước.
Thiết bị phụ trợ	
Hệ thống khí nhiên liệu	Hệ thống bao gồm thiết bị tách lỏng, lọc, thiết bị gia nhiệt và các đầu phân phối để cấp khí nhiên liệu cho các hoạt động công nghệ trên giàn.
Hệ thống xử lý nước khai thác	Hệ thống bao gồm Thiết bị tách ly tâm trung áp và Thiết bị khử khí trong nước khai thác để xử lý nước khai thác với công suất thiết kế 10.000 thùng/ngày.
Hệ thống gia nhiệt	Hệ thống gia nhiệt gồm tàu mở rộng, các bơm tuần hoàn, các thiết bị thu hồi nhiệt, thiết bị làm mát và thiết bị lọc giúp cấp nhiệt cho lò đun sôi trở lại condensate và tái sinh triethylene glycol.
Hệ thống nước làm mát	Hệ thống bao gồm 2 bơm nước biển, 2 ống dẫn nước biển và 2 lọc nước biển giúp cung cấp nước biển cho các hệ thống làm mát của Hệ thống tách cao áp, và Thiết bị làm mát glycol.
Hệ thống đốt đốt	Hệ thống bao gồm các thiết bị tách lỏng cho đầu đốt cao áp và thấp áp, các đầu đốt và hệ thống đánh lửa giúp giảm áp khẩn cấp.
Hệ thống thải hồ	Thu hồi và thải an toàn nước nhiễm dầu và nước thải
Hệ thống tái sinh Glycol	Hệ thống được lắp đặt trên SV CPP giúp tái sinh dòng glycol từ Hệ thống tách nước và hoàn nguyên (TEG), sau đó đưa trở lại hệ thống này.
Hệ thống châm hóa chất	Hệ thống giúp cung cấp các hóa chất: - Chất chống ăn mòn; - Chất chống tạo sáp/đông đặc/ diệt khuẩn/làm trong nước; - Chất chống đóng cặn; - Chất chống tạo nhũ; - Chất khử H ₂ S.
Hệ thống châm metanol	Hệ thống gồm 01 bể chứa và các bơm giúp châm metanol vào van ống thốt và đầu ra thiết bị trao đổi khí ngưng tụ/khí để tránh sự hydrat hóa trong quá trình khởi động giếng và khởi động hệ thống.
Hệ thống Diesel	Hệ thống bao gồm: - Bể chứa diesel chưa xử lý với 2 bơm và 1 thiết bị ly tâm; - Bể chứa diesel đã xử lý với 2 bơm và 1 thiết bị lọc. Diesel được dùng để cấp cho máy phát điện khẩn cấp, hệ thống bơm chữa cháy, hệ thống bơm chèn. Thể tích các bể chứa diesel khoảng 165 m ³ .

Công trình	Mô tả sơ bộ
Hệ thống bơm chèn (Bullheading)	Hệ thống gồm 2 bơm diesel được dùng để cân bằng áp suất trên van ngầm.
Hệ thống phát điện chính	Hệ thống gồm 2 máy phát điện chạy tuabin khí đủ để cung cấp cho nhu cầu sử dụng tối đa của các hệ thống công nghệ và phụ trợ trên giàn.
Hệ thống cấp khí công cụ và khí công nghiệp	Hệ thống gồm 2 máy nén khí (750 Sm ³ /hr), 2 thiết bị làm khô khí và thiết bị nhận khí công cụ.
Hệ thống cấp khí Nitơ	Hệ thống sẽ cấp khí Nitơ cho các hoạt động sau: - Làm kín bể chứa Metanol; - Điều chỉnh áp suất lên vành giếng khoan; - Hàn thứ cấp các máy nén trung và thấp áp.
Hệ thống cấp nước dịch vụ	Hệ thống gồm 2 bơm để cấp nước dịch vụ cho Hệ thống chữa cháy, Hệ thống cấp nước uống và các hệ thống phụ trợ khác. Hệ thống lấy nước từ các bơm nước biển.
Hệ thống cấp nước uống	Hệ thống cấp nước biển đã khử mặn, gồm 02 thiết bị thẩm thấu ngược, 1 bể chứa nước ngọt, 2 bơm nước ngọt, 2 thiết bị diệt khuẩn bằng UV và 1 thiết bị khử khoáng.
Hệ thống châm Clo	Hệ thống giúp ngăn sự phát triển của các vi sinh vật trong các ống bơm nước chữa cháy và ống bơm nước biển.

1.4.4.2 Giàn đầu giếng DN WHP

Công suất thiết kế của giàn DN WHP:

Thành phần	Công suất thiết kế
Khí xuất bán (triệu bộ khối khí/ngày)	100
Condensate (thùng/ngày)	6.250
Nước khai thác (thùng/ngày)	7.000

DN WHP bao gồm một hệ đỡ bốn chân, không có thiết bị xử lý. Khối thượng tầng của DN WHP bao gồm các thiết bị đầu giếng, cụm gom – phân dòng giúp xuất dòng lưu thể khai thác từ mỏ ĐN về SV CPP để xử lý và các thiết bị tiện ích đi kèm, sẽ được lắp đặt bằng phương pháp nâng và đặt. Sàn khoan 8 lỗ của DN WHP được phân bố theo cấu trúc lưới 4 x 2.

Danh mục các hệ thống công nghệ trên DN WHP được liệt kê trong **Bảng 1.9**.

Bảng 1.9. Các hệ thống công nghệ trên DN WHP

Công trình	Mô tả sơ bộ
Hệ thống công nghệ chính	
Đầu giếng, ống dẫn và đầu khai thác	Tổng số đầu giếng khai thác tối đa 08, trong đó 04 giếng đã được kết nối.
Hệ thống đo thử giếng	Trong giai đoạn đầu, các giếng tại mỏ ĐN sẽ được đo bằng thiết bị đo tách và đo thử giếng. Những năm sau, Hệ thống đo thử giếng sẽ bao gồm 1 Hệ thống lựa chọn dòng và 1 Thiết bị đo đa pha.
Hệ thống phụ trợ	
Hệ thống châm hóa chất	Các hóa chất cần châm bao gồm: - Chất chống ăn mòn đường ống; - Chất chống đông đặc và sáp trong đường ống; - Chất chống đóng cặn.
Hệ thống châm Methanol	Hệ thống gồm 1 bể chứa và các bơm giúp châm metanol vào van ống thốt và đầu ra thiết bị trao đổi khí ngưng tụ/khí để tránh sự hydrat hóa trong quá trình khởi động giếng.
Hệ thống cấp nước ngọt	Nước ngọt được chứa trong bể và dùng cho các mục đích sau: - Rửa mắt và vệ sinh an toàn (tại các khu vực bể chứa hóa chất trên sàn chính, khu vực giàn đầu giếng); - Vệ sinh cá nhân; - Bù nước cho máy phát điện khẩn cấp chạy diesel (trong tương lai). Hệ thống gồm 2 bể chứa 2,5m ³ có thể cấp nước ngọt cho 4 người (với định mức 60 lít/ngày/người) dùng trong 14 ngày liên tục.
Hệ thống Diesel	Cung cấp Diesel cho hoạt động của cần cẩu, hệ thống bơm chèn (trong quá trình khởi động) và đóng vai trò lưu chất trong thiết bị phóng thoi. Hệ thống gồm 1 thiết bị lọc diesel đầu vào, 1 bể chứa diesel, 1 bơm và 1 bộ lọc diesel bằng than hoạt tính.
Hệ thống bơm chèn	Hệ thống bao gồm 2 bơm diesel được dùng để cân bằng áp suất trên van ngầm.
Hệ thống khí trơ	Hệ thống cấp khí Nitơ cho các hoạt động: - Làm bể chứa metanol; - Làm sạch bộ góp thoát khí vành đầu giếng và các đầu thoát khí.
Hệ thống phát điện	Năng lượng điện sẽ được cấp từ giàn SV CPP. Nhu cầu sử dụng tối đa của giàn DN WHP khoảng 221 kW.

1.4.4.3 Tàu chứa condensate FSO

Tàu chứa FSO (mới hoặc cũ) đều phải có đầy đủ các giấy chứng nhận kiểm định quốc tế về kiểm soát và phòng chống ô nhiễm mới được Idemitsu thuê và cho di chuyển đến mỏ Sao Vàng vào giữa năm 2019. FSO sẽ được neo bằng hệ thống tháp neo ngoài. FSO có công suất chứa tối đa 500.000 thùng condensate. Các hệ thống chính cần có trên FSO như sau:

- Các hệ thống công nghệ và phụ trợ đủ để FSO có thể hoạt động độc lập;
- Nơi ở cho các thuyền viên, các kỹ thuật viên bảo trì và đại diện của Idemitsu khi cần;
- Hệ thống châm hóa chất;
- Hệ thống tháp neo ngoài;
- Các thiết bị kết nối với 1 ống đứng dẫn condensate và 1 đường dự phòng (tương lai);

- Hệ thống thiết bị đảm bảo cho quá trình xuất sản phẩm sang các tàu dầu như cần cẩu, đường ray...;
- Sàn đáp trực thăng;
- Các thiết bị liên lạc;
- Hệ thống điều khiển tích hợp và an toàn;
- Hệ thống khí nhiên liệu cấp cho hoạt động phát điện;
- Hệ thống phát điện đáp ứng được nhu cầu hoạt động của FSO;
- Các thiết bị phóng thoi ống dẫn;
- Không gian cho các thiết bị cần thiết để lưu chứa và xuất sản phẩm;
- Các hệ thống xử lý chất thải;
- Các thiết bị ứng phó tràn đổ condensate và có kế hoạch ứng phó khẩn cấp;
- Thuyền cứu hộ, lối thoát hiểm, điểm tập trung khẩn cấp...;
- Hệ thống lấy nước biển;
- Hệ thống làm kín bể chứa hydrocacbon;
- Hệ thống đo sản phẩm xuất đi;
- Hệ thống bảo quản dưới biển.

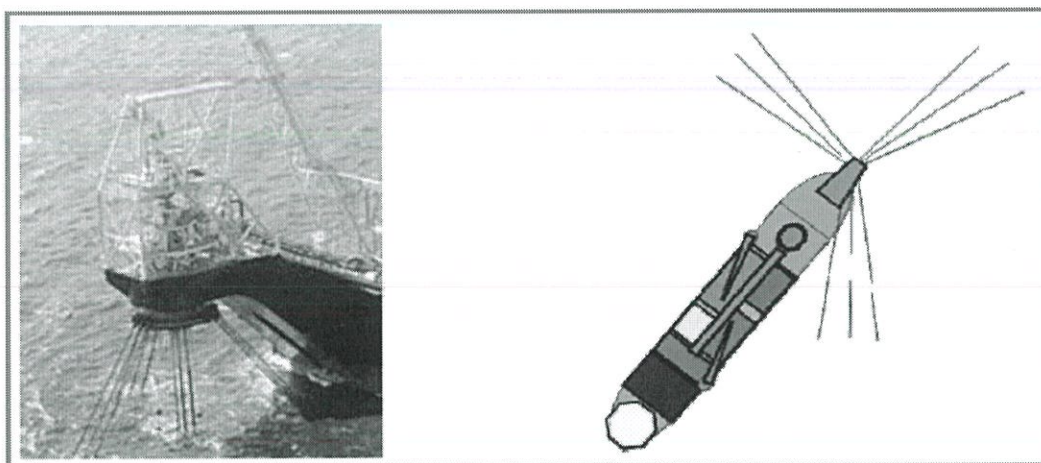
Các hệ thống chính trên FSO tại khu vực mỏ Sao Vàng được mô tả tóm tắt như trong **Bảng 1.10**.

Bảng 1.10. Các hệ thống chính trên FSO tại mỏ Sao Vàng

Công trình	Mô tả sơ bộ
Hệ thống công nghệ	
Hệ thống làm kín bể chứa	Hệ thống có chức năng: <ul style="list-style-type: none"> - Cấp khí cân bằng trong quá trình xuất sản phẩm khi lượng chất lỏng trong bể giảm dần; - Lấy đi lượng khí dư thừa trong các bể chứa trong quá trình nhận sản phẩm do lượng condensate tăng lên.
Hệ thống phụ trợ	
Hệ thống cấp khí công cụ và khí trợ	Hệ thống cung cấp khí công cụ cho hoạt động của FSO bằng cách nén không khí trong khí quyển. Khí trợ được dùng để cấp cho Hệ thống làm kín bể chứa, các bể chứa hóa chất và các hoạt động/thiết bị khác khi cần.
Hệ thống điện	Hệ thống điện trên FSO đủ để cấp cho nhu cầu hoạt động của tàu và các công trình ngầm trong quá trình vận hành bình thường cũng như lúc xuất sản phẩm. Hệ thống bao gồm máy phát điện khẩn cấp chạy diesel, hệ thống lưu điện, hệ thống quản lý điện, hệ thống quản lý năng lượng, hệ thống nối đất và chống sét.
Khu nhà ở	Khu nhà ở có thể đáp ứng nhu cầu cho các thuyền viên và kỹ thuật viên bảo dưỡng. Ngoài ra, còn có một phòng 02 người thường xuyên cho Idemitsu, trong quá trình xuất sản phẩm sẽ là ba phòng.

Công trình	Mô tả sơ bộ
Sàn đáp trực thăng	Sàn đáp trực thăng trên FSO sẽ đạt chuẩn UK CAP 437: - Loại trực thăng: EC225 - Kích thước sàn (loại D): 19,50m - Khối lượng cất cánh tối đa: 11,2 tấn
Kho chứa	FSO có sức chứa 500.000 thùng
Hệ thống neo	FSO được giữ cố định bằng hệ thống tháp neo ngoài. Ngoài ra trên FSO còn có một bộ neo dự phòng (gồm dây neo, cáp, các đầu nối và các thiết bị sửa chữa cần thiết).
Hệ thống ống và cáp ngầm	Một ống đứng dẫn condensate lên FSO.

Tàu FSO sẽ sử dụng hệ thống neo dùng tháp xoay, cho phép nhiều chân căng kết nối với tháp xoay thông qua một bàn xích neo. Hệ thống tháp xoay có rất nhiều khớp nối giúp FSO có thể tự do xoay 360⁰ quanh trục tháp trong điều kiện gió và dòng chảy bình thường.



1.4.4.4 Hệ thống tuyến ống nội mỏ

Hệ thống tuyến ống nội mỏ (Bảng 1.11) bao gồm:

- Đường ống xuất condensate từ giàn SV CPP đến FSO có đường kính 6” và chiều dài 2,4km, được lắp đặt và đưa vào vận hành từ năm 2019;
- Đường ống dẫn lưu thể khai thác từ DN WHP đến SV CPP có đường kính 12,75” và chiều dài 10,38km, được lắp đặt và đưa vào vận hành từ năm 2021.

Bảng 1.11. Hệ thống đường ống nội mỏ

Stt	Điểm đầu	Điểm cuối	Loại ống	Chiều dài	Đường kính
1	Giàn SV CPP	FSO	Dẫn condensate	2,4 km	6”
2	Giàn DN WHP	Giàn SV CPP	Dẫn lưu thể khai thác	10,38 km	12,75”

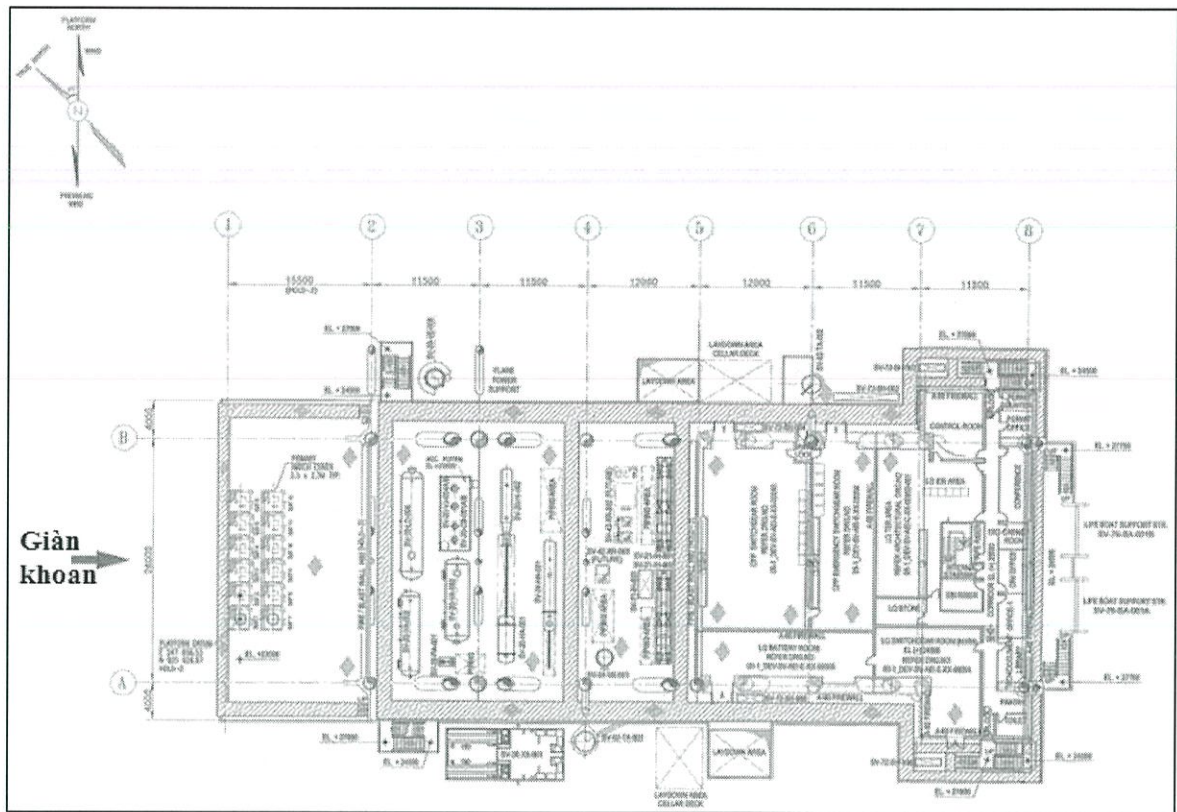
Theo kết quả khảo sát địa hình đáy biển tại khu vực dự án cho thấy khu vực này không có các công trình ngầm hiện hữu như đường ống và cáp quang.

1.4.4.5 Các giếng khoan

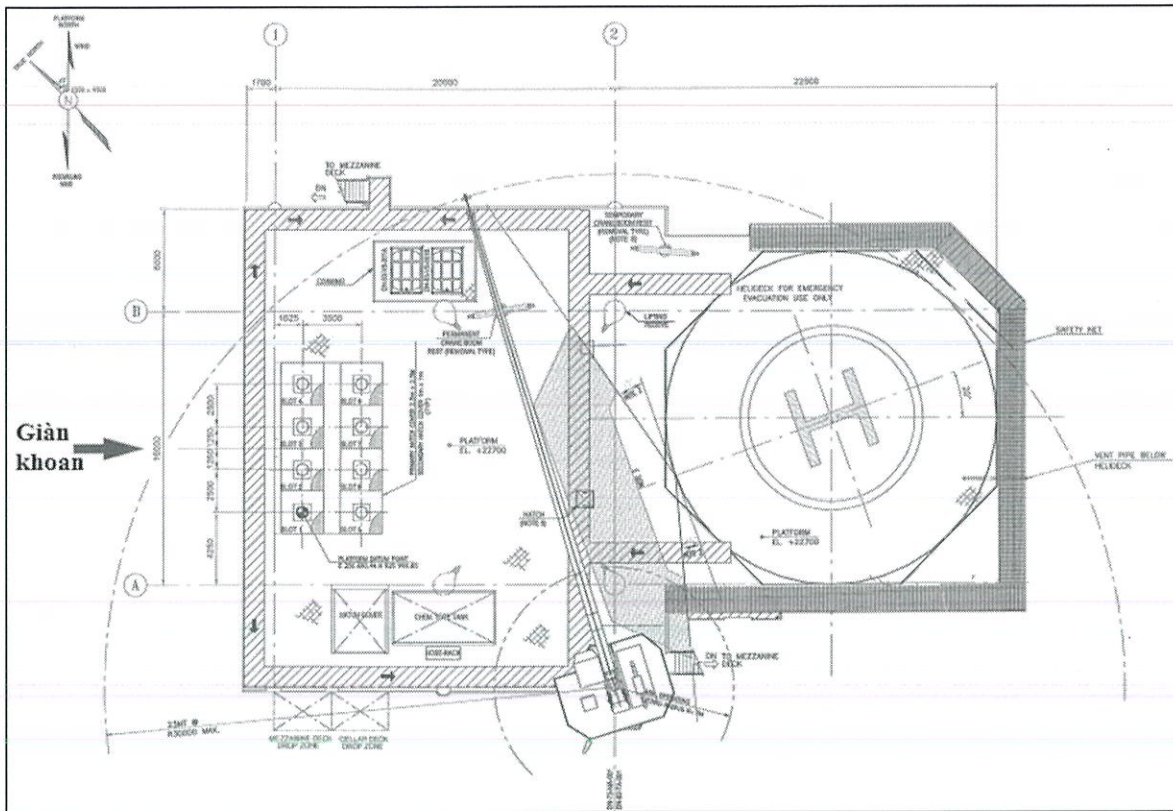
Các giếng khoan phát triển tại mỏ SV sẽ được khoan trước Quý 3 năm 2019, sau đó các giếng tại mỏ ĐN sẽ được tiếp tục khoan vào năm 2021. Số lượng giếng khoan tại mỏ SV - ĐN được tóm tắt trong **Bảng 1.12**. Sơ đồ bố trí các giếng khoan trên các giàn SV CPP và DN WHP được thể hiện trong các **Hình 1.4** và **Hình 1.5**.

Bảng 1.12. Các giếng khoan phát triển tại mỏ SV-ĐN

Stt	Mỏ	Số lượng giếng khoan phát triển	Thời gian khoan dự kiến
1	Sao Vàng	5	2019
2	Đại Nguyệt	4	2021



Hình 1.4 Sơ đồ bố trí các giếng khoan trên giàn SV CPP



Hình 1.5 Sơ đồ bố trí các giếng khoan trên giàn DN WHP

1.4.4.6 Giàn khoan

Theo kế hoạch, giàn khoan tự nâng loại Keppel FELS Super B (hoặc tương đương) sẽ được Idemitsu sử dụng để thực hiện các hoạt động khoan phát triển mỏ SV - ĐN. Các giàn khoan tham gia dự án sẽ được trang bị các hệ thống và thiết bị phòng chống ô nhiễm phù hợp, đạt các tiêu chuẩn của Việt Nam, các yêu cầu của MARPOL cũng như thỏa mãn mục tiêu về bảo vệ môi trường của Idemitsu, các thông số kỹ thuật của giàn khoan được mô tả như trong **Bảng 1.13**.

Bảng 1.13. Một số đặc điểm kỹ thuật chính của giàn khoan loại KFELS Super B

Đặc điểm chung	
Cơ quan đăng kiểm	ABS
Mớn nước có tải (ABS Loadline Draft)	17ft (5,18m)
Kích thước tổng thể của giàn	
Chiều cao	79,4m
Chiều dài	92,6m
Chiều rộng	71,32m (gồm cả thân giàn + cần cẩu)
Số chân giàn	3 chân độc lập
Tải trọng	
Tải trọng tối đa	10.860 tấn
Tải trọng tịnh	3.258 tấn
Sức chứa	
Bồn chứa dầu DO	2.862 bbl
Bồn chứa nước công nghệ	6.573 bbl + 15.080 bbl
Bồn chứa nước cấp sinh hoạt	1.918 bbl

Tiện nghi	
Sức chứa tối đa	150 người
Công suất vận hành	
Độ sâu hoạt động tối đa	129,54m
Độ sâu hoạt động tối thiểu	10m
Độ sâu tối đa của chân đế dưới sàn giàn	144,6m
Giới hạn điều kiện làm việc	
Độ sâu mức nước làm việc	129,5m
* Khoảng không tối đa (bên dưới sàn giàn)	9,75m
* Độ cao sóng tối đa	10,06m
* Tốc độ gió tối đa	70 knots
* Tốc độ dòng chảy tối đa	1 knots
* Khoảng nhiệt độ vận hành	0 ⁰ C - 50 ⁰ C
Hệ thống tời kéo	
Tời cầu	4
Cầu	4
Dây cần cầu	2
Hệ thống kéo tàu dịch vụ	4
Hệ thống định vị	
Gyro Compass	1
Echo Sounder	1
GPS	1
Hệ thống thông tin liên lạc	
GMDSS Transmitter & Reciever	2
Emergency Position Indicating Radio Beacon (EPIRB)	1
Các thiết bị an toàn	
Các bộ bảo hộ an toàn cá nhân	Nón, giày, kính bảo hộ...
Hệ thống giám sát khí gây cháy	19
Hệ thống giám sát khí H ₂ S	19
Thiết bị giám sát các loại khí (cầm tay)	4
Thiết bị giám sát H ₂ S trong người (cầm tay)	6
Thiết bị báo khói và lửa	Có
Hệ thống phòng cháy chữa cháy	
Bơm chữa cháy	1
Bơm chữa cháy bằng nước biển	1
Hạng phun nước chữa cháy	54
Bộ chữa cháy cầm tay	63
Hệ thống phun bột cứu hỏa	1
Hệ thống phun bột cứu hỏa cho trục thẳng	1
Hệ thống chữa cháy bằng khí CO ₂	Có
Thiết bị cứu sinh	
Tàu cứu sinh	4
Bè cứu sinh	6
Tàu làm việc	1
Áo phao	225
Phao cứu sinh	10
Áo bảo hộ	50
Thang thoát hiểm	3
Thang Jacob	2
Hệ thống ngừng khẩn cấp	
Bộ điều khiển hệ thống ngừng khẩn cấp	1
Trạm điều khiển hệ thống ngừng khẩn cấp	10
Đèn báo hiệu cho máy bay	có

Thiết bị phòng chống ô nhiễm	
Hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt	Hamworthy/ ST 13C (IMO MARPOL ANNEX IV TESTED TO MEPC.159 (55))
Máy ép rác	ENVIRO-PAK 3000 EMR
Máy nghiền rác	Disperator AB/515 - ATF
Thiết bị tách dầu/nước	2 cái, SKIT DEB 5.0

1.5 HOẠT ĐỘNG VẬN CHUYỂN VÀ LẮP ĐẶT

1.5.1 Vận chuyển và lắp đặt giàn SV CPP

Việc lắp đặt giàn SV CPP gồm các công đoạn như: vận chuyển và lắp đặt chân đế giàn SV CPP, lắp đặt trụ chống của giàn SV CPP, hoạt động vận chuyển và nâng nôi sàn giàn SV CPP trên vị trí chân đế và hoạt động kết nối các thiết bị trên SV CPP với đường ống.

Chân đế của giàn công nghệ trung tâm sẽ được đưa xuống xà lan từ khu vực chế tạo và kéo đến vị trí lắp đặt tại mỏ Sao Vàng, Lô 05-1c. Phần chân đế sẽ được hạ xuống ở phía đuôi xà lan theo hướng thẳng đứng. Chân đế được đặt vào đúng vị trí nhờ các tàu kéo hoạt động trong khu vực lắp đặt và chúng sẽ thải bỏ bớt nước dần khi chân đế đã được đặt đúng vào khung hỗ trợ đặt dưới đáy biển. Các cọc thép được đóng xuyên qua tám chân đế để giữ chân đế.

Cấu trúc thượng tầng của giàn SV CPP được đưa xuống xà lan từ khu vực chế tạo và kéo đến vị trí lắp đặt thuộc Lô 05-1c. Kết cấu thượng tầng sẽ được lắp đặt nhờ biện pháp hỗ trợ nổi. Biện pháp hỗ trợ nổi bao gồm việc kéo xà lan vận chuyển kết cấu thượng tầng vào giữa các chân đế, sau đó các xà lan sẽ xả nước dần tàu để hạ kết cấu thượng tầng dần xuống các cột chân đế.

1.5.2 Lắp đặt và thử thủy lực tuyến ống ngầm nội mỏ

1.5.2.1 Lắp đặt tuyến ống ngầm nội mỏ

Một xà lan rải ống sẽ được sử dụng để lắp đặt các đường ống kết nối giàn đầu giếng DN WHP với giàn SV CPP (chiều dài 10.38km, đường kính 12,75”) và từ giàn SV CPP nối tới FSO (chiều dài 2,4km, đường kính 6”). Các đường ống nội mỏ sẽ được đặt trực tiếp xuống đáy biển mà không cần đào rãnh chôn ống. Một tàu lặn hỗ trợ (DSV) sẽ được sử dụng để lắp đặt các đoạn ráp nối đường ống với các đoạn ống đứng được lắp đặt trước trên các chân đế.

Trong quá trình đặt ống, xà lan đặt ống sẽ được cố định vị trí bằng các mỏ neo, xà lan sẽ dịch chuyển dần bằng cách tự kéo mình về phía trước bằng các dây neo và rải dần ống về phía sau xà lan. Các mỏ neo sẽ được đặt tại các vị trí đã được định trước nhằm giảm thiểu các rủi ro kéo lê neo và làm tổn hại các đường ống hiện hữu trên đáy biển.

1.5.2.2 Thử thủy lực tuyến ống ngầm nội mỏ

Độ toàn vẹn về cấu trúc của các tuyến ống sẽ được kiểm tra bằng phương pháp thử thủy lực. Quy trình thử thủy lực bao gồm các công tác sau:

- Tuyến ống sẽ được làm đầy bằng nước biển có pha thêm một số hóa chất nhất định (dự kiến là Nalco Champions Hydrosure hoặc hóa chất tương đương được BTNMT cho phép

sử dụng) và chất nhuộm màu (Fluorescein). Các hóa chất này đã được sử dụng thành công tại mỏ Dừa và Chim Sáo và sẽ được trình bày cụ thể mục 1.8.1.1. Lượng hóa chất được sử dụng vừa đủ để bảo vệ mặt trong của ống dẫn trong vòng 18 tháng. Tuyến ống sau đó được tăng áp suất đến một áp suất xác định và giữ trong khoảng 24 giờ để kiểm tra độ toàn vẹn cấu trúc của đường ống. Tiếp theo đó, nước trong đường ống vẫn được giữ lại để tiếp tục kiểm tra khả năng tiếp nhận dòng hydrocacbon,

- Khi hoàn tất các bước kiểm tra này, nước thử thủy lực trong đường ống sẽ được xả ra ngoài môi trường tiếp nhận bằng cách dùng dòng nước ngọt đẩy từ điểm đầu đến điểm cuối đường ống. Nước thử thủy lực được đẩy từ giàn DN (đối với đường ống dẫn lưu thể) hoặc FSO (đối với đường ống dẫn condensate) về giàn SV CPP rồi xả trực tiếp trên mặt biển.
- Sau đó, đường ống sẽ được làm khô và làm sạch.

1.5.3 Lắp đặt giàn DN WHP

Các chân đế và kết cấu thượng tầng được đưa xuống các xà lan từ các xưởng chế tạo và kéo đến vị trí lắp đặt tại mỏ Đại Nguyệt, Lô 05-1b. Phần chân đế sẽ được cẩu đặt lên trên xà lan bằng xà lan cầu, sau đó sẽ được nâng lên và đặt vào đúng vị trí. Chân đế sẽ được chằng kéo để giữ chân đế đứng thẳng và đóng thẳng xuống đáy biển nhờ khung hỗ trợ đặt dưới đáy biển (mudmats). Các cọc thép được đóng xuyên qua bốn chân đế để giữ chân đế bám vào nền đáy. Cấu trúc thượng tầng của giàn DN WHP được nâng lên trên xà lan bằng xà lan cầu và sau đó lắp đặt lên trên cột chân đế.

1.6 HOẠT ĐỘNG KHOAN, KHAI THÁC VÀ THÁO DỖ

1.6.1 Hoạt động khoan phát triển

Thông tin các giếng khoan phát triển tại mỏ SV-ĐN được tóm tắt như trong **Bảng 1.14**.

Bảng 1.14. Các giếng khoan phát triển tại mỏ SV-ĐN

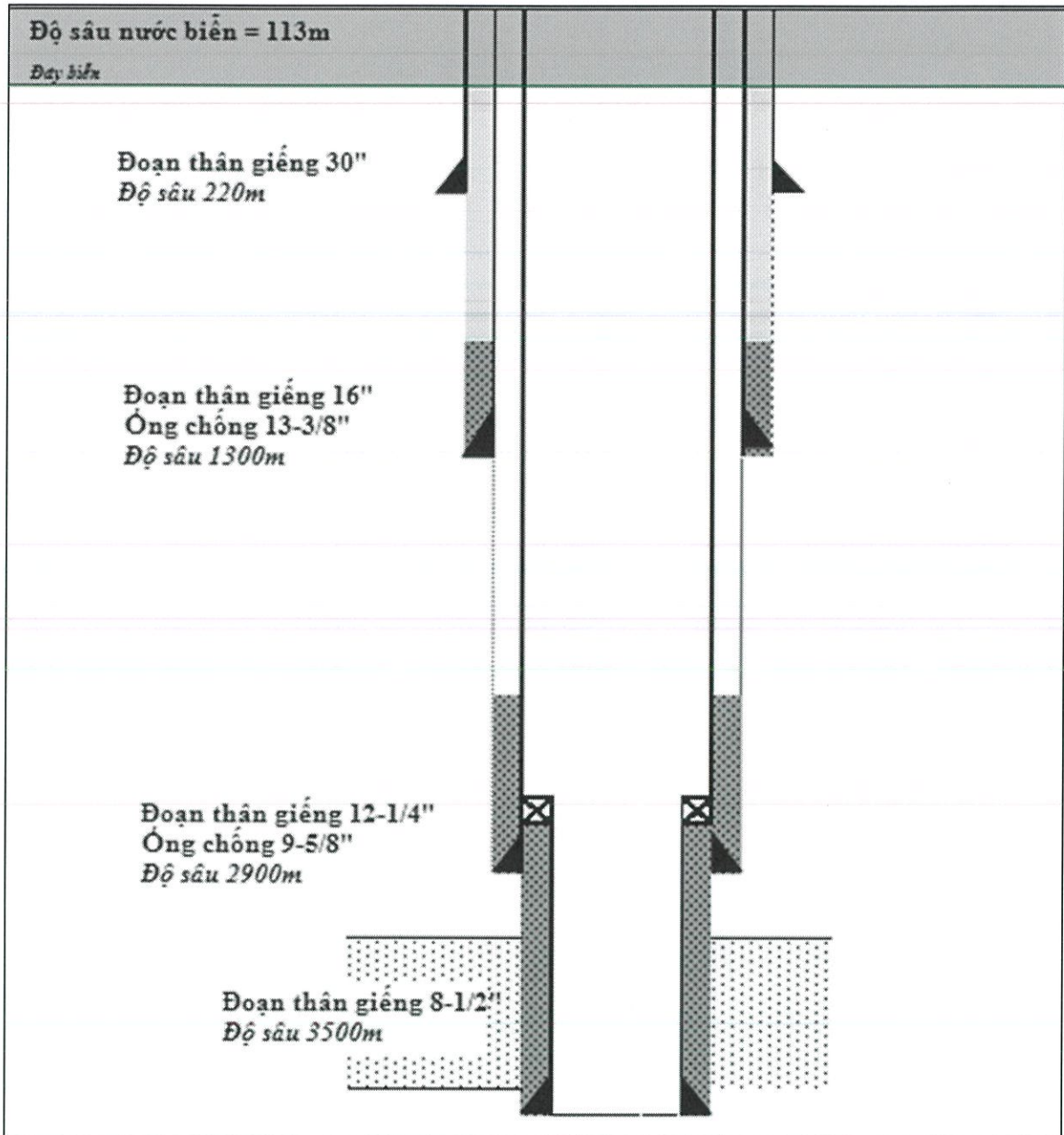
Stt	Mỏ	Số lượng giếng khoan phát triển	Thời gian khoan
1	Sao Vàng	5	270 ngày
2	Đại Nguyệt	4	283 ngày

Trình tự các bước thực hiện khoan một giếng được mô tả như sau:

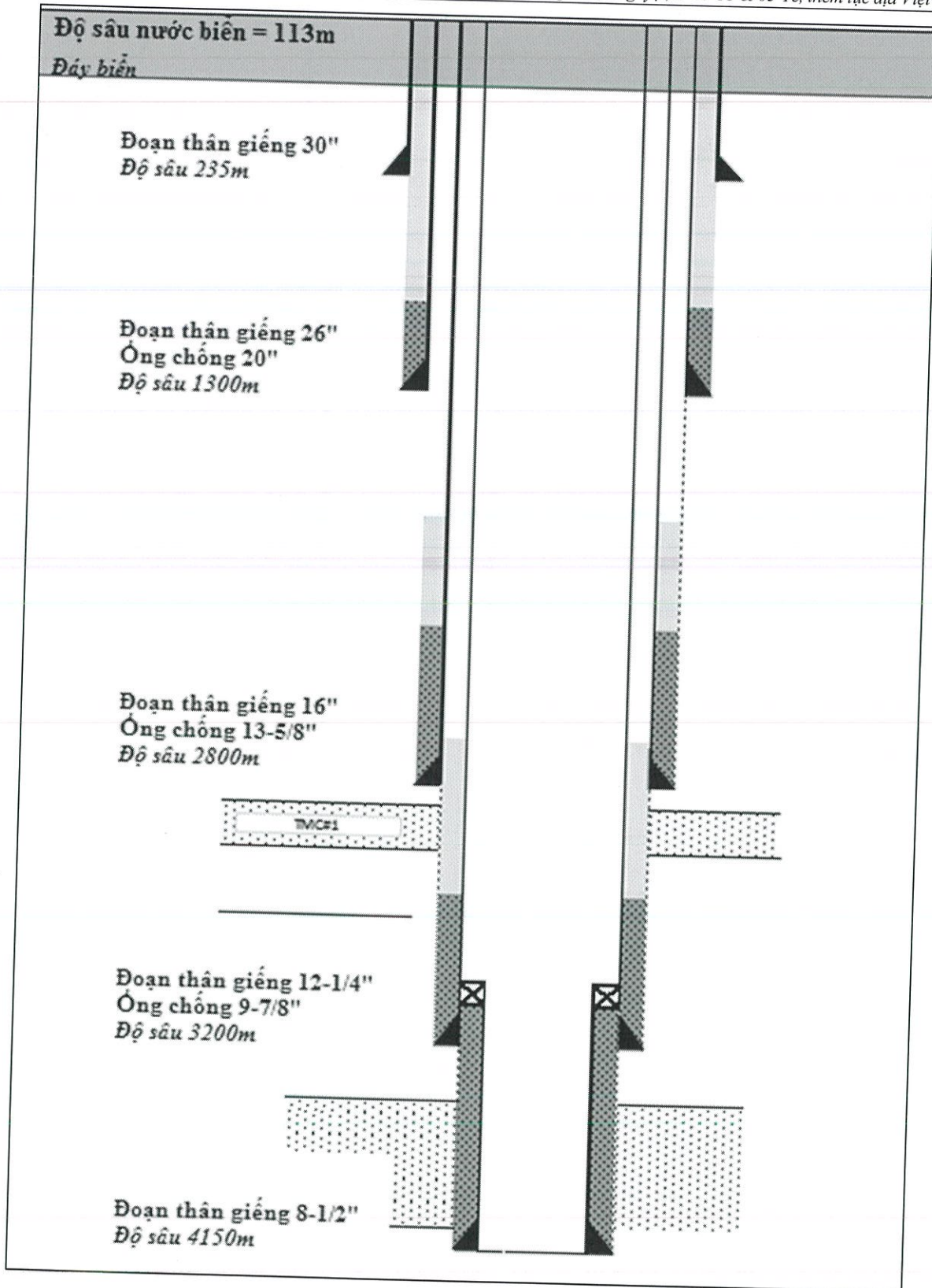
1. Huy động giàn khoan, kéo đến vị trí đã định sẵn cạnh giàn đầu giếng (SV CPP hoặc DN WHP). Kết nối với giàn khoan, gấn tháp khoan lên sàn trung tâm của giàn đầu giếng và bắt đầu khoan;
2. Khoan ống định hướng, lắp hệ thống bảo vệ và các đoạn thân giếng bề mặt bằng dung dịch khoan (DDK) gốc nước và mùn thải được thải ra đáy biển;
3. Khoan các đoạn thân giếng dưới bằng DDK gốc tổng hợp. Mùn thải gốc tổng hợp sau khi được xử lý sẽ được thải trên bề mặt biển;

4. Lắp các bộ thiết bị hoàn thiện giếng;
5. Tiến hành làm sạch giếng;
6. Hạ giàn khoan, thu tháp khoan ra khỏi sàn trung tâm của giàn đầu giếng, thu hồi chân và di dời giàn khoan.

Sơ đồ thiết kế giếng khoan các mỏ SV và ĐN được thể hiện trong **Hình 1.6** và **Hình 1.7**.



Hình 1.6 Sơ đồ thiết kế giếng khoan tại mỏ SV



Hình 1.7 Sơ đồ thiết kế giếng khoan tại mỏ ĐN

1.6.1.1 Chương trình dung dịch khoan

Chương trình khoan phát triển mỏ SV-ĐN sẽ sử dụng nhiều hệ DDK, bao gồm DDK gốc nước và DDK gốc tổng hợp cho các đoạn thân giếng khác nhau:

- Hệ DDK gốc nước sẽ là nước biển/KCl polymer;
- Hệ DDK gốc tổng hợp sẽ sử dụng: NEOFLO 1-58 hoặc DDK gốc tổng hợp tương đương được chấp thuận.

Chương trình dung dịch khoan cụ thể cho các giếng phát triển tại mỏ SV-ĐN được thể hiện như trong **Bảng 1.15**.

Bảng 1.15. Chương trình dung dịch khoan cho các giếng phát triển mỏ SV - ĐN

Đoạn thân giếng (inch)	Dung dịch khoan	Tầng	Ghi chú
Mỏ Sao Vàng			
30	-	Biển Đông Pleistocene	Hỗ trợ hoạt động đặt ống chống
16	KCl/Polymer	Biển Đông Formation Pliocene	Cho phép đặt thiết bị chống phun trào (BOP) và khả năng kiểm soát toàn bộ giếng
12¼	DDK gốc tổng hợp	Thông Mãng Cầu Miocene Giữa	Đặt ống chống trước khi tiến hành gia áp trước khi khoan vào vỉa
8½	DDK gốc tổng hợp	Thông Mãng Cầu Miocene Giữa	Đặt ống chống vùng sản xuất trước khi hoàn thiện
Mỏ Đại Nguyệt			
30	-	Biển Đông Pleistocene	Hỗ trợ hoạt động đặt ống chống
26	KCl/Polymer	Biển Đông Pliocene Trên	Cho phép đặt thiết bị chống phun trào (BOP) và kiểm soát giếng
16	DDK gốc tổng hợp	Nam Côn Sơn Miocene Trên	Đặt ống chống phần trên thân giếng ngay khi bắt đầu gia áp
12¼	DDK gốc tổng hợp	Nam Côn Sơn Miocene Trên	Đặt ống chống trước khi tiến hành gia áp trước khi khoan vào vỉa
8½	DDK gốc tổng hợp	Thông Mãng Cầu Miocene Giữa	Đặt ống chống vùng sản xuất trước khi hoàn thiện

1.6.1.2 Thiết kế ống chống

Thiết kế cơ bản của ống chống cho các giếng phát triển mỏ SV - ĐN sẽ bao gồm các đoạn: ống định hướng, ống vách, ống trung gian, ống khai thác và một đoạn thân trần, cụ thể thiết kế được trình bày trong **Bảng 1.16**.

Bảng 1.16. Thiết kế ống chống cho các giếng tại mỏ SV - ĐN

Đoạn thân giếng (inch)	Đường kính ống chống (inch)		Thông số kỹ thuật		
	Ngoài	Trong	Khối lượng (ppf)	Áp suất gây sập (psi)	Áp suất gây nổ (psi)
Mỏ SV					
30	30	28	310	1.680	3.270
16	13 3/8	12.375	68,0	2.263	5.024
12¼	9 5/8	8.535	53,5	7.950	10.900
8½	5 1/2	4.679	23	11.880	12.380
Mỏ ĐN					
30	30	28	310	1.680	3.270
26	20	18,4	169	2.221	3.937
16	13 5/8	12.375	88,2	4.573	8.830
12¼	9 5/8	8,5	53,5	8.435	12.386
8½	5 1/2	4.679	23	11.880	12.380

1.6.1.3 Thiết kế trám xi măng

Chương trình dự kiến sẽ trám xi măng cho các giếng mỏ SV - ĐN được trình bày trong **Bảng 1.17**.

Bảng 1.17. Thiết kế trám xi măng các ống chống của các giếng mỏ SV - ĐN

Đoạn thân giếng (in.)	Độ sâu ống chống (m)	Độ sâu đế cột ống chống trước (m)	Khối lượng / Loại xi măng sử dụng	Độ sâu tại đỉnh cột xi măng (m)
Mỏ Sao Vàng				
16	1.000	280	12.0ppg - 14.5ppg	Mặt biển
12¼	3.546	1.000	12.8ppg - 15.8ppg	850
8½	4.304	3.546	15.7ppg	3.400
Mỏ Đại Nguyện				
26	1.000	280	12.0ppg - 14.5ppg	Mặt biển
16	2.618	1.000	12.8ppg - 15.8ppg	850
12¼	3.970	2.618	17ppg	2.468
8½	4.800	3.970	17ppg	3.920

1.6.1.4 Làm sạch giếng

Hoạt động làm sạch giếng sẽ được thực hiện sau khi hoàn thiện giếng và trước khi tiến hành các hoạt động khai thác. Dự kiến có thể phải tiến hành đốt condensate/khí trong thời gian ngắn để làm sạch, thời gian đốt trung bình khoảng 12h bằng các thiết bị thử giếng được lắp tạm trên giàn khoan hoặc giàn khai thác.

Bảng 1.18. Tóm tắt hoạt động làm sạch giếng

Hoạt động	Số ngày (tính cho mỗi giếng)	Lượng đốt tối đa
Đốt condensate	0,5 – 1	1.500 – 3.500 thùng/ngày
Đốt khí	0,5 – 1	20 – 35 triệu bộ khối khí/ngày

1.6.2 Hoạt động khai thác

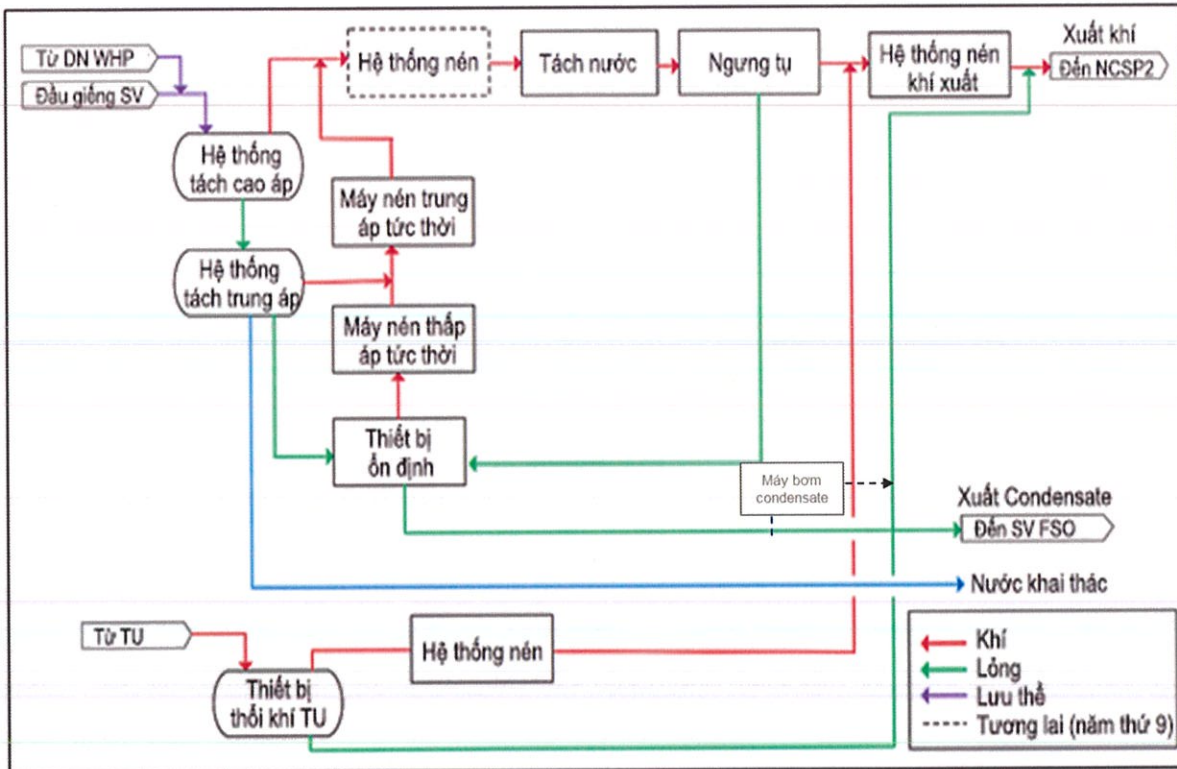
1.6.2.1 Hoạt động trên SV CPP

Các giếng tại mỏ SV sẽ đi vào khai thác vào cuối Quý 3 năm 2019 và vào năm 2021 các giếng tại mỏ ĐN đi vào khai thác. Dòng lưu thể từ các giếng khai thác tại mỏ SV và ĐN sẽ được hòa chung và dẫn qua Hệ thống tách cao áp hai pha để tách sơ bộ thành dòng khí và lỏng, sau đó:

- Khí từ Hệ thống tách cao áp sẽ được làm nguội trước khi đưa vào hệ thống xử lý khí (bao gồm các hệ thống tách nước và ngưng tụ) để xử lý khí đạt chuẩn khí thành phẩm. Sau đó khí được nén và qua hệ thống đo trước khi xuất vào đường ống NCS2;
- Condensate và nước từ Hệ thống tách cao áp được dẫn qua Hệ thống tách trung áp ba pha, Hệ thống lọc bằng than hoạt tính và Hệ thống ổn định condensate. Sản phẩm condensate tạo thành được xuất sang FSO;
- Các khí tức thời (flash gas) thoát ra từ Hệ thống ổn định condensate và Hệ thống tách trung áp sẽ được trộn lại và nén bởi máy nén trung áp trước khi cho hòa trộn với dòng khí từ Hệ thống tách cao áp để đi vào hệ thống xử lý khí;
- Nước khai thác từ Hệ thống tách trung áp được dẫn qua hệ thống xử lý nước khai thác gồm hệ thống tách thủy lực và tuyển nổi để xử lý đạt tiêu chuẩn thải ra biển.

Ngoài ra, SV CPP còn tiếp nhận khí khô từ giàn Thiên Ưng. Khí từ giàn Thiên Ưng được dẫn qua Hệ thống ống phun (TU Slug Catcher) để giữ lại lượng rất nhỏ condensate lẫn trong khí, sau đó được nén bởi Hệ thống nén khí Thiên Ưng (trên giàn SV CPP) trước khi đi vào Hệ thống nén khí xuất của giàn SV CPP. Lượng rất nhỏ condensate tách ra cũng được bơm Hệ thống nén khí xuất của giàn SV CPP, đo và xuất chung với dòng khí xuất vào đường ống NCS2.

Sơ đồ hệ thống xử lý trên SV CPP được minh họa trong **Hình 1.8**.



Hình 1.8. Sơ đồ hệ thống xử lý trên SV CPP

Hoạt động của các hệ thống công nghệ và phụ trợ chính trên giàn SV CPP được mô tả như sau:

Hệ thống tách cao áp

Hệ thống tách cao áp nhận các dòng vào như sau:

- Dòng lưu thể từ hệ thống khai thác của mỏ Sao Vàng;
- Dòng lưu thể từ mỏ Đại Nguyệt;
- Chất lỏng từ Bình làm sạch khí của Hệ thống nén trung áp.

Hệ thống tách cao áp được thiết kế để tách hai pha là khí và condensate, với các thiết đầu vào và van ngắt hiệu suất cao. Thể tích condensate có thể tách khoảng 16.4 m³, tương ứng với 02 lần chiều cao ống đứng tính từ đáy biển.

Hệ thống tách cao áp có thể chạy ở 02 chế độ áp suất khác nhau là: cao áp (70 – 80 barg) và thấp áp (26 barg).

Hệ thống tách trung áp

Hệ thống tách trung áp nhận các dòng chất lỏng từ:

- Hệ thống tách cao áp;
- Hệ thống tách và đo thử giếng;
- Hệ thống nén khí SV và Bình làm sạch khí của Hệ thống nén khí SV và Thiên Ưng;

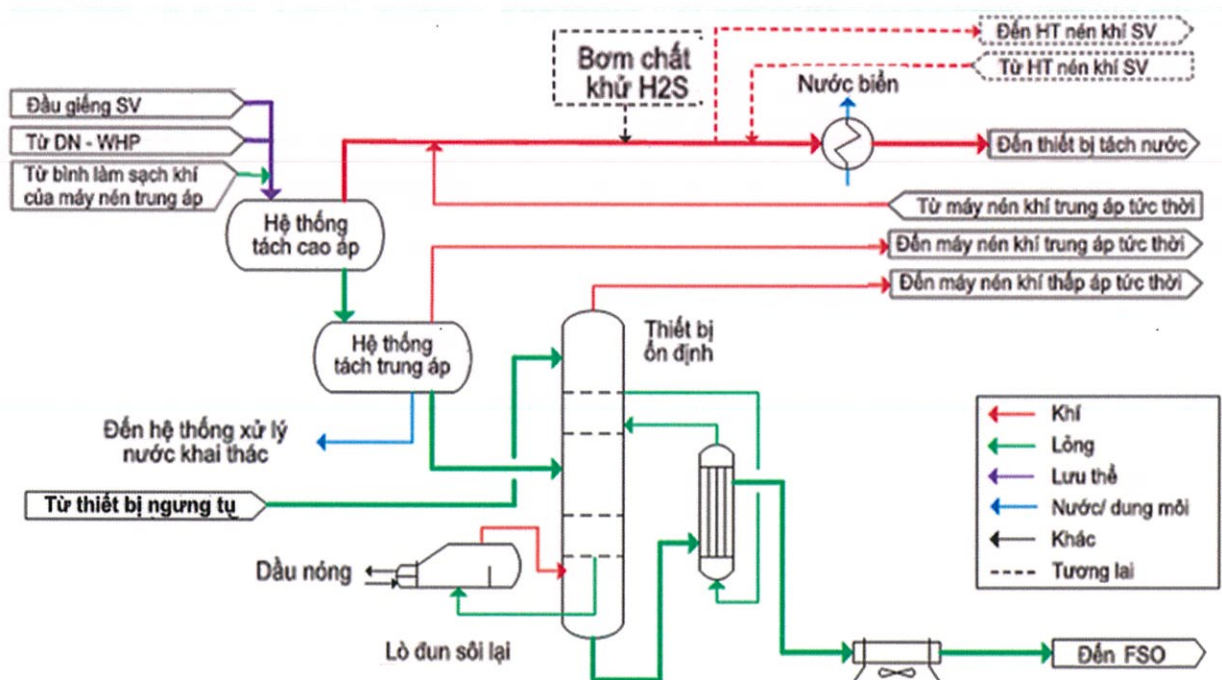
- Hệ thống tách nước và hoàn nguyên;
- Bình chứa nước thải kín.

Hệ thống tách cao áp được thiết kế để tách ba pha, với các thiết đầu vào và van ngắt hiệu suất cao. Hệ thống có trang bị đập tràn để tách dầu và nước khai thác phát sinh trong suốt vòng đời dự án. Áp suất hoạt động của hệ thống được duy trì ổn định ở mức 23 barg.

Hệ thống ổn định condensate

Condensate từ các thiết bị lọc đi vào Hệ thống ổn định condensate cùng với dòng condensate thu được từ Hệ thống ngưng tụ khí nằm ở đầu hệ thống ổn định này. Các thành phần nhẹ sẽ bay hơi và thoát ra theo các đầu thoát hơi. Các thành phần nặng hơn sẽ đi vào thiết bị đun nóng để làm đuổi khí lẫn trong condensate, khí bay lên (khí tức thời – flash gas) sẽ thoát ra ngoài Hệ thống ổn định condensate và được dẫn về Hệ thống nén khí tức thời.

Hệ thống ổn định condensate được thiết kế để xử lý condensate về áp suất 9 psia (tiêu chuẩn condensate xuất đi là 10 psi) với công suất 17.730 thùng/ngày.



Hình 1.9. Hệ thống tách và ổn định condensate trên giàn SV CPP

Hệ thống nén khí tức thời

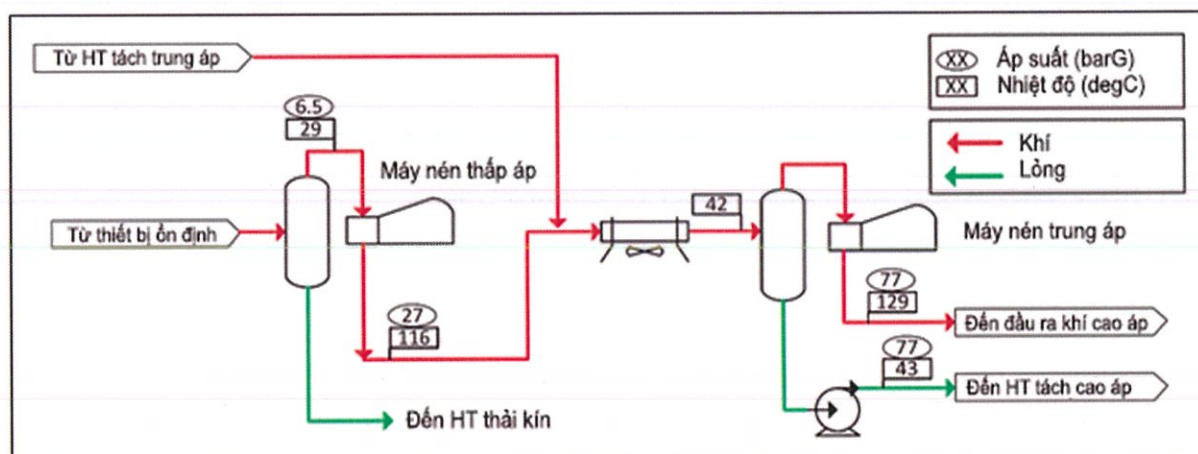
Hệ thống nén khí tức thời được thiết kế để dẫn khí tức thời từ Hệ thống tách trung áp và Hệ thống ổn định condensate trở lại hệ thống tách nước trong khí.

Các máy nén trung áp và thấp áp hoạt động bằng động cơ điện điều khiển piston. Khí tức thời từ Hệ thống ổn định condensate được dẫn về Bình làm sạch khí của máy nén thấp áp để tách các thành phần lỏng. Sau đó, khí thoát ra từ bình này được nén và làm nguội bởi máy nén và thiết bị làm nguội khí của Hệ thống nén thấp áp.

Khí tức thời từ Hệ thống tách trung áp được dẫn đến thiết bị làm nguội khí của Hệ thống nén trung áp trước khi hòa trộn với khí từ Hệ thống nén thấp áp. Dòng hỗn hợp này sau đó được dẫn qua Bình làm sạch khí của Hệ thống nén trung áp để tách các thành phần lỏng trước khi bơm trở lại Hệ thống tách cao áp.

Trong chế độ chạy thấp áp, Hệ thống nén trung áp sẽ được bỏ qua, tất cả khí từ Hệ thống tách trung áp và Hệ thống ổn định condensate được nén bằng Hệ thống nén thấp áp trước khi đưa vào Hệ thống tách nước.

Hệ thống nén khí tức thời được thiết kế phù hợp với mọi chế độ vận hành của giàn (chẳng hạn, chế độ vận hành thấp áp và cao áp của Hệ thống tách cao áp).



Hình 1.10. Sơ đồ hoạt động của Hệ thống nén khí tức thời trên SV CPP

Hệ thống tách và nén khí Thiên Ưng

Dòng lưu thể hai pha (khí và condensate) từ giàn Thiên Ưng sẽ được đưa về SV CPP để xử lý bởi các hệ thống công nghệ sau:

- Hệ thống ống phun (TU Slug catcher): được thiết kế để tách hai pha khí và lỏng với các thiết đầu vào và van ngắt hiệu suất cao. Áp suất hoạt động của Hệ thống ống phun được giữ ổn định ở mức 15 barg trong suốt thời gian hoạt động của dự án;
- Bơm condensate: tạo dòng condensate tối đa đủ áp suất tiêu chuẩn để xuất vào đường ống NCS2;
- Hệ thống nén khí Thiên Ưng: khí Thiên Ưng từ Hệ thống ống phun được nén bởi 02 hệ thống nén trước khi hòa trộn với khí Sao Vàng và xuất đi. Mỗi hệ thống nén bao gồm bình làm sạch khí, máy nén khí và thiết bị làm nguội khí đầu ra.

Hệ thống xử lý nước khai thác

Nước khai thác từ Hệ thống tách trung áp được đưa đến hai thiết bị tách thủy lực. Thành phần nước tách được từ cả hai thiết bị này tiếp tục được đưa đến hệ thống tuyển nổi (Produced Water Degasser) để xử lý. Khí tuyển nổi dùng trong hệ thống này được lấy từ đầu phân phối khí nhiên liệu thấp áp của Hệ thống khí nhiên liệu để tăng cường khả năng tách dầu trong nước. Dầu thu

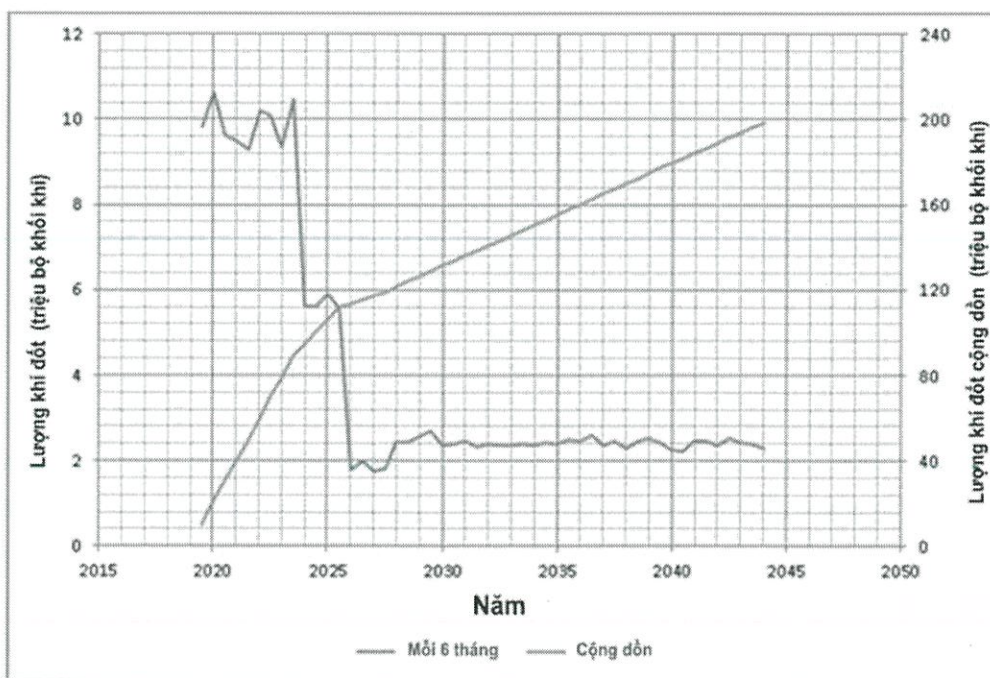
hồi được từ các thiết bị tách thủy lực và hệ thống tuyển nổi sẽ được đưa về bộ khử dầu của đuốc đốt thấp áp (LP Flare KO Drum).

Hệ thống xử lý nước khai thác được thiết kế với công suất 10.000 thùng/ngày có khả năng xử lý hàm lượng dầu xuống còn 30ppmv.

Hệ thống đuốc đốt

Hệ thống đuốc đốt cao 93m (đặt thẳng góc 90⁰) bao gồm đuốc đốt cao áp (hiệu suất 232,3MMscfd) và thấp áp (hiệu suất 11,45MMscfd) sẽ được lắp đặt để thải bỏ an toàn hydrocarbon trong trường hợp tiến hành giảm áp các thiết bị, có thay đổi bất thường trong vận hành, sự cố khẩn cấp hoặc dừng dây chuyền khai thác. Hệ thống này còn có nhiệm vụ duy trì ổn định áp suất vận hành của hệ thống khai thác theo yêu cầu thiết kế. Các thiết bị trên SV CPP sẽ có thiết kế phù hợp nhằm giảm thiểu lượng hydrocarbon cần phải đốt bỏ.

Hệ thống đuốc đốt gồm các đầu gom nghiêng có các van an toàn và van xả đặt phía trên cùng với bộ khử dầu cho phép xả áp và xả khí cho các hệ thống thiết bị một cách tự động hoặc bằng tay. Khí hydrocarbon được xả áp từ các quá trình công nghệ khác nhau trên SV CPP sẽ được thu gom về đuốc đốt cao áp và thấp áp để đốt tại các đầu đốt. Các đầu đốt cao áp và thấp áp đều là loại có hiệu suất cao và ít sinh khói. Chất lỏng từ các bộ khử thấp áp và cao áp theo trọng lực sẽ đi về Hệ thống cống thải kín.

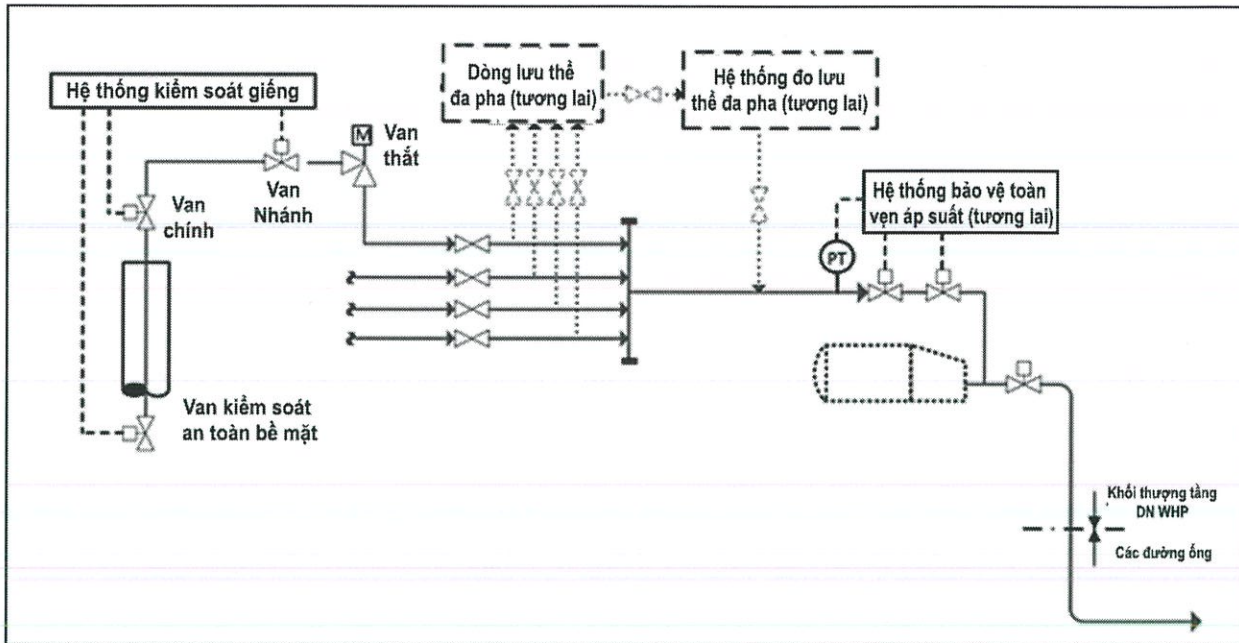


Hình 1.11. Ước tính lượng khí đốt từ hệ thống nén khí tức thời trên SV CPP trong 20 năm

1.6.2.2 Hoạt động trên DN WHP

Giàn DN WHP được thiết kế không người vận hành với một số thiết bị tối thiểu để phục vụ hoạt động khai thác như bộ góp các đầu giếng, hệ thống điện, hệ thống châm hóa chất, hệ thống cấp diesel và hệ thống quản lý ống thoát khí/ vành giếng khoan. Các dòng lưu thể từ các giếng

khai thác sẽ được hòa trộn tại bộ góp các đầu giếng rồi dẫn về SV CPP để xử lý. Sơ đồ các hệ thống thiết bị chính trên giàn DN WHP được minh họa như sau.



Hình 1.12. Sơ đồ các hệ thống thiết bị chính trên giàn DN WHP

1.6.2.3 Hoạt động chứa và xuất condensate tại FSO

Các tàu dầu đến nhập sản phẩm qua ống dẫn mềm sẽ neo song song với FSO để đảm bảo an toàn trong trường hợp thời tiết xấu. Tần suất xuất condensate tại FSO khoảng 4 tuần/lần.

Nhìn chung, hoạt động chủ yếu của FSO là nhận sản phẩm từ SV CPP, lưu trữ trong các bể chứa đặt trên tàu và xuất sang các tàu dầu.

1.6.3 Tháo dỡ công trình và thu dọn mỏ

Vào cuối đời mỏ SV – ĐN, Idemitsu sẽ tiến hành thu dọn mỏ một cách an toàn và quan tâm bảo vệ môi trường, tất cả các công trình ngoài khơi không sử dụng nữa sẽ được tháo dỡ và chuyên đi. Về tổng thể, công tác thu dọn mỏ SV – ĐN sẽ được thực hiện theo các quy định và điều kiện nêu trong quyết định phê duyệt tại thời điểm lập kế hoạch và thực hiện tháo dỡ. Theo quy định, Idemitsu sẽ xây dựng một Kế hoạch tháo dỡ mỏ SV – ĐN riêng và trình lên Chính Phủ Việt Nam phê duyệt trong những năm tiếp theo của dự án. Kế hoạch này sẽ đưa ra những biện pháp tháo dỡ giàn SV CPP, DN WHP, FSO và hệ thống đường ống nội mỏ, đồng thời mô tả chi tiết các phương pháp cũng như yêu cầu cần thực hiện để công việc được triển khai một cách an toàn và tuân thủ luật pháp.

Theo các quy định hiện hành áp dụng cho dự án dầu khí ngoài khơi, công tác tháo dỡ mỏ SV – ĐN được dự kiến ở thời điểm này như sau:

- Tất cả các giếng sẽ được hủy theo các quy định đang được áp dụng tại Việt Nam như Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan giếng dầu khí tại Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005 do Bộ Công Thương ban hành;

- Phần chân đế cùng với khối thượng tầng các giàn SV CPP và DN WHP sẽ được tháo dỡ và kéo về bờ để tháo rời hoặc làm mới lại để tái sử dụng cho mục đích khác;
- Nếu cần thiết, các kết cấu dưới biển như các đầu giếng và hệ thống đường ống ngầm sẽ được thu hồi hoặc chúng sẽ được để lại dưới đáy biển trong điều kiện an toàn.

1.7 DANH MỤC MÁY MÓC, THIẾT BỊ CỦA DỰ ÁN

Danh mục và chức năng các hệ thống thiết bị chính trên các giàn SV CPP và DN WHP đã được trình bày ở Mục 1.4.4. Ngoài ra, danh mục chi tiết các hệ thống này cũng sẽ được đính kèm trong Phụ lục 2 của báo cáo.

1.8 NGUYÊN, NHIÊN, VẬT LIỆU VÀ CÁC SẢN PHẨM CỦA DỰ ÁN

1.8.1 Hóa chất sử dụng

Trong các hoạt động của dự án có sử dụng nhiều loại hóa chất khác nhau. Mục tiêu của Idemitsu là chỉ sử dụng các hóa chất được các cơ quan quản lý nhà nước cho phép sử dụng trong hoạt động dầu khí ngoài khơi. Liều lượng và điều kiện sử dụng của từng hóa chất sẽ được bảo đảm tuân theo hướng dẫn và khuyến nghị của nhà sản xuất. Các hóa chất sẽ sử dụng có thể được phân thành các nhóm sau:

- Hóa chất dùng trong giai đoạn lắp đặt và chạy thử, chủ yếu cho công tác thử thủy lực;
- Hóa chất khoan và hoàn thiện giếng;
- Hóa chất khai thác.

1.8.1.1 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn lắp đặt và chạy thử

Hóa chất thử thủy lực sẽ bao gồm chất diệt khuẩn, chất khử oxy, chất chống ăn mòn và chất tạo màu. Danh sách các hóa chất dự kiến được sử dụng cho hoạt động thử thủy lực và chạy thử cũng như thành phần cơ bản và hàm lượng sử dụng của chúng được trình bày trong **Bảng 1.19**.

Bảng 1.19. Các hóa chất dùng trong giai đoạn lắp đặt và chạy thử

Stt	Tên thương mại	Thành phần	Chức năng	Phân loại	Liều sử dụng (ppm)
1	0367-OR	Quarternary Ammonium Chloride (10-30%) Ammonium Bisulphate (10-30%) Dipropylene Glycol monomethyl ether (DPM) (1-10%) Ethanediol (<1%)	- Chống ăn mòn các công trình/đường ống - Loại bỏ lượng oxy còn lại, giảm bớt sự ăn mòn - Kiểm soát sự phát triển của vi khuẩn	Vàng	500
2	Fluorescein Liquid Dye	Fluorescein LT 10-30%	Chất tạo màu; Phát hiện rò rỉ	E	50

Ghi chú: Các hóa chất này có thể được thay thế bằng các loại tương đương

1.8.1.2 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khoan

Các hóa chất dự kiến được sử dụng trong quá trình khoan phát triển mỏ SV - ĐN được tóm tắt trong **Bảng 1.20**. Đây là các hóa chất ít độc hại theo phân loại của OCNS (Offshore Chemical Notification Scheme - Hệ thống cảnh báo các hóa chất sử dụng ngoài khơi). Thêm vào đó, các hóa chất này sẽ phải tuân thủ các giới hạn về thành phần độc hại được quy định tại Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia QCVN 36:2010/BTNMT và phù hợp với Hướng dẫn của PVN về sử dụng và thải bỏ các hóa chất và dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam, 2005.

Bảng 1.20. Các hóa chất dùng trong giai đoạn khoan

Các giếng tại mỏ Sao Vàng								
Tên	Thành phần/ Tính năng	Phân loại độ độc	Lượng hóa chất dùng (kg) / giếng					Tổng
			36"	16"	12-1/4"	8.5"	Hoàn thiện	
Bentonite	Đất sét / Kiểm soát độ nhớt và độ lọc	PLONOR	20000					20000
Soda Ash	Na ₂ CO ₃ / Kiểm soát pH	Nhóm E	175					175
Duovis	Oxalaldehyde/Kiểm soát độ nhớt	GOLD	299	4068			299	4666
Caustic Soda	NaOH / Kiểm soát pH	PLONOR	299	510				809
Barite	BaSO ₄ / Chất làm tăng tỷ trọng	PLONOR		76360	307441	128766		512567
Biosafe	Hỗn hợp ethanol, aldehyde mix / Chất kháng khuẩn	Nhóm E		510				510
IDCAP D	Acrylic copolymer / Phụ gia			4070				4070
KCl	Potassium Chloride / Chất ức chế			37432				37432
Polypac UL	Polyanionic cellulose / Kiểm soát hao hụt DDK			2034				2034
Lime	Ca(OH) ₂ / Chất keo tụ	Nhóm E			11105	1722		12827
CaCl ₂	Calcium chloride / Ổn định độ thấm thành giếng	Nhóm E			25255	2570		27825
Neoflo 1-58	Dugn dịch nền	Nhóm E			1653	189		1842
Onemul	Ethanol / Chất tạo nhũ tương				17802	3560		21362
Ecotrol RD	Acrylate polymer / Kiểm soát hao hụt DDK	Nhóm E			2396	449		2845
Bentone 38	Đất sét / Kiểm soát độ nhớt	Nhóm E			6352	862		7214
Versatrol M	Gilsonite / Kiểm soát hao hụt DDK				6806			6806
Calcium Carbonate	CaCO ₃ / Kiểm soát hao hụt DDK				15073	2570		17643
Vinseal F	Kiểm soát hao hụt DDK				3993	860		4853
Versatrol HT	Kiểm soát hao hụt DDK				2745	1722		4467
NaCl	Trung hòa	PLONOR					97	97
Deep Clean (bbls)	Chất phụ gia trong DDK gốc tổng hợp	GOLD					100	100

Các giếng tại mỏ Đại Nguyệt									
Tên	Thành phần/ Tính năng	Phân loại độ độc	Lượng hóa chất dùng (kg) / giếng						
			36"	26"	16"	12-1/4"	8.5"	Hoàn thiện	Tổng
Bentonite	Đất sét / Kiểm soát độ nhớt và độ lọc	PLONOR	20000						20000
Soda Ash	Na ₂ CO ₃ / Kiểm soát pH	Nhóm E	175						175
Duovis	Oxalaldehyde/Kiểm soát độ nhớt	GOLD	299	8135				299	8733
Caustic Soda	NaOH / Kiểm soát pH	PLONOR	299	1023					1322
Barite	BaSO ₄ / Chất làm tăng tỷ trọng	PLONOR		152722	156715	150726	128766		588929
Biosafe	Hỗn hợp ethanol, aldehyde mix / Chất kháng khuẩn	Nhóm E		1023					1023
IDCAP D	Acrylic copolymer / Phụ gia			8135					8135
KCl	Potassium Chloride / Chất ức chế			74864					74864
Polypac UL	Polyanionic cellulose / Kiểm soát hao hụt DDK			4068					4068
Lime	Ca(OH) ₂ / Chất keo tụ	Nhóm E			8360	2745	1722		12827
CaCl ₂	Calcium chloride / Ổn định độ thấm thành giếng	Nhóm E			21162	4093	2570		27825
Neoflo 1-58	Dầu gốc	Nhóm E			1352	301	189		1842
Onemul	Ethanol / Chất tạo nhũ tương				12180	5622	3560		21362
Ecotrol RD	Acrylate polymer / Kiểm soát hao hụt DDK	Nhóm E			1697	699	449		2845
Bentone 38	Đất sét / Kiểm soát độ nhớt	Nhóm E			4968	1384	862		7214
Versatrol M	Gilsonite / Kiểm soát hao hụt DDK				6806				6806
Calcium Carbonate	CaCO ₃ / Kiểm soát hao hụt DDK				10980	4093	2570		17643
Vinseal F	Kiểm soát hao hụt DDK				2620	1373	860		4853
Versatrol HT	Kiểm soát hao hụt DDK					2745	1722		4467
NaCl	Trung hòa	PLONOR						97	97
Deep Clean (bbls)	Chất phụ gia trong DDK gốc tổng hợp	GOLD						100	100

Ghi chú: theo OCNS, một hóa chất được phân loại PLONOR sẽ ít có khả năng gây nguy hại cho môi trường biển; hóa chất hạng GOLD (theo CHARM model) hoặc hóa chất trong Nhóm E (theo non-CHARM model) là chất ít ảnh hưởng đến môi trường nhất.

1.8.1.3 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khai thác

Trong giai đoạn khai thác, một số loại hóa chất khai thác và xử lý nước sẽ được đưa vào dây chuyền công nghệ, các công trình phụ trợ, các đường ống dưới biển và các loại giếng. Các hóa chất dự kiến dùng cho quá trình khai thác được liệt kê trong **Bảng 1.21**. Tên thương mại của các hóa chất và thành phần của chúng có thể thay đổi ít nhiều nhưng chất lượng và tính năng của chúng sẽ tương đương hoặc cao hơn.

Bảng 1.21. Các hóa chất dùng trong giai đoạn khai thác

Tên thương mại	Chức năng	Nồng độ dự kiến	Lượng trung bình
Giàn SV CPP			
Triazane (GasTreat I-157)	H ₂ S scavenger – làm giảm nồng độ H ₂ S (chỉ cần trong tương lai)	0.15l/ppm H ₂ S/triệu bộ khối khí chuẩn	28.6l/h đối với khí xuất ra đường ống NCS2
Methanol	Methanol	50% trong nước khai thác	
HYDT12000SP	AA LDHI (chất chống tạo hydrat) thay thế cho Methanol	1-3% trong nước khai thác	
IT-265VN	Ức chế ăn mòn	25ppm trong nước khai thác	
RN-672	Chất ức chế ăn mòn được bơm vào khí xuất bán	0.25l/triệu bộ khối khí chuẩn 30ppm	
EMBR17938A	Chất chống tạo nhũ	50ppm trong condensate	
SFM-6058D	Chất chống tạo sáp/ chống đông PPD (nếu cần)	250ppm	
CLAR17969A	Chất trợ lọc	25ppm trong nước khai thác	
EC-1005A	Chất điều chỉnh pH		
AFMR20182A	Chất chống tạo bọt	20-100ppm	
EC6388A	Chất diệt khuẩn	250ppm	
Giàn DN WHP			
Methanol	Methanol	50% trong nước khai thác	
HYDT12000SP	AA LDHI (chất chống tạo hydrat) thay thế cho Methanol	1-3% trong nước khai thác	
RN-620	Chất ức chế ăn mòn	0.5L/triệu bộ khối khí chuẩn 100ppm trong nước khai thác	
IT-265VN	Chất chống đóng cặn	25ppm trong nước khai thác	

1.8.2 Sản phẩm của dự án

Sản lượng khai thác của mỏ SV-ĐN đã được trình bày trong **Bảng 1.2** ở trên. Đặc tính của Condensate và khí thương mại của mỏ SV-ĐN được tóm tắt trong các **Bảng 1.22** và **Bảng 1.23**.

Bảng 1.22. Đặc tính của Condensate thương mại

Thông số	Giá trị
Áp suất hơi Reid	10 psia
Cặn và nước	0,5% thể tích

Bảng 1.23. Đặc tính của khí thương mại

Thông số	Giá trị
H ₂ S	Tối đa 25ppmV
Tổng calco (GHV)	Tối thiểu 37MJ/Sm ³
Nước	Điểm ngưng tụ tối đa là -10°C tại 70 barg
Tổng lưu huỳnh	Tối đa 30 ppmv
Oxy	Tối đa 7,5 ppmv
Khí trơ và CO ₂	11 %mol khí trơ và 10 %mol CO ₂
Áp suất	Tối đa 151 barg
Nhiệt độ	0°C - 65°C

1.9 CÁC HOẠT ĐỘNG HỖ TRỢ VÀ CĂN CỨ TRÊN BỜ

1.9.1 Vận chuyển ngoài khơi

Trực thăng sẽ là phương tiện chính dùng để vận chuyển con người đến các địa điểm ngoài khơi. Trong hoạt động khai thác thường ngày, mỗi tháng có 4 chuyến trực thăng bay ra các công trình của mỏ. Trong giai đoạn lắp đặt, chạy thử và trong suốt quá trình khoan, tần suất bay sẽ thường xuyên hơn. Ngoài ra, trực thăng sẽ được sử dụng trong các trường hợp khẩn cấp như cấp cứu người và ứng phó sự cố tràn dầu. Do khoảng cách từ bờ đến mỏ SV - ĐN khá xa nên trực thăng EC225 hoặc các loại tương tự sẽ được sử dụng. Trực thăng EC225 có khả năng chở 16 đến 19 người mỗi chuyến, thời gian bay (1 chiều) ước tính khoảng 1 giờ 30 phút.

Sân bay Vũng Tàu sẽ được sử dụng làm sân bay trực thăng phục vụ dự án phát triển mỏ SV-ĐN. Ngoài ra, sân bay Côn Sơn ở Côn Đảo có thể được sử dụng để trạm tiếp nhiên liệu hoặc hạ cánh trong trường hợp khẩn cấp. Công ty Trực Thăng miền Nam (VNHS) sẽ là đơn vị cung cấp dịch vụ bay trực thăng cho dự án. VNHS hiện đang khai thác sân bay Vũng Tàu làm căn cứ trực thăng và cung cấp dịch vụ bay cho tất cả các công ty dầu khí tại khu vực phía Nam.

1.9.2 Hoạt động hỗ trợ và căn cứ trên bờ

Hoạt động khoan và khai thác sẽ được chỉ đạo trực tiếp từ văn phòng điều hành tại Tp. Hồ Chí Minh với sự hỗ trợ của căn cứ hậu cần tại Vũng Tàu. Căn cứ hậu cần của nhà thầu sẽ là căn cứ bên trong hay gần căn cứ hậu cần của công ty Idemitsu đặt trong Cảng hậu cần tại Vũng Tàu.

Các thiết bị từ căn cứ tại Vũng Tàu đến vị trí mỏ SV - ĐN khoảng 20 giờ với tốc độ vận hành tàu kinh tế.

1.10 TIỀN ĐỘ DỰ ÁN

Các mốc chính trong kế hoạch lắp đặt, kết nối, chạy thử và khoan ở ngoài khơi được trình bày trong **Bảng 1.24**.

Bảng 1.24. Các mốc tiến độ chính trong quá trình thực hiện dự án

Hạng mục công việc	SV CPP	DN WHP
Vận chuyển và nối ống	4 – 5/2019	
Vận chuyển chân đế	5 – 6/2019	5 – 6/2021
Vận chuyển khối thượng tầng	7/2019	6/2021
Lắp đặt chân đế	6 – 7/2019	6/2021
Lắp đặt khối thượng tầng	7 – 8/2019	6/2021
Kết nối đường ống nội mỏ	7 – 9/2019	6 – 7/2021
Khoan phát triển	7/2019 – 5/2020	7/2021 – 4/2022
Kết nối và chạy thử	9 – 12/2019	6 – 7/2021

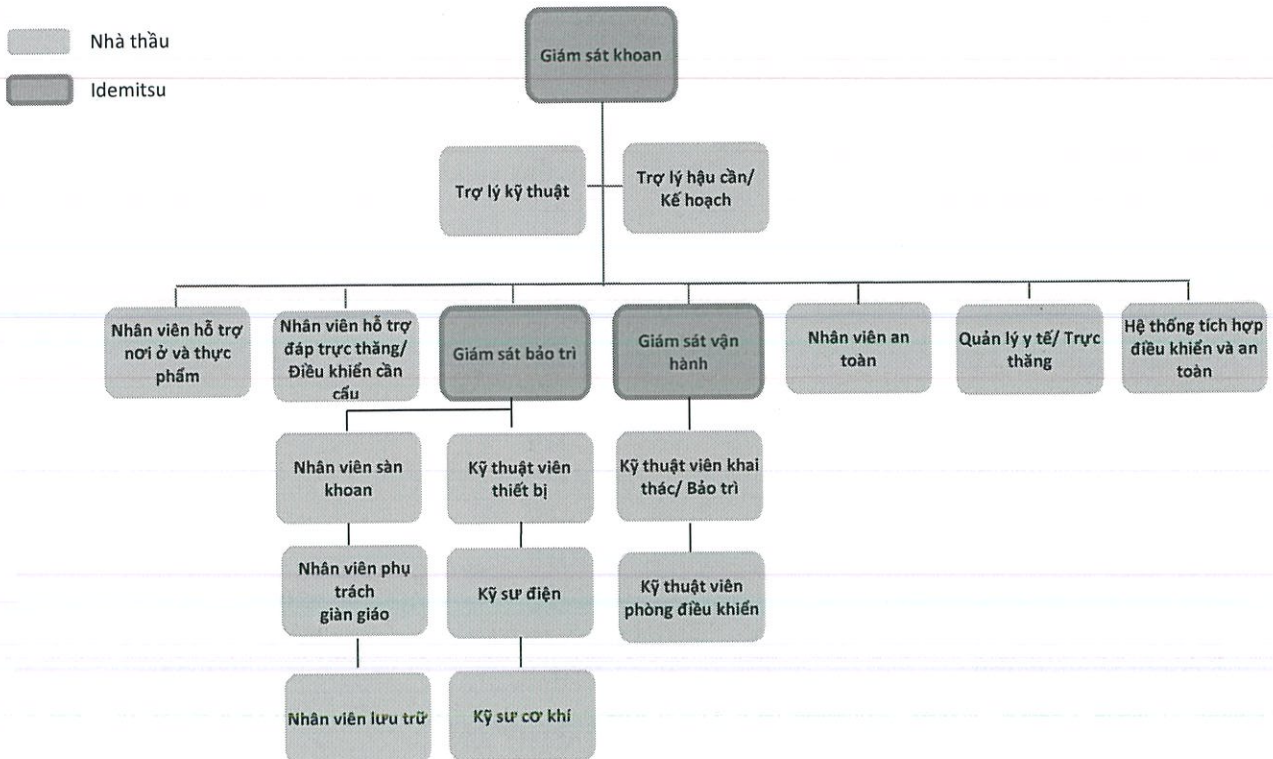
1.11 TỔ CHỨC VÀ NHÂN LỰC THỰC HIỆN DỰ ÁN

Idemitsu đã thành lập một đội quản lý dự án chuyên trách tại trụ sở chính ở Tp.HCM để quản lý toàn bộ hoạt động phát triển mỏ SV - ĐN, bao gồm các hoạt động ngoài khơi và hỗ trợ hậu cần trên bờ trong các giai đoạn khác nhau của dự án. Cơ cấu tổ chức và các nguồn lực cần thiết sẽ được bố trí phù hợp để đáp ứng tốt đòi hỏi của các giai đoạn thuộc dự án cũng như bảo đảm hiệu quả trong triển khai thực tế.

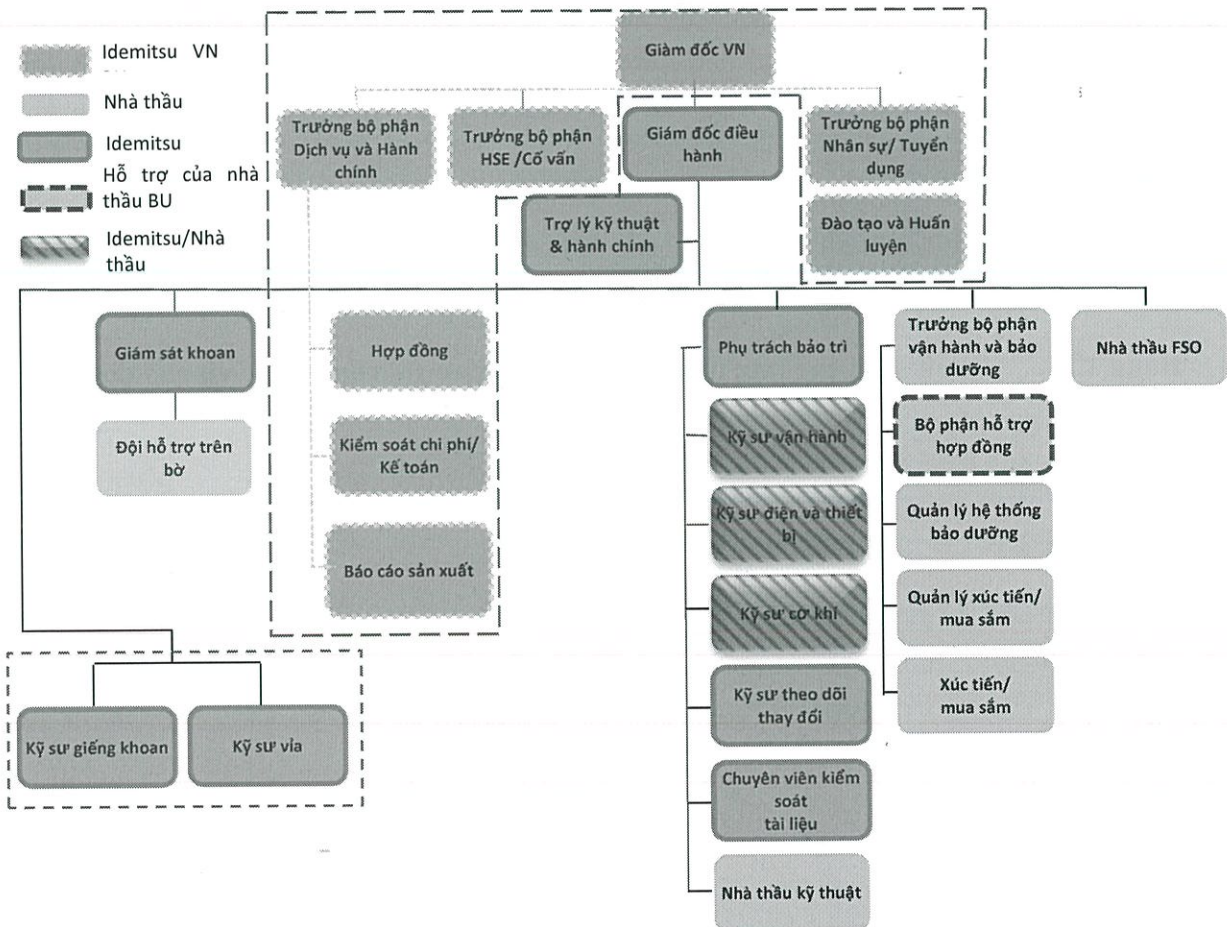
Ngoài ra, sẽ có một số lượng nhất định nhân viên công ty và nhà thầu làm việc tại địa điểm dự án ở ngoài khơi trong quá trình lắp đặt, khoan và khai thác. Tổng hợp sơ bộ số lượng các tàu, nhân lực và thời gian thi công phục vụ các hoạt động của dự án được trình bày trong **Bảng 1.25**.

Bảng 1.25. Danh sách các tàu, nhân lực và thời gian thi công phục vụ cho dự án

Hoạt động	Số lượng tàu (chiếc)	Số ngày (ngày)	Nhân lực (người)
Chiến dịch 2019: Lắp đặt và kết nối SV CPP, đường ống nội mỏ và FSO	8	527,5	120
Chiến dịch 2021: Lắp đặt và kết nối DN WHP, đường ống nội mỏ	8	365	60
Khoan phát triển tại mỏ SV	2	270	160
Khoan phát triển tại mỏ ĐN	2	283	160
Khai thác	2	-	80



Hình 1.13. Sơ đồ tổ chức vận hành ngoài khơi



Hình 1.14. Sơ đồ tổ chức vận hành trên bờ

Idemitsu đã xây dựng một nhóm chuyên trách về ATSKMT, trong đó có một chuyên gia môi trường. Đây là nguồn lực chính của dự án để thực hiện hướng dẫn và kiểm tra việc thực hiện các kế hoạch quản lý ATSKMT của dự án. Thêm vào đó, trên mỗi công trình hay trong mỗi hoạt động ngoài khơi, sẽ có một nhân viên ATSKMT thường trực để hỗ trợ cấp quản lý tại chỗ và nhóm chuyên trách HSE ở trụ sở chính đảm bảo an toàn cho mọi người trong hoạt động hàng ngày cũng như trong các tình huống khẩn cấp. Trong dự án phát triển mỏ SV-ĐN, Chính sách Hoạt động An toàn và mục tiêu không để xảy ra các tai nạn về môi trường của Idemitsu sẽ tiếp tục là một trong những ưu tiên cao nhất.

Quản lý nhà thầu

Trong khuôn khổ dự án, sẽ có rất nhiều đơn vị bên ngoài sẽ tham gia vào các hoạt động trong suốt vòng đời của dự án. Các nhà thầu chính và nhà thầu phụ sẽ tham gia vận chuyển và lắp đặt các cơ sở hạ tầng phục vụ việc khai thác, khoan giếng và hoàn thiện giếng; vận hành và bảo dưỡng giàn SV CPP, DN WHP, FSO và hệ thống đường ống nội mỏ; cung ứng vật tư và chuyên chở nhân viên cũng như hỗ trợ các hoạt động trên biển.

Quản lý ATSKMT nhà thầu sẽ được triển khai ngay từ giai đoạn đấu thầu, theo đó chỉ những nhà thầu có đủ năng lực với hệ thống quản lý ATSKMT hoàn chỉnh và đạt những kết quả hoạt động ATSKMT tốt mới được lựa chọn tham gia dự án. Trong quá trình cung cấp dịch vụ, các nhà thầu sẽ phải xây dựng và thực hiện đầy đủ các kế hoạch hành động ATSKMT cụ thể có quy định vai trò và trách nhiệm rõ ràng, thường xuyên báo cáo kết quả thực hiện cho Idemitsu. Idemitsu sẽ tiến hành kiểm toán và giám sát thường xuyên để đánh giá công tác ATSKMT của các nhà thầu. Chi tiết các biện pháp quản lý vấn đề ATSKMT nhà thầu được trình bày trong Chương 4.

1.12 TỔNG MỨC ĐẦU TƯ THỰC HIỆN DỰ ÁN

Theo phương án được chọn, tổng mức đầu tư thực hiện dự án khoảng 1.546,7 triệu USD (tương đương 35.551 tỷ VNĐ). Trong đó, dự kiến kinh phí dành cho các hoạt động liên quan đến môi trường ước tính 12,4 tỷ VNĐ, chi tiết được trình bày trong **Bảng 1.26**.

Bảng 1.26. Ước tính chi phí dành cho công tác bảo vệ môi trường

Hạng mục	Chi phí
	Tỷ đồng
Quan trắc môi trường mô định kỳ	1,0
Hợp đồng trực ứng phó sự cố tràn dầu	4,5
Phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp	2,0
Chương trình giám sát chất thải tại nguồn	1,2
Chi phí xử lý rác thải	0,8
Chi phí khác (30% của các chi phí trên)	2,9
Tổng cộng	12,4

1.13 TÓM LƯỢC THÔNG TIN CƠ BẢN CỦA DỰ ÁN

Giai đoạn	Hoạt động dự kiến	Thời gian dự kiến	Mô tả sơ bộ	Tác động môi trường tiềm ẩn
Lắp đặt, kết nối và nghiệm thu	<ul style="list-style-type: none"> - Vận chuyển và lắp đặt SV CPP, DN WHP và FSO; - Vận chuyển, lắp đặt và nghiệm thu tuyến ống nội mỏ. 	<ul style="list-style-type: none"> - SV CPP & đường ống condensate: 4/2019 – 9/2019 - FSO: 9/2019 - DN WHP & đường ống dẫn lưu thể: 5/2021 – 7/2021 	<ul style="list-style-type: none"> - Phần chân đế và khối thượng tầng được thi công và kết nối trên bờ. Sau đó, công trình được kéo ra khơi để lắp đặt; - Hệ thống đường ống nội mỏ bao gồm đường ống condensate (từ SV CPP đến FSO) và đường ống dẫn lưu thể (từ DN WHP đến SV CPP). 	<ul style="list-style-type: none"> - Khí thải phát sinh từ hoạt động của các tàu/sà lan; - Nước thải phát sinh từ sinh hoạt của công nhân, hoạt động thử thủy lực tuyến ống; - Chất thải rắn phát sinh từ sinh hoạt công nhân và hoạt động lắp đặt; - Sự hiện diện của các sà lan/tàu lắp đặt và công trình ngoài khơi có thể gây ảnh hưởng đến các hoạt động hàng hải/ đánh bắt cá.
Khoan	<ul style="list-style-type: none"> - Mỏ SV: 270 ngày - Mỏ ĐN: 283 ngày 	<ul style="list-style-type: none"> - Mỏ SV: năm 2019 - Mỏ ĐN: năm 2021 	<ul style="list-style-type: none"> - Khoan giếng; - Thả ống chống; - Trám xi măng; - Hoàn thiện giếng. 	<ul style="list-style-type: none"> - Khí thải: từ các động cơ, máy phát điện trên giàn khoan, tàu cung ứng, trục thăng và làm sạch giếng; - Chất thải khoan: DDK gốc nước đã qua sử dụng, mùn khoan và xi măng dư thừa; - Nước thải: sinh hoạt và nước sàn; - Chất thải rắn: sinh hoạt và chất thải công nghiệp từ hoạt động khoan.
Khai thác	- Khai thác và xử lý dòng lưu thể	Dòng khí đầu tiên:	Giàn SV CPP tiếp nhận dòng lưu thể khai thác từ SV-ĐN để xử lý:	- Khí thải: từ hoạt động đốt khí nhiên liệu của các động cơ, máy

Giai đoạn	Hoạt động dự kiến	Thời gian dự kiến	Mô tả sơ bộ	Tác động môi trường tiềm ẩn
	<ul style="list-style-type: none"> - Lưu chứa và xuất sản phẩm 	<ul style="list-style-type: none"> - Mỏ SV: cuối Quý 3 năm 2019 - Mỏ ĐN: năm 2021 	<ul style="list-style-type: none"> - Condensate đến FSO; - Khí vận chuyển NCS2. 	<ul style="list-style-type: none"> phát điện, hệ thống phụ trợ, đuốc đốt, tàu trục và trục thẳng; - Nước thải: nước khai thác, nước thải nhiễm dầu và nước thải sinh hoạt; - Chất thải rắn và chất thải nguy hại từ hoạt động vận hành, bảo dưỡng máy móc công trình; chất thải rắn sinh hoạt của nhân viên; - Tương tác vật lý do sự có mặt của các công trình dầu khí ngoài khơi đối với hàng hải và khai thác hải sản xa bờ.
Tháo dỡ	Thu dọn các công trình tại mỏ SV-ĐN	Cuối năm 2040	Kế hoạch tháo dỡ công trình và thu dọn mỏ SV-ĐN sẽ được IOG đệ trình lên các cơ quan có chức năng để phê duyệt trước khi tiến hành. Công tác an toàn và bảo vệ môi trường trong giai đoạn này cũng sẽ được thực hiện đầy đủ và đúng quy định để hỗ trợ hoạt động tháo dỡ được phê duyệt.	Tương tự giai đoạn lắp đặt