

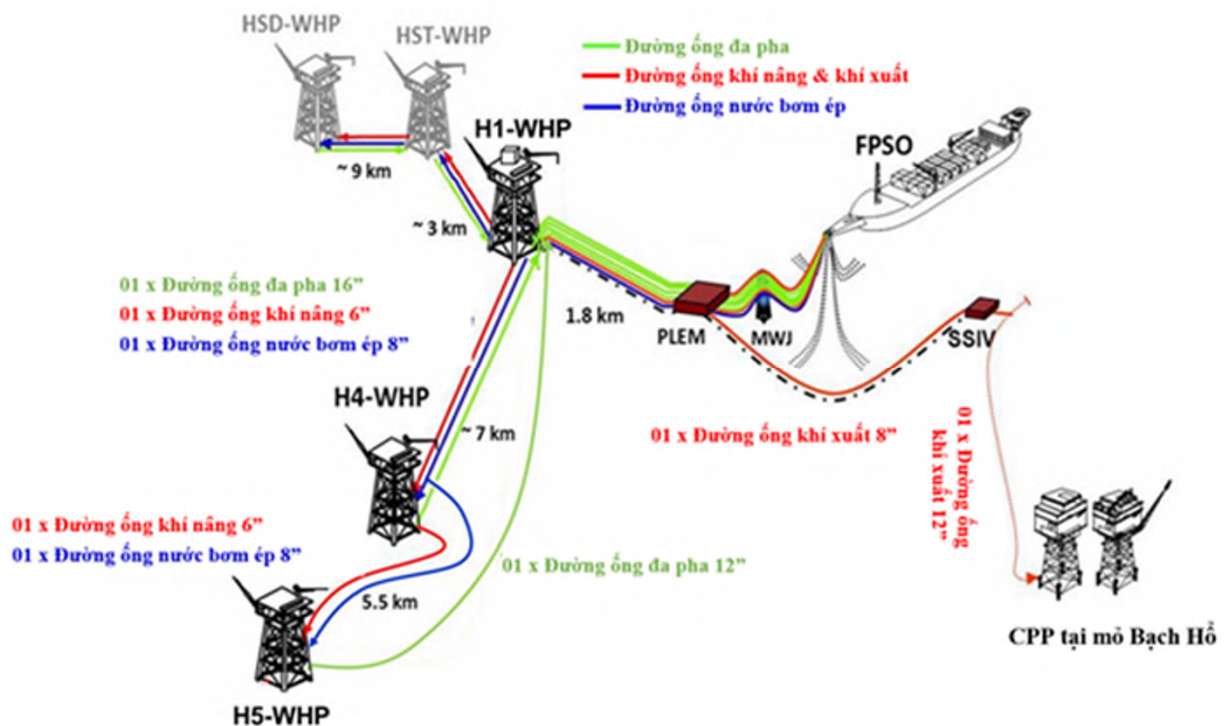


HOANG · LONG

JOINT OPERATING COMPANY

CÔNG TY HOÀNG LONG

BÁO CÁO
ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG
CHO DỰ ÁN
KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN TOÀN MỎ
TÊ GIÁC TRẮNG ĐIỀU CHỈNH NĂM 2022



SOGU Ltd



MỤC LỤC

CHƯƠNG 0. MỞ ĐẦU	0-1
0.1 XUẤT XỨ CỦA DỰ ÁN	0-1
0.1.1 Thông tin chung của Dự án	0-1
0.1.2 Cơ quan, tổ chức có thẩm quyền phê duyệt chủ trương đầu tư của dự án	0-3
0.1.3 Mối quan hệ của dự án với các dự án, quy hoạch phát triển do cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền quyết định và phê duyệt	0-4
0.2 CĂN CỨ PHÁP LÝ VÀ KỸ THUẬT CỦA VIỆC THỰC HIỆN ĐTM	0-4
0.2.1 Các văn bản pháp lý, quy chuẩn, tiêu chuẩn và hướng dẫn kỹ thuật có liên quan làm căn cứ cho việc thực hiện ĐTM.....	0-4
0.2.2 Các văn bản pháp lý, quyết định hoặc ý kiến bằng văn bản của các cấp có thẩm quyền đến Dự án.....	0-6
0.2.3 Các tài liệu, dữ liệu do chủ dự án tạo lập được sử dụng trong quá trình thực hiện ĐTM	0-6
0.3 TỔ CHỨC THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG	0-6
0.3.1 Quy trình thực hiện đánh giá tác động môi trường	0-6
0.3.2 Đơn vị tư vấn lập báo cáo ĐTM.....	0-8
0.3.3 Danh sách các thành viên trực tiếp tham gia quá trình lập báo cáo ĐTM	0-9
0.4 PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG	0-12
0.5 TÓM TẮT NỘI DUNG CHÍNH CỦA BÁO CÁO ĐTM	0-13
0.5.1 Thông tin về Dự án.....	0-13
0.5.1.1 Thông tin chung	0-13
0.5.1.2 Phạm vi, quy mô, công suất	0-13
0.5.2 Hạng mục công trình và hoạt động của dự án có khả năng tác động xấu tới môi trường	0-13
0.5.3 Dự báo các tác động môi trường chính, chất thải phát sinh theo các giai đoạn của dự án	0-14
0.5.3.1 Nước thải, khí thải.....	0-14
0.5.3.1.1 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của nước thải	0-14
0.5.3.1.2 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của bụi, khí thải	0-14
0.5.3.2 Chất thải rắn, chất thải nguy hại	0-15
0.5.3.2.1 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường).....	0-15
0.5.3.2.2 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của chất thải nguy hại ...	0-15
0.5.4 Các công trình và biện pháp bảo vệ môi trường của dự án	0-16
0.5.4.1 Các công trình, biện pháp thu gom và xử lý nước thải, khí thải.....	0-16
0.5.4.1.1 Các công trình và biện pháp thu gom, xử lý nước thải	0-16
0.5.4.1.2 Các công trình và biện pháp thu gom, xử lý khí thải	0-17
0.5.4.2 Các công trình, biện pháp quản lý chất thải rắn, chất thải nguy hại ...	0-17
0.5.4.2.1 Công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường).....	0-17
0.5.4.2.2 Công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải nguy hại	0-18

0.5.4.3 Công trình, biện pháp giảm thiểu ô nhiễm tiếng ồn, độ rung	0-18
0.5.4.4 Công trình, biện pháp lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải khác.....	0-18
0.5.4.4.1 Phương án cải tạo, phục hồi môi trường.....	0-18
0.5.4.4.2 Phương án bồi hoàn đa dạng sinh học	0-18
0.5.4.4.3 Phương án phòng ngừa và ứng phó sự cố môi trường.....	0-19
0.5.4.4.4 Các công trình, biện pháp khác.....	0-19
0.5.5 Chương trình quản lý và giám sát môi trường của dự án.....	0-19
0.5.5.1 Giai đoạn khoan	0-19
0.5.5.2 Giai đoạn vận hành khai thác	0-19
CHƯƠNG 1. MÔ TẢ DỰ ÁN.....	1-1
1. TÓM TẮT VỀ DỰ ÁN.....	1-1
1.1 THÔNG TIN CHUNG VỀ DỰ ÁN	1-1
1.1.1 Tên Dự án	1-1
1.1.2 Chủ Dự án.....	1-1
1.1.3 Vị trí Dự án.....	1-1
1.1.4 Hiện trạng quản lý, sử dụng mặt nước tại khu vực dự án	1-3
1.1.5 Khoảng cách từ dự án tới các khu vực có yếu tố nhạy cảm về môi trường... 1-3	
1.1.6 Mục tiêu, quy mô, công suất, công nghệ và loại hình dự án.....	1-4
1.2 CÁC HẠNG MỤC CÔNG TRÌNH VÀ HOẠT ĐỘNG CỦA DỰ ÁN	1-5
1.2.1 Các hạng mục công trình chính của dự án	1-5
1.2.2 Các hạng mục công trình phụ trợ của dự án.....	1-6
1.2.3 Hoạt động chính của Dự án	1-6
1.2.3.1 Hoạt động khoan	1-7
1.2.3.2 Hoạt động khai thác	1-7
1.2.4 Các hạng mục công trình xử lý chất thải và bảo vệ môi trường	1-8
1.2.5 Hạng mục thu dọn mỏ và cải tạo, phục hồi môi trường sau khai thác	1-11
1.2.6 Hiện trạng các công trình dầu khí có liên quan đến dự án	1-11
1.2.6.1 Các công trình phụ trợ.....	1-12
1.2.7 Công tác bảo vệ môi trường tại mỏ TGT	1-14
1.2.7.1 Quản lý khí thải.....	1-14
1.2.7.2 Quản lý nước thải.....	1-15
1.2.7.3 Quản lý chất thải khoan	1-15
1.2.7.4 Quản lý chất thải không nguy hại	1-15
1.2.7.5 Quản lý chất thải nguy hại	1-16
1.2.7.6 Giám sát môi trường xung quanh.....	1-16
1.2.7.7 Ứng phó sự cố môi trường	1-16
1.2.7.8 Đánh giá hiệu quả của biện pháp xử lý chất thải tại mỏ TGT	1-17
1.3 NGUYÊN, NHIÊN, VẬT LIỆU, HÓA CHẤT SỬ DỤNG CỦA DỰ ÁN; NGUỒN CUNG CẤP ĐIỆN, NƯỚC VÀ CÁC SẢN PHẨM CỦA DỰ ÁN	1-18
1.3.1 Nhu cầu về sử dụng hóa chất.....	1-18
1.3.1.1 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khoan	1-18
1.3.1.2 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khai thác.....	1-22
1.3.2 Nhu cầu sử dụng năng lượng.....	1-23
1.3.2.1 Năng lượng sử dụng trong giai đoạn khoan.....	1-23
1.3.2.2 Năng lượng sử dụng trong giai đoạn khai thác	1-24

1.3.3 Sản phẩm của Dự án	1-24
1.3.3.1 Đặc tính sản phẩm khai thác	1-24
1.3.3.2 Sản lượng khai thác dự kiến.....	1-25
1.4 Công nghệ sản xuất, vận hành	1-27
1.5 BIỆN PHÁP TỔ CHỨC THI CÔNG	1-29
1.5.1 Giàn khoan.....	1-29
1.5.2 Thiết kế giếng khoan và ống chống điển hình.....	1-32
1.5.3 Chương trình dung dịch khoan.....	1-34
1.5.4 Chương trình trám xi măng	1-36
1.5.5 Thử vỉa.....	1-37
1.6 TIẾN ĐỘ, TỔNG MỨC ĐẦU TƯ, TỔ CHỨC QUẢN LÝ VÀ THỰC HIỆN DỰ ÁN	1-37
1.6.1 Tiến độ Dự án	1-37
1.6.2 Tổng mức đầu tư.....	1-38
1.6.3 Tổ chức quản lý và thực hiện dự án	1-38
CHƯƠNG 2. ĐIỀU KIỆN TỰ NHIÊN, KINH TẾ - XÃ HỘI VÀ HIỆN TRẠNG MÔI TRƯỜNG KHU VỰC DỰ ÁN	2-1
2.1 ĐIỀU KIỆN TỰ NHIÊN, KINH TẾ - XÃ HỘI	2-1
2.1.1 Điều kiện tự nhiên khu vực dự án	2-1
2.1.1.1 Điều kiện về địa lý, địa chất.....	2-1
2.1.1.1.1 Đặc điểm địa hình đáy biển.....	2-2
2.1.1.1.2 Đặc điểm địa chất đáy biển.....	2-3
2.1.1.2 Điều kiện về khí hậu, khí tượng.....	2-4
2.1.1.2.1 Gió.....	2-4
2.1.1.2.2 Nhiệt độ không khí.....	2-6
2.1.1.2.3 Độ ẩm không khí.....	2-7
2.1.1.2.4 Lượng mưa	2-8
2.1.1.2.5 Bão và áp thấp nhiệt đới.....	2-11
2.1.1.3 Điều kiện thủy văn, hải văn	2-12
2.1.1.3.1 Chế độ thủy triều.....	2-12
2.1.1.3.2 Dòng chảy	2-14
2.1.1.3.3 Sóng.....	2-15
2.1.1.4 Các hiện tượng thiên tai đặc biệt.....	2-17
2.1.1.4.1 Động đất	2-17
2.1.1.4.2 Sóng thần.....	2-19
2.1.2 Điều kiện về kinh tế - xã hội khu vực dự án.....	2-20
2.1.2.1 Hoạt động ngư nghiệp.....	2-21
2.1.2.1.1 Nuôi trồng thủy sản.....	2-21
2.1.2.1.2 Đánh bắt hải sản.....	2-21
2.1.2.2 Hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí lân cận	2-22
2.1.2.3 Hoạt động hàng hải	2-23
2.1.2.4 Hoạt động du lịch	2-25
2.2 HIỆN TRẠNG MÔI TRƯỜNG VÀ ĐA DẠNG SINH HỌC KHU VỰC DỰ ÁN	2-25
2.2.1 Đánh giá hiện trạng các thành phần môi trường	2-25

2.2.1.1	Hiện trạng chất lượng môi trường khu vực dự án.....	2-25
2.2.1.1.1	Chất lượng nước biển.....	2-31
2.2.1.1.2	Chất lượng trầm tích	2-33
2.2.1.2	Diễn biến chất lượng môi trường khu vực dự án	2-39
2.2.2	Hiện trạng đa dạng sinh học	2-43
2.2.2.1	Hiện trạng quần xã động vật đáy khu vực dự án	2-43
2.2.2.2	Diễn biến quần xã động vật đáy khu vực dự án.....	2-45
2.2.2.3	Dữ liệu về đặc điểm môi trường và tài nguyên sinh vật	2-49
2.2.2.3.1	Nguồn lợi hải sản	2-49
2.2.2.3.2	Nguồn lợi san hô	2-53
2.2.2.3.3	Nguồn lợi cỏ biển.....	2-54
2.2.2.3.4	Chim biển.....	2-54
2.2.2.3.5	Động vật biển có vú	2-54
2.2.2.3.6	Các loài thủy sản quý hiếm, đang bị đe dọa	2-55
2.2.2.3.7	Các khu vực cần được bảo vệ	2-58
2.3	NHẬN DẠNG CÁC ĐỐI TƯỢNG BỊ TÁC ĐỘNG, YẾU TỐ NHẠY CẢM VỀ MÔI TRƯỜNG KHU VỰC THỰC HIỆN DỰ ÁN.....	2-61
2.4	SỰ PHÙ HỢP CỦA ĐỊA ĐIỂM LỰA CHỌN THỰC HIỆN DỰ ÁN.....	2-62
2.4.1	Đánh giá sự phù hợp của địa điểm lựa chọn thực hiện dự án với đặc điểm kinh tế - xã hội khu vực dự án	2-62
2.4.2	Đánh giá sự phù hợp của địa điểm lựa chọn thực hiện dự án với điều kiện môi trường và tài nguyên sinh vật khu vực dự án	2-62
CHƯƠNG 3. ĐÁNH GIÁ, DỰ BÁO TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG CỦA DỰ ÁN VÀ ĐỀ XUẤT CÁC BIỆN PHÁP, CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG, ỨNG PHÓ SỰ CỐ MÔI TRƯỜNG.....		
3.1	ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG VÀ ĐỀ XUẤT CÁC BIỆN PHÁP, CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG GIAI ĐOẠN KHOAN.....	3-6
3.1.1	Đánh giá, dự báo các tác động trong giai đoạn khoan	3-6
3.1.1.1	Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến nước thải	3-7
3.1.1.2	Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến khí thải	3-12
3.1.1.3	Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến chất thải khoan	3-16
3.1.1.4	Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường)	3-35
3.1.1.5	Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến chất thải nguy hại	3-38
3.1.1.6	Đánh giá, dự báo tác động của tiếng ồn, độ rung	3-39
3.1.1.7	Đánh giá, dự báo tác động đến đa dạng sinh học, di sản thiên nhiên, di tích lịch sử-văn hóa và các yếu tố nhạy cảm khác	3-40
3.1.1.8	Đánh giá, dự báo các tác động không liên quan chất thải.....	3-40
3.1.1.9	Đánh giá, dự báo tác động do rủi ro, sự cố trong giai đoạn khoan	3-41
3.1.2	Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường trong giai đoạn khoan	3-41
3.1.2.1	<i>Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với nước thải.....</i>	<i>3-41</i>
3.1.2.2	<i>Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với khí thải.....</i>	<i>3-46</i>
3.1.2.3	<i>Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với chất thải khoan</i>	<i>3-46</i>

3.1.2.4	Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường).....	3-50
3.1.2.5	Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với chất thải nguy hại 3-51	
3.1.2.6	Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với tiếng ồn và độ rung	3-51
3.1.2.7	Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với các tác động không liên quan đến chất thải	3-52
3.1.2.8	Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường và phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường trong giai đoạn khoan	3-52
3.1.2.8.1	Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn dầu.....	3-52
3.1.2.8.2	Ngăn ngừa sự cố rò rỉ khí và cháy nổ	3-53
3.1.2.8.3	Ngăn ngừa sự cố va đụng tàu thuyền.....	3-53
3.1.2.8.4	Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn đồ hóa chất	3-53
3.2	ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG VÀ ĐỀ XUẤT CÁC BIỆN PHÁP, CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG GIAI ĐOẠN VẬN HÀNH KHAI THÁC	3-54
3.2.1	Đánh giá, dự báo các tác động trong giai đoạn vận hành khai thác	3-54
3.2.1.1	Đánh giá, dự báo các tác động của nước khai thác thải trong giai đoạn vận hành khai thác.....	3-54
3.2.1.2	Đánh giá, dự báo tác động cộng kết với hoạt động dầu khí lân cận Lô 16-1	3-57
3.2.1.3	Đánh giá, dự báo tác động do rủi ro, sự cố và các biện pháp phòng ngừa, ứng phó với các rủi ro, sự cố cho giai đoạn vận hành khai thác	3-59
3.2.1.3.1	Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến sự cố tràn dầu ..	3-59
3.2.1.3.2	Rò rỉ khí	3-65
3.2.1.3.3	Cháy nổ	3-66
3.2.1.3.4	Sự cố va đụng tàu	3-66
3.2.1.3.5	Sự cố tràn đồ hóa chất.....	3-66
3.2.2	Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường đề xuất thực hiện trong giai đoạn vận hành khai thác	3-66
3.2.2.1	Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường đối với nước khai thác	3-66
3.2.2.2	Các công trình, biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường	3-71
3.2.2.2.1	Ngăn ngừa sự cố rò rỉ khí.....	3-71
3.2.2.2.2	Ngăn ngừa sự cố cháy nổ	3-72
3.2.2.2.3	Ngăn ngừa sự cố va đụng tàu thuyền.....	3-72
3.2.2.2.4	Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn dầu.....	3-72
3.2.2.2.5	Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn đồ hóa chất	3-76
3.2.2.2.6	Quy trình ứng cứu khẩn cấp.....	3-77
3.3	TỔ CHỨC THỰC HIỆN CÁC CÔNG TRÌNH, BIỆN PHÁP BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG	3-78
3.4	NHẬN XÉT VỀ MỨC ĐỘ CHI TIẾT, ĐỘ TIN CẬY CỦA CÁC KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ, DỰ BÁO	3-80
3.4.1	Mức độ chi tiết của ĐTM	3-80
3.4.2	Độ tin cậy của ĐTM	3-81

CHƯƠNG 4. PHƯƠNG ÁN CẢI TẠO, PHỤC HỒI MÔI TRƯỜNG, PHƯƠNG ÁN BỒI HOÀN ĐA DẠNG SINH HỌC	4-1
CHƯƠNG 5. CHƯƠNG TRÌNH QUẢN LÝ VÀ GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG ...	5-1
5.1 CHƯƠNG TRÌNH QUẢN LÝ MÔI TRƯỜNG	5-1
5.2 CHƯƠNG TRÌNH QUAN TRẮC, GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG CỦA CHỦ DỰ ÁN.....	5-5
5.2.1 Chương trình giám sát chất thải tại nguồn	5-5
5.2.1.1 Giai đoạn khoan	5-5
5.2.1.2 Giai đoạn khai thác	5-7
5.2.2 Chương trình quan trắc môi trường định kỳ ngoài khơi	5-8
CHƯƠNG 6. KẾT QUẢ THAM VẤN	6-1
6.1 THAM VẤN CỘNG ĐỒNG	6-1
6.1.1 Quá trình tổ chức thực hiện tham vấn cộng đồng	6-1
6.1.1.1 Tham vấn thông qua đăng tải trên trang thông tin điện tử.....	6-1
6.1.1.2 Tham vấn bằng văn bản	6-1
6.1.2 Kết quả tham vấn cộng đồng.....	6-1
6.2 THAM VẤN CHUYÊN GIA, NHÀ KHOA HỌC, CÁC TỔ CHỨC CHUYÊN MÔN.....	6-2
KẾT LUẬN, KIẾN NGHỊ VÀ CAM KẾT	1
1. KẾT LUẬN.....	1
2. KIẾN NGHỊ.....	3
3. CAM KẾT CỦA CHỦ DỰ ÁN.....	3

DANH SÁCH HÌNH

Hình 1.1 Vị trí mỏ TGT và vị trí các giếng khoan mới	1-2
Hình 1.2 Vị trí Dự án so với các công trình lân cận và các khu vực có yếu tố nhạy cảm về môi trường	1-4
Hình 1.3 Sơ đồ bố vị trí thực hiện các hạng mục Dự án và mối tương quan với các công trình hiện hữu mỏ TGT	1-6
Hình 1.4 Quy trình xử lý lưu thể khai thác của Dự án tại mỏ TGT.....	1-8
Hình 1.5 Biểu đồ sản lượng dầu khí và nước bơm ép mỏ TGT theo phương án cơ sở	1-26
Hình 1.6 Sản lượng khai thác dầu tại mỏ TGT theo phương án cơ sở	1-26
Hình 1.7 Quy trình công nghệ lưu thể tại mỏ Tê Giác Trắng.....	1-28
Hình 1.8 Sơ đồ quy trình khoan.....	1-29
Hình 1.9 Cấu trúc ống chống điển hình cho các giếng phát triển toàn mỏ TGT ..	1-34
Hình 2.1 Vị trí dự án mỏ Tê Giác Trắng	2-2
Hình 2.2 Độ sâu đáy biển khu vực dự án.....	2-3
Hình 2.3 Bản đồ các đứt gãy tại khu vực mỏ Tê Giác	2-4
Hình 2.4 Tốc độ gió mạnh nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017-2021)	2-5
Hình 2.5 Trung bình tốc độ gió mạnh nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017-2021).....	2-5
Hình 2.6 Hoa gió khu vực trạm khí tượng Phú Quý.....	2-6
Hình 2.7 Nhiệt độ không khí Trung bình tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)	2-7
Hình 2.8 Nhiệt độ không khí Trung bình theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).....	2-7
Hình 2.9 Độ ẩm không khí Trung bình theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)	2-8
Hình 2.10 Độ ẩm không khí Trung bình tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)	2-8
Hình 2.11 Lượng mưa Trung bình tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).....	2-9
Hình 2.12 Số ngày mưa tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021).....	2-9
Hình 2.13 Số ngày mưa theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).	2-10
Hình 2.14 Lượng mưa Trung bình theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)	2-10
Hình 2.15 Bản đồ đường đi của các cơn bão, ATNĐ ảnh hưởng đến khu vực biển Đông trong giai đoạn 2018 – 2021	2-11

Hình 2.16	Mực nước thấp nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021).	2-13
Hình 2.17	Mực nước cao nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).	2-13
Hình 2.18	Mực nước thấp nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).	2-14
Hình 2.19	Mực nước cao nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)	2-14
Hình 2.20	Độ cao sóng cao nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)	2-16
Hình 2.21	Độ cao sóng cao nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)	2-16
Hình 2.22	Bản đồ địa chấn kiến tạo Việt Nam và Biển Đông.....	2-18
Hình 2.23	Thời gian lan truyền sóng thần (giờ) theo kịch bản động đất 7 độ Richter xảy ra tại đới hút chìm Manila.....	2-20
Hình 2.24	Các tuyến hàng hải trong vùng biển Đông Nam Việt Nam.....	2-24
Hình 2.25	Mật độ tàu thuyền lưu thông trên vùng biển Đông Nam Việt Nam	2-24
Hình 2.26	Các điểm du lịch ven biển phía Đông Nam Việt Nam	2-25
Hình 2.27	Mạng lưới các trạm lấy mẫu (bao gồm các trạm tham khảo).....	2-28
Hình 2.28	Mạng lưới lấy mẫu không bao gồm các trạm tham khảo xung quanh giàn H1-WHP & FPSO Armada TGT1	2-29
Hình 2.29	Mạng lưới lấy mẫu không bao gồm các trạm tham khảo xung quanh giàn H4-WHP & H5-WHP.	2-30
Hình 2.30	Biểu đồ thông số hóa lý trong nước biển mở TGT	2-32
Hình 2.31	Phân bố ước tính giá trị kích thước hạt.....	2-34
Hình 2.32	Phân bố THC trong trầm tích ở khu vực Dự án.....	2-35
Hình 2.33	Phân bố PAH trong trầm tích ở khu vực mỏ Tê Giác Trắng	2-36
Hình 2.34	Phân bố ước tính hàm lượng các kim loại tại khu vực Dự án	2-37
Hình 2.35	Diễn biến chất lượng trầm tích tại khu vực H1-WHP & FPSO Armada TGT1.....	2-40
Hình 2.36	Diễn biến chất lượng trầm tích tại khu vực H4-WHP	2-41
Hình 2.37	Diễn biến chất lượng trầm tích tại khu vực H5-WHP	2-42
Hình 2.38	Thành phần phân loại động vật đáy tại các khu vực Dự án.....	2-44
Hình 2.39	Diễn biến các thông số quần xã sinh vật đáy tại khu vực H1-WHP & FPSO Armada TGT1 mỏ TGT	2-46
Hình 2.40	Diễn biến các thông số quần xã sinh vật đáy tại khu vực H4-WHP....	2-47
Hình 2.41	Diễn biến các thông số quần xã sinh vật đáy tại khu vực H5-WHP....	2-48

Hình 2.42 Các ngư trường hải sản trọng điểm ở vùng biển Đông Nam Việt Nam (a) Ngư trường vụ Bắc (b) Ngư trường vụ Nam	2-50
Hình 2.43 Phân bố rạn san hô và cỏ biển ở khu vực biển Đông Nam Bộ	2-53
Hình 2.44 Các loài chim quý hiếm	2-54
Hình 2.45 Động vật có vú	2-55
Hình 2.46 Các khu vực cần được bảo vệ ở vùng biển Đông Nam Việt Nam.....	2-59
Hình 2.47 Bản đồ nhạy cảm đường bờ từ Đà Nẵng đến biên giới Campuchia	2-64
Hình 3.1. Giao diện mô hình.....	3-17
Hình 3.2 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ gió mùa Đông Bắc.....	3-18
Hình 3.3 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ gió mùa Tây Nam.....	3-18
Hình 3.4 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ chuyển mùa (Tháng 4)	3-19
Hình 3.5 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ chuyển mùa (Tháng 10)	3-19
Hình 3.6 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào gió mùa Đông Bắc	3-20
Hình 3.7 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào gió mùa Tây Nam	3-21
Hình 3.8 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào tháng 4.....	3-21
Hình 3.9 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào tháng 10.....	3-22
Hình 3.10 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào mùa gió Đông Bắc.....	3-27
Hình 3.11 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào mùa gió Tây Nam	3-28
Hình 3.12 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào tháng 4	3-29
Hình 3.13 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào tháng 10	3-30
Hình 3.14 Diễn biến của hoạt động thải mùn khoan thải	3-31
Hình 3.15 Hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt Hamworthy ST6A	3-42
Hình 3.16 Nguyên tắc hoạt động của thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt Hamworthy ST6A	3-43
Hình 3.17 Thiết bị tách dầu/nước Hamworthy HS0.5-M	3-44
Hình 3.18 Nguyên lý hoạt động của thiết bị tách dầu/nước Hamworthy HS0.5-M	3-45
Hình 3.19 Hệ thống sàng rung trên giàn khoan	3-47
Hình 3.20 Lưu đồ hoạt động của hệ thống kiểm soát chất rắn	3-48
Hình 3.21 Nguyên lý hoạt động của thiết bị vắt khô mùn khoan bằng chân không....	3-48
Hình 3.22 Máy nghiền thức ăn HOBART FP-300	3-50
Hình 3.23 Kết quả mô hình phát tán nước khai thác sau khi xử lý tại FPSO Armada TGT1	3-55

Hình 3.24	Kết quả mô hình phát tán nước khai thác sau khi xử lý tại H1-WHP	3-56
Hình 3.25	Khoảng cách nguồn thải nước khai thác tại Lô 16-1 với các nguồn thải nước khai thác từ công trình khai thác khác	3-58
Hình 3.26	Hình ảnh hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP	3-67
Hình 3.27	Sơ đồ hoàn công hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP	3-68
Hình 3.28	Hình ảnh hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1	3-69
Hình 3.29	Sơ đồ hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1	3-70
Hình 3.30	Quy trình chung về ứng phó tràn dầu	3-73
Hình 3.31	Sơ đồ thông báo và phối hợp ứng phó SCTD	3-75
Hình 3.32	Quy trình ứng phó sự cố tràn đổ hóa chất	3-76
Hình 3.33	Quy trình ứng cứu khẩn cấp	3-78
Hình 5.1	Mạng lưới giám sát môi trường ngoài khơi định kỳ	5-11

DANH SÁCH BẢNG

Bảng 0.1 Tóm tắt quy trình thực hiện ĐTM cho Dự án	0-7
Bảng 0.2 Các thành viên của HLJOC	0-9
Bảng 0.3 Các thành viên của VPI-CPSE	0-11
Bảng 1.1 Tọa độ các điểm giới hạn của mỏ TGT	1-2
Bảng 1.2 Tọa độ các giếng khoan mới của Dự án	1-3
Bảng 1.3 Kế hoạch khoan phát triển tại mỏ TGT	1-7
Bảng 1.4 Sản lượng khai thác dự kiến từ các giếng khoan mới	1-8
Bảng 1.5 Các công trình xử lý chất thải hiện hữu tại mỏ TGT	1-9
Bảng 1.6 Các công trình phụ trợ hiện hữu trên các công trình tại mỏ TGT.....	1-12
Bảng 1.7 Dự báo diễn biến sản lượng khai thác của toàn mỏ TGT và mỏ HST/HSD	1-14
Bảng 1.8 Danh mục hóa chất sử dụng trong giai đoạn khoan của Dự án.....	1-18
Bảng 1.9 Danh mục hóa chất sử dụng cho hoạt động khai thác tại mỏ TGT.....	1-22
Bảng 1.10 Đặc tính dầu thương phẩm của Dự án.....	1-24
Bảng 1.11 Đặc tính khí thương phẩm của Dự án.....	1-24
Bảng 1.12 Sản lượng khai thác của các giếng khoan mới	1-25
Bảng 1.13 Diễn biến sản lượng khai thác của toàn mỏ TGT và mỏ HST/HSD theo từng giàn	1-27
Bảng 1.14 Tóm tắt các đặc điểm kỹ thuật của giàn khoan	1-30
Bảng 1.15 Mô tả hệ dung dịch khoan nền nước	1-35
Bảng 1.16 Mô tả hệ dung dịch khoan nền nước và nền không nước.....	1-35
Bảng 1.17 Hệ xi măng dự kiến sử dụng.....	1-36
Bảng 1.18 Kế hoạch khoan và khai thác dự kiến.....	1-37
Bảng 1.19 Vốn đầu tư và ngân sách dành cho công tác bảo vệ môi trường.....	1-38
Bảng 2.1 Hướng gió chính tại trạm khí tượng Phú Quý (2017-2021).....	2-6
Bảng 2.2 Thống kê các cơn bão và ATNĐ trên vùng biển Đông Nam Việt Nam (2018 – 2021)	2-12
Bảng 2.3 Tốc độ dòng chảy cực đại tại khu vực mỏ Tê Giác Trắng trong vòng 1, 10 và 100 năm.....	2-15
Bảng 2.4 Hướng sóng cao nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)	2-17
Bảng 2.5 Thống kê các trận động đất cho khu vực biển Đông Việt Nam giai đoạn từ 2017 đến cuối 2021	2-18
Bảng 2.6 Hiện trạng nuôi trồng thủy sản ven biển	2-21

Bảng 2.7 Các đội tàu đánh bắt và sản lượng đánh bắt năm 2020.....	2-22
Bảng 2.8 Các cảng biển từ Khánh Hòa đến Cà Mau.....	2-23
Bảng 2.9 Danh mục các điểm quan trắc.....	2-26
Bảng 2.10 Danh mục thành phần, thông số quan trắc.....	2-31
Bảng 2.11 Kết quả phân tích của nước biển khu vực Dự án.....	2-31
Bảng 2.12 Hàm lượng các kim loại trong nước biển khu vực mỏ Tê Giác Trắng.....	2-33
Bảng 2.13 Tóm tắt các thông số kích thước hạt trong trầm tích khu vực mỏ Tê Giác Trắng.....	2-33
Bảng 2.14 Tóm tắt hàm lượng kim loại trong trầm tích tại khu vực Dự án.....	2-37
Bảng 2.15 Tóm tắt các thông tin chung của chuyến khảo sát.....	2-40
Bảng 2.16 Các thông số và chỉ số của quần xã động vật đáy khu vực mỏ TGT.....	2-43
Bảng 2.17 Thống kê nguồn lợi hải sản trong khu vực biển Đông Nam.....	2-51
Bảng 2.18 Danh mục các loài thủy sản nguy cấp, quý, hiếm.....	2-55
Bảng 3.1 Hệ thống định lượng tác động (IQS).....	3-2
Bảng 3.2 Mức độ xếp loại tác động.....	3-4
Bảng 3.3 Mức độ tác động, hành động kiểm soát và quản lý.....	3-5
Bảng 3.4 Các nguồn thải phát sinh và đối tượng chịu tác động trong giai đoạn khoan.....	3-6
Bảng 3.5 Ước tính lượng NTSH phát sinh trong giai đoạn khoan.....	3-8
Bảng 3.6 Lượng nước thải nhiễm dầu phát sinh trong hoạt động khoan.....	3-9
Bảng 3.7 Tải lượng và nồng độ chất ô nhiễm trong nước thải sinh hoạt.....	3-9
Bảng 3.8 Tác động của các chất ô nhiễm có trong nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu.....	3-10
Bảng 3.9 Mức độ tác động của nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu phát sinh trong giai đoạn khoan.....	3-11
Bảng 3.10 Tổng lượng nhiên liệu tiêu thụ trong giai đoạn khoan.....	3-12
Bảng 3.11 Hệ số phát thải khí thải theo UKOOA.....	3-13
Bảng 3.12 Lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan.....	3-14
Bảng 3.13 Mức độ tác động của khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan.....	3-15
Bảng 3.14 Ước tính lượng DDK nền nước và DDK nền không nước sử dụng cho giếng khoan của Dự án.....	3-16
Bảng 3.15 Thông số đầu vào mô hình phân tán DDK nền nước thải.....	3-20
Bảng 3.16 Phân loại độc tính của các phụ gia chính trong DDK nền nước.....	3-22
Bảng 3.17 Phân loại mức nguy hại (HQ) hóa chất theo OCNS.....	3-23

Bảng 3.18	Mức độ tác động của DDK nền nước thải từ hoạt động khoan.....	3-25
Bảng 3.19	Lượng mùn khoan thải nền nước và nền không nước.....	3-26
Bảng 3.20	Kịch bản mô phỏng sự lắng đọng của mùn khoan thải	3-27
Bảng 3.21	Kết quả thử nghiệm độc tính trầm tích đối của DDK Neoflo 1-58 trên vẹm xanh <i>Perna viridis</i>	3-33
Bảng 3.22	Kết quả phân rã sinh học của DDK Neoflo 1-58 (60 ngày thử nghiệm)..	3-33
Bảng 3.23	Mức độ tác động của mùn khoan	3-35
Bảng 3.24	Ước tính lượng chất thải không nguy hại trong giai đoạn khoan.....	3-36
Bảng 3.25	Mức độ tác động của các loại chất thải không nguy hại trong giai đoạn khoan.....	3-38
Bảng 3.26	Ước tính khối lượng CTNH trong giai đoạn khoan	3-38
Bảng 3.27	Mức độ tác động của CTNH trong giai đoạn khoan	3-39
Bảng 3.28	Mức độ tác động của tiếng ồn, độ rung trong giai đoạn khoan.....	3-40
Bảng 3.29	Mức độ tác động không liên quan đến chất thải trong giai đoạn khoan	3-41
Bảng 3.30	Sự cố tiềm ẩn chính trong hoạt động khoan.....	3-41
Bảng 3.31	Các nguồn thải chính của Dự án trong giai đoạn khai thác.....	3-54
Bảng 3.32	Mức độ tác động của nước thải trong giai đoạn vận hành khai thác...	3-57
Bảng 3.33	Sự cố tiềm ẩn chính trong các hoạt động khai thác.....	3-59
Bảng 3.34	Tóm tắt kết quả trôi dạt dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu tại các công trình tại khu vực mỏ TGT.....	3-60
Bảng 3.35	Tóm tắt xác suất và thời gian ngắn nhất dầu có khả năng.....	3-63
Bảng 3.36	Tóm tắt mức độ tác động môi trường từ sự cố tràn dầu.....	3-64
Bảng 3.37	Kế hoạch tổ chức và thực hiện các công trình bảo vệ môi trường.....	3-79
Bảng 5.1	Chương trình quản lý môi trường cho dự án Phát triển toàn mô Tê Giác Trắng	5-2
Bảng 5.2	Tần suất và vị trí giám sát mùn khoan nền không nước thải.....	5-7
Bảng 5.3	Vị trí và tần suất lấy mẫu của chương trình giám sát nguồn thải.....	5-8
Bảng 5.4	Tọa độ các trạm lấy mẫu quan trắc môi trường ngoài khơi	5-9
Bảng 5.5	Các thông số giám sát môi trường.....	5-12
Bảng 6.1	Kết quả tham vấn ý kiến cộng đồng	6-2
Bảng 6.2	Kết quả tham vấn các chuyên gia.....	6-3

CHỮ VIẾT TẮT

ATSKMT	: An toàn, Sức khỏe & Môi trường
BCĐ	: Ban chỉ đạo
BCN	: Bộ Công nghiệp
BĐB	: Bắc Đông Bắc
BOP	: Thiết bị chống phun trào
BR-VT	: Bà Rịa – Vũng Tàu
BTNMT	: Bộ Tài nguyên và Môi trường
BVMT	: Bảo vệ môi trường
CPSE	: Trung tâm An toàn Môi trường Dầu khí
CR	: Giáp xác
CTNH	: Chất thải nguy hại
CTKNH	: Chất thải không nguy hại
DO	: Dầu Diesel
DDK	: Dung dịch khoan
DO	: Hàm lượng oxy hòa tan
ĐB	: Đông Bắc
ĐTM	: Đánh giá tác động môi trường
EC	: Da gai
FPSO	: Tàu chứa, xử lý và xuất dầu
GSMT	: Giám sát môi trường
H1-WHP	: Giàn đầu giếng H1
H4-WHP	: Giàn đầu giếng H4
H5-WHP	: Giàn đầu giếng H5

HLJOC	: Công ty Hoàng Long
HSD	: Hải Sư Đen
HST	: Hải Sư Trắng
HTXL	: Hệ thống xử lý
IMO	: Tổ chức Hàng hải Quốc tế
KHCN&MT	: Khoa học Công nghệ và Môi trường
KHUCTD	: Kế hoạch Ứng cứu Tràn dầu
MARPOL	: Công ước quốc tế chống ô nhiễm từ các hoạt động của tàu thuyền
MO	: Thân mềm
NTTS	: Nuôi trồng thủy sản
OCNS	: Hệ thống khai báo các hoá chất sử dụng ngoài khơi của Vương quốc Anh
OIIP	: Trữ lượng dầu ban đầu tại chỗ
OPECO	: Công ty OPECO Việt Nam
PAH	: Hydrocacbon thơm đa vòng (Poly aromatic hydrocarbon)
PCCC	: Phòng cháy chữa cháy
PCLB&TKCN	: Phòng chống lụt bão và tìm kiếm cứu nạn
PO	: Giun nhiều tơ
PTM	: Phát triển mô
PTTM	: Phát triển toàn mô
PTTEP	: Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí Thái Lan
PTSC	: Tổng Công ty Cổ phần Kỹ thuật và Dịch vụ Dầu khí
PVEP	: Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
PVN	: Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

QCVN	: Quy chuẩn quốc gia Việt Nam
SBM	: Synthetic Oil Based Mud-Dung dịch khoan nền không nước
SOCO	: Công ty SOCO Việt Nam
SOLAS	: Công ước về An toàn sinh mạng trên biển
TCVN	: Tiêu chuẩn Việt Nam
TGT	: Tê Giác Trắng
THC	: Tổng hàm lượng hydrocacbon
TLJOC	: Công ty Liên doanh Điều hành Thăng Long
TKCN	: Tìm kiếm cứu nạn
TN	: Tây Nam
TNHH	: Trách nhiệm hữu hạn
TNMT	: Tài nguyên môi trường
TSS	: Tổng các chất lơ lửng
UKOOA	: Hiệp hội các nhà điều hành khai thác dầu khí ngoài khơi của Vương quốc Anh
VSP	: Liên doanh Việt – Nga Vietsovetro
WHP	: Giàn đầu giếng

CHƯƠNG 0. MỞ ĐẦU

0.1 XUẤT XỨ CỦA DỰ ÁN

0.1.1 Thông tin chung của Dự án

Công ty Hoàng Long (HLJOC) là nhà điều hành các hoạt động dầu khí tại lô 16-1 trên cơ sở hợp đồng dầu khí được ký ngày 08 tháng 11 năm 1999 và có hiệu lực từ ngày 08 tháng 12 năm 1999.

Các thành viên trong liên doanh HLJOC tham gia hợp đồng dầu khí Lô 16-1 như sau:

- Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP): 41,0%
- Công ty SOCO Việt Nam (SOCO): 28,5%
- Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí Thái Lan (PTTEP): 28,5%
- Công ty OPECO Việt Nam: 2,0%.

Mỏ Tê Giác Trắng (TGT) được phát hiện thông qua chuỗi các hoạt động thăm dò trong giai đoạn từ năm **1999 đến 2005**. Trên cơ sở các kết quả thăm dò, thăm lượng, mỏ Tê Giác Trắng được chuyển sang giai đoạn phát triển mỏ. Các hoạt động phát triển mỏ được thực hiện dựa trên công văn số 2833/KTDK ngày 26/09/2008 về việc phê duyệt kế hoạch đại cương phát triển mỏ Tê Giác Trắng (đính kèm trong phụ lục 1). Cho đến nay, mỏ Tê Giác Trắng đã trải qua các giai đoạn phát triển, cụ thể như sau:

➤ Năm 2009, Phát triển mỏ TGT

Quy mô dự án phát triển mỏ TGT giai đoạn 1 bao gồm:

- Lắp đặt giàn đầu giếng khai thác H1-WHP, H4-WHP, tàu FPSO Armada TGT1;
- Khoan 11 giếng khai thác;
- Lắp đặt các đường ống nội mỏ dưới đáy biển;
- Kết nối các giếng khai thác đã khoan vào hệ thống khai thác của giàn H1-WHP và H4-WHP.

Báo cáo ĐTM của Dự án đã được Bộ Tài nguyên môi trường (BTNMT) phê duyệt theo quyết định số 1192/QĐ-BTNMT ngày 01/07/2009 (Đính kèm trong *Phụ lục 1*).

Mỏ Tê Giác Trắng (TGT) được đưa vào khai thác vào ngày 22 tháng 8 năm 2011 với một giàn khai thác đầu giếng H1-WHP và một tàu chứa, xử lý và xuất dầu FPSO Armada TGT1.

- ⇒ Giấy xác nhận 1856/TCMT cấp ngày ngày 03 tháng 11 năm 2011 về việc hoàn thành các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành (Đính kèm trong *Phụ lục 1*).

Ngày 6/7/2012, dòng khí đầu tiên được khai thác tại giàn đầu giếng H4-WHP từ 5 giếng với lưu lượng trung bình từ 10.000 đến 15.000 thùng dầu/ngày.

Từ ngày 19 tháng 5 năm 2013, lưu thể khai thác từ giàn HST-WHP mỏ Hải Sư Trắng (HST) do TLJOC quản lý đã chuyển về tàu FPSO Armanda TGT1 qua giàn H1-WHP để xử lý. Và sau đó lưu thể khai thác từ mỏ Hải Sư Đen (HSD) cũng được đưa chung vào hệ thống từ ngày 19 tháng 6 năm 2013.

➤ Năm 2014, Phát triển mỏ TGT H5

Nhằm gia tăng trữ lượng cũng như đưa các khu vực tiềm năng mới vào khai thác, năm 2014 HLJOC tiếp tục thực hiện Dự án “**Phát triển mỏ TGT H5**” với quy mô bao gồm:

- Lắp đặt mới giàn H5-WHP;
- Lắp đặt các đường ống nội mỏ dưới đáy biển.
- Nâng cấp hệ thống xử lý nước khai thác trên FPSO từ 75.000 thùng ngày lên 125.000 thùng ngày.
- Khoan mới 12 giếng (5 giếng khai thác, 2 giếng bơm ép và 05 giếng thăm lượng).
- Kết nối các giếng khai thác đã khoan vào hệ thống khai thác của giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP.

Báo cáo ĐTM của Dự án đã được Bộ Tài nguyên môi trường (BTNMT) phê duyệt theo quyết định số 2586/QĐ-BTNMT ngày 17 tháng 11 năm 2014 (Đính kèm trong Phụ lục 1).

➤ Năm 2015, Điều chỉnh kế hoạch phát triển mỏ TGT H5- Lô 06-1

Ngày 20 tháng 11 năm 2015, HLJOC đã lập hồ sơ đề xuất điều chỉnh nội dung của Quyết định phê duyệt ĐTM dự án “PTM TGT H5 – Lô 16-1” số 2586/QĐ-BTNMT ngày 17 tháng 11 năm 2014 của Bộ TNMT: bỏ phần công việc “nâng cấp hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armanda TGT1 từ 75.000 thùng/ngày lên 125.000 thùng/ngày” và đã được Tổng cục Môi trường chấp thuận theo công văn số 262/TCMT-TĐ ngày 18 tháng 2 năm 2016.

➤ Năm 2016, Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT

Năm 2016, HLJOC đã lập “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT, Lô 16-1” với nội dung chủ yếu như sau:

- Khoan tối đa 16 giếng trên các giàn đầu giếng H1-WHP (tối đa 05 giếng thăm lượng/khai thác và 01 giếng bơm ép), H4 -WHP (tối đa 02 giếng khai thác và 02 giếng bơm ép) và H5-WHP (tối đa 04 giếng thăm lượng/khai thác và 02 giếng bơm ép);
- Cải hoán và lắp đặt thêm bình tách và hệ thống xử lý nước khai thác công suất 65.000 thùng/ngày trên giàn H1-WHP.

Báo cáo đánh giá tác động môi trường cho Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT, Lô 16-1” đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt tại Quyết định số 156/QĐ-BTNMT ngày 09 tháng 02 năm 2017.

- ⇒ Giấy xác nhận số 129/GXN-BTNMT cấp ngày 2 tháng 11 năm 2018 về việc hoàn thành các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành.

➤ Năm 2019, Phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh

Năm 2019, HLJOC thực hiện “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh” nhằm tăng sản lượng khai thác, với các hoạt động chính như sau:

- Khoan 06 giếng trong đó có 04 giếng tại giàn H1-WHP, 01 giếng tại giàn H4-WHP và 01 giếng tại giàn H5-WHP;
- Kết nối các giếng khoan mới với hệ thống khai thác hiện hữu và thực hiện khai thác.

Báo cáo đánh giá tác động môi trường cho Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh” đã được Bộ Tài nguyên và môi trường phê duyệt tại Quyết định số 851/QĐ-BTNMT ngày 06 tháng 04 năm 2020.

➤ Năm 2022, Phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh năm 2022 (Dự án hiện nay)

Nhằm duy trì sản lượng, gia tăng khả năng thu hồi dầu khí mỏ TGT cũng như tìm kiếm các cấu trúc tiềm năng dầu khí khác, HLJOC thực hiện “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022”. Phạm vi Dự án bao gồm các hạng mục chính như sau:

- Khoan 05 giếng, trong đó 01 giếng tại giàn H1-WHP, 01 giếng tại giàn H4-WHP, 02 giếng tại giàn H5-WHP và 01 giếng thăm lượng;
- Kết nối các giếng khoan mới với hệ thống khai thác hiện hữu và thực hiện khai thác.

Theo quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường, HLJOC phải lập và trình báo cáo ĐTM của dự án để Bộ TNMT phê duyệt trước khi trình báo cáo “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh năm 2022” cho Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Phạm vi ĐTM của dự án bao gồm các hạng mục nêu trên cũng như các công trình hiện hữu tại mỏ Tê Giác Trắng, nơi tiếp nhận và xử lý dòng lưu thể khai thác từ Dự án. Thông tin về các hạng mục công trình của Dự án và công trình liên quan được trình bày tại Mục 1.2 của Chương 1.

0.1.2 Cơ quan, tổ chức có thẩm quyền phê duyệt chủ trương đầu tư của dự án

Báo cáo “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022” thuộc thẩm quyền phê duyệt của Thủ tướng Chính phủ.

Theo quy định về thẩm quyền thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường tại Khoản 1a và 1b, Điều 35 Luật bảo vệ môi trường ngày 17 tháng 11 năm 2020 thì Báo cáo ĐTM cho “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022” sẽ thuộc thẩm quyền thẩm định và phê duyệt của Bộ Tài nguyên và Môi trường.

0.1.3 Môi quan hệ của dự án với các dự án, quy hoạch phát triển do cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền quyết định và phê duyệt

➤ *Mối quan hệ của Dự án với quy hoạch phát triển do cơ quan Nhà nước có thẩm quyền quyết định và phê duyệt*

Dự án được triển khai trên nền tảng của Dự án phát triển mô Tê Giác Trắng đã được Chính phủ phê duyệt và bắt đầu triển khai từ năm 2009.

Theo quy hoạch phát triển ngành dầu khí đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 60/QĐ-TTg ngày 16/1/2017 trong mục tiêu phát triển có ghi “tại khu vực Đông Nam Bộ phải đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ để đảm bảo duy trì đáp ứng nhu cầu tiêu thụ khí trong nước”.

Do đó, việc triển khai Dự án tại khu vực mô TGT là hoàn toàn phù hợp với định hướng phát triển của ngành Dầu khí.

➤ *Mối quan hệ của Dự án với các dự án khác trong khu vực*

Như đã đề cập ở trên, Dự án được thực hiện trên nền các hạ tầng hiện hữu của mô Tê Giác Trắng nên có mối liên hệ trực tiếp với Dự án phát triển mô TGT đã thực hiện trước đây. Ngoài ra, do hạ tầng hiện hữu của mô TGT đang tiếp nhận và xử lý lưu thể khai thác từ mô HSD&HST nên Dự án này cũng có mối liên hệ với Dự án “Phát triển mô HSD&HST lô 15-02/01” của Công ty Liên doanh Điều hành Thăng Long (TLJOC).

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

0.2.1 Các văn bản pháp lý, quy chuẩn, tiêu chuẩn và hướng dẫn kỹ thuật có liên quan làm căn cứ cho việc thực hiện ĐTM

Văn bản pháp luật

- 1). Luật bảo vệ môi trường số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020.
- 2). Luật hóa chất số 06/2007/QH12 ngày 21 tháng 11 năm 2007.
- 3). Luật đa dạng sinh học số 20/2008/QH12 ngày 13/11/2008.
- 4). Luật tài nguyên nước số 17/2012/QH13 ngày 21/6/2012.
- 5). Luật dầu khí số 18 năm 1993, và Luật dầu khí sửa đổi năm 2000, năm 2008 được hợp nhất tại Văn bản hợp nhất số 18/VBHN-VPQH ngày 18/12/2013.
- 6). Luật tài nguyên, môi trường biển và hải đảo số 82/2015/QH13 ngày 25/6/2015.
- 7). Luật hàng hải số 95/2015/QH13 ngày 25/11/2015.
- 8). Nghị định số 08/2022/NĐ-CP ngày 10 tháng 01 năm 2022 của Chính phủ về Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật bảo vệ môi trường.
- 9). Nghị định số 03/2002/NĐ-CP ngày 07/01/2002 của Chính phủ về bảo vệ an ninh, an toàn dầu khí.

- 10). Nghị định số 113/2017/NĐ-CP ngày 9/10/2017 quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất.
- 11). Nghị định số 55/2021/ND-CP ngày 24 tháng 05 năm 2021 sửa đổi bổ sung nghị định 55/2016/ND-CP quy định về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực bảo vệ môi trường.
- 12). Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT ngày 10 tháng 01 năm 2022 quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật bảo vệ môi trường.
- 13). Thông tư 32/2017/TT-BCT ngày 28/12/2017 Quy định cụ thể và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất và Nghị định số 113/2017/NĐ-CP ngày 9/10/2017 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất.
- 14). Thông tư số 17/2020/TT-BCT ngày 17/7/2020 của Bộ Công thương quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí.
- 15). 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.
- 16). Quyết định số 12/2021/QĐ-TTg ngày 10/5/2021 của Thủ tướng chính phủ về Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu.
- 17). Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/01/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành “Quy định quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí”.
- 18). Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí.
- 19). Quyết định số 26/2016/QĐ-TTg ngày 01/7/2016 của Thủ tướng Chính phủ ban hành Quy chế hoạt động ứng phó sự cố hóa chất độc.

Các công ước quốc tế được áp dụng

- 1). Công ước MARPOL 1973/1978 về phòng ngừa ô nhiễm từ tàu thủy.
- 2). Công ước Liên hiệp quốc về Hiện tượng biến đổi Môi trường (ENMOD) (1997).
- 3). Công ước Liên hiệp quốc về Luật biển (1994).
- 4). Công ước khung của Liên hiệp quốc về Biến đổi Khí hậu (1992).
- 5). Công ước về Đa dạng Sinh học (1992).
- 6). Công ước quốc tế về trách nhiệm dân sự về thiệt hại do ô nhiễm dầu (CLC 1992).

Các quy chuẩn và tiêu chuẩn kỹ thuật quốc gia

- 1). QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển.
- 2). 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.
- 3). QCVN 43:2017/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích.

4). QCVN 10-MT:2015/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia chất lượng nước biển.

Các văn bản và hướng dẫn tham khảo

- 1). Quyết định 445/QĐ-DKVN ngày 25/01/2022 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc phê duyệt và ban hành “Tài liệu Hệ thống quản lý An toàn Sức khỏe Môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”;
- 2). Phân loại hóa chất sử dụng ngoài khơi Vương quốc Anh (OCNS);
- 3). Hướng dẫn xác định hệ số phát thải khí thải của Hiệp hội các nhà thầu khai thác dầu khí ngoài khơi Vương Quốc Anh (UKOOA).

0.2.2 Các văn bản pháp lý, quyết định hoặc ý kiến bằng văn bản của các cấp có thẩm quyền đến Dự án

- 1) Giấy chứng nhận đầu tư Lô 16-1.
- 2) Công văn số 2833/KTDK ngày 26/09/2008 về việc phê duyệt kế hoạch đại cương phát triển mỏ Tê Giác Trắng.
- 3) Quyết định số 1623/QĐ-TTg ngày 25/10/2017 của Thủ Tướng Chính Phủ về việc phê duyệt quy hoạch phát triển ngành dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035.

0.2.3 Các tài liệu, dữ liệu do chủ dự án tạo lập được sử dụng trong quá trình thực hiện ĐTM

- 1) Báo cáo “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022”.
- 2) Hệ thống quản lý An toàn, Sức khỏe và Môi trường của HLJOC;
- 3) Kế hoạch Ứng phó sự cố tràn dầu cho Phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1;
- 4) Biện pháp phòng ngừa và ứng phó sự cố hóa chất cho các hoạt động khoan và khai thác dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng;
- 5) Chương trình quản lý an toàn và Kế hoạch ứng phó khẩn cấp tại Lô 16-1;
- 6) Báo cáo Quan trắc môi trường cơ sở/định kỳ mỏ Tê Giác Trắng các năm 2008, 2013, 2016, 2019 và 2022.

0.3 TỔ CHỨC THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG

0.3.1 Quy trình thực hiện đánh giá tác động môi trường

Quy trình thực hiện đánh giá tác động môi trường cho dự án được tóm tắt như sau:

- Thu thập tài liệu kỹ thuật của dự án và các văn bản pháp lý liên quan, dữ liệu khí tượng, các điều kiện tự nhiên và môi trường, các điều kiện kinh tế xã hội tại khu vực dự án và các khu vực lân cận;
- Khảo sát, lấy mẫu, phân tích và đánh giá chất lượng nước biển, trầm tích đáy và quần xã sinh vật đáy tại khu vực dự án;

- Đánh giá hiện trạng môi trường tại khu vực dự án dựa trên các dữ liệu thu thập được và các thông tin về môi trường kinh tế xã hội hiện hữu;
- Dựa trên các tài liệu kỹ thuật và phạm vi dự án, xác định các nguồn tác động môi trường của dự án có và không liên quan đến chất thải trong từng giai đoạn cũng như trong từng hoạt động của dự án, như khí thải, nước thải nhiễm dầu, nước thải sinh hoạt, chất thải rắn... bằng các phương pháp như lập bảng danh mục, ma trận và tham khảo ý kiến chuyên gia;
- Đánh giá mức độ tác động môi trường của các chất ô nhiễm đến môi trường tự nhiên, kinh tế - xã hội và con người quanh khu vực dự án bằng các phương pháp đánh giá nhanh, bản đồ, mô hình hóa, so sánh và định lượng tác động;
- Đề xuất các biện pháp giảm thiểu tác động môi trường và chương trình giám sát môi trường nhằm hạn chế các tác động tiêu cực đến môi trường tiếp nhận và ngăn ngừa các sự cố môi trường có thể xảy ra trong quá trình thực hiện dự án;
- Biên soạn báo cáo ĐTM và bảo vệ trước Hội đồng thẩm định ĐTM của Bộ Tài nguyên và Môi trường theo đúng quy định của Luật Bảo vệ Môi trường.

Bảng 0.1 Tóm tắt quy trình thực hiện ĐTM cho Dự án

STT	Hoạt động	Nội dung công việc	Mô tả
1.	Khảo sát môi trường cơ sở	<ul style="list-style-type: none"> - Khảo sát lấy mẫu ngoài khơi khu vực Lô 16-1 được thực hiện từ ngày 04-16/04/2022. - Phân tích mẫu trong phòng thí nghiệm và lập báo cáo Khảo sát môi trường cơ sở. 	<ul style="list-style-type: none"> - HLJOC phối hợp với VPI-CPSE thực hiện theo đúng các quy định pháp luật. - Mạng lưới quan trắc môi trường được đề cập chi tiết trong Chương 2 của báo cáo.
2.	Thu thập tài liệu kỹ thuật của dự án	<ul style="list-style-type: none"> - Các thông tin kỹ thuật của dự án như tiến độ, công trình khoan, mô tả hoạt động và kế hoạch khai thác, quy trình xử lý lưu thể khai thác, thông số kỹ thuật của các sản phẩm, cân bằng vật chất và nhu cầu sử dụng nhiên liệu... 	<ul style="list-style-type: none"> - HLJOC cung cấp.
3.	Thu thập số liệu về khí tượng, hải văn, điều kiện tự nhiên và các hoạt động kinh tế - xã hội khu vực dự án	<p>Các dữ liệu bao gồm:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Địa chất, địa hình; - Khí tượng, thủy văn; - Thời tiết cực đoan; - Chế độ hải văn; - Các sinh vật biển; 	<ul style="list-style-type: none"> - VPI-CPSE đã thu thập các thông tin về khí tượng thủy văn, hải văn, thời tiết cực đoan từ các cơ quan có chức năng liên quan.

STT	Hoạt động	Nội dung công việc	Mô tả
		<ul style="list-style-type: none"> - Các vùng sinh thái nhạy cảm; - Điều kiện kinh tế - xã hội và các đối tượng có khả năng bị ảnh hưởng bởi dự án. 	<ul style="list-style-type: none"> - VPI-CPSE thu thập số liệu điều kiện kinh tế - xã hội từ Niên giám thống kê hàng năm. - VPI-CPSE thu thập thông tin về các nguồn lợi tự nhiên từ Viện hải dương học Nha Trang và viện cứu thủy sản Hải Phòng.
4.	Lập báo cáo ĐTM	Lập báo cáo ĐTM theo đúng hướng dẫn của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.	VPI-CPSE soạn thảo các bản ĐTM dự thảo. HLJOC xem xét và điều chỉnh nội dung báo cáo cho đến khi hoàn thiện.
5.	Tham vấn	<ul style="list-style-type: none"> - Gửi báo cáo cho 3 chuyên gia để tham vấn ý kiến theo quy định của Nghị định 08/2022/NĐ-CP - Gửi báo cáo cho Sở TNMT Bà Rịa - Vũng Tàu (BRVT là nơi tiếp nhận chất thải vào bờ của Dự án) để lấy ý kiến tham vấn theo quy định tại Điều 33 Luật Bảo vệ môi trường và Điều 26 Nghị định 08/2022/NĐ-CP. - Đăng tải báo cáo trên trang thông tin điện tử của Bộ TNMT (cơ quan thẩm định báo cáo ĐTM của Dự án) để tham vấn ý kiến cộng đồng. 	VPI-CPSE phối hợp với HLJOC để gửi các công văn, báo cáo tới các đầu mối tham vấn và giải trình các ý kiến góp ý (nếu có).

0.3.2 Đơn vị tư vấn lập báo cáo ĐTM

HLJOC là chủ dự án “Kế hoạch phát triển toàn mô TGT điều chỉnh năm 2022” (Dự án) và do đó sẽ chịu trách nhiệm lập báo cáo ĐTM cho dự án theo đúng quy định của Nghị định 08/2022/NĐ-CP và Thông tư 02/2022/TT-BTNMT. Trung tâm ATMTDK (VPI-CPSE) tham gia dự án với tư cách là đơn vị tư vấn lập ĐTM để

trình lên BTNMT, ngoài ra VPI-CPSE cũng là đơn vị thực hiện khảo sát chất lượng môi trường cơ sở năm 2022 tại khu vực mỏ TGT.

VPI-CPSE là một trong những đơn vị có rất nhiều kinh nghiệm trong lĩnh vực An toàn và Môi trường của ngành Dầu khí. Tính đến thời điểm hiện tại, VPI đã tiến hành lập hàng trăm báo cáo ĐTM, kế hoạch ứng cứu tràn dầu, đánh giá rủi ro cho ngành công nghiệp Dầu khí và các ngành công nghiệp khác. Đặc biệt, VPI-CPSE chính là đơn vị đã lập các báo cáo ĐTM cho Dự án phát triển mỏ TGT ở các thời điểm phát triển của mỏ.

Ngày 21/3/2012, VPI-CPSE được Văn phòng công nhận chất lượng - VILAS cấp chứng chỉ ISO/IEC 17025:2005 mã số VILAS 546, công nhận về lĩnh vực thử nghiệm hóa học và sinh học với đối tượng thử nghiệm gồm nước mặt; trầm tích, đất; không khí; phân loại sinh vật đáy và thử nghiệm độc tính sinh thái của các hóa phẩm trong và ngoài ngành dầu khí. Ngày 18/6/2014, VPI-CPSE là đơn vị đầu tiên được Bộ TNMT cấp Giấy chứng nhận đủ điều kiện hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường số VIMCERTS 001 và được tái chứng nhận lần 3 vào năm 2022.

Trụ sở chính của VPI-CPSE:

Địa chỉ: Lầu 3, Tòa nhà Viện Dầu khí, Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, phường Tân Phú, thành phố Thủ Đức, thành phố Hồ Chí Minh

Điện thoại: 028. 35566075 / 35566077

Fax: 028. 35566076

Giám đốc: Hoàng Thái Lộc (thừa ủy quyền Viện trưởng)

0.3.3 Danh sách các thành viên trực tiếp tham gia quá trình lập báo cáo ĐTM

HLJOC và VPI-CPSE đã lập nhóm thực hiện báo cáo ĐTM cho dự án bao gồm các thành viên đủ năng lực từ cả hai đơn vị, trực tiếp phụ trách các nội dung khác nhau trong báo cáo ĐTM.

Danh sách các thành viên trong nhóm thực hiện báo cáo ĐTM cho Dự án được thể hiện trong các bảng dưới đây:

Bảng 0.2 Các thành viên của HLJOC

Họ và tên	Chức vụ và Chuyên ngành	Nhiệm vụ	Chữ ký
Nguyễn Tiến Lợi	Trưởng phòng An toàn, Sức khỏe và Môi trường Khoan – Khai thác dầu khí	Đại diện chủ đầu tư cung cấp thông tin kỹ thuật liên quan đến dự án, phối hợp soát xét các thông tin liên	
Phí Ngọc Nguyễn	Trưởng phòng Khai thác Khoan – Khai thác dầu khí		

Họ và tên	Chức vụ và Chuyên ngành	Nhiệm vụ	Chữ ký
Phạm Tiến Duẩn	Chuyên viên chính ATSKMT Khoan – Khai thác dầu khí	quan đến dự án và các góp ý về nội dung trong báo cáo ĐTM.	
Đào Thanh Mai	Chuyên viên ATSKMT KTĐN		
Lê Tú Anh	Kỹ sư công nghệ- Dự án Công nghệ chế biến khí		
Nguyễn Duy Hưng	Kỹ sư chính Công nghệ mỏ Công nghệ dầu khí		
Lê Quang Đạt	Kỹ sư chính Công nghệ mỏ Địa chất dầu khí		
Trần Tuấn Lâm	Kỹ sư chính Khoan Khoan – Khai thác dầu khí		
Lê Hoàng Phương	Kỹ sư Khoan Kỹ thuật dầu khí		

Bảng 0.3 Các thành viên của VPI-CPSE

Họ và tên	Chức vụ	Bằng cấp	Chuyên ngành	Phụ trách	Chữ ký
Bùi Hồng Diễm	Phó Giám đốc	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Rà soát nội dung báo cáo	
Trần Phi Hùng	Trưởng phòng QLMT	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Rà soát nội dung báo cáo	
Trần Thị Tú Anh	Chuyên viên	Thạc sỹ	Môi trường công nghiệp	Viết chương 0,1. Rà soát nội dung và tổng hợp báo cáo	
Lương Kim Ngân	Chuyên viên	Thạc sỹ	Địa chất môi trường	Viết chương 2, 4, vẽ hình và chạy mô hình	
Nguyễn Đình Phong	Chuyên viên	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Viết Chương 3, kết luận	
Nguyễn Lệ Mỹ Nhân	Chuyên viên	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Viết chương 3, 5, Kết luận	
Phạm Thị Trang Vân	Trưởng phòng Hóa học Môi trường	Thạc sỹ	Quản lý môi trường	Trưởng nhóm khảo sát môi trường nền	
Đoàn Đặng Phi Công	Trưởng phòng Sinh học	Tiến sỹ	Sinh học	Trưởng nhóm sinh học	

0.4 PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG

Các phương pháp chính được sử dụng trong quá trình lập báo cáo ĐTM này bao gồm:

Stt	Phương pháp đánh giá tác động môi trường	Nội dung áp dụng
Các phương pháp đánh giá tác động môi trường		
1.	Phương pháp danh mục các tác động môi trường: dùng để 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	Chương 3
2.	Phương pháp đánh giá nhanh: trong báo cáo sử dụng các hướng dẫn đánh giá nhanh của WHO và các đề tài nghiên cứu khoa học của Việt Nam để làm cơ sở tính toán các nguồn thải phát sinh như khí thải, nước thải sinh hoạt...	Chương 3
3.	Phương pháp chồng lớp bản đồ: chồng các hạng mục công trình lên trên các bản đồ nguồn lợi, hiện trạng môi trường tự nhiên và các hoạt động kinh tế xã hội đặc biệt là các hoạt động dầu khí, hàng hải xung quanh khu vực dự án để phục vụ mô tả vị trí của dự án trong các tương thích với đặc điểm môi trường tự nhiên, mô tả các đặc điểm về điều kiện tự nhiên làm cơ sở cho phần nhận định đánh giá tác động môi trường, các biện pháp giảm thiểu và quản lý	Chương 2 – mục 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1
Các phương pháp khác và hướng dẫn của một số tổ chức quốc tế		
4.	Phương pháp mô hình hóa: Sử dụng phần mềm CHEMMAP và OIL MAP để mô phỏng, đánh giá hướng lan truyền và mức độ ảnh hưởng của nước thử thủy lực, mùn khoan, nước khai thác thải và dầu tràn.	Chương 3
5.	Phân tích tổng hợp tài liệu: Thu thập tổng hợp các số liệu về hiện trạng hoạt động kinh tế xã hội của vùng lân cận Dự án.	Chương 2 – mục 2.1.2
6.	Thống kê mô tả: Mô tả hiện trạng môi trường tự nhiên và kinh tế - xã hội của vùng lân cận khu vực dự án	Chương 2 – mục 2.1.1, 2.1.2, 2.2.2, 2.2.3
7.	Phương pháp so sánh: - Đánh giá chất lượng môi trường trên cơ sở so sánh với các tiêu chuẩn môi trường hiện hành của Việt Nam. - Đánh giá mức độ ảnh hưởng của Dự án đối với hoạt động kinh tế và dầu khí hiện hữu xung quanh lô 16-1	Chương 3
8.	Các hướng dẫn về định lượng nguồn thải, đánh giá tác động môi trường: - Tài liệu hướng dẫn ĐTM của tổ chức Ngân hàng thế giới IFC.	Chương 3

0.5 TÓM TẮT NỘI DUNG CHÍNH CỦA BÁO CÁO ĐTM

0.5.1 Thông tin về Dự án

0.5.1.1 Thông tin chung

- Tên dự án: “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022”
- Địa điểm thực hiện dự án: Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam
- Chủ dự án: Công ty Hoàng Long

0.5.1.2 Phạm vi, quy mô, công suất

- Phạm vi Dự án: thực hiện khai thác dầu khí tại khu vực mỏ Tê Giác Trắng. Mỏ Tê Giác Trắng thuộc Lô 16-1 và phạm vi không bao gồm thu dọn mỏ.
- Quy mô của dự án thuộc phạm vi của báo cáo ĐTM này gồm:

➤ *Khoan phát triển mỏ*

Khoan 5 giếng, trong đó:

- + 04 giếng đưa vào khai thác (01 giếng tại giàn H1-WHP, 01 giếng tại giàn H4-WHP, 02 giếng tại giàn H5-WHP)
 - + 01 giếng thăm lượng.
- *Khai thác mỏ TGT.*
- + Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H1-WHP.
 - + Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H4-WHP.
 - + Đưa 2 giếng mới vào khai thác tại giàn H5-WHP.

Phạm vi dự án không bao gồm các hạng mục xây lắp và chế tạo các thiết bị trên bờ phục vụ dự án.

0.5.2 Hạng mục công trình và hoạt động của dự án có khả năng tác động xấu tới môi trường

Các tác động môi trường chính của dự án chủ yếu phát sinh từ các công trình và hoạt động sau:

- Giai đoạn khoan: toàn bộ các loại chất thải phát sinh được ước tính với tổng lượng thời gian khoảng 209 ngày cho hoạt động khoan:
- Khí thải phát sinh từ hoạt động của các tàu và giàn khoan tham gia khoan và thử vỉa.
 - Nước thải sinh hoạt phát sinh từ hoạt động của công nhân trên các tàu và giàn khoan tham gia khoan.
 - Nước thải nhiễm dầu từ các tàu và giàn khoan tham gia.
 - Mùn khoan thải, dung dịch khoan phát sinh từ quá trình khoan.

- Chất thải không nguy hại (Chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường) và chất thải nguy hại phát sinh trong quá trình khoan.

➤ Giai đoạn vận hành khai thác:

- Nước khai thác được xử lý và thải bỏ tại giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1.

0.5.3 Dự báo các tác động môi trường chính, chất thải phát sinh theo các giai đoạn của dự án

0.5.3.1 Nước thải, khí thải

0.5.3.1.1 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của nước thải

- *Giai đoạn khoan*

- Nước thải sinh hoạt phát sinh từ công nhân lao động làm việc trên tàu và giàn khoan tham gia khoan. Lượng nước thải sinh hoạt khoảng 29 m³/ngày. Thành phần chất ô nhiễm chủ yếu gồm: TSS, BOD, COD, tổng Nitơ, tổng Phốt pho, Amoni...
- Nước thải nhiễm dầu phát sinh từ quá trình rửa sàn, các thiết bị máy móc trên tàu và giàn khoan tham gia khoan. Lượng nước thải nhiễm dầu khoảng 2 m³/ngày. Thành phần chủ yếu gồm: dầu và cặn bẩn.

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

- Nước thải sinh hoạt: dự án không phát sinh thêm nước thải sinh hoạt.
- Nước khai thác thải: với lượng thải phát sinh thêm từ Dự án tối đa khoảng 1.986 m³/ngày đưa tổng lượng nước khai thác cần xử lý tối đa tại hệ thống xử lý nước khai thác trên FPSO Armada TGT1 và H1-WHP khoảng 20.193 m³/ngày (công suất thiết kế của các HTXL tại mỏ TGT là 23.850 m³/ngày). Thành phần chất ô nhiễm chủ yếu trong nước khai thác thải là hàm lượng dầu trong nước.

0.5.3.1.2 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của bụi, khí thải

- *Giai đoạn khoan*

- Khí thải phát sinh từ hoạt động các tàu và giàn khoan tham gia khoan. Lượng khí thải phát sinh trung bình khoảng 152 tấn/ngày. Thành phần chất ô nhiễm chủ yếu gồm: CO₂, CO, NO_x, SO₂, VOCs,...

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

- Trong giai đoạn khai thác Dự án không phát sinh thêm khí thải.

0.5.3.2 Chất thải rắn, chất thải nguy hại

0.5.3.2.1 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường)

- *Giai đoạn khoan*

- Chất thải thực phẩm phát sinh từ hoạt động của công nhân trên các tàu và giàn khoan tham gia khoan. Chất thải thực phẩm khoảng 120 kg/ngày.
- Phế liệu để thu hồi và tái chế phát sinh từ hoạt động trên tàu và giàn khoan tham gia khoan khoảng 144 kg/ngày. Thành phần chủ yếu gồm: phế liệu kim loại, nhựa, giấy, chai, thùng chứa,...
- Chất thải thông thường còn lại phát sinh từ hoạt động trên tàu và giàn khoan tham gia khoan khoảng 162 kg/ngày. Thành phần chủ yếu gồm: túi nilon/túi giấy đựng thức ăn, hộp xốp, can nhựa, chai lọ thủy tinh...
- Dung dịch khoan nền nước thải từ hoạt động khoan khoảng 9.250 m³ được thải trực tiếp vào biển sau khi sử dụng. Thành phần chủ yếu gồm: barite, hóa chất ức chế trương nở, diệt khuẩn... Dung dịch khoan nền không nước khoảng 3.050 m³ được thu gom và chuyển giao cho các nhà thầu cung cấp để tái sử dụng và xử lý.
- Mùn khoan nền nước và nền không nước phát sinh từ hoạt động khoan khoảng 34.350 tấn. Thành phần chủ yếu gồm: đất đá bám dính dung dịch khoan.

- *Giai đoạn vận hành khai thác:*

Giai đoạn vận hành khai thác Dự án không phát sinh thêm chất thải không nguy hại.

0.5.3.2.2 Nguồn phát sinh, quy mô, tính chất của chất thải nguy hại

- *Giai đoạn khoan*

- Chất thải nguy hại ước tính khoảng 0,1 tấn/ngày. Thành phần chủ yếu gồm chất thải nhiễm dầu, chất thải khoan tách được từ quá trình xử lý mùn khoan nền không nước và dung dịch khoan thải, và các chất thải nguy hại khác như sơn, dung môi, giẻ dính dầu, dầu/mỡ/nhớt...

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

Giai đoạn khai thác Dự án không phát sinh thêm chất thải chất thải nguy hại.

0.5.4 Các công trình và biện pháp bảo vệ môi trường của dự án

0.5.4.1 Các công trình, biện pháp thu gom và xử lý nước thải, khí thải

0.5.4.1.1 Các công trình và biện pháp thu gom, xử lý nước thải

- *Giai đoạn khoan*

- Nước thải sinh hoạt phát sinh từ hoạt động của công nhân trên các tàu và giàn khoan tham gia khoan sẽ được thu gom, xử lý bằng hệ thống xử lý nước thải lắp đặt sẵn trên các tàu và giàn khoan, đáp ứng các quy định của Phụ chương IV, Công ước Marpol. Quy trình xử lý nước thải sinh hoạt trên các tàu và giàn khoan như sau:

Nước thải sinh hoạt → bể chứa → ngăn sinh học hiếu khí → ngăn lắng → ngăn khử trùng → biển.

- Nước thải nhiễm dầu phát sinh từ hoạt động rửa sàn, vệ sinh thiết bị hoặc nước mưa chảy tràn qua khu vực đặt máy móc trên các tàu và giàn khoan tham gia khoan sẽ được thu gom và xử lý tại hệ thống xử lý nước nhiễm dầu lắp đặt sẵn trên các tàu và giàn khoan theo quy định của Phụ chương I, Công ước Marpol. Quy trình xử lý nước nhiễm dầu trên các tàu và giàn khoan như sau:

Nước nhiễm dầu → bồn thu gom → bộ lọc → bình phân tách dầu → biển.

Dầu tách ra từ bình phân tách dầu → bồn chứa dầu thải → chuyển về bờ xử lý.

- Tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật áp dụng:
 - + Nước thải sinh hoạt trên các tàu và giàn khoan phải xử lý và thải bỏ tuân thủ các yêu cầu quy định tại Phụ lục IV của Công ước Marpol trước khi thải ra biển;
 - + Nước thải nhiễm dầu trên các tàu và giàn khoan phải xử lý và thải bỏ tuân thủ yêu cầu quy định tại Phụ lục I của Công ước Marpol.

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

- Nước khai thác thải phát sinh từ dự án được đưa về xử lý bằng hệ thống xử lý nước khai thác hiện hữu trên giàn H1-WHP và FPSO Armada TGT1 của mô Tê Giác Trắng. Nước khai thác sau khi qua các hệ thống xử lý đạt hàm lượng dầu trong nước nhỏ hơn 40 mg/l theo quy định của QCVN 35:2010/BTNMT- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển, sẽ được thải xuống biển.

- Tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật áp dụng:
 - + Toàn bộ nước khai thác thải sau xử lý đảm bảo đạt QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển trước khi thải ra biển.

0.5.4.1.2 Các công trình và biện pháp thu gom, xử lý khí thải

- *Giai đoạn khoan*
 - Chủ Dự án phải đảm bảo các tàu và giàn khoan tham gia lắp đặt và khoan phải có các Giấy chứng nhận phòng ngừa ô nhiễm khí thải theo yêu cầu của Phụ lục VI Công ước Marpol.
- *Giai đoạn vận hành khai thác*
 - Dự án không phát sinh thêm khí thải.

0.5.4.2 Các công trình, biện pháp quản lý chất thải rắn, chất thải nguy hại

0.5.4.2.1 Công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường)

- *Giai đoạn khoan*
 - Chất thải thực phẩm phát sinh sẽ được nghiền đến kích thước 25mm trước khi thải xuống biển.
 - Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại được thu gom, phân loại, lưu trữ riêng vào các thùng chứa riêng biệt có dán nhãn, lưu chứa trên các tàu và giàn khoan tham gia lắp đặt và khoan. Chủ dự án có trách nhiệm vận chuyển toàn bộ các thùng chứa về bờ bằng tàu có giấy chứng nhận vận chuyển hàng nguy hiểm do cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền cấp và hợp đồng với đơn vị chức năng tiếp nhận, xử lý theo đúng quy định.
 - Mùn khoan nền nước: *hỗn hợp mùn khoan và dung dịch khoan nền nước → sàng rung (thu hồi dung dịch khoan) → hệ thống kiểm soát chất rắn (tách cát, tách khí và ly tâm để tách các hạt mùn khoan) → bể chứa dung dịch khoan nền nước → dung dịch khoan nền nước tuần hoàn trở lại giếng khoan để tái sử dụng.* Mùn khoan nền nước và dung dịch khoan nền nước sau khi kết thúc chiến dịch khoan không sử dụng sẽ được thải bỏ xuống biển.
 - Mùn khoan nền không nước: các giàn khoan có hệ thống xử lý tuần hoàn dung dịch khoan nền không nước hiệu suất cao đảm bảo giảm thiểu lượng dung dịch khoan nền không nước bám dính vào mùn khoan trước khi thải với nguyên tắc xử lý: *mùn khoan nền không nước → sàng rung (thu hồi dung dịch khoan) → hệ thống kiểm soát chất rắn (gồm thiết bị tách khí, tách mùn, tách cát và thiết bị làm sạch mùn khoan) → bể chứa dung dịch khoan nền không nước → dung dịch khoan nền không nước tuần hoàn trở lại giếng khoan.* Mùn khoan rắn tách ra từ hệ thống kiểm soát chất rắn → *sàng rung để tách hạt có kích thước lớn → biển.*
 - Tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật áp dụng:
 - + Dung dịch khoan, mùn khoan nền nước và dung dịch khoan, mùn khoan nền không nước phải được xử lý đảm bảo tuân thủ 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. Chất thải rắn công nghiệp thông thường phải được thu gom, xử lý đảm bảo tuân thủ theo Thông tư 02/2022/TT-BTNMT ngày 10/01/2022 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật bảo vệ môi trường.

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

Dự án không phát sinh thêm chất thải không nguy hại do đó không cần xây dựng công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải không nguy hại.

0.5.4.2.2 Công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải nguy hại

- *Giai đoạn khoan*

- Chất thải nguy hại trên các tàu và giàn khoan tham gia lắp đặt và khoan được thu gom vào các thùng chứa riêng biệt, có nhãn và nắp đậy, lưu chứa trên các tàu và giàn khoan. Chủ dự án vận chuyển toàn bộ các thùng chứa về bờ bằng tàu dịch vụ và hợp đồng với đơn vị chức năng tiếp nhận, xử lý theo đúng quy định.

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

- Dự án không phát sinh thêm chất thải nguy hại do đó không cần xây dựng công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải nguy hại.

0.5.4.3 Công trình, biện pháp giảm thiểu ô nhiễm tiếng ồn, độ rung

- *Giai đoạn khoan*

- Sử dụng các máy móc, thiết bị ít phát sinh tiếng ồn và thường xuyên bảo trì, bảo dưỡng.
- Trang bị đầy đủ bảo hộ lao động; thường xuyên tập huấn, hướng dẫn sử dụng và kiểm tra việc sử dụng các thiết bị bảo hộ.

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

- Giai đoạn vận hành khai thác của dự án không phát sinh tiếng ồn và độ rung, Chủ dự án không phải thực hiện biện pháp giảm thiểu ô nhiễm tiếng ồn và độ rung.

0.5.4.4 Công trình, biện pháp lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải khác

0.5.4.4.1 Phương án cải tạo, phục hồi môi trường

Không có.

0.5.4.4.2 Phương án bồi hoàn đa dạng sinh học

Không có.

0.5.4.4.3 Phương án phòng ngừa và ứng phó sự cố môi trường

- *Giai đoạn khoan*

- Chủ dự án tiếp tục áp dụng kế hoạch và biện pháp ứng phó sự cố hiện hữu:
 - + Kế hoạch Ứng cứu Sự cố tràn dầu của HLJOC được Ủy ban Quốc gia ứng phó sự cố, thiên tai và tìm kiếm cứu nạn phê duyệt tại Quyết định số 13/QĐ-UB ngày 04/01/2018).
 - + Biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hóa chất cho các hoạt động khoan và khai thác dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng đã được phê duyệt theo quyết định số 19-02-032/HL/HSE ngày 25 tháng 02 năm 2019 của HLJOC.

- *Giai đoạn vận hành khai thác*

Chủ dự án tiếp tục áp dụng các biện pháp phòng ngừa và ứng phó sự cố hiện hữu tại mỏ TGT như đã nêu tại Giai đoạn khoan.

0.5.4.4.4 Các công trình, biện pháp khác

- Không có.

0.5.5 Chương trình quản lý và giám sát môi trường của dự án

0.5.5.1 Giai đoạn khoan

- Đối với khí thải, nước thải sinh hoạt và nhiễm dầu: không thực hiện giám sát, Chủ dự án cần thực hiện kiểm tra giấy chứng nhận ngăn ngừa ô nhiễm khí thải và nước thải của giàn khoan và các tàu tham gia hoạt động khoan.
- Chất thải rắn: thực hiện phân loại thành chất thải không nguy hại (chất thải thực phẩm, phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại) và chất thải nguy hại tại nguồn trên các tàu và giàn khoan theo quy định tại Luật Bảo vệ môi trường ngày 17 tháng 11 năm 2020 và những quy định khác có liên quan.

0.5.5.2 Giai đoạn vận hành khai thác

- Chương trình giám sát nước khai thác thải

Giám sát nước thải tự động:

Chủ dự án tiếp tục sử dụng hệ thống quan trắc tự động, liên tục nước khai thác thải hiện hữu với thông số hàm lượng dầu (THC).

Giám sát nước thải định kỳ:

- Vị trí giám sát: tại đầu ra các hệ thống xử lý nước khai thác tại giàn H1-WHP và FPSO Armada TGT1 tại mỏ Tê Giác Trắng.
- Tần suất giám sát: 03 tháng/lần.
- Thông số giám sát: tổng hàm lượng dầu (THC).

- Quy chuẩn áp dụng: QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển.

➤ Chương trình quan trắc môi trường ngoài khơi định kỳ

Thực hiện quan trắc theo mạng lưới điều chỉnh tuân thủ quy định tại Khoản 2a, Điều 53, Thông tư 02/2022/TT-BTNMT như sau.

- Tần suất quan trắc: định kỳ 3 năm 1 lần.
- Vị trí quan trắc: xung quanh các giàn H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP và FPSO Armada TGT1 gồm 48 trạm bố trí xung quanh mỗi giàn theo mạng lưới tỏa với bán kính 250m, 500m, 1.000m, 2.000m, (gồm các trạm được đánh số theo thứ tự từ 01-45) và 03 trạm đối chứng (R1,R2,R3).
- Các thông số quan trắc:
 - Nước biển: (1) Đo tại hiện trường gồm các thông số: nhiệt độ, pH, hàm lượng oxy hòa tan (DO), độ mặn; (2) Đo tại phòng thí nghiệm gồm các thông số: Tổng hydrocacbon (THC), tổng chất rắn lơ lửng (TSS), kim loại (Zn, Hg, Cd, tổng Cr, Cu, As, Pb, Ba).
 - Trầm tích: Đặc điểm trầm tích đáy; Tổng hàm lượng vật chất hữu cơ (TOM); Phân bố độ hạt, nhiệt độ, độ ẩm, pH; Tổng hàm lượng hydrocacbon (THC); Hàm lượng hydrocacbon thơm đa vòng (PAH, NPD); kim loại nặng (Cd, Pb, Ba, Cr, Cu, Zn, As, Hg); Quần xã động vật đáy (số loài, mật độ, danh sách loài, các loài chiếm ưu thế, chỉ số Hs, ES100, Pielou (J)).
- Quy chuẩn áp dụng: QCVN 10:2015/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển và QCVN 43:2017/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích.

CHƯƠNG 1. MÔ TẢ DỰ ÁN

1. TÓM TẮT VỀ DỰ ÁN

1.1 THÔNG TIN CHUNG VỀ DỰ ÁN

1.1.1 Tên Dự án

KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN TOÀN MỎ TÊ GIÁC TRẮNG ĐIỀU CHỈNH NĂM 2022

(dưới đây gọi tắt là Dự án)

1.1.2 Chủ Dự án

Công ty Hoàng Long (HLJOC) là nhà điều hành các hoạt động dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng và cũng là đại diện Chủ dự án. Công ty HLJOC là Công ty Liên doanh với các đối tác chính như sau:

- | | |
|---|--------|
| - Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) | 41,0%. |
| - Công ty SOCO Việt Nam (SOCO) | 28,5%. |
| - Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí Thái Lan (PTTEP) | 28,5%. |
| - Công ty OPECO Việt Nam | 2,0%. |

Trụ sở Công ty Hoàng Long

Địa chỉ: Phòng 2001, Tòa nhà Mê Linh Point, Số 2 Ngô Đức Kế, Phường Bến Nghé, Quận 1, Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam.

Tổng giám đốc: **Đặng Việt Long**

Điện thoại: 84-28-8299359

Fax: 84-28-8226106

1.1.3 Vị trí Dự án

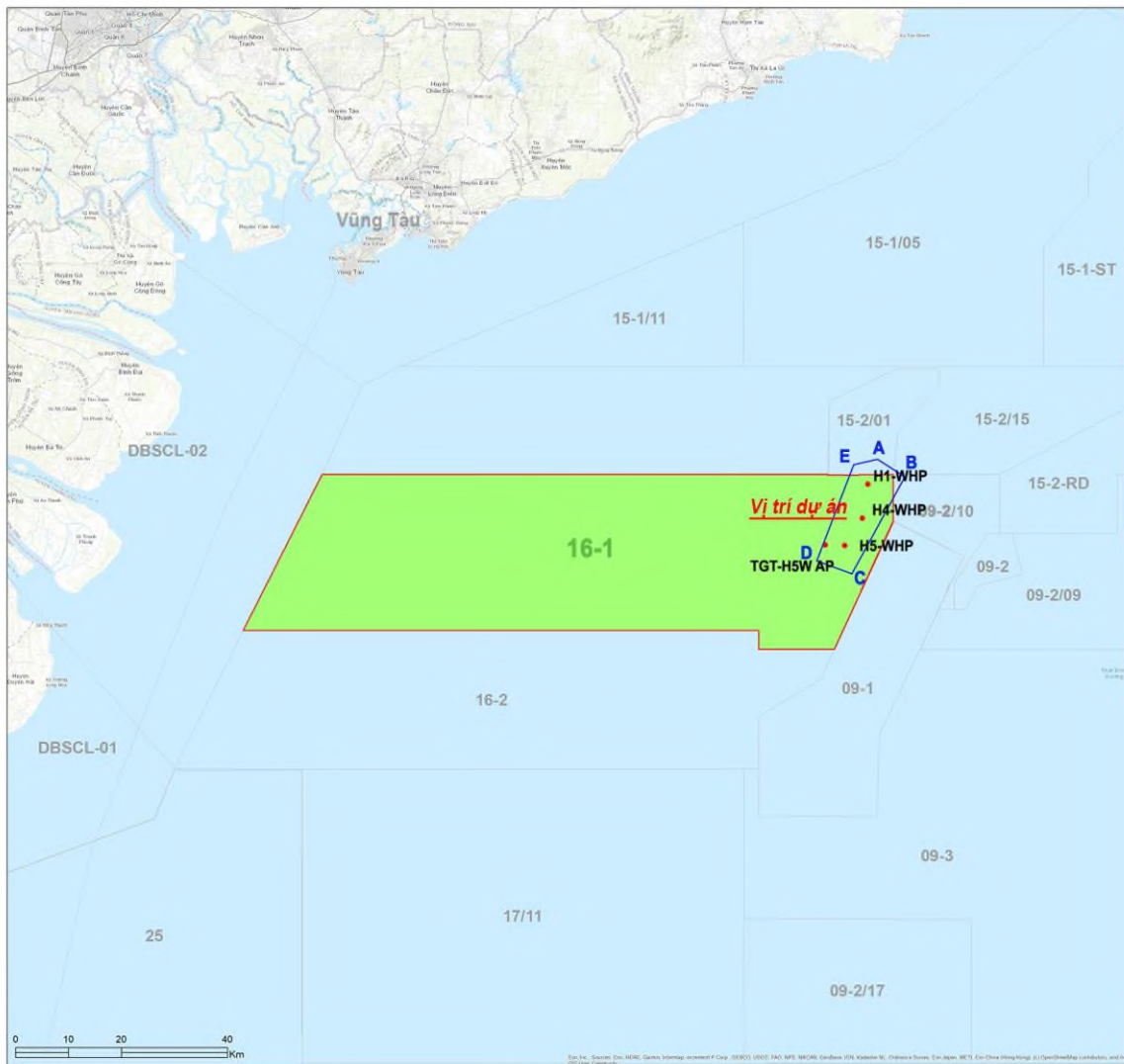
Mỏ Tê Giác Trắng (TGT) nằm ở phần phía Bắc Lô 16-1 thuộc bồn trũng Cửu Long, cách Vũng Tàu 105km về phía Đông Nam; cách mỏ Bạch Hổ 20km về phía Tây Bắc và mỏ Rạng Đông 35km về phía Tây. Độ sâu mực nước biển trong khu vực thực hiện dự án chỉ khoảng 41m đến 43m.

Vùng hoạt động của mỏ TGT được giới hạn bởi các điểm có tọa độ như sau.

Bảng 1.1 Tọa độ các điểm giới hạn của mô TGT

Điểm giới hạn	Tọa độ VN2000 BRVT (KT107°45')	
	X-Bắc(m)	Y-Đông(m)
A	1108631,131	524774,092
B	1105562,666	529648,676
C	1087430,367	519913,760
D	1089885,114	513514,597
E	1107706,613	520207,084

Nguồn: HLJOC, 2022



Hình 1.1 Vị trí mô TGT và vị trí khoan các giếng khoan mới

Theo Kế hoạch phát triển toàn mô TGT điều chỉnh năm 2022, 4 giếng mới sẽ được triển khai tại các giàn đầu giếng H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP và 1 giếng sẽ được khoan thăm lợng.

Tọa độ và vị trí triển khai của Dự án được thể hiện trong **Bảng 1.2** và **Hình 1.1**.

Bảng 1.2 Tọa độ các giếng khoan mới của Dự án

Số lượng giếng sẽ khoan	Giàn đầu giếng	Tọa độ VN2000 BRVT (KT107°45')		Ghi chú
		X-Bắc(m)	Y-Đông(m)	
1 giếng	H1-WHP	522773,9	1104197,9	Khai thác
1 giếng	H4-WHP	521419,3	1097465,4	Khai thác
2 giếng	H5-WHP	518445,1	1092419,6	Khai thác
1 giếng	-	816375,2	1093220,6	Khoan thăm lợng

Nguồn: HLJOC, 2022

1.1.4 Hiện trạng quản lý, sử dụng mặt nước tại khu vực dự án

Căn cứ theo Giấy chứng nhận đầu tư 2146/GP ngày 08/12/1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư thì khu vực Lô 16-1 ngoài khơi Đông Nam Việt Nam với diện tích 173km² thuộc quyền điều hành của Công ty Liên doanh Điều hành có tên tiếng Việt là Công ty Hoàng Long (HLJOC).

HLJOC đã và đang quản lý, điều hành các hoạt động tìm kiếm thăm dò, thăm lợng, phát triển và khai thác dầu khí tại Lô 16-1.

Trong giai đoạn tới HLJOC sẽ có kế hoạch thăm dò thêm những cấu tạo nhỏ trên cơ sở hệ thống công nghệ có sẵn nhằm khai thác tận thu để gia tăng trữ lợng khai thác của mỏ trong giai đoạn cuối đời mỏ.

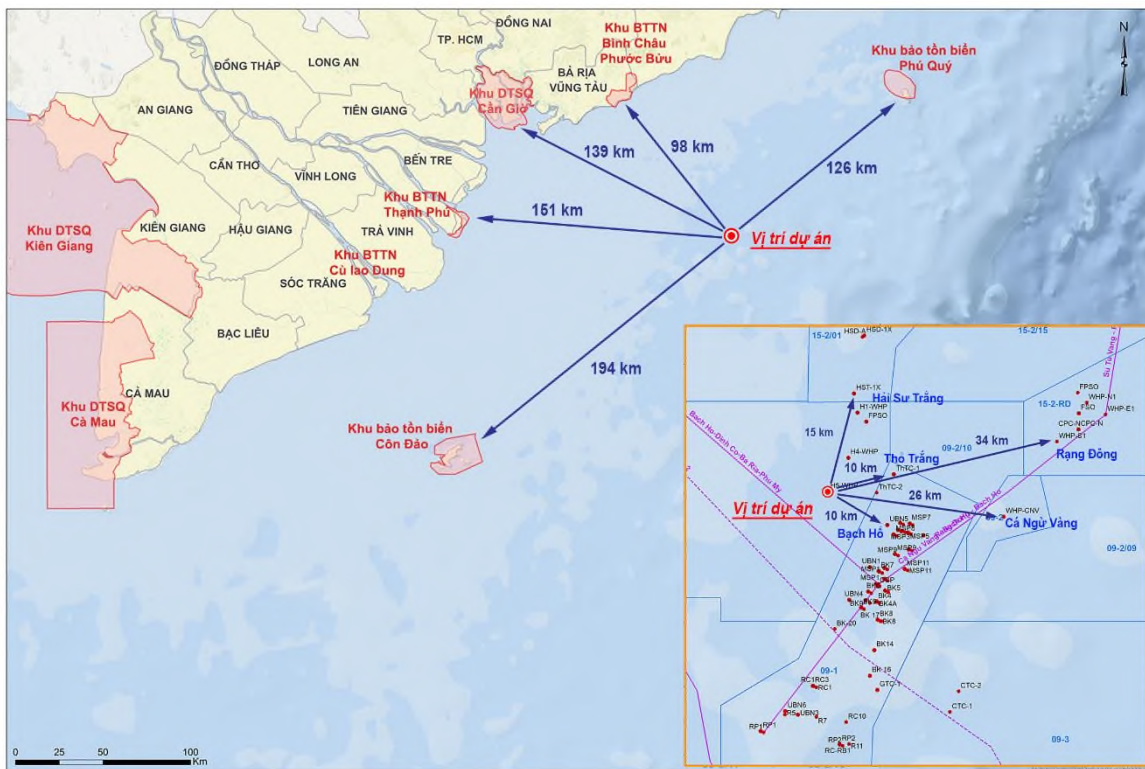
1.1.5 Khoảng cách từ dự án tới các khu vực có yếu tố nhạy cảm về môi trường

Khoảng cách từ Dự án tới các khu vực có yếu tố nhạy cảm về môi trường được được thể hiện trong **Hình 1.2** dưới đây, cụ thể như sau:

- Khu vực ven bờ và khu bảo tồn:
 - Khu dự trữ sinh quyển Cần Giờ: 139km.
 - Khu bảo tồn thiên nhiên Phước Bửu Bình Châu: 98km.
 - Khu bảo tồn biển Phú Quý: 126km.
 - Vườn quốc gia Côn Đảo: 194km.
 - Khu bảo tồn thiên nhiên Thạnh Phú: 151km.

- Các công trình dầu khí (mỏ) lân cận:
 - Thỏ Trắng: 10km (đang vận hành khai thác);
 - Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen (HST/HSD): 15km (đang vận hành khai thác).
 - Rạng Đông: 34km (đang vận hành khai thác).
 - Kinh Ngư Trắng: 34km.
 - Cá Ngừ Vàng: 26km (đang vận hành khai thác).
 - Bạch Hổ: 10km (đang vận hành khai thác).

Theo các kết quả khảo sát địa chất công trình do HLJOC thực hiện tại khu vực Dự án không ghi nhận các công trình ngầm, cấp quang của các dự án khác.



Hình 1.2 Vị trí Dự án so với các công trình lân cận và các khu vực có yếu tố nhạy cảm về môi trường

Như vậy có thể thấy, khu vực có yếu tố nhạy cảm về môi trường gần nhất với Dự án là khu vực ven biển của tỉnh Bình Thuận và tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu với khoảng cách >98km.

1.1.6 Mục tiêu, quy mô, công suất, công nghệ và loại hình dự án

Mục tiêu dự án: “Kế hoạch phát triển toàn mô TGT điều chỉnh năm 2022” được thực hiện nhằm tăng sản lượng khai thác cũng như tăng khả năng thu hồi dầu khí tại mô TGT.

Quy mô dự án:

Quy mô của dự án thuộc phạm vi của báo cáo ĐTM này gồm:

1. Khoan phát triển mỏ

Khoan 5 giếng, trong đó:

- 04 giếng khai thác (01 giếng tại giàn H1-WHP, 01 giếng tại giàn H4-WHP, 02 giếng tại giàn H5-WHP) và
- 01 giếng thăm lượng.

2. Khai thác mỏ TGT

- Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H1-WHP.
- Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H4-WHP.
- Đưa 2 giếng mới vào khai thác tại giàn H5-WHP.

Phạm vi dự án không bao gồm các hạng mục xây lắp và chế tạo các thiết bị trên bờ phục vụ dự án.

Thông tin về tọa độ của các giếng khoan được đề cập trong **Bảng 1.2**. Các giếng mới (04 giếng khai thác) sẽ được kết nối vào hệ thống khai thác hiện hữu của mỏ TGT.

Công nghệ sản xuất:

Dự án không phát sinh các công trình mới, do đó công nghệ vận hành của Dự án không thay đổi so với công trình vận hành khai thác hiện hữu tại mỏ TGT, công nghệ khai thác tại mỏ TGT hiện hữu được trình bày trong mục **1.2.3.2** của báo cáo.

Loại hình dự án: Dự án mới kết nối vào các công trình hiện hữu.

1.2 CÁC HẠNG MỤC CÔNG TRÌNH VÀ HOẠT ĐỘNG CỦA DỰ ÁN**1.2.1 Các hạng mục công trình chính của dự án**

Như đã mô tả ở trên, hạng mục công trình chính của Dự án bao gồm:

- Khoan mới 4 giếng khai thác và 1 giếng thăm lượng
- Kết nối các giếng mới vào khai thác (sử dụng công trình hiện hữu).

Vị trí thực hiện các hạng mục dự án và mối tương quan với các công trình hiện hữu của mỏ TGT được thể hiện trong **Hình 1.1** và **Hình 1.2**, thông tin về hiện trạng các công trình liên quan đến Dự án được trình bày trong mục **1.2.6**.



Hình 1.3 Sơ đồ bố trí thực hiện các hạng mục Dự án và mối tương quan với các công trình hiện hữu mô TGT

1.2.2 Các hạng mục công trình phụ trợ của dự án

Dự án không phát sinh thêm công trình mới. Hiện trạng các công trình hiện hữu tại mỏ TGT được trình bày trong mục 1.2.6.

1.2.3 Hoạt động chính của Dự án

Theo kế hoạch phát triển mỏ đã được phê duyệt, các hoạt động chính của Dự án có thể được tóm tắt như sau:

- Khoan 5 giếng, trong đó:
 - + 04 giếng đưa vào khai thác (01 giếng tại giàn H1-WHP, 01 giếng tại giàn H4-WHP, 02 giếng tại giàn H5-WHP) và
 - + 01 giếng thăm lượng.
- Khai thác
 - + Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H1-WHP.
 - + Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H4-WHP.
 - + Đưa 2 giếng mới vào khai thác tại giàn H5-WHP.
- Hoạt động khai thác: đưa 4 giếng mới vào khai thác.

Thông tin chi tiết của các hoạt động này được nêu tại các mục dưới đây.

1.2.3.1 Hoạt động khoan

Kế hoạch khoan phát triển và khai thác tại mỏ TGT được tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 1.3 Kế hoạch khoan phát triển tại mỏ TGT

STT	Tên giếng	Thời gian khoan	Vị trí khoan	Thời gian khoan (ngày)/giếng	Ghi chú
1.	H11-Inf	12/2023	H1-WHP	35	Giếng mới
2.	H4-Inf	03/2023	H4-WHP	36	Giếng mới
3.	H5-Inf	01/2023	H5-WHP	37	Giếng mới
4.	H5S-Inf	02/2023	H5-WHP	37	Giếng mới
5.	H5W-AP	08/2023	X: 816375,2 Y: 1093220,6	64	Giếng thăm lượng

Nguồn: HLJOC, 2022

Thông tin cụ thể về thiết kế giếng khoan, giàn khoan và phương pháp khoan được trình bày ở mục 1.5.

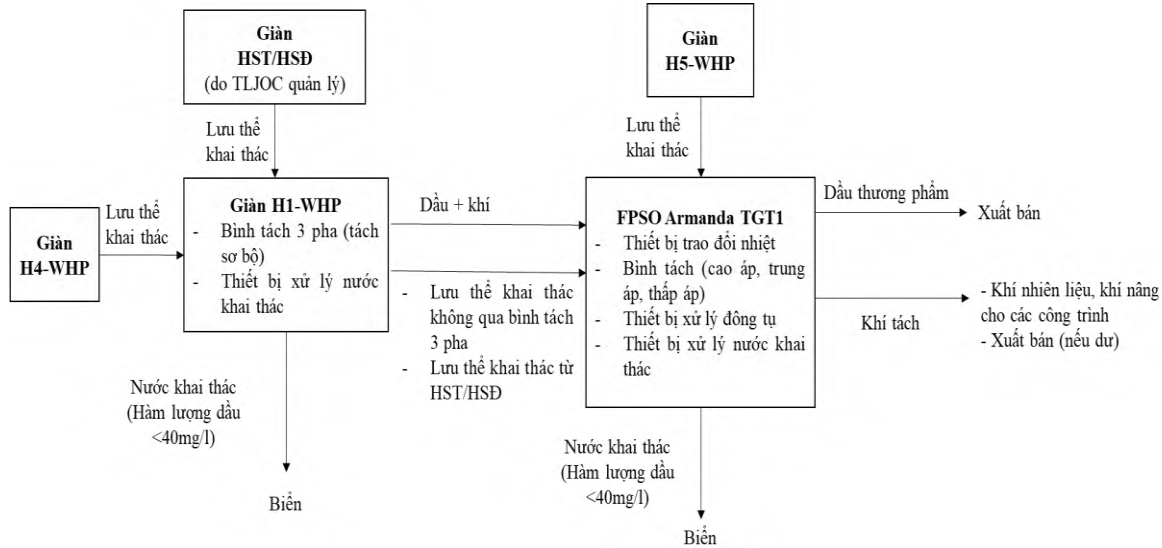
1.2.3.2 Hoạt động khai thác

Sau khi khoan 4 giếng mới và kết nối đưa vào khai thác, hoạt động khai thác và xử lý lưu thể khai thác được thực hiện theo quy trình hiện hữu tại mỏ TGT như sau.

- Phần lớn sản phẩm khai thác của giàn H1-WHP và H4-WHP được chuyển đến bình tách ba pha trên giàn H1-WHP để tách sơ bộ. Nước khai thác sau khi xử lý tại bình tách được chuyển đến thiết bị xử lý nước (CFU) để tiếp tục xử lý đạt chuẩn trước khi thải xuống biển. Dầu và khí sẽ được hợp dòng và chuyển về tàu FPSO Armada TGT1 xử lý tiếp.
- Sản phẩm khai thác từ mỏ HST/HSD (TLJOC), giàn H5-WHP và một phần sản phẩm khai thác còn lại của giàn H1-WHP/H4-WHP (không qua bình tách ba pha) được vận chuyển đến FPSO Armada TGT1 để xử lý.
- Trên tàu FPSO Armada TGT1, dòng lưu thể khai thác từ mỏ HST/HSD và các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP được đưa qua thiết bị trao đổi nhiệt để gia nhiệt. Sau đó, dòng lưu thể này được chuyển tới hệ thống bình tách để tách lưu thể khai thác thành các dòng khí, nước khai thác và dòng dầu thô. Dầu được xử lý sau cùng tại thiết bị xử lý đông tụ nhằm đạt chuẩn hàm lượng Nước/Cặn của dầu thô thương phẩm sau đó bơm đến các bồn chứa của tàu FPSO Armada TGT1 để xuất bán.
- Khí thu gom từ các bình tách được dẫn vào hệ thống xử lý khí đồng hành. Tại hệ thống này, dòng khí được xử lý để loại bỏ condensat và nước thông qua các quá trình rửa khí, làm nguội và tách nước (sử dụng TEG). Khí sau xử lý cuối cùng được phân phối đến các hệ thống khí nâng và khí nhiên liệu. Lượng khí còn lại được dẫn tới giàn nén trung tâm của mỏ Bạch Hồ để xuất vào bờ theo hệ thống đường ống Bạch Hồ - Dinh Cố hiện hữu.

- Nước khai thác thu hồi từ các bình tách cao áp và trung áp được tập hợp và chuyển đến hệ thống xử lý nước khai thác (gồm các cyclon thủy lực). Hệ thống xử lý nước khai thác được thiết kế nhằm đảm bảo hàm lượng dầu trong nước đã xử lý tại đầu ra của hệ thống này không vượt quá 40 mg/l. Nước đã được xử lý được thải xuống biển. Dầu được thu gom từ hệ thống xử lý nước khai thác được đưa quay trở lại hệ thống xử lý dầu thô.

Quy trình xử lý lưu thể khai thác tại mỏ TGT được tóm tắt như sau:



Hình 1.4 Quy trình xử lý lưu thể khai thác của Dự án tại mỏ TGT

Dự báo sản lượng khai thác từ các giếng khoan mới được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 1.4 Sản lượng khai thác dự kiến từ các giếng khoan mới

Năm	Dầu (m ³ /ngày)	Khí (nghìn m ³ khí/ngày)	Nước khai thác m ³ /ngày
2023	47	6	32
2024	801	99	1.366
2025	556	68	1.986
2026	367	45	1.900
2027	285	34	1.823

Nguồn: HLJOC, 2022

1.2.4 Các hạng mục công trình xử lý chất thải và bảo vệ môi trường

Dự án không phát sinh thêm các công trình xử lý chất thải và bảo vệ môi trường. Các công trình xử lý chất thải, bảo vệ môi trường hiện hữu tại các giàn H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP và tàu FPSO Armada TGT1 được liệt kê trong bảng sau.

Bảng 1.5 Các công trình xử lý chất thải hiện hữu tại mỏ TGT

Stt	Giàn/Tàu	Công trình bảo vệ môi trường	Mô tả	Tình trạng hoạt động
1.	H1-WHP	Hệ thống xử lý nước khai thác	Công suất 65.000 thùng/ngày (~10.334 m ³ /ngày). Bao gồm bao gồm thiết bị xử lý nước khai thác (CFU) và thiết bị đo hàm lượng dầu trực tuyến (OIW), ống xả ngầm.	Tốt
		Hệ thống đước đốt	Đốt duy trì và trong trường hợp có sự cố. Bao gồm một tháp đước dài khoảng 25m cùng với hệ thống đước và môi lửa.	Tốt
		Hệ thống thu gom nước thải sàn hở	Bao gồm đầu thu thải hở và hai bồn thải hở thể tích (12,4 m ³ và 16 m ³).	Tốt
		Hệ thống thu gom nước thải sàn kín	Bao gồm bồn thải kín thể tích 25,5m ³ , hai bơm chuyển và một ống xả khí.	Tốt
		Các thùng chứa chất thải	Các thùng chứa tạm thời chất thải nguy hại (3 thùng), chất thải thông thường (6 thùng) trước khi tập kết về FPSO Armada TGT1.	Tốt
2.	H4-WHP	Hệ thống thu gom nước thải sàn kín	Bao gồm bồn thải kín thể tích 6,2 m ³ , hai bơm chuyển và một ống xả khí.	Tốt
		Hệ thống thu gom nước thải sàn hở	Bao gồm đầu thu thải hở và bồn thải hở thể tích 16 m ³ .	Tốt
		Các thùng chứa chất thải	Các thùng chứa tạm thời chất thải nguy hại (2 thùng), chất thải thông thường (4 thùng) trước khi tập kết về FPSO Armada TGT1.	Tốt
3.	H5-WHP	Hệ thống thu gom nước thải sàn kín	Bao gồm bồn chứa thể tích 6,2 m ³ , hai bơm chuyển và một ống xả khí.	Tốt
		Các thùng chứa chất thải	Các thùng chứa tạm thời chất thải nguy hại (4 thùng), chất thải thông thường (8 thùng) trước khi tập kết về FPSO Armada TGT1.	Tốt

Stt	Giàn/Tàu	Công trình bảo vệ môi trường	Mô tả	Tình trạng hoạt động
4.	FPSO Armada TGT1	Hệ thống đốt dầu	Đốt duy trì và trong trường hợp có sự cố. Bao gồm hệ thống đốt khí cao áp và thấp áp.	Tốt
		Hệ thống xử lý nước khai thác	Công suất 85.000 thùng/ngày (~13.514 m ³ /ngày) bao gồm thiết bị tách thủy lực, thùng tuyển nổi và thiết bị đo hàm lượng dầu trực tuyến (OIW), ống xả.	Tốt
		Hệ thống thu gom nước thải sàn kín	Bao gồm bồn thải kín thể tích 2.400 m ³ , đầu thu thải kín, thiết bị tách nước nhiễm dầu.	Tốt
		Hệ thống thu gom nước thải sàn hở	Bao gồm bồn thải hở thể tích 2.400 m ³ , thiết bị tách dầu và đầu thu thải hở.	Tốt
		Hệ thống thu gom nước thải sinh hoạt	15,8 m ³ /ngày đủ đáp ứng cho 110 người trên FPSO Armada TGT1. Bao gồm một bể chứa nước thải sinh hoạt, ba ngăn xử lý: ngăn sục khí, ngăn lắng, và ngăn clo hóa (khử trùng).	Tốt
		Máy nghiền thức ăn thừa	Bao gồm một máy nghiền thức ăn có đủ khả năng xử lý lượng thức ăn thừa của 110 người làm việc trên FPSO Armada TGT1.	Tốt
		Các thùng chứa chất thải	Các thùng chứa tạm thời chất thải nguy hại (2 thùng), chất thải rắn thông thường (18 thùng) trước khi chuyển về bờ xử lý. Chất thải có nguồn gốc từ thực phẩm sẽ được chứa trong 4 thùng riêng, sau đó được nghiền nhỏ đến kích thước 25mm trước khi thải xuống biển.	Tốt

Các công trình bảo vệ môi trường hiện hữu tại mỏ TGT đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường cấp giấy xác nhận số 1856/TCMT ngày 03 tháng 11 năm 2011 và số 129/GXN-BTNMT ngày 02 tháng 11 năm 2018. Các công trình này vẫn đang hoạt động tốt, đáp ứng khả năng tiếp nhận cho Dự án.

Tất cả các công trình chính, phụ trợ và bảo vệ môi trường hiện hữu đang hoạt động tại mỏ TGT đều sẽ tiếp tục được sử dụng trong Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh năm 2022.

Hoạt động khoan thêm 4 giếng sẽ làm tăng yêu cầu về khai thác, vận chuyển và xử lý dòng lưu thể đồng thời phát sinh thêm các loại chất thải tương ứng. Tuy nhiên, các yêu cầu về khai thác và xử lý thêm này không vượt quá công suất thiết kế của các công trình hiện hữu (thể hiện ở Bảng 1.5).

Các công trình đảm bảo dòng chảy, bảo vệ đa dạng sinh học, giảm thiểu sụt lún, xói lở

Khu vực dự án nằm ngoài khơi cách xa bờ và không nằm trong khu vực nhạy cảm bảo tồn đa dạng sinh học như trình bày ở **Hình 1.2**, do đó Dự án không áp dụng các công trình đảm bảo dòng chảy, bảo vệ đa dạng sinh học, giảm thiểu sụt lún, xói lở.

Các công trình giảm thiểu tiếng ồn, độ rung và bảo vệ môi trường khác

Do đặc thù và thông lệ quốc tế, dự án dầu khí ngoài khơi là nơi không có dân cư sinh sống, không gian công trình rất hạn chế nên không lắp đặt các công trình giảm thiểu ồn/rung. Tuy nhiên để giảm thiểu tác động của ồn, HLJOC sẽ trang bị đồ bảo hộ lao động, thiết bị chống ồn cho lực lượng lao động làm việc tại các khu vực có phát sinh ồn tại các thời điểm làm việc trên các giàn đầu giếng và FPSO Armada TGT1.

Đánh giá lựa chọn công nghệ

Dự án chỉ tiến hành khoan và kết nối các giếng khoan vào công trình khai thác hiện hữu do đó không bổ sung thêm công trình/công nghệ cho Dự án. Công nghệ khai thác hiện hữu tại mỏ Tê Giác Trắng vẫn đang trong tình trạng vận hành tốt và hiệu quả.

1.2.5 Hạng mục thu dọn mỏ và cải tạo, phục hồi môi trường sau khai thác

Theo quy định, sau khi kết thúc các hoạt động khai thác, HLJOC sẽ thực hiện việc thu dọn mỏ theo các quy định liên quan của pháp luật như Thông tư số 17/2020/TT-BCT của Bộ Công Thương ban hành ngày 17/7/2020 về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí, Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ban hành ngày 21/12/2017 về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí. Trước khi thực hiện tháo dỡ mỏ, HLJOC sẽ thực hiện quan trắc và báo cáo kết quả theo các quy định hiện hành.

1.2.6 Hiện trạng các công trình dầu khí có liên quan đến dự án

Như đã thể hiện ở **Hình 1.3**, Các công trình hiện hữu tại mỏ Tê Giác Trắng có liên quan đến dự án bao gồm: H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP và tàu chứa FPSO Armada hiện trạng các hạng mục này được mô tả tóm tắt như sau:

- H1-WHP: giàn khai thác không người ở, được thiết kế có thể vận hành trong 20 năm và đưa vào khai thác ngày 22/8/2011. Số lượng giếng đã khoan tại H1-WHP bao gồm 17 giếng khai thác, 3 giếng thăm lượng và 1 giếng bơm ép. Trong Dự án này giàn H1-WHP sẽ là nơi khoan thêm 01 giếng khai thác mới.
- H4-WHP: giàn khai thác không người ở, được thiết kế có thể vận hành trong 20 năm và đưa vào khai thác ngày 6/7/2012. Số lượng giếng đã khoan tại H4-WHP bao gồm 12 giếng khai thác, và 1 giếng thăm lượng. Trong Dự án này giàn H4-WHP sẽ là nơi khoan thêm 01 giếng khai thác mới.

- H5-WHP: giàn khai thác không người ở, được đưa vào khai thác ngày 13/8/2015. Số lượng giếng đã khoan tại H5-WHP bao gồm 7 giếng khai thác và 3 giếng thăm lượng. Trong Dự án này giàn H5-WHP sẽ là nơi khoan thêm 02 giếng khai thác mới.
- FPSO Armada TGT1: được thiết kế có thể vận hành trong 20 năm. FPSO sẽ tiếp nhận dòng lưu thể khai thác từ các giàn đầu giếng, sau đó xử lý/tách dầu thô, khí đồng hành và nước khai thác.

1.2.6.1 Các công trình phụ trợ

Các công trình phụ trợ trên các giàn đầu giếng và tàu FPSO Armada TGT1 không tham gia trực tiếp vào quá trình khai thác và xử lý mà cung cấp các tiện ích hỗ trợ, đảm bảo hoạt động an toàn và liên tục cho các công trình chính ngoài khơi. Các hệ thống, công trình phụ trợ hiện hữu tại mỏ TGT được trình bày tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 1.6 Các công trình phụ trợ hiện hữu trên các công trình tại mỏ TGT

Stt	Giàn/Tàu	Công trình phụ trợ	Mô tả
1.	H1-WHP/ H4-WHP/ H5-WHP	Hệ thống bơm và lưu trữ hóa chất	Bao gồm các bơm định lượng để châm các hóa chất cần thiết cho hoạt động khoan/khai thác và các bể chứa (tote tank) hóa chất để lưu trữ trên giàn
		Hệ thống bơm lưu thể khai thác	Bao gồm các bơm lưu thể khai thác, tập trung tại H1-WHP và/hoặc đến FPSO Armada TGT1 để xử lý
		Hệ thống dụng cụ và thiết bị điện	Bao gồm: các thiết bị sóng ngắn điều khiển từ tàu FPSO Armada TGT1, thiết bị ESD, dụng cụ và thiết bị xử lý (các thiết bị ngắt dòng và bảo dưỡng dùng cho hệ thống điều khiển), radio tần số VHF (phục vụ liên lạc giữa giàn với tàu FPSO Armada TGT1 và máy bay trực thăng), ESD và F&G (ngắt dòng và rơ le), phòng điều khiển động cơ (cho các bơm vận chuyển dầu diesel, bơm của hệ thống xả có áp và không áp), hệ thống công tắc điện (dùng cho các đồng hồ đo, hệ thống chiếu sáng, lưu điện và các thiết bị hỗ trợ hàng hải) và thiết bị chuyển đổi (để chuyển nguồn từ các máy phát và bộ lưu điện).
2.	FPSO Armada TGT1	Hệ thống phát điện	Bao gồm ba máy phát điện chạy khí công suất 13,152 KVA/10,500 KW (SOLAR MAR100). Ngoài ra, trên tàu còn có một máy phát điện dự phòng chạy bằng nhiên liệu dầu DO công suất 1360 kW.
		Hệ thống	Bao gồm hệ thống nước và các thiết bị PCCC

Stt	Giàn/Tàu	Công trình phụ trợ	Mô tả
		PCCC	được trang bị trên tàu.
		Sàn trực thăng	Sàn bắt giắc, được thiết kế cho hoạt động của trực thăng Super Puma AS332L2, Mi-17 và các loại trực thăng tương đương và có hệ thống tiếp nhiên liệu.
		Hệ thống khí công cụ	Cung cấp khí nén khô và sạch cho các hệ thống điều khiển và công nghệ
		Hệ thống khí Nitơ	Cung cấp khí Nitơ cho hệ thống khai thác
		Hệ thống khí nhiên liệu	Cung cấp khí nhiên liệu cho các tuabin để phát điện cấp cho toàn bộ hoạt động của tàu FPSO Armada TGT1 và các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP
		Hệ thống tự động hóa/điều khiển/thông tin liên lạc	Các giàn đầu giếng được điều khiển từ tàu FPSO Armada TGT1 thông qua hệ thống điều khiển từ xa (hệ thống sóng microwave) và hệ thống điều khiển DCS. Việc kiểm soát giếng được thiết kế để có thể điều khiển bằng tay tại chỗ hoặc từ xa. Phòng điều khiển trên tàu FPSO Armada TGT1 vận hành từ xa các hệ thống trên giàn đầu giếng để đóng mở giếng và chuyển đổi cụm van phân dòng giữa khai thác và thử giếng. Từ tàu FPSO Armada TGT1 cũng có thể ngắt các hoạt động trên giàn trong trường hợp khẩn cấp sau đó khởi động lại, tuy nhiên quá trình khởi động lại sau khi ngắt do báo động cấp 1 (ESD1) phải được thực hiện tại chỗ.
		Khu nhà ở	Sức chứa 100 nhân viên
		Hệ thống sưởi và làm mát khu vực nhà ở	Phục vụ cho sinh hoạt của nhân viên tại khu nhà ở trên tàu FPSO Armada TGT1
		Hệ thống cần cẩu	Thực hiện nâng và hạ các thiết bị nặng từ tàu dịch vụ lên FPSO Armada TGT1 và ngược lại
		Hệ thống bơm và lưu trữ dầu DO	Phục vụ hoạt động của các tuabin chạy DO
		Hệ thống bơm và lưu trữ hóa chất	Phục vụ hoạt động của các hệ thống khai thác

Stt	Giàn/Tàu	Công trình phụ trợ	Mô tả
		Phòng thí nghiệm	Thực hiện lấy mẫu và phân tích ngay trên giàn
		Kho chứa	Lưu chứa các thiết bị, vật tư cần thiết

➤ **Đánh giá khả năng tiếp nhận thêm dòng lưu thể từ Dự án của các công trình xử lý hiện hữu**

Dự báo diễn biến sản lượng khai thác của toàn mỏ TGT và mỏ HST/HSD đến năm 2027 và công suất xử lý dòng lưu thể của tàu FPSO Armada TGT1 thể hiện tại **Bảng 1.7**.

Bảng 1.7 Dự báo diễn biến sản lượng khai thác của toàn mỏ TGT và mỏ HST/HSD

Năm	TGT			HST/HSD			TGT+HST/HSD			Khả năng xử lý trên FPSO Armada TGT1 và H1-WHP		
	Dầu	Nước	Khí	Dầu	Nước	Khí	Dầu	Nước	Khí	Dầu	Nước	Khí
	m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày	nghìn m ³ /ngày
2022	2.278	17.532	348	330	2661	68	2.608	<u>20.193</u>	413	FPSO:	FPSO:	FPSO:
2023	2.125	16.116	311	671	2579	181	<u>2.796</u>	18.695	496	8.745	13.515	3.256
2024	2.074	15.597	300	712	2528	198	2.786	18.124	<u>498</u>	H1-WHP:	H1-WHP:	H1-WHP:
2025	1.483	14.889	218	664	2557	190	2.146	17.447	411	4.770	10.335	1416
2026	2.175	14.740	300	575	2583	181	2.750	17.323	479	Tổng:	Tổng:	Tổng:
2027	2.275	14.389	309	510	2595	176	2.785	16.984	484	13.515	23.850	4672

Nguồn: HLJOC, 2022

Ghi chú: trong tính toán sử dụng 1 triệu bộ khối khí = 28.317 m³; 1 thùng dầu và nước = 0,159 m³

Dựa vào bảng trên, các công trình xử lý và khai thác hiện hữu trên FPSO Armada TGT1 và H1-WHP có khả năng xử lý lượng dầu, nước khí bổ sung từ Dự án. Lưu lượng xử lý tối đa của các hệ thống trong trường hợp của Dự án như sau:

- Xử lý dầu: lớn nhất năm 2023 đạt 2.796 m³/ngày (tương đương 17.584 thùng/ngày), chiếm khoảng 21% công suất xử lý của hệ thống hiện hữu;
- Xử lý nước khai thác: lớn nhất năm 2022 đạt 20.193 m³/ngày (tương đương 127.001 thùng/ngày), chiếm khoảng 85 % công suất xử lý của hệ thống hiện hữu;
- Xử lý khí: lớn nhất năm 2024 đạt 498 nghìn m³/ngày (tương đương 17,6 triệu bộ khối khí/ngày), chiếm khoảng 11 % công suất xử lý của hệ thống hiện hữu.

1.2.7 Công tác bảo vệ môi trường tại mỏ TGT

1.2.7.1 Quản lý khí thải

Trên các giàn được lắp đặt hệ thống cảm biến rò rỉ khí, khối để phát hiện khí rò rỉ từ hệ thống công nghệ trong quá trình vận hành thường xuyên. Hệ thống này hoạt động liên tục 24/24. Trực thăng và tàu dịch vụ cũng sẽ hỗ trợ giám sát rò rỉ khí từ thiết bị ngầm dưới biển bằng cách quan sát trực tiếp bề mặt biển (trong trường hợp có bong

bóng khí nổi lên từ mặt biển). Hơn nữa, HLJOC cũng giám sát rò rỉ khí thông qua việc thường xuyên kiểm tra áp suất đầu vào của khí ngay trên các giàn khai thác và áp suất đầu ra của hệ thống đường ống.

Tất cả các thiết bị, tàu thuyền phục vụ cho quá trình khai thác được vận hành và bảo dưỡng theo tiêu chuẩn của nhà sản xuất để đảm bảo các thiết bị này hoạt động hiệu quả, hạn chế tối đa việc xả thải ra môi trường. Không sử dụng khí Halon, CFCs hoặc HCFCs, chỉ sử dụng các nhiên liệu không gây ảnh hưởng đến tầng ozone và gây hiệu ứng nhà kính.

1.2.7.2 Quản lý nước thải

- **Nước khai thác:** phát sinh từ hoạt động khai thác tại mỏ TGT sẽ được xử lý bằng 2 hệ thống xử lý nước khai thác đặt tại H1-WHP và FPSO Armada TGT1 với công suất thiết kế lần lượt là 65.000 thùng/ngày (tương đương khoảng 10.335 m³/ngày) và 85.000 thùng/ngày (tương đương 13.515 m³/ngày), đảm bảo hàm lượng dầu < 40mg/l theo QCVN 35:2010/BTNMT trước khi thải xuống biển.

Trong quá trình xả thải, nước khai thác luôn được kiểm soát chất lượng bằng hệ thống quan trắc tự động hoạt động 24/24. Ngoài ra, nước khai thác sau xử lý được lấy mẫu định kỳ hàng quý và giao cho phòng thí nghiệm độc lập phân tích để đảm bảo hệ thống xử lý nước khai thác luôn hoạt động hiệu quả.

- **Nước thải sinh hoạt:** trên FPSO Armada TGT1 được thu gom và thải bỏ xuống biển tuân thủ quy định của Điều 44, Thông tư 02/2022/TT-BTNMT.

1.2.7.3 Quản lý chất thải khoan

Hoạt động khoan của mỏ TGT sử dụng dung dịch khoan nền nước và nền không nước.

- **Dung dịch khoan nền nước:** theo quy định tại QCVN 36:2010/BTNMT, dung dịch khoan và mùn khoan nền nước được phép thải bỏ xuống biển ở vị trí cách bờ và khu nuôi trồng thủy sản ngoài 3 hải lý. Vị trí mỏ TGT cách bờ khoảng 105km (> 3 hải lý), vì vậy toàn bộ dung dịch khoan nền nước và mùn khoan nền nước phát sinh từ hoạt động khoan phát triển tại mỏ TGT sau khi sử dụng có thể được thu gom và thải bỏ xuống biển.
- **Dung dịch khoan nền không nước:** HLJOC đã tiến hành xin cấp phép đối với dự án triển khai tại khu vực mỏ TGT và chỉ tiến hành khoan sau khi có chấp thuận của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền.

1.2.7.4 Quản lý chất thải không nguy hại

Theo hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng các giàn khai thác dầu giếng (TGT H1-WHP, H4-WHP & H5-WHP) và tàu FPSO Armada TGT1 ký với liên danh BAB/VSP, VSP chịu trách nhiệm thu gom, xử lý toàn bộ chất thải rắn phát sinh từ hoạt động khai thác dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng.

- *Chất thải thực phẩm*: chất thải thực phẩm sẽ được nghiền đến kích thước nhỏ hơn 25mm bằng thiết bị trên FPSO Armada TGT1 và thải xuống biển.
- *Chất thải không nguy hại còn lại*: tất cả các loại chất thải không nguy hại còn lại được phân loại, lưu trữ riêng bằng các thùng chứa có dán nhãn trên các giàn đầu giếng, sau đó tập trung về FPSO Armada TGT1 và định kỳ được vận chuyển về bờ và chuyển giao cho đơn vị có chức năng để xử lý theo đúng quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.

1.2.7.5 Quản lý chất thải nguy hại

Tương tự như chất thải không nguy hại, chất thải nguy hại phát sinh từ các hoạt động khai thác của mỏ TGT được thu gom bằng các thùng chứa riêng biệt có dán nhãn trên các giàn đầu giếng và sau đó tập trung về FPSO Armada TGT1 và định kỳ được vận chuyển về bờ và chuyển giao cho đơn vị có chức năng để xử lý theo đúng quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.

VSP đứng tên chủ nguồn thải chất thải nguy hại đối với các chất thải phát sinh từ hoạt động khai thác dầu khí tại mỏ TGT và quản lý, báo cáo về lượng chất thải này.

VSP đã đăng ký chủ nguồn thải chất thải nguy hại và phân loại chất thải nguy hại tại nguồn mã số QLCTNH: QLCTNH:77.000012.T. ngày 09/05/2016 tại Sở TNMT tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu. Định kỳ VSP sẽ báo cáo cho Sở TNMT tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu về hiện trạng lưu trữ và chuyển giao chất thải nguy hại theo quy định.

1.2.7.6 Giám sát môi trường xung quanh

HLJOC đang thực hiện giám sát theo chương trình giám sát tại nguồn và chương trình quan trắc môi trường toàn mỏ định kỳ như trong báo cáo ĐTM của Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh” đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt theo Quyết định số 851/QĐ-BTNMT ngày 06 tháng 04 năm 2020.

1.2.7.7 Ứng phó sự cố môi trường

HLJOC đã xây dựng các kế hoạch, biện pháp bảo vệ môi trường cho toàn Lô 16-1 và đã được các cơ quan thẩm quyền phê duyệt, bao gồm:

- Biện pháp phòng ngừa ứng phó sự cố hóa chất của hoạt động khoan và khai thác dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng được HLJOC ban hành theo Quyết định số 19-02-032/HL/HSE ngày 25/02/2019 (Đính kèm trong Phụ lục 1);
- Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho dự án phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng được UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu phê duyệt tại Quyết định số 13/QĐ-UB ngày 04/01/2018 (Đính kèm trong Phụ lục 1);
- Chương trình quản lý an toàn, Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp cho mỏ Tê Giác Trắng đã được Bộ Công thương phê duyệt tại Quyết định số 139/QĐ-ATMT ngày 01/11/2011 (Đính kèm trong Phụ lục 1);

Các giấy phép ngăn ngừa ô nhiễm biển, Giấy phép phòng cháy chữa cháy của các giàn, tàu phục vụ cho hoạt động của mỏ TGT.

1.2.7.8 Đánh giá hiệu quả của biện pháp xử lý chất thải tại mỏ TGT

Dựa trên các kết quả giám sát nước thải phát sinh từ hoạt động khai thác hiện hữu của mỏ TGT cũng như diễn biến chất lượng nước biển, trầm tích và sinh vật đáy tại khu vực mỏ cho thấy HLJOC đã thực hiện các biện pháp xử lý chất thải phù hợp và các thiết bị, hệ thống xử lý chất thải có hiệu quả xử lý cao.

1.3 NGUYÊN, NHIÊN, VẬT LIỆU, HÓA CHẤT SỬ DỤNG CỦA DỰ ÁN; NGUỒN CUNG CẤP ĐIỆN, NƯỚC VÀ CÁC SẢN PHẨM CỦA DỰ ÁN

Hiện tại, HLJOC đang sử dụng các hóa chất phục vụ khoan và khai thác dầu khí mỏ TGT tuân thủ các quy định về hóa chất tại Việt Nam. Hóa chất dự kiến sử dụng cho Dự án tương tự như những hóa chất đã sử dụng trong giai đoạn trước đây tại mỏ Tê Giác Trắng. Dưới đây là tóm tắt các hóa chất dự kiến sẽ được HLJOC sử dụng trong Dự án

1.3.1 Nhu cầu về sử dụng hóa chất

1.3.1.1 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khoan

Trong hoạt động khoan thuộc Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh năm 2022, HLJOC dự kiến sẽ sử dụng các hóa chất như được trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 1.8 Danh mục hóa chất sử dụng trong giai đoạn khoan của Dự án

Stt	Tên thương mại	Công thức hóa học/Thành phần chính, độc tính	Chức năng	Ước tính lượng sử dụng /1 giếng (m ³)	Tổng lượng hóa chất sử dụng/5 giếng (bao gồm 4 giếng khai thác và 1 giếng khoan thăm lượng)
Hóa phẩm cho dung dịch khoan nền nước					
1	Barite	BaSO ₄ , ít độc	Chất làm nặng dùng để tăng tỷ trọng dung dịch khoan	1400	7.000
2	Bentonite	Ít độc	Tạo nhớt; tạo vỏ bùn bảo vệ thành giếng khoan; kiểm soát mất dung dịch	60	300

Stt	Tên thương mại	Công thức hóa học/Thành phần chính, độ tính	Chức năng	Ước tính lượng sử dụng /1 giếng (m ³)	Tổng lượng hóa chất sử dụng/5 giếng (bao gồm 4 giếng khai thác và 1 giếng khoan thăm lượng)
3	Biosafe	Ít độc	Chất diệt khuẩn	85	425
4	CaCO ₃ F	CaCO ₃ , ít độc	Bít nhét lỗ rỗng thành hệ; tan trong axit	600	3.000
5	Caustic Soda	NaOH, độ độc trung bình	Nâng pH và độ kiềm	80	400
6	Brine Pac 3N1	Ít độc	Chất ức chế làm giảm thiểu tốc độ ăn mòn kim loại, bảo vệ ống chống	20	100
7	Xanplex D	Ít độc	Tăng độ nhớt dung dịch, đảm bảo khả năng đưa mùn khoan lên khỏi giếng khoan	450	2.250
8	Pottasium Chloride	KCl, ít độc	Ức chế sét trương nở sét, tăng tỷ trọng	250	1.250
9	Max Guard Plus	Ít độc	Ức chế sét trương nở	200	1.000
10	M-I Pac UL	Ít độc	Kiểm soát độ thải nước	600	3.000
11	Chek Loss Plus	Ít độc	Làm kín lỗ rỗng thành hệ, tan một phần trong axit	1200	6.000
12	PHPA LV	Ít độc	Tạo nhớt; bao bọc mùn khoan, chống trương nở sét	150	750
13	CaCO ₃ F,C,M	CaCO ₃ , ít độc	Bít nhét lỗ rỗng thành hệ; tan trong axit	650	3.250
14	Graphite (LC-Lube)	Ít độc	Bít nhét lỗ rỗng thành hệ, bôi trơn	450	2.250

Stt	Tên thương mại	Công thức hóa học/Thành phần chính, độ độc	Chức năng	Ước tính lượng sử dụng /1 giếng (m ³)	Tổng lượng hóa chất sử dụng/5 giếng (bao gồm 4 giếng khai thác và 1 giếng khoan thăm lượng)
15	NOXIGEN	Ít độc	Chất khử oxy trong dung dịch hoàn thiện giếng, giúp giảm tốc độ ăn mòn bộ khoan cụ, ống chống	20	100
16	RX-03X	Ít độc	Chất hoạt tính, tẩy rửa làm sạch ống chống trước khi hoàn thiện giếng khoan	10	50
17	Soda Ash	Na ₂ CO ₃ , ít độc	Giảm độ cứng, tăng độ kiềm	80	400
18	Sodium Bicarb	NaHCO ₃ , ít độc	Chất khử xi măng	60	300
19	Pk 1500	Ít độc	Chống tạo bọt	36	180
20	Citric Acid	Ít độc	Kiểm soát độ pH, xử lý nhiễm bẩn xi măng	60	300
Hóa phẩm cho dung dịch khoan nền không nước					
1	Carbo Gel II	Tinh thể thạch anh, không độc	Sét biến tính, tạo độ nhớt cho dung dịch khoan nền không nước	231	1155
2	Calcium Chloride	CaCl ₂ , không độc	Ức chế sét trương nở, kiểm soát tỷ trọng	1900	9500
3	LC- Lube	Tributyl phosphate (60-70%), độ độc trung bình	Làm kín lỗ rỗng thành hệ, tan một phần trong axit	370	1850
4	EPI Vis	Ít độc	Chất tạo tính lưu biến và cấu trúc gels	4	20

Stt	Tên thương mại	Công thức hóa học/Thành phần chính, độc tính	Chức năng	Ước tính lượng sử dụng /1 giếng (m ³)	Tổng lượng hóa chất sử dụng/5 giếng (bao gồm 4 giếng khai thác và 1 giếng khoan thăm lượng)
			để tăng khả năng làm sạch giếng khoan và giữ mùn khoan ở trạng thái lơ lửng		
5	Lime (Vôi sống)	CaO, ít độc	Nâng pH và độ kiềm	500	2500
6	Neoflo 1-58(bbl)	Các alken C15-C18, chất lỏng không màu, ít độc	Dung dịch nền để pha dung dịch khoan nền không nước, Ước chế sét trương nở	2200	11000
7	MAGMA TROL	Ít độc	Kiểm soát độ thải nước	10	50
8	EPI MUL 4080	Ít độc	Chất tạo nhũ tương dầu nước cho dung dịch khoan nền không nước	60	300
9	Rx-03x	Ít độc	Chất hoạt động bề mặt làm sạch dầu nhớt, dung dịch SBM dính bám trên bề mặt cần khoan, ống chống và thiết bị lòng giếng	8	40
10	OVA TROL LT	Ít độc	Kiểm soát độ thải nước	368	1840
11	EPI-TEC	Ít độc	Chất tạo nhũ tương dầu nước thứ cấp cho dung dịch khoan nền không nước	22	110
12	Mil Clean sea	Ít độc	Chất tẩy rửa dùng để rửa sàn, bề dung dịch SBM	4	20

Nguồn: HLJOC, 2022

Chữ dự án (ký tên)

1.3.1.2 Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khai thác

Các hóa chất sử dụng trong hoạt động khai thác dầu khí cho Dự án này có chức năng chống đông, ức chế ăn mòn, chống đóng cặn và ngăn ngừa quá trình tạo hydrat, tạo nhũ tương và tạo bọt. Các hóa chất này đã được sử dụng trong hoạt động khai thác dầu khí tại mỏ TGT cũng như đã và đang được các nhà thầu khai thác dầu khí khác sử dụng rộng rãi. Các hóa chất này tương đối thân thiện với môi trường. Danh sách các hóa chất sử dụng cho các hoạt động khai thác được trình bày trong **Bảng 1.9**

Bảng 1.9 Danh mục hóa chất sử dụng cho hoạt động khai thác tại mỏ TGT

STT	Tên thương mại	Công thức hóa học/Thành phần chính, độc tính	Chức năng	Lượng sử dụng/năm	Đơn vị
Hóa chất sử dụng trong giai đoạn khai thác (trung bình cho 1 năm)					
1.	PPD (Pour point Depressant) (PAO 32014; PAO 83363)	- Xylene (60-100%) - Ethylbenzene (10-30%) - Độ độc trung bình	Chất chống đông	100	m ³
2.	Demulsifier (DMO 32122)	- Alkyl (C3-5) benzene: 30-60% - Naphthalene: 1-5%; 1,2,4 Trimethylbenzene: 1-5% - Độ độc trung bình	Chất phá nhũ	100	m ³
3.	Corrosion inhibitor (CRW 32218)	- Muối của imizoline: 10-30% - Methanol: 5-10% - 2-mercaptoethanol: 1-5%	Chất chống ăn mòn	60	m ³
4.	Corrosion inhibitor for gas (CRO 80157; RX 2089D)	- 1,2,4-trimethylbenzene (<1%) - Alkyl benzene (C9-10) - Amide/imidazolines (10-30%) - Diesel (60-100%) - Naphtalene (<1%) - Độ độc trung bình	Chất chống ăn mòn	12	m ³
5.	Scale inhibitor (SCW-32699)	- [[(phosphonomethyl)imino]bis[(ethylenitrilo)bis(methylene)]]tetrakisphosphonic acid, sodium salt; - Độ độc trung bình	Chất chống đóng cặn	55	m ³

STT	Tên thương mại	Công thức hóa học/Thành phần chính, độc tính	Chức năng	Lượng sử dụng/năm	Đơn vị
6.	Deoiler (WT-1445)	- Dạng nhũ tương màu trắng - Độ độc thấp	Chất phá nhũ	90	m ³
7.	Biocide (XC 32550; XC 32102)	- Glutaral; - Phosphonium quaternary salt (30-60%) - Độ độc trung bình	Chất khử trùng	12	m ³
8.	TEG	- Độ độc thấp	Chất hút ẩm	5	m ³
9.	Oxygen scavenger (OSW 80490)	- Ammonium bisulphite (60-100%) - Độ độc trung bình	Chất khử oxy	15	m ³
10.	Polyelectrolyte (RBW 85326)	- Polime của 1,2-Ethanediamine với 2(chloromethyl)oxirane - và Nmethylmethanamine - Độ độc trung bình	Chống cặn nước bơm ép	10	m ³
11.	Coagulant (RNB 70304)	- Độ độc trung bình	Chống cặn nước bơm ép	5	m ³

Nguồn: HLJOC, 2022

Ngoài các loại hóa chất kể trên, HLJOC chỉ dự trữ thêm một lượng nhỏ dầu DO trên các giàn đầu giếng để chạy máy phát điện trong trường hợp khẩn cấp, không sử dụng thêm nguyên vật liệu khác mà chưa khai báo.

Các hóa chất và dầu DO sẽ được vận chuyển từ bờ ra ngoài giàn để cung ứng cho hoạt động tại mỏ Tê Giác Trắng theo quy trình sau: hóa chất sẽ được nhà cung cấp vận chuyển trực tiếp đến vị trí neo đậu của các tàu dịch vụ của HLJOC tại cảng Vũng Tàu và sau đó các tàu dịch vụ này sẽ vận chuyển hóa chất ra các giàn khoan, giàn khai thác dầu khí và tàu FPSO. Sau khi tàu vận chuyển hóa chất và dầu DO đến vị trí công trình khai thác ngoài khơi, các hóa chất sẽ được bơm bằng đường ống vào các bồn chứa hóa chất trên giàn/tàu và điều khiển bằng bơm định lượng và thiết bị đo mức chất lỏng trong bồn. Trên mỗi đường ống vận chuyển hóa chất và dầu DO đều được trang bị các van đóng/mở nhằm đóng ngay nguồn tràn đổ trong trường hợp xảy ra sự cố rò rỉ hay đứt gãy đường ống.

1.3.2 Nhu cầu sử dụng năng lượng

1.3.2.1 Năng lượng sử dụng trong giai đoạn khoan

Nhiên liệu chính phục vụ cho hoạt động của giàn khoan, các tàu hỗ trợ và trực thăng là dầu DO và nhiên liệu phản lực, nhu cầu sử dụng ước tính cho cả giai đoạn

này khoảng 5.225 tấn DO và 13,6 tấn Jet A1 (chi tiết được trình bày tại chương 3 của báo cáo).

1.3.2.2 Năng lượng sử dụng trong giai đoạn khai thác

Giàn đầu giếng

Các giàn đầu giếng đều được trang bị một máy phát điện chạy khí 175 kW (từ chính nguồn khí khai thác được), một máy phát điện chạy DO 250 kW (dự phòng cho trường hợp không có khí) và hệ thống UPS (để ổn định nguồn điện cấp cho các hệ thống trên giàn).

Lượng khí tiêu thụ thực tế tại các giàn khoảng 12 triệu bộ khối khí/năm (khoảng 340.000 m³ khí/năm) và lượng DO chạy dự phòng ước tính khoảng 0,8 m³/ngày.

Tàu FPSO Armada TGT1

Hệ thống phát điện chính trên tàu FPSO gồm ba máy phát điện chạy khí công suất 13,152 KVA/10,500 KW (SOLAR MAR100). Ngoài ra, trên tàu còn có một máy phát điện dự phòng chạy bằng nhiên liệu dầu DO công suất 1360 kW.

Lượng khí tiêu thụ thực tế mỗi ngày trên tàu khoảng 7 triệu bộ khối khí/ngày (khoảng 198.000 m³ khí/năm) và lượng DO chạy dự phòng ước tính khoảng 5,6 m³/ngày.

1.3.3 Sản phẩm của Dự án

1.3.3.1 Đặc tính sản phẩm khai thác

Sau khi được xử lý tại FPSO Armada TGT1, sản phẩm của Dự án sẽ đạt các tiêu chuẩn chất lượng như sau:

Bảng 1.10 Đặc tính dầu thương phẩm của Dự án

Thông số	Giá trị
Áp suất hơi thật (TVP)	Áp suất khí quyển tại 55 ⁰ C
Áp suất hơi Reid (RVP) tại 100 ⁰ F	< 10 psia
Hàm lượng tạp chất (BS&W)	< 0,5% thể tích
Hàm lượng H ₂ S	< 3 ppm khối lượng
Hàm lượng CO ₂	< 0,1 mol%
Hàm lượng muối	< 11,34 g/thùng

Nguồn: HLJOC, 2022

Bảng 1.11 Đặc tính khí thương phẩm của Dự án

Thông số	Giá trị
Nhiệt trị	950 < GHV < 1350 Btu/bộ khối khí chuẩn
Điểm sương của nước	-10 ⁰ C tại 70 bar(g) hoặc 5 ⁰ C tại áp suất đầu ra
Áp suất	110 đến 125 bar(g)
Nhiệt độ	-10 ⁰ C đến 85 ⁰ C

Thông số	Giá trị
Tạp chất	Tổng khí trơ (bao gồm CO ₂) < 2% thể tích
	Hàm lượng CO ₂ < 1% thể tích
	Hàm lượng hợp chất sunphua < 30 ppmv
	Hàm lượng H ₂ S < 10ppmv
	Hàm lượng O ₂ < 0,1% thể tích

Nguồn: HLJOC, 2022

1.3.3.2 Sản lượng khai thác dự kiến

Dự báo sản lượng khai thác từ các giếng khoan mới được tóm tắt trong **Bảng 1.12**.

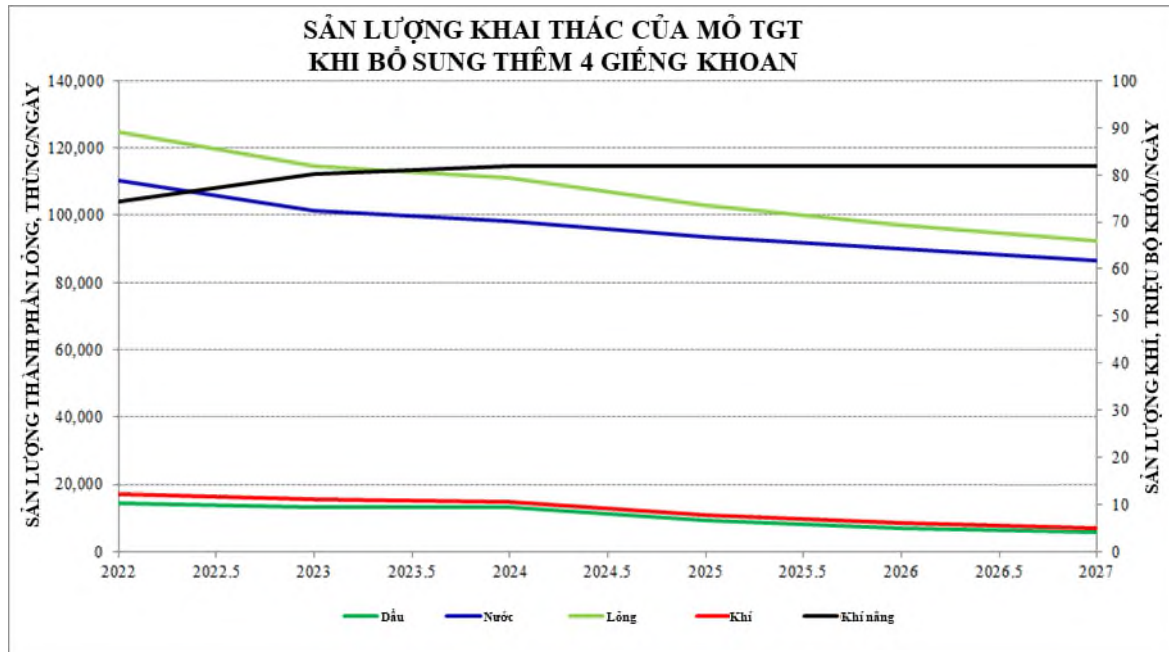
Bảng 1.12 Sản lượng khai thác của các giếng khoan mới

Năm	Sản lượng dầu		Sản lượng khí		Sản lượng nước khai thác	
	thùng/ngày	m ³ /ngày	triệu bộ khối/ngày	nghìn m ³ /ngày	thùng/ngày	m ³ /ngày
2022	0	0	0	0	0	0
2023	298	47	0,2	6	204	32
2024	5.039	801	3,5	99	8.592	1.366
2025	3.498	556	2,4	68	12.491	1.986
2026	2.307	367	1,6	45	11.951	1.900
2027	1.795	285	1,2	34	11.465	1.823

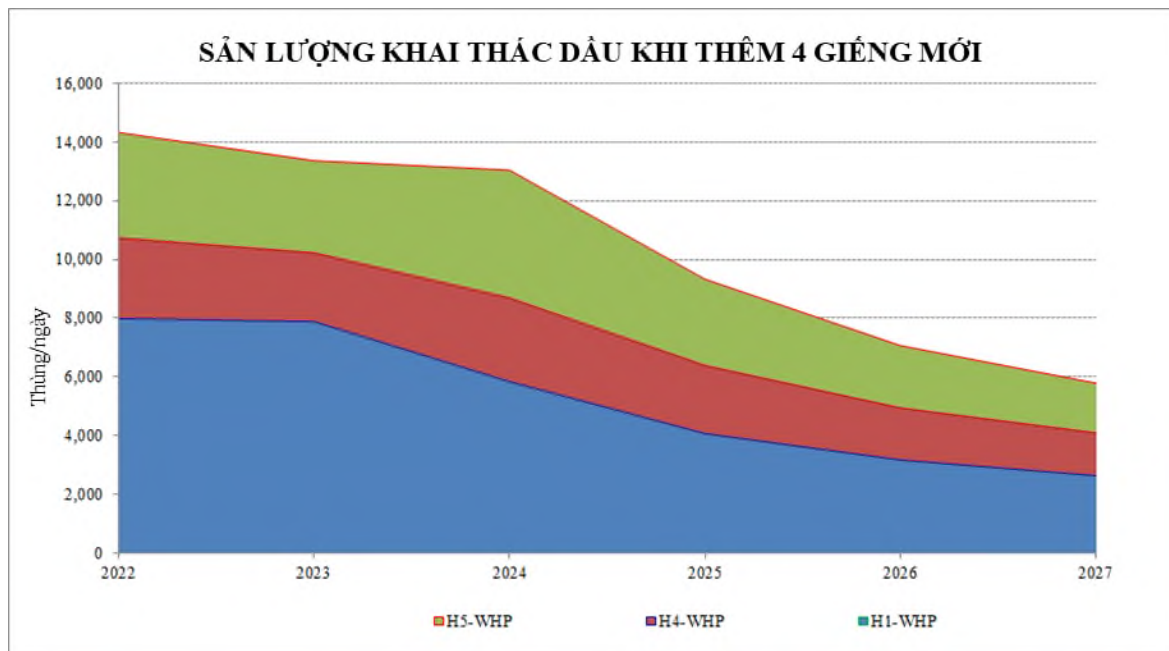
Nguồn: HLJOC, 2022

Ghi chú: trong tính toán sử dụng 1 triệu bộ khối khí = 28.317 m³; 1 thùng dầu và nước = 0,159m³.

Dự báo diễn biến sản lượng khai thác tại toàn mô TGT sau khi đưa các giếng khoan mới vào khai thác được thể hiện trong **Hình 1.7**, **Hình 1.8** và **Bảng 1.10**.



Hình 1.5 Biểu đồ sản lượng dầu khí và nước bơm ép mỏ TGT theo phương án cơ sở



Hình 1.6 Sản lượng khai thác dầu tại mỏ TGT theo phương án cơ sở

Bảng 1.13 Diễn biến sản lượng khai thác của toàn mỏ TGT và mỏ HST/HSD theo từng giàn

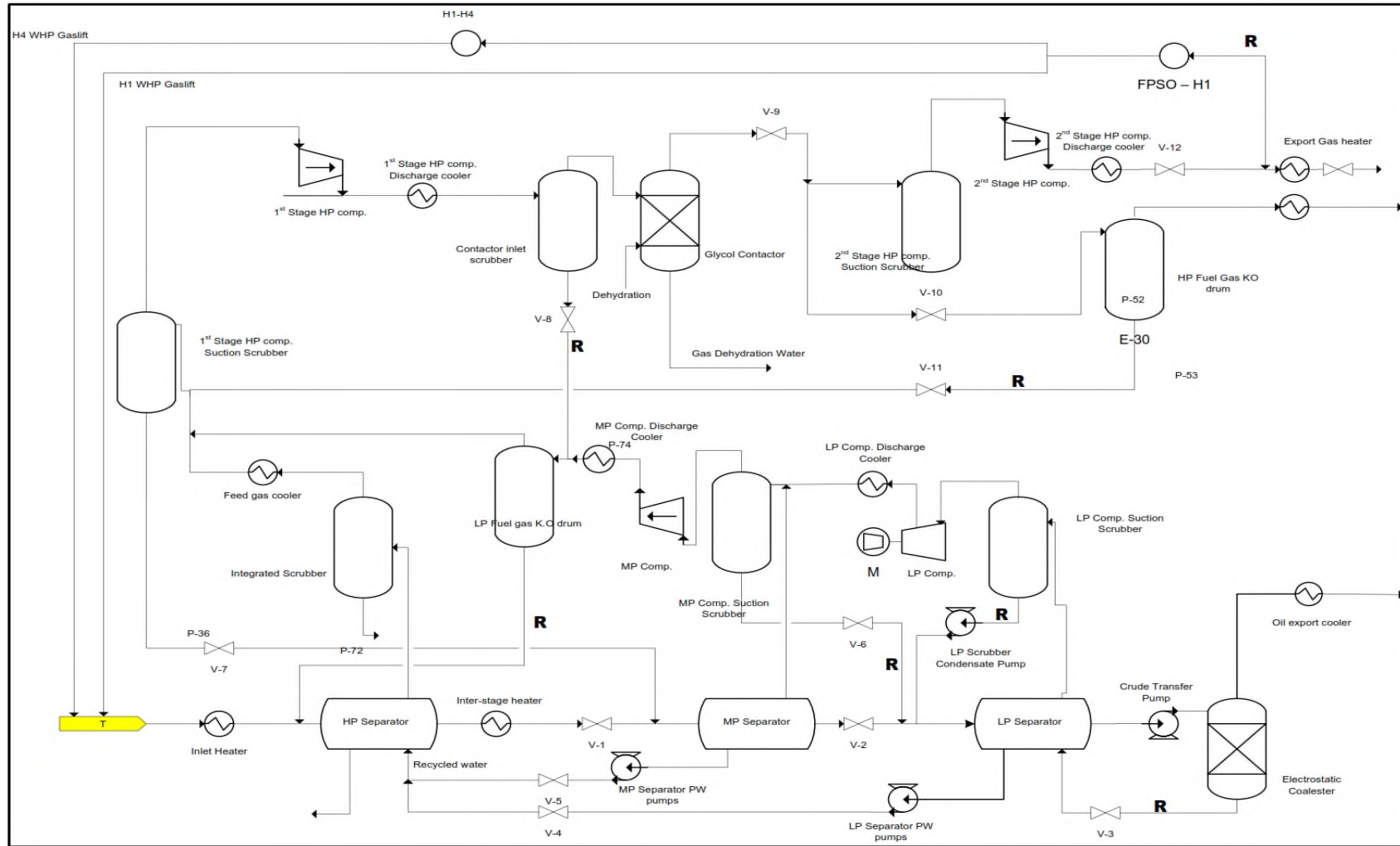
Năm	H1			H4			H5			HST & HSD			H1 + H4 + H5 + HST + HSD		
	Đầu	Nước	Khí	Đầu	Nước	Khí	Đầu	Nước	Khí	Đầu	Nước	Khí	Đầu	Nước	Khí
	m ³ /ngày		nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày		nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày		nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày		nghìn m ³ /ngày	m ³ /ngày		nghìn m ³ /ngày
2022	1.269	9.558	224	438	5.069	51	571	2.905	74	330	2.661	68	2.608	20.193	417
2023	1.253	9.345	212	373	4.111	42	498	2.660	57	671	2.579	181	2.795	18.695	492
2024	927	8.966	167	454	3.631	51	692	2.999	79	712	2.528	198	2.785	18.124	495
2025	646	8.260	122	370	3.486	42	467	3.144	54	664	2.557	190	2.147	17.447	408
2026	503	7.913	99	283	3.335	31	338	3.041	37	575	2.583	181	1.699	16.872	348
2027	418	7.635	85	232	3.183	25	269	2.923	28	510	2.595	176	1.429	16.336	314

Nguồn: HLJOC, 2022

Ghi chú: trong tính toán sử dụng 1 triệu bộ khối khí = 28.317 m³; 1 thùng dầu và nước = 0,159m³

1.4 Công nghệ sản xuất, vận hành

Như đã nêu ở mục 1.2.1, so với Dự án đã được phê duyệt năm 2020 thì “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh năm 2022” sẽ chỉ bổ sung thêm 04 giếng khoan khai thác. Các công trình hiện hữu vẫn được sử dụng không tiến hành cải hoán hay lắp mới thêm các thiết bị. Do đó, các công trình, thiết bị khai thác hiện hữu tại mỏ TGT sẽ vẫn được tiếp tục sử dụng với quy trình công nghệ khai thác/xử lý như đã mô tả ở mục 1.2.3.2.

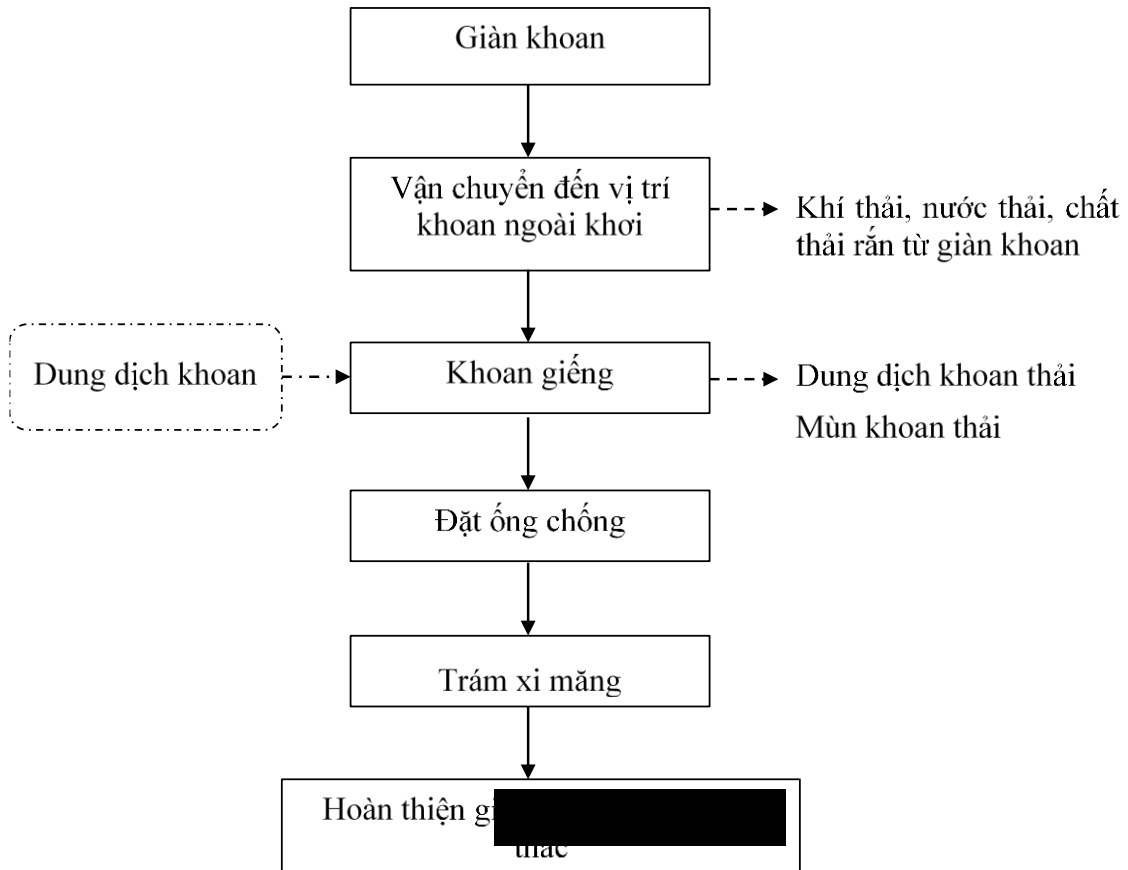


Hình 1.7 Quy trình công nghệ xử lý lưu thể tại mỏ Tê Giác Trắng

Chủ dự án (ký tên)

1.5 BIỆN PHÁP TỔ CHỨC THI CÔNG

Các giếng mới của Dự án sẽ được khoan bằng giàn khoan tự nâng. Quy trình khoan chung của Dự án được thể hiện trong **Hình 1.8**.




Hình 1.8 Sơ đồ quy trình khoan

1.5.1 Giàn khoan

Giàn khoan sử dụng cho Dự án là giàn khoan jack-up (giàn tự nâng) (như PVD I, PVD VI...). Giàn khoan có đủ năng lực để vận hành các hoạt động khoan theo thiết kế của HLJOC. Đối với công tác bảo vệ môi trường, giàn khoan được trang bị các thiết bị xử lý chất thải đáp ứng tiêu chuẩn quốc tế và Việt Nam. Ngoài ra, giàn khoan có đầy đủ các chứng chỉ về an toàn và bảo vệ môi trường cần thiết do các tổ chức chứng nhận quốc tế cấp. Các thông số kỹ thuật của giàn khoan tự nâng điển hình được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 1.14 Tóm tắt các đặc điểm kỹ thuật của giàn khoan

Stt	Đặc tính chính	Yêu cầu kỹ thuật	
			
1	Loại giàn	Giàn khoan tự nâng, chân độc lập	
2	Độ sâu nước hoạt động tối đa	300 (91)	bộ (m)
	Độ sâu nước hoạt động tối thiểu	115 (35)	bộ (m)
3	Khả năng khoan sâu	25.000 (7.620)	bộ (m)
4	Tải trọng sàn (trong khi khoan, không kể tải trọng treo)	2.800	tấn (tối thiểu)
		3.400	tấn (ưu tiên)
5	Công suất tháp khoan	1,3 (590)	triệu pao (tấn)
6	Các thiết bị nâng thả (Ròng rọc tĩnh, ròng rọc động, quang treo, đầu quay)	590	tấn
7	Cơ cấu tời khoan	3.000	CV (mã lực)
8	Lực thả + Lực nâng	200 + 500	tấn
9	Khu vực sàn chứa ống	Đủ chỗ cho ít nhất 250 ống loại 13.3/8"	
10	Hệ thống truyền động đỉnh	590	tấn
		40	kft-lb liên tục
11	Bồn chứa dung dịch khoan (Hoạt động + Dự trữ)	2.400	thùng (tối thiểu)
		3.000	thùng (tối đa)
12	Bồn chứa dầu gốc	1.200	thùng
13	Bồn chứa nước biển	2.000	thùng
14	Bồn chứa hóa phẩm rời (barite/gel)	5.000	bộ khối
15	Bồn chứa xi măng rời	7.000	bộ khối
16	Số máy bơm dung dịch Công suất bơm Áp suất bơm	3	galon/phút psi
		550	
17	Hệ thống tuần hoàn dung dịch khoan áp suất cao (Ống quay, Ống phân nhánh đứng)	7.500	psi
		7.500	
18	Thiết bị chống phun trào áp suất thấp Thiết bị chống phun trào áp suất cao hoặc thiết bị đơn 18.3/4" 10k	Vành xuyên + 2 ngàm (2.000 psi)	
		Vành xuyên + 4 ngàm (10.000 psi) theo ưu tiên	
19	Phòng ở	150	người

Nguồn: HLJOC, 2022

Các thiết bị có liên quan đến bảo đảm an toàn và bảo vệ môi trường trên giàn khoan được tóm tắt dưới đây:

➤ **Hệ thống kiểm soát giếng**

Hệ thống kiểm soát giếng bao gồm thiết bị chống phun trào (BOP), hệ thống chuyển hướng và hệ thống “chặn và hủy” (choke-and-kill).

Trong trường hợp xảy ra sự cố phun trào, thiết bị chống phun trào được đóng lại để bít chặt giếng khoan ngay tại bề mặt nhằm ngăn chặn dòng lưu thể phun trào từ giếng ra ngoài và có thể điều khiển giếng hoạt động trở lại khi sự cố đã được kiểm soát.

➤ **Hệ thống phát hiện khí và lửa**

Hệ thống phát hiện khí và lửa đã được thẩm định và chứng nhận. Giàn khoan được trang bị các hệ thống phát hiện khí và lửa hoàn toàn độc lập. Những hệ thống này gồm hệ thống giám sát H₂S, hệ thống giám sát khí dễ cháy, thiết bị đo lượng khí nổ, các đầu dò khí H₂S, đầu dò CO₂, thiết bị đo O₂ và các đầu dò khói/lửa được lắp đặt tại các vị trí quan trọng trên giàn khoan.

➤ **Hệ thống kiểm soát chất rắn**

Hệ thống kiểm soát chất rắn được lắp đặt trên giàn khoan. Hệ thống này bao gồm các thiết bị sau:

- Hệ thống sàng rung được sử dụng để loại bỏ mùn khoan có kích thước lớn ra khỏi dung dịch khoan.
- Các thiết bị kiểm soát chất rắn khác như thiết bị tách cát, làm sạch dung dịch khoan, tách khí và các máy ly tâm để loại bỏ các hạt mịn nhất.

➤ **Các thiết bị phòng chống ô nhiễm**

Giàn khoan được trang bị thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt, thiết bị nghiền/thải bỏ chất thải thực phẩm, và thiết bị tách nước nhiễm dầu để xử lý các chất thải phát sinh trong suốt chiến dịch khoan. Tất cả các thiết bị chống ô nhiễm môi trường nêu trên đều tuân thủ các tiêu chuẩn và quy định trong Công ước Quốc tế MARPOL.

Tàu hỗ trợ

Dự kiến có thêm 2 tàu dịch vụ trực và vận chuyển hàng hóa hỗ trợ hoạt động khoan trong suốt quá trình khoan.

Các vật liệu cung cấp cho giàn bao gồm: ống khoan, ống chống, xi măng, nhiên liệu, dung dịch khoan và các thiết bị khác phục vụ cho công tác khoan. Các tàu cung ứng sẽ được vận hành liên tục từ vị trí khoan đến căn cứ hậu cần tại Vũng Tàu. Các tàu này được trang bị đèn hiệu hàng hải và đáp ứng các yêu cầu về bảo vệ môi trường biển.

Trực thăng

Trực thăng dùng để vận chuyển người gồm đội bay, nhân viên của HLJOC, nhân viên nhà thầu và đại diện của cơ quan chức năng đến và đi khỏi giàn khoan. Sân bay trực thăng được đặt tại Vũng Tàu và trung bình mỗi tuần sẽ có khoảng 2 chuyến bay trực thăng ra giàn khoan.

1.5.2 Thiết kế giếng khoan và ống chống điển hình

Các giếng khoan được thiết kế trên thực tế khoan thành công cũng như từ kinh nghiệm của các giếng đã khoan trong khu vực. Các quy trình khoan cũng sẽ được xem xét cập nhật nhằm đảm bảo khoan đến độ sâu mục tiêu và giếng ở điều kiện tốt với chi phí thấp nhất.

✓ Đối với giếng khoan đôi

Thiết kế cơ bản cho các giếng phát triển tầng Miocene và Oligocene tại mỏ TGT là các ống định hướng 36”. Các ống định hướng này sẽ được khoan xuống độ sâu khoảng 90m bên dưới đáy biển. Hai giếng được khoan từ 1 thân giếng 16” sau đó sẽ được khoan định hướng hoặc thẳng đứng tới độ sâu 1.650m TVD (tổng độ sâu thẳng đứng) và đặt ống chống bề mặt 13-3/8” 68lb/ft loại ren BTC. Tiếp theo, một đoạn thân giếng 12-1/4” sẽ được khoan định hướng với một hệ thống động cơ xoay tròn có thể điều chỉnh hướng khoan (RSS) tới độ sâu +/- 2.790m, hoặc gần nhất có thể tới đỉnh tầng Miocene và ống chống 9-5/8” 47lb/ft ren vỏ cao cấp được đặt tại độ sâu +/- 2.790m. Sau đó, thân giếng 8-1/2” sẽ được khoan xuyên qua các tầng mục tiêu chính bao gồm đỉnh tầng Intra Lower Bach Ho 5.1 & 5.2, đỉnh tầng Oligocene C. Bộ dụng cụ khoan xoay đơn giản hoặc RSS sẽ được sử dụng để khoan đoạn thân giếng 8-1/2”. Sau khi đánh giá vỉa chứa, ống khai thác lừng loại 4-1/2” x 15.1lb/ft ren sẽ được chống và trám xi măng gói vào trong ống chống 9-5/8” một đoạn 150m.

✓ Đối với giếng khoan đơn

Thiết kế cơ bản cho các giếng phát triển tầng Miocene và Oligocene tại mỏ TGT là các ống định hướng 20” với chiều dày thành ống 0,625”. Các ống định hướng này sẽ được khoan xuống độ sâu khoảng 350m bên dưới đáy biển. Các đoạn thân giếng tiếp theo sẽ chống ống tương tự giếng khoan đôi.

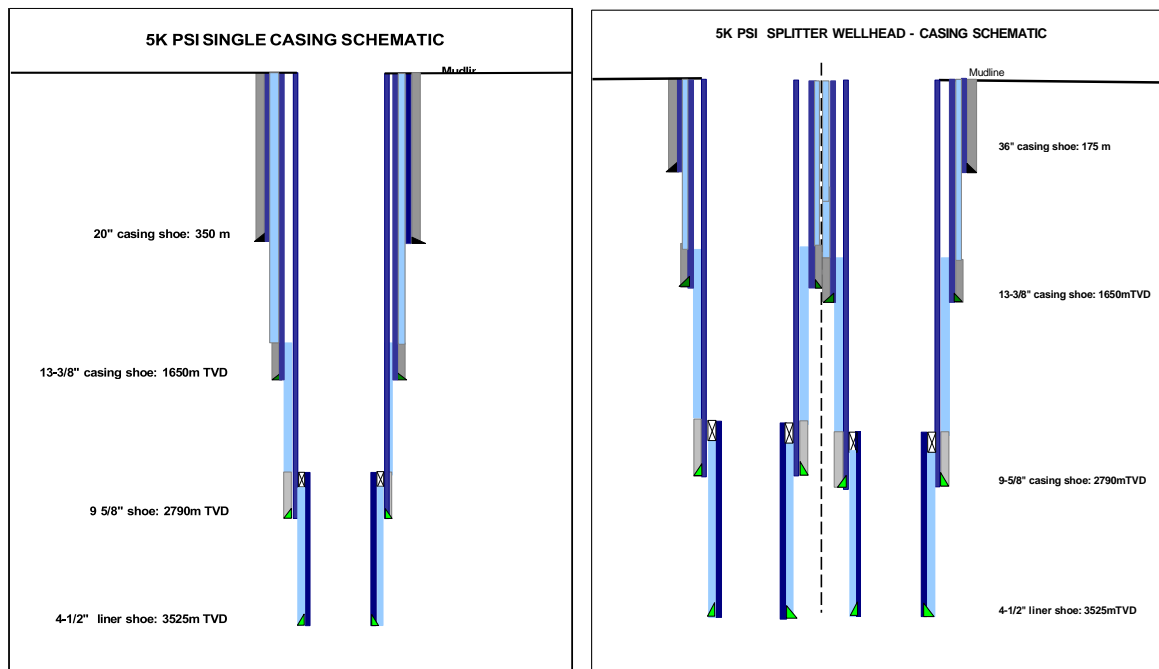
✓ Đối với giếng khoan áp suất cao 10.000 psi

Thiết kế cơ bản cho giếng khoan này là ống định hướng 20” với chiều dày thành ống 0,625”. Khoan thân thân giếng 16” và đặt ống chống bề mặt 13-3/8” 68lb/ft loại ren BTC tại độ sâu 2.300m, thân giếng 12-1/4” sẽ được khoan định hướng và ống chống 9-5/8” 47lb/ft ren vỏ cao cấp được đặt tại độ sâu 3.348m. Sau đó, thân giếng 8-1/2” sẽ được khoan và chống ống lừng 7” x 29lb/ft đặt tại độ sâu 4.300m, thân giếng 6” sẽ được khoan và 4-1/2” x 15,2lb/ft ren đặt tại độ sâu 4.937/4.402m.

✓ Đối với giếng khoan áp suất cao 15.000 psi

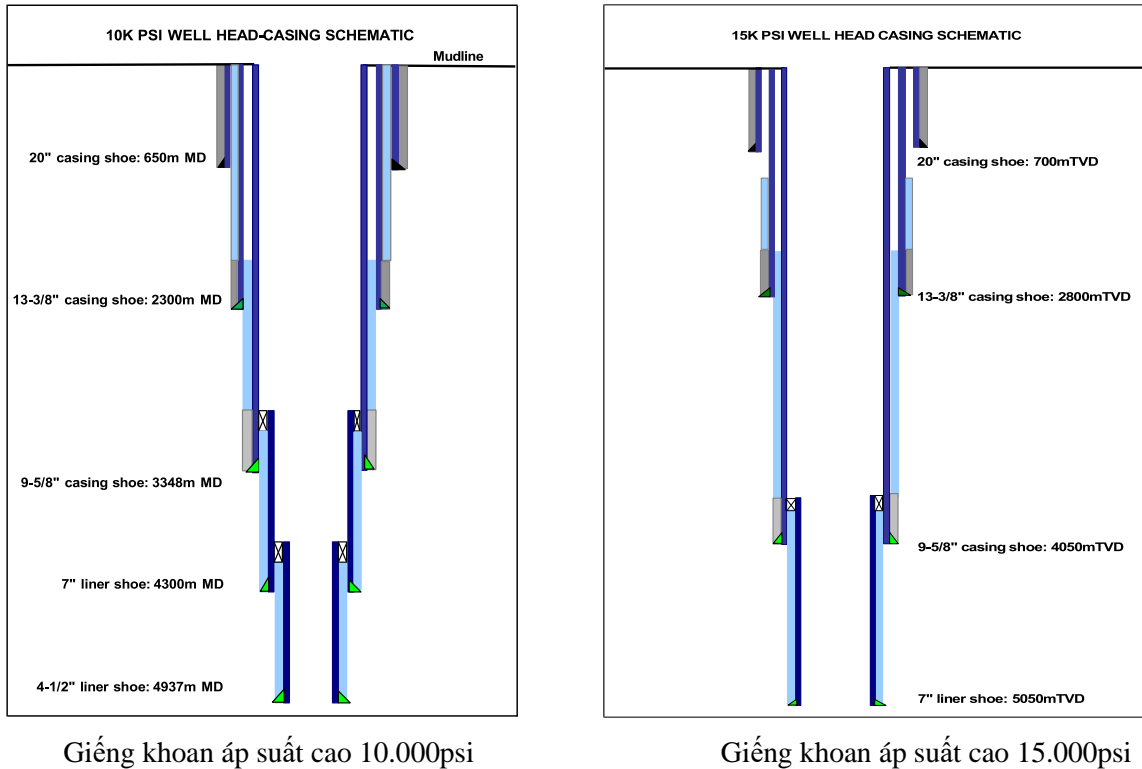
Khoan thân giếng 26” với ống định hướng 20” ở độ sâu 700m. Khoan thân giếng 16” và đặt ống chống bề mặt 13-3/8” 72lb/ft tại độ sâu 2.800m, thân giếng 12-1/4” sẽ được khoan định hướng và ống chống 9-5/8” 58.4lb/ft ren vỏ cao cấp được đặt tại độ sâu 4.000m. Sau đó, thân giếng 8-3/8” sẽ được khoan và chống ống lừng 7” x 32lb/ft đặt tại độ sâu 5.005m. Sau khi thử vỉa, ống lừng 7” sẽ được bịt lại, ống lừng 4-1/2” sẽ được hoàn thiện.

Cấu trúc ống chống điển hình cho các giếng khoan tại mỏ TGT được thể hiện trong **Hình 1.9**.



Giếng khoan đơn

Giếng khoan đôi



Hình 1.9 Cấu trúc ống chống điển hình cho các giếng phát triển toàn mỏ TGT

1.5.3 Chương trình dung dịch khoan

Chương trình khoan phát triển mỏ TGT điều chỉnh năm 2022 sẽ sử dụng DDK nền nước và DDK nền không nước (trong Dự án dự kiến sẽ sử dụng Neoflo 1-58 hoặc tương đương đáp ứng quy định pháp luật) cho các đoạn thân giếng khác nhau:

- Dung dịch nước biển và Hi-Vis pre-hydrated gel (PHG) sweeps sẽ được sử dụng cho đoạn thân giếng 42” và 26”. Dung dịch khoan đã được sử dụng cho đoạn thân giếng này sẽ tuần hoàn lên đáy biển. Trước khi chống ống, dung dịch khoan PHG sẽ được bơm vào đoạn thân giếng này.
- Đoạn thân giếng 16” được khoan bằng nước biển, chất guar gum có độ nhớt cao và PHG. Trước khi chống ống, dung dịch khoan PHG sẽ được bơm vào đoạn thân giếng trên 16”. Tốc độ tuần hoàn dung dịch cao sẽ đảm bảo hiệu quả làm sạch thân giếng và ngăn ngừa hiện tượng kẹt cần khoan một cách tối ưu.
- Hệ dung dịch khoan nền không nước (Synthetic Oil Based Mud - SBM) sẽ được sử dụng cho đoạn thân giếng 12-1/4” để ổn định thân giếng, giảm rủi ro kẹt cần khoan, hỗ trợ điều khiển hướng khoan và tăng tốc độ khoan. Trong trường hợp điều kiện kỹ thuật cho phép với giếng đơn giản, có thể xem xét dùng hệ dung dịch khoan nền nước có tỷ trọng từ 9,3 ppg đến 11,5 ppg.
- Thân giếng 8-1/2” sẽ được khoan xuyên qua các vỉa mục tiêu chính bao gồm tầng Lower Bach Ho 5.1 & 5.2 và tầng Oligocene C. Hệ dung dịch khoan nền không nước (SBM) tương tự như ở đoạn thân giếng 12-1/4” sẽ được sử dụng trong đoạn thân giếng 8-1/2” để giảm thiểu các vấn đề phát sinh: phản ứng thành

hệ qua đoạn mở lỗ, cũng như tăng khả năng bôi trơn để giảm mô-men xoắn và kéo cũng như hỗ trợ rất nhiều trong các hoạt động triển khai chống ống và ống lừng khai thác.

- Đối với các giếng áp suất cao, dung dịch khoan nền không nước được xem xét sử dụng tại tầng Lower Bach Ho 5.1 và trọng lượng dung dịch khoan sẽ được tăng dần lên theo yêu cầu (các đoạn thân giếng 12-1/4”, 8-1/2”, 8-3/8” & 6”). Quản lý áp lực khoan cũng được thực hiện cho đoạn thân giếng 12-1/4” & 8-3/8” của giếng TGT-H5-Infill2 (HPHT).

Chi tiết về các hệ dung dịch khoan nền nước và nền không nước sử dụng cho các giếng khoan được thể hiện ở bảng sau:

Bảng 1.15 Mô tả hệ dung dịch khoan nền nước

Kích thước thân giếng	Hệ DDK	Thành phần dung dịch khoan	Thể tích DDK (m ³)
42”	Đã thực hiện ở giai đoạn trước		
16”	Nền nước	Biosafe, Caustic Soda, Xanplex D, PHPA, KCL, Chek Loss Plus, Max Guard XPR, Soda Ash.	850
12-1/4”	Nền nước	Barite, Biosafe, Caustic Soda, Xanplex D, PHPA, KCL, Chek Loss Plus, Max Guard XPR, Soda Ash, CaCO ₃ .	320
8-1/2”	Nền nước	Barite, Biosafe, Caustic Soda, Xanplex D, PHPA, KCL, Chek Loss Plus, Max Guard XPR, Soda Ash, CaCO ₃ , Graphite.	250
Hoàn thiện	Nền nước	Biosafe, Brine Pac 3N1, Mil, RX-03X, Xanplex D, Noxigen XT.	250

Bảng 1.16 Mô tả hệ dung dịch khoan nền nước và nền không nước

Kích thước thân giếng	Hệ DDK	Thành phần dung dịch khoan	Thể tích DDK (m ³)
42”	Đã thực hiện ở giai đoạn trước		
26”	Nền nước	Barite, Bentonite, Biosafe, Caustic Soda, Xanplex D, Soda Ash.	800
16”	Nền nước	Barite, Biosafe, Caustic Soda, Xanplex D, PHPA LV, KCL, Chek Loss Plus, Max Guard XPR, Soda Ash, Pac LV.	850
12-1/4”	Nền không	NEOFLO 1-58, EPI-MUL 4080, EPI-TEC 4055, Carbo-Gel II, Ova-Trol, CaCl ₂ , Lime, Check-	500

Kích thước thân giếng	Hệ DDK	Thành phần dung dịch khoan	Thể tích DDK (m ³)
	nước	Loss Plus, Magma-Trol, CaCO ₃ F.	
8-1/2”	Nền không nước	NEOFLO 1-58, EPI-MUL 4080, EPI-TEC 4055, Carbo-Gel II, Ova-Trol, CaCl ₂ , Lime, Check-Loss Plus, Magma-Trol, CaCO ₃ F, Graphite,	60
6”	Nền không nước	NEOFLO 1-58, EPI-MUL 4080, EPI-TEC 4055, Carbo-Gel II, Ova-Trol, CaCl ₂ , Lime, Check-Loss Plus, Magma-Trol, CaCO ₃ F.	50
Hoàn thiện	Nền nước	Biosafe, Brine Pac 3N1, RX-03X, Xanplex D, Noxigen XT.	200

Nguồn: HLJOC, 2022

1.5.4 Chương trình trám xi măng

Chương trình trám xi măng tương tự như chương trình trám xi măng đã được sử dụng cho các giếng khoan trước đây của HLJOC. Xi măng loại “G” sản xuất tại Việt Nam trộn 35% bột SiO₂ sẽ được sử dụng cho công tác trám xi măng ống chống 4-1/2” hoặc 7” nhằm ngăn chặn sự giảm độ bền nén ở nhiệt độ cao của xi măng trám trong suốt thời gian hoạt động của mỏ. Tất cả các đoạn ống chống khác sẽ được trám xi măng bằng xi măng loại “G” sản xuất tại Việt Nam.

Tất cả các ống lừng có thể xoay được sẽ cung cấp các điều kiện trám xi măng tối ưu cho mục đích cách ly tầng sản phẩm. Đối với các đoạn thân giếng dài và góc xiên lớn, các định tâm cứng và chân đế ống chống có thể được thả cùng với ống chống.

Bảng 1.17 Hệ xi măng dự kiến sử dụng

Kích thước ống chống	Hệ xi măng		
	Vữa xi măng	Tỉ trọng (ppg)	Thành phần
13-3/8”	Đầu	12,5	Xi măng loại G + 0,4gps A-3L + 0,44 gps R-21LS + 0,05gps FP-9L + Nước biển @ 12,5 ppg.
	Đuôi	15,8	Xi măng loại G + 0,15gps CD-33L + 0,07gps R-21LS + 0,05gps FP-9L + Nước biển @ 15,8 ppg.
9-5/8”	Đầu	12,5	Xi măng loại G + 1,1 gps BJ-Ultra + 0,15 gps CD-33L + 0,14 gps R-21LS + 0,05 gps FP-9L + Nước biển @ 12,5 ppg.
	Đuôi	15	Xi măng loại G + 0,47 gps BJ-Ultra + 0,35 gps CD-33L + 0,05 gps R-21LS + 0,05 gps FP-9L + Nước biển @ 15 ppg

4-1/2”	Đầu/Đuôi	15	Xi măng loại G + 35% S-8 bwoc + 1,3 gps BA-58L + 0,2 gps BJ-Ultra + 1,0 gps FL-66L + 0,40 gps CD-33L+ 0,06 gps R-21LS + 0,05 gps FP-9L + Nước biển @ 15,0 ppg.
--------	----------	----	--

Nguồn: HLJOC, 2022

1.5.5 Thử vỉa

Hoạt động thử vỉa sẽ được tiến hành cho giếng TGT-H5W AP, để đánh giá khả năng khai thác dầu khí tại khu vực này, và cũng để phân tích các dòng sản phẩm thu được. Dự tính thời gian thử vỉa là 14 ngày (7 ngày/lần x 2 lần (7 days /DST x 2 DSTs.)). Ước tính lượng đốt thử vỉa khoảng 2000 thùng dầu/ngày (2000 BOPD) và 2 triệu bộ khối khí/ngày (2 mscf/D).

1.6 TIẾN ĐỘ, TỔNG MỨC ĐẦU TƯ, TỔ CHỨC QUẢN LÝ VÀ THỰC HIỆN DỰ ÁN

1.6.1 Tiến độ Dự án

Kế hoạch dự kiến khoan và đưa vào khai thác của Dự án được trình bày trong bảng sau.

Bảng 1.18 Kế hoạch khoan và khai thác dự kiến

STT	Mốc hoạt động	Thời gian (ngày)	Thời điểm khoan dự kiến	Đưa vào khai thác
1.	Giếng thứ nhất tại giàn H1	35	12/2023	Ngay sau khi hoạt động khoan chấm dứt
2.	Giếng thứ hai tại giàn H5	37	01/2023	
3.	Giếng thứ ba tại giàn H5	37	02/2023	
4.	Giếng thứ tư tại giàn H4	36	03/2023	
5.	Giếng thứ năm TGT-H5W AP (*)	64	08/2023	-

Nguồn: HLJOC, 2022

Ghi chú:

- Kế hoạch khoan sẽ thay đổi theo tình hình thực tế.
- (*): Giếng khoan thăm lượng. Thời gian khoan đã bao gồm cả thời gian thử vỉa.

1.6.2 Tổng mức đầu tư

Vốn đầu tư và ngân sách dành cho công tác bảo vệ môi trường được tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 1.19 Vốn đầu tư và ngân sách dành cho công tác bảo vệ môi trường

Hạng mục	Chi phí	
	Tỷ đồng	Triệu USD
Tổng chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX) của Dự án	1931,78	82,13
• Chi phí cho công tác khoan 4 giếng mới và 1 giếng thăm lượng	1931,78	82,13
Tổng ngân sách cho công tác bảo vệ môi trường	4,9	0,2

Ghi chú: 1 USD = 23.521 VND

Tất cả kinh phí phục vụ công tác phát triển toàn mỏ TGT cũng như công tác bảo vệ môi trường cho Dự án đều được trích từ nguồn kinh phí hoạt động của HLJOC.

1.6.3 Tổ chức quản lý và thực hiện dự án

Công ty HLJOC với tổng cộng hơn 100 nhân viên làm việc chủ yếu ở văn phòng chính tại Tp. Hồ Chí Minh và căn cứ hậu cần ở Vũng Tàu với chức năng chính là các hoạt động nghiên cứu địa vật lý, quản lý mỏ, điều hành và quản lý các nhà thầu trong các hoạt động khoan, dự án phát triển mỏ và khai thác dầu khí.

Về thực hiện dự án phát triển mỏ TGT điều chỉnh, cơ cấu tổ chức như sau:

- Phòng Địa chất và địa vật lý sẽ nghiên cứu, xác định trữ lượng, xác định sản lượng khai thác dầu khí hàng năm, xác định vị trí giếng khoan, quản lý mỏ;
- Đội quản lý dự án PTTM TGT của HLJOC;
- Đối với hoạt động khoan, một giàn khoan (sức chứa tối đa 150 người) và hai tàu dịch vụ với tổng số người làm việc ngoài khơi cao nhất là 180 người.
- Trong giai đoạn khai thác, các hoạt động vận hành và bảo trì/ bảo dưỡng các giàn đầu giếng và FPSO Armada TGT1 sẽ do nhà thầu Vietsovpetro đảm nhiệm.
- Căn cứ hậu cần phục vụ cho chiến dịch khoan và các hoạt động khai thác mỏ TGT sẽ nằm tại căn cứ của HLJOC tại Vũng Tàu gồm 5 thành viên.
- Khu vực lưu trữ vật liệu và kho phục vụ cho các hoạt động của HLJOC trong suốt thời gian thực thi dự án cũng được bố trí tại Vũng Tàu. Các phụ kiện thay thế hoặc các vật liệu cần thiết cho hoạt động của HLJOC sẽ được lưu trữ và bảo quản tại các kho bãi này nhằm đảm bảo sẵn sàng cung cấp và bảo đảm chất lượng.

Tất cả các nhân viên chính vận hành thiết bị ngoài khơi sẽ phải có hồ sơ về quá trình lịch sử bản thân theo định hướng kết quả công việc chuyên môn và tính hiệu quả trong công việc theo đúng chức năng được giao. Người được tuyển dụng cần có một vài năm kinh nghiệm làm việc trong các nhà thầu về lĩnh vực liên quan. Qua

hướng tiếp cận này, HLJOC sẽ đảm bảo hiệu quả tối ưu trong công tác an toàn, trong hoạt động khoan cũng như trong hoạt động khai thác trong suốt thời gian thực thi Dự án. HLJOC tiếp tục đào tạo và nâng cao chất lượng và tay nghề cho đội ngũ các nhân viên. Tất cả các nhân viên sẽ được huấn luyện theo các yêu cầu được xác định trong kế hoạch quản lý ATSKMT.

CHƯƠNG 2.

ĐIỀU KIỆN TỰ NHIÊN, KINH TẾ - XÃ HỘI VÀ HIỆN TRẠNG MÔI TRƯỜNG KHU VỰC DỰ ÁN

Để làm cơ sở cho đánh giá tác động môi trường, đề xuất các biện pháp giảm thiểu và quản lý/giám sát môi trường, chương này sẽ đề cập chi tiết các thông tin về điều kiện tự nhiên, điều kiện kinh tế - xã hội và hiện trạng môi trường tại khu vực thực hiện dự án theo đúng hướng dẫn của Nghị định 08/2022/NĐ-CP ngày 10 tháng 1 năm 2022 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Bảo vệ môi trường và Thông tư 02/2022/TT-BTNMT quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường.

- Điều kiện tự nhiên: Đặc điểm địa hình và địa chất đáy biển, khí tượng thủy văn và các hiện tượng thiên tai đặc biệt.
- Điều kiện kinh tế - xã hội: Đặc điểm tuyến hàng hải, hoạt động đánh bắt và hiện trạng các công trình dầu khí tại khu vực dự án và vùng phụ cận có khả năng ảnh hưởng do hoạt động triển khai dự án bình thường. Ngoài ra, trong phần này sẽ trình bày tóm tắt các hoạt động nuôi trồng thủy sản, hoạt động du lịch và các khu bảo tồn/các khu vực nhạy cảm của các tỉnh ven biển từ Bình Thuận đến Bà Rịa-Vũng Tàu, nơi có khả năng bị ảnh hưởng trong trường hợp xảy ra sự cố tràn dầu.
- Hiện trạng môi trường và tài nguyên sinh vật: Chất lượng nước biển, chất lượng trầm tích biển, đa dạng quần xã động vật đáy, hiện trạng các ngư trường, hiện trạng nguồn lợi sinh học và các loài sinh vật quý hiếm cần được bảo vệ.

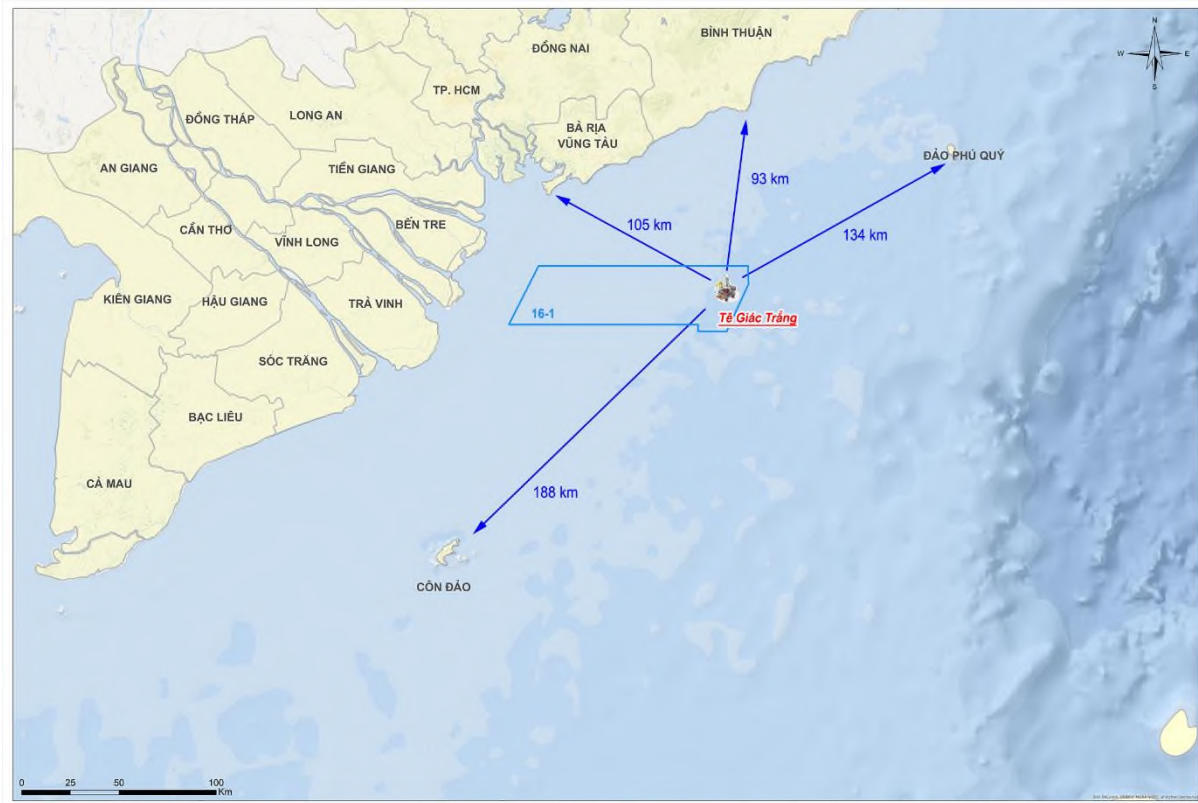
2.1 ĐIỀU KIỆN TỰ NHIÊN, KINH TẾ - XÃ HỘI

2.1.1 Điều kiện tự nhiên khu vực dự án

2.1.1.1 Điều kiện về địa lý, địa chất

Mỏ Tê Giác Trắng (TGT) nằm trong vùng biển ngoài khơi Đông Nam Việt Nam, thuộc Lô 16-1 trong bồn trũng Cửa Long, cách Bà Rịa – Vũng Tàu khoảng 105km, cách mũi Kê Gà (tỉnh Bình Thuận) khoảng 93km, cách các đảo Phú Quý, Côn Đảo lần lượt 134km và 188km. Độ sâu mực nước tại khu vực mỏ TGT khoảng 42 - 43 m.

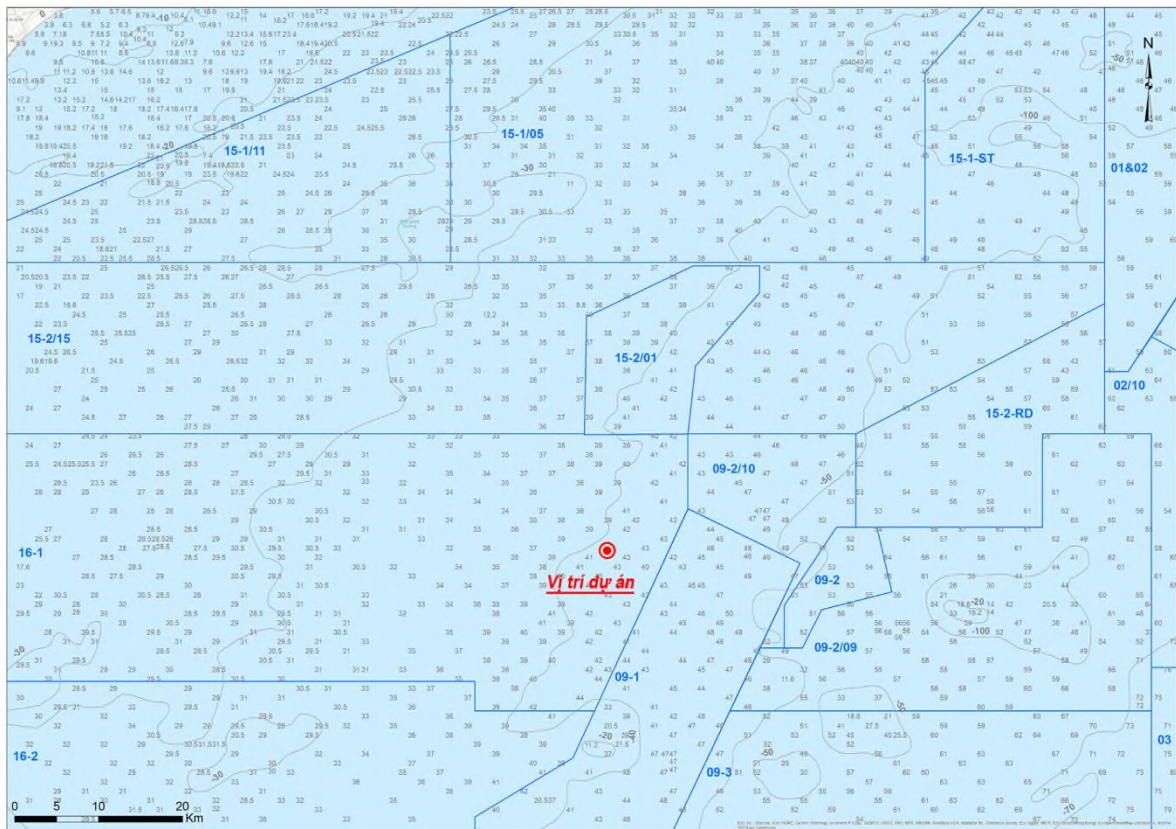
Vị trí Dự án Phát triển mỏ TGT và khoảng cách đến các khu vực lân cận được thể hiện trong **Hình 2.1**.



Hình 2.1 Vị trí dự án mở Tê Giác Trắng

2.1.1.1.1 Đặc điểm địa hình đáy biển

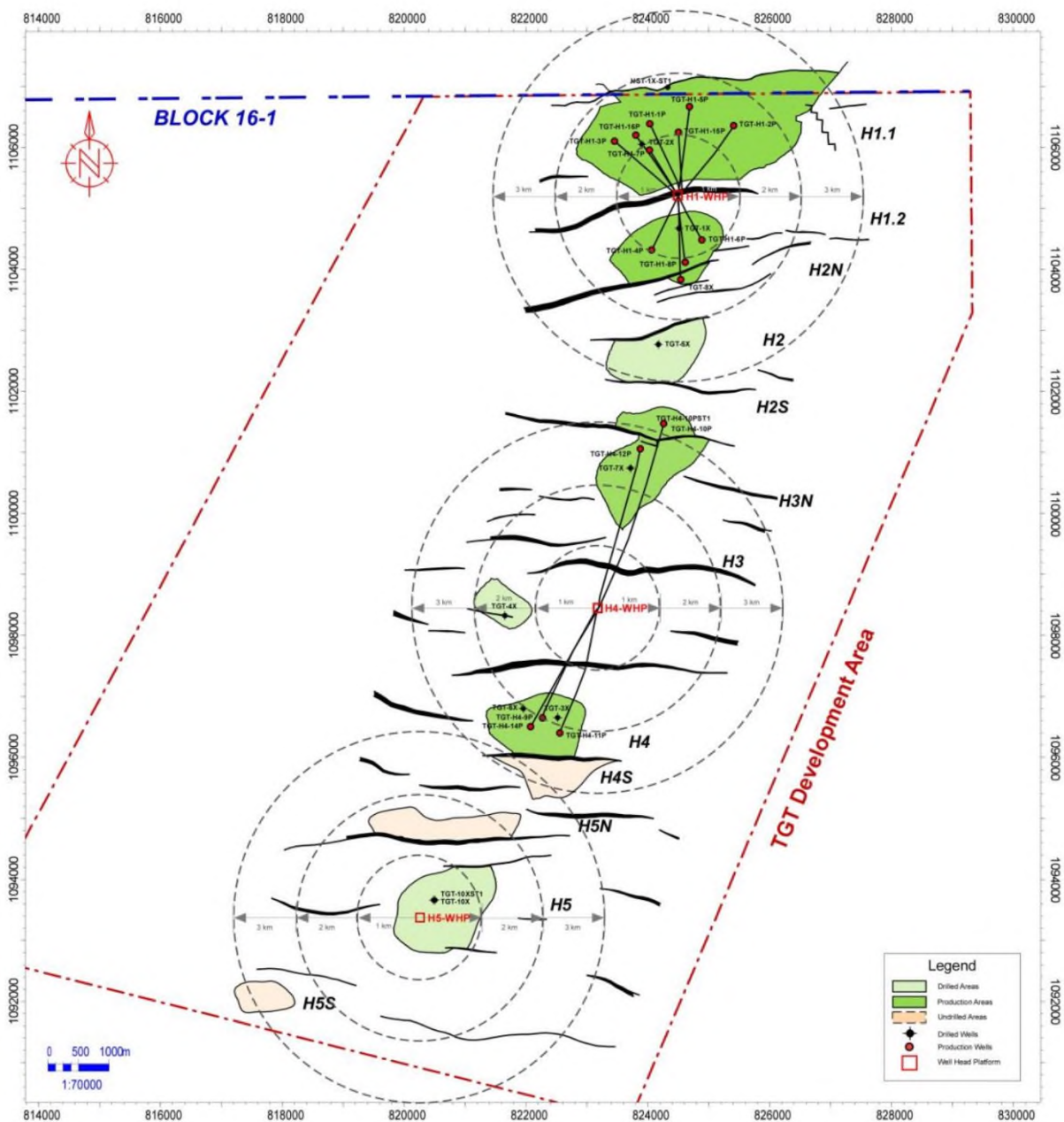
Khu vực ngoài khơi thuộc Lô 16-1 nằm trong vùng bằng phẳng và rộng lớn của thềm lục địa Việt Nam, có độ dốc khoảng 2^0 . Trên bề mặt đáy biển có nhiều lòng kênh, bãi nông, đồi cạn, đồi ngầm và sườn dốc; có hướng Tây Bắc – Đông Nam và sau đó chuyển hướng sang Tây Nam – Đông Bắc. Độ sâu mực nước biển ở vùng mỏ TGT thuộc Lô 16-1 là 41-43m. Trầm tích đáy biển là cát mịn đến Trung bình, đôi chỗ có những chỗ lồi do tác động của các hoạt động đánh bắt trong khu vực.



Hình 2.2 Độ sâu đáy biển khu vực dự án

2.1.1.1.2 Đặc điểm địa chất đáy biển

Mỏ Tê Giác Trắng bao gồm một chuỗi cấu tạo chứa dầu khí tách biệt, không liên thông nhau bởi các đứt gãy hướng Đông - Tây và có đặc điểm địa chất tương tự nhau. Các phát hiện dầu thương mại nằm trong hai đối tượng chứa chính là hệ tầng Bạch Hổ (tuổi Miocene sớm) và hệ tầng Trà Tân (tuổi Oligocene muộn). Đến nay, dầu của mỏ TGT đã được xác định chứa trong 7 triển vọng riêng biệt, theo hướng từ Bắc xuống Nam: H1.1 (TGT-2X), H1.2 (TGT-1X), H2 (TGT-5X), H3N (TGT-7X) và H4 (TGT-3X, TGT-6X) và H5 (TGT-10X/TGT-10XST1). Đặc điểm địa chất các tầng chứa dầu trong mỏ Tê Giác Trắng rất phức tạp, các tích tụ bao gồm các cụm vỉa chứa đơn phân lớp mỏng xen kẽ, tách biệt nhau theo chiều thẳng đứng.



Nguồn: HLJOC, 2019 [1]

Hình 2.3 Bản đồ các đứt gãy tại khu vực mỏ Tê Giác

2.1.1.2 Điều kiện về khí hậu, khí tượng

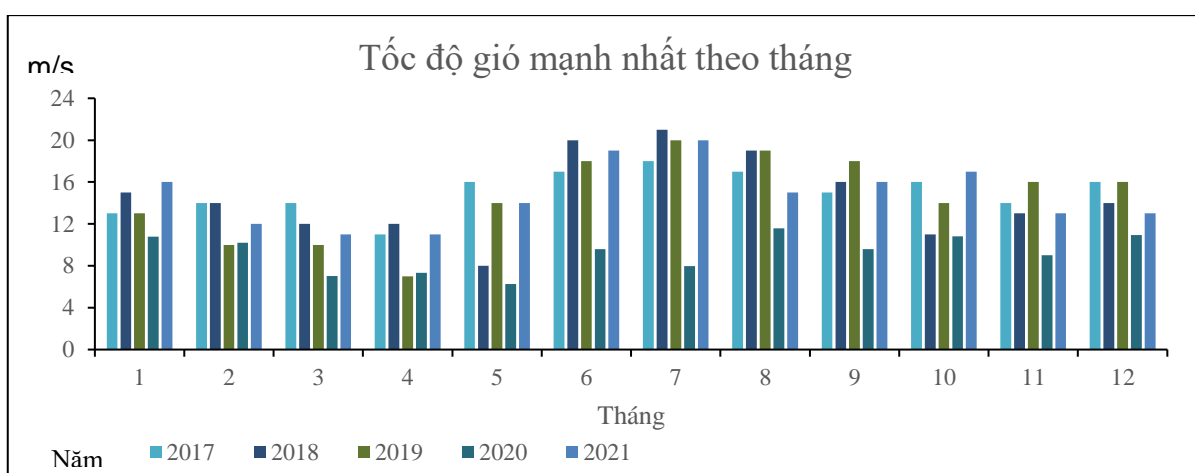
Như đã đề cập ở **Hình 2.1**, trạm khí tượng Phú Quý có vị trí gần khu vực mỏ TGT nhất, khoảng 134km. Do đó, dữ liệu tại trạm khí tượng Phú Quý [2] sẽ được sử dụng để mô tả điều kiện khí tượng đặc trưng của khu vực dự án.

2.1.1.2.1 Gió

Khu vực dự án nói riêng, vùng biển ngoài khơi Việt Nam nói chung có các thời kỳ gió mùa chính như sau:

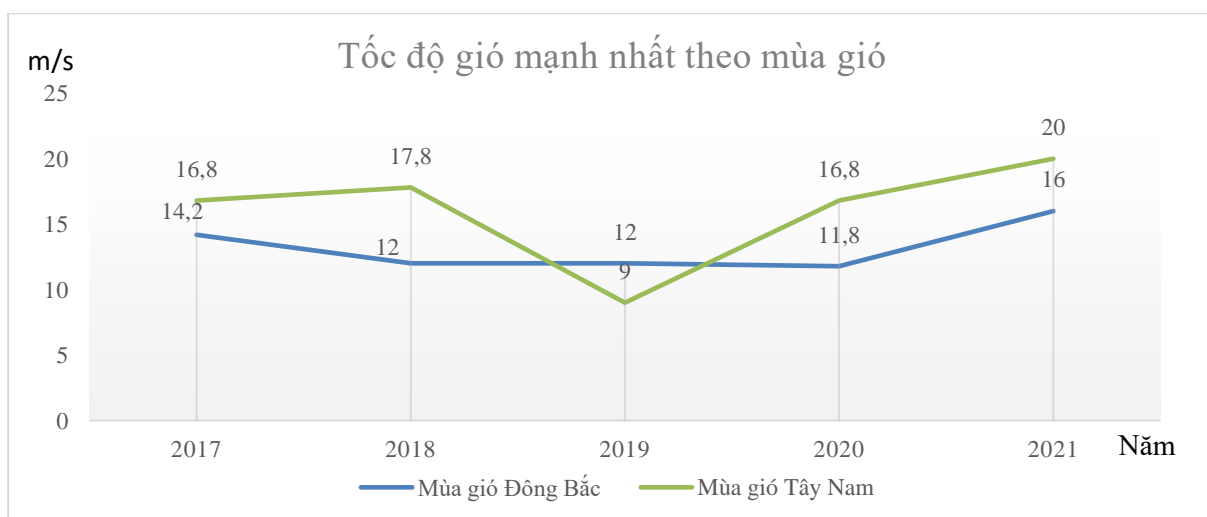
- Mùa gió Đông Bắc thường từ tháng 11 đến tháng 3 năm sau với hướng gió phổ biến nhất từ hướng Bắc, Đông Bắc.
- Mùa gió Tây Nam từ tháng 5 đến tháng 9 với hướng gió phổ biến nhất là hướng Tây, Tây Nam.
- Giai đoạn chuyển mùa giữa hai thời kỳ gió mùa thường diễn ra vào khoảng tháng 4 và tháng 10 hàng năm có vận tốc và hướng gió không ổn định.

Mùa gió Tây Nam có tốc độ gió mạnh hơn so với mùa gió Đông Bắc với tốc độ gió mạnh nhất theo tháng dao động trong khoảng 8 – 22 m/s. Tốc độ gió thống kê được qua các năm thay đổi không theo quy luật nhưng nhìn chung có xu hướng tăng trong giai đoạn khảo sát 2017–2021. Thống kê hướng và tốc độ gió ở trạm khí tượng Phú Quý, đặc trưng cho khu vực dự án được thể hiện ở các hình và bảng sau.



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.4 Tốc độ gió mạnh nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017-2021)



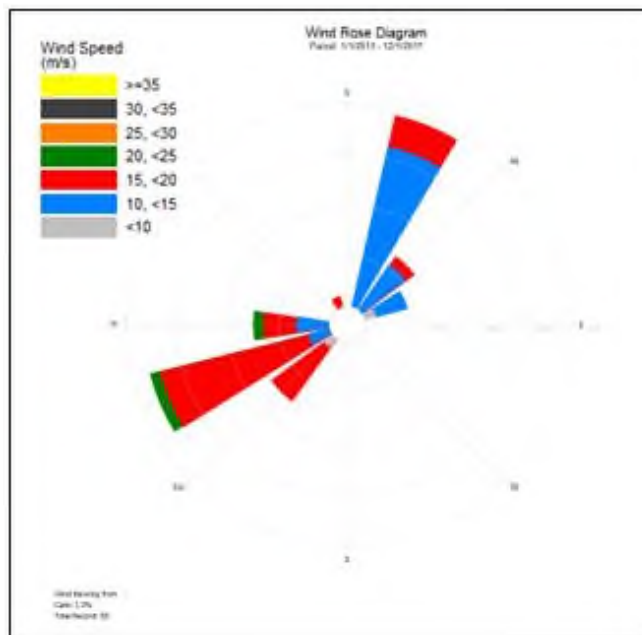
Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.5 Trung bình tốc độ gió mạnh nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017-2021)

Bảng 2.1 Hướng gió chính tại trạm khí tượng Phú Quý (2017-2021)

Năm	Tháng											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017	BĐB	BĐB	BĐB	BĐB	TTN	TTN	TTB	TTN	TTN	TTN	TTN	BĐB
2018	BĐB	BĐB	BĐB	ĐB	TN	T	TTB	TTN	TTN	BĐB	BĐB	BĐB
2019	ĐB, BĐB	BĐB, ĐB	BĐB	Đ, BĐB	T	TTN, T	TN	T, TN	TTN	NTN	TTN	BĐB
2020	BĐB	BĐB	NĐN	BĐB	TTN	TTN, T	TTN, T	TN, T	TN, TTN	TTN, ĐB	BĐB, ĐB	BĐB, ĐB
2021	BĐB	BĐB, ĐB	ĐB, BĐB	TN, ĐB	ĐĐB, TTB-TTN	TTN, T	TTN, T	TTN, TN	TN, BĐB	TN, BĐB	BĐB	BĐB

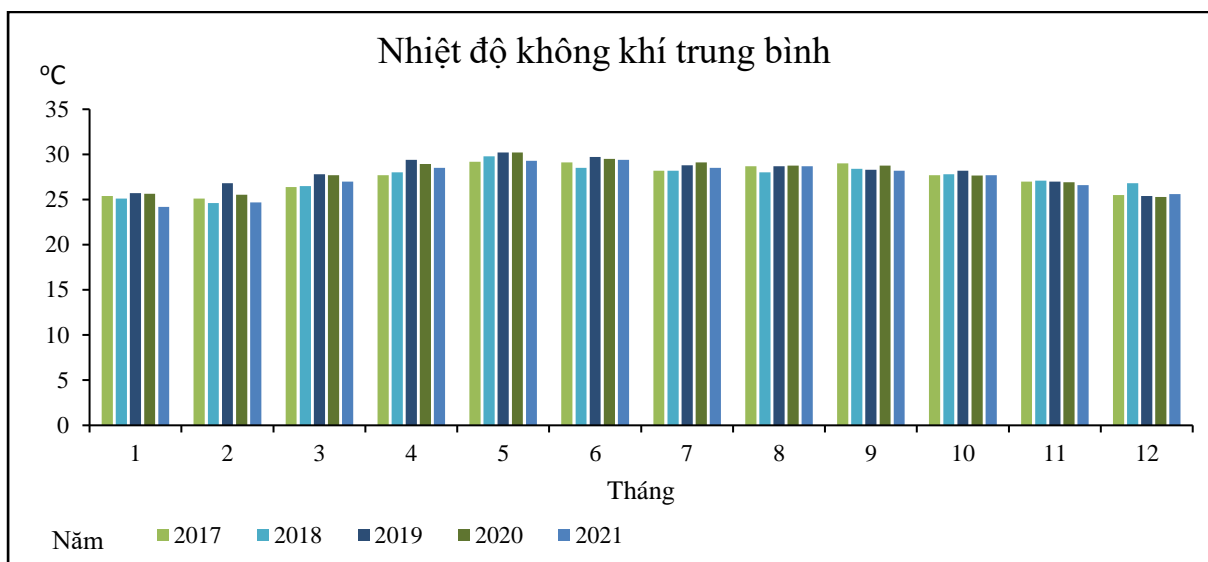
Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].
 Ghi chú: T – Tây, Đ – Đông, N – Nam, B – Bắc



Hình 2.6 Hoa gió khu vực trạm khí tượng Phú Quý

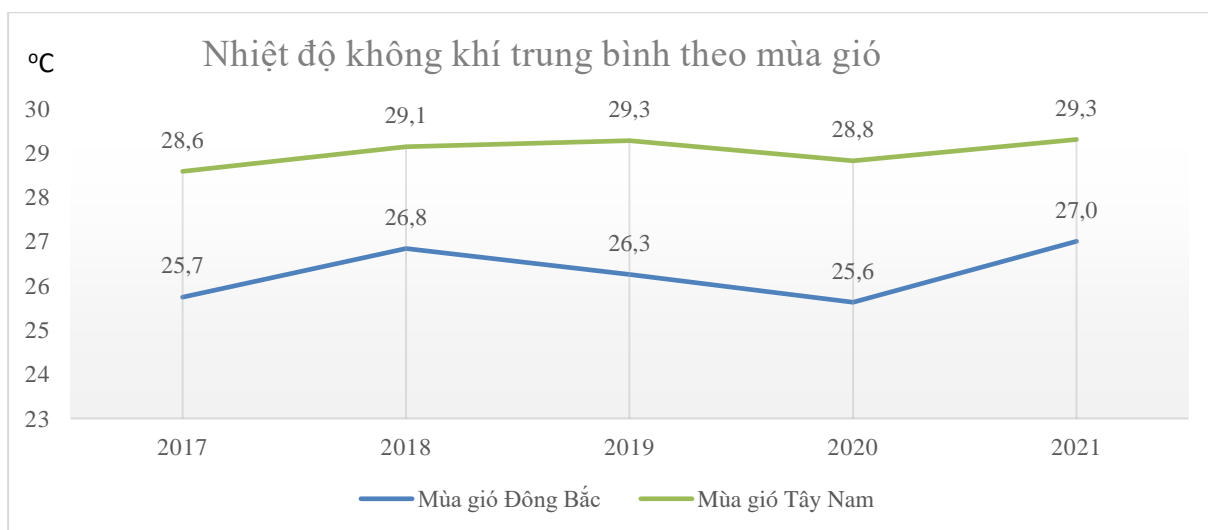
2.1.1.2.2 Nhiệt độ không khí

Số liệu thống kê về nhiệt độ không khí Trung bình hàng tháng ghi nhận được tại trạm khí tượng Phú Quý giai đoạn 2017 – 2021 dao động trong khoảng 24,2 – 30,1°C. Nhiệt độ không khí thường thấp trong suốt thời kỳ gió mùa Đông Bắc (từ tháng 11 đến tháng 3 năm sau) với khoảng nhiệt độ Trung bình dao động trong khoảng 25,6 – 26,8°C và cao trong thời kỳ gió mùa Tây Nam (từ tháng 5 đến tháng 9) với khoảng nhiệt độ Trung bình dao động trong khoảng 28,6 – 29,3°C. Nhiệt độ không khí Trung bình cao nhất rơi vào tháng 5 với giá trị dao động khoảng $29,7 \pm 0,4^\circ\text{C}$, nhiệt độ không khí Trung bình thấp nhất thường rơi vào thời điểm từ tháng 12 đến tháng 2 năm sau với giá trị thay đổi trong khoảng $25 \pm 0,4^\circ\text{C}$.



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.7 Nhiệt độ không khí Trung bình tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)

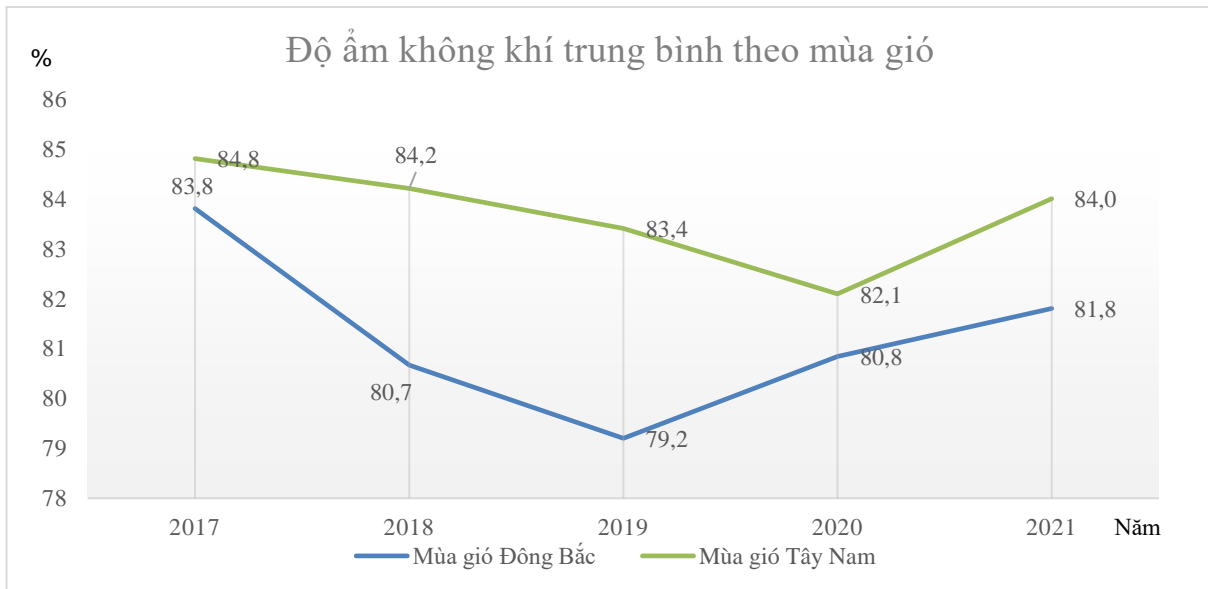


Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.8 Nhiệt độ không khí Trung bình theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)

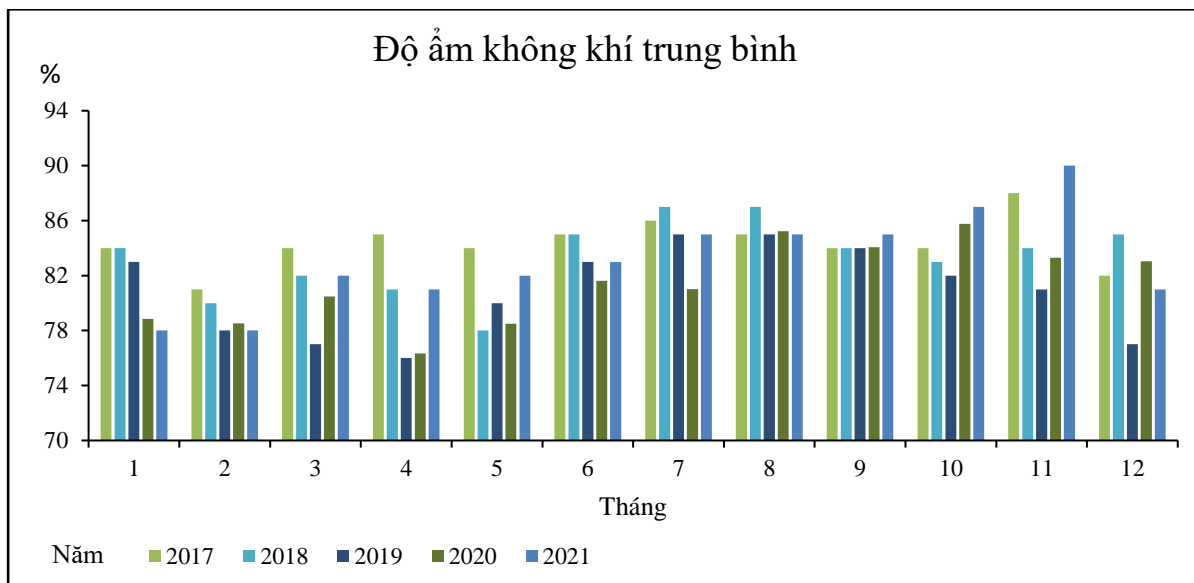
2.1.1.2.3 Độ ẩm không khí

Khu vực dự án có độ ẩm không khí cao và ít thay đổi trong năm. Trong giai đoạn 2017 – 2021, theo số liệu ghi nhận được tại trạm khí tượng Phú Quý, độ ẩm không khí Trung bình tháng dao động trong khoảng $83 \pm 3\%$. Nhìn chung, vào thời kỳ gió mùa Tây Nam, khu vực dự án có độ ẩm cao hơn so với thời kỳ gió mùa Đông Bắc. Tuy nhiên độ ẩm không khí vào hai mùa gió không có sự chênh lệch đáng kể. Thống kê về độ ẩm không khí tại trạm khí tượng Phú Quý giai đoạn 2017 – 2021 được thể hiện như các hình sau.



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.9 Độ ẩm không khí Trung bình theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

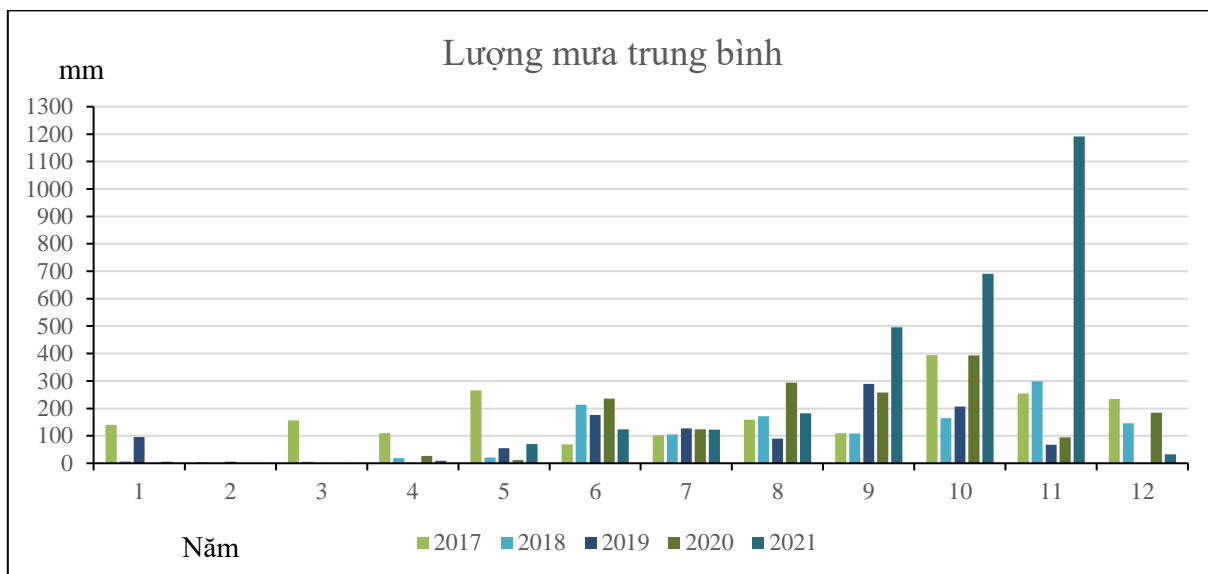
Hình 2.10 Độ ẩm không khí Trung bình tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)

2.1.1.2.4 Lượng mưa

Theo số liệu ghi nhận được tại trạm khí tượng Phú Quý, khu vực dự án có lượng mưa cao và phân mùa rõ rệt. Thời điểm có lượng mưa nhiều thường rơi vào khoảng thời gian cuối năm từ tháng 10 đến tháng 12. Vào thời điểm 4 tháng đầu năm, lượng mưa hầu như không đáng kể. Trong thời gian khảo sát 2017 – 2021, số ngày mưa vào mùa gió Đông Bắc có xu hướng tăng, số ngày mưa vào mùa gió Tây Nam không thay đổi đáng kể, nhưng nhìn chung số ngày mưa vào mùa gió Tây Nam nhiều hơn mùa gió Đông Bắc. Lượng mưa ghi nhận được vào hai mùa gió thay đổi không theo quy luật

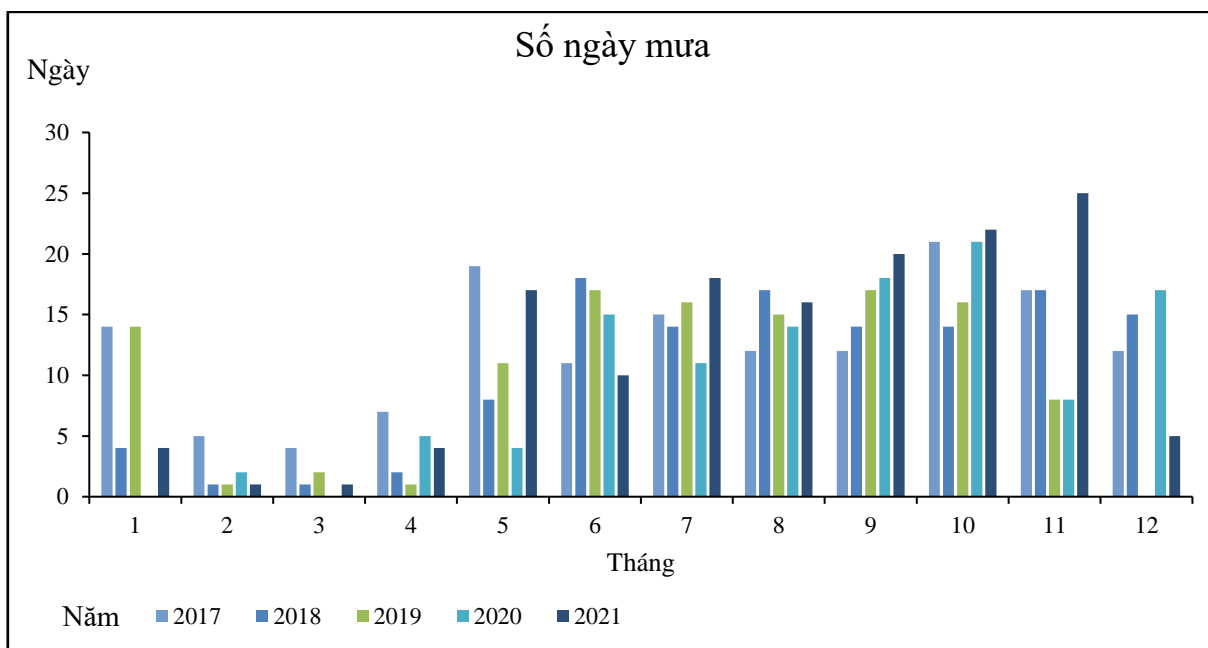
(Hình 2.13). Lượng mưa cả năm 2021 khá nhiều với tổng lượng mưa khoảng 2924 mm và Trung bình số ngày mưa trong năm khoảng 143 ngày.

Số liệu thống kê về lượng mưa và số ngày mưa theo tháng tại trạm khí tượng Phú Quý giai đoạn 2017 – 2021 được thể hiện trong các hình sau:



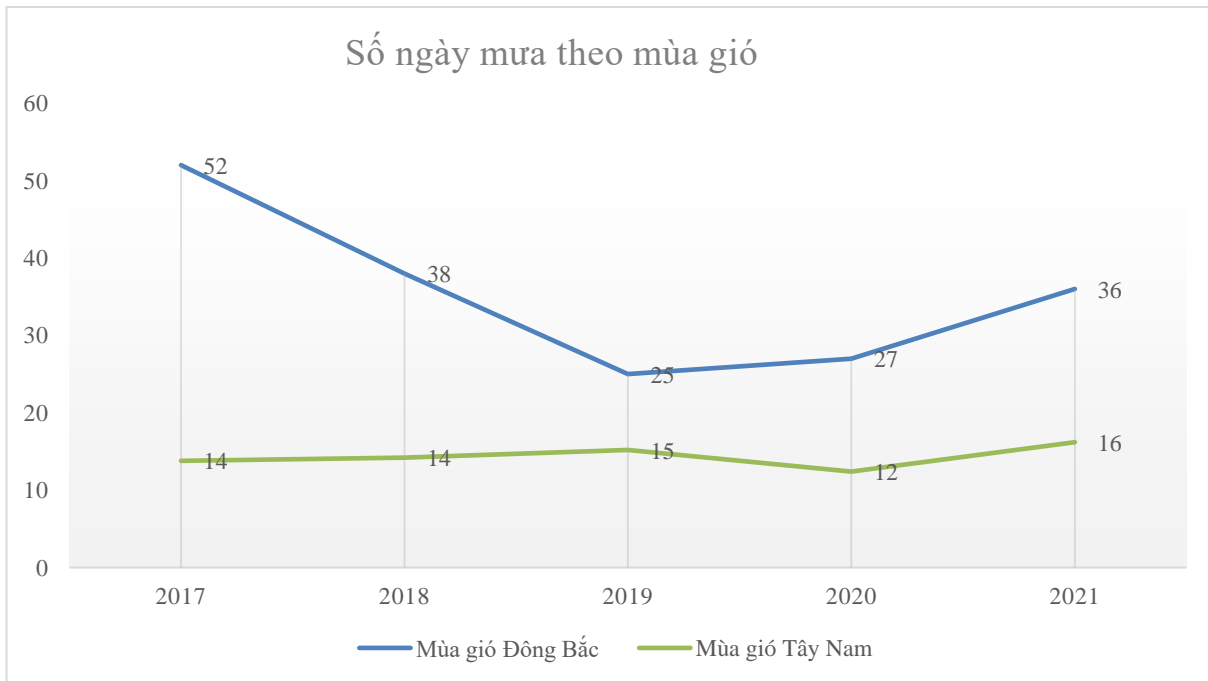
Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.11 Lượng mưa Trung bình tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)



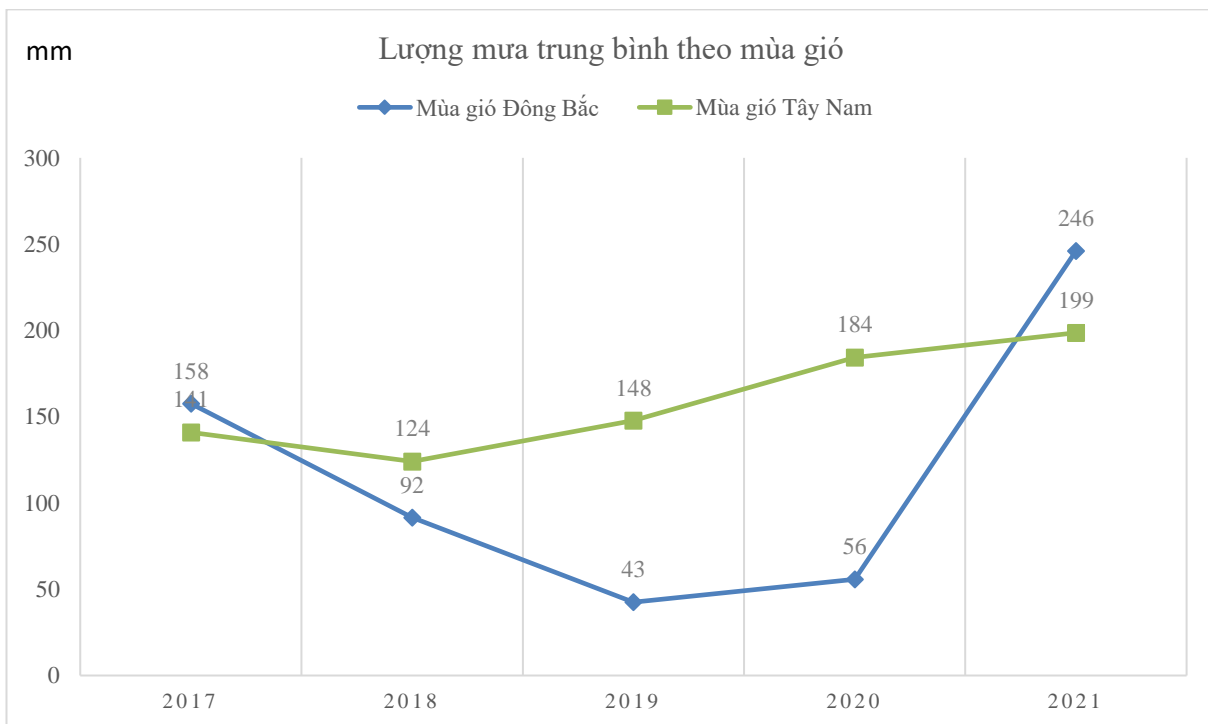
Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.12 Số ngày mưa tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2]

Hình 2.13 Số ngày mưa theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)

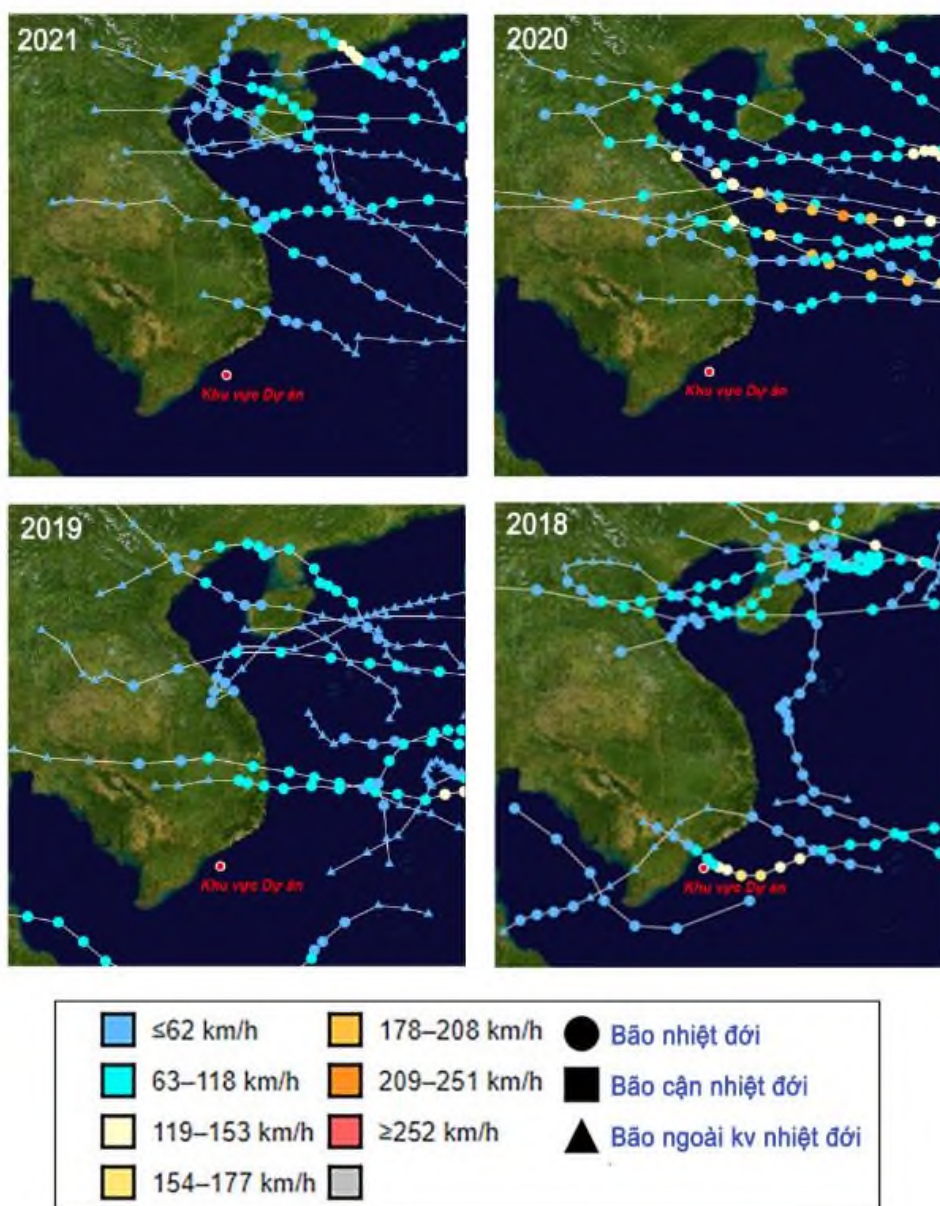


Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.14 Lượng mưa Trung bình theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021)

2.1.1.2.5 Bão và áp thấp nhiệt đới

Theo thống kê trong giai đoạn 2018 đến cuối năm 2021, bão và áp thấp nhiệt đới (ATNĐ) trong khu vực biển Đông thường xuất hiện từ tháng 7 đến tháng 2 năm sau với diễn biến khá phức tạp. Số lượng các cơn bão ảnh hưởng đến biển Đông có xu hướng tăng trong thời gian từ 2018 đến 2021, sức gió mạnh nhất gần tâm bão dao động từ cấp 6 đến cấp 12 theo phân loại thang sức gió Beaufort hay nhỏ hơn cấp 2 theo phân loại thang bão Saffir-Simpson. Bản đồ đường đi các cơn bão ảnh hưởng đến khu vực biển Đông giai đoạn 2018 đến 2021 được thể hiện như hình sau.



Nguồn: Trung tâm Cảnh báo bão liên hợp, 2021 [3].

Hình 2.15 Bản đồ đường đi của các cơn bão, ATNĐ ảnh hưởng đến khu vực biển Đông trong giai đoạn 2018 – 2021

Số liệu thống kê các cơn bão và áp thấp nhiệt đới có thể ảnh hưởng đến khu vực dự án và vùng biển Đông Nam biển Đông giai đoạn 2018 – 2021 được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 2.2 Thống kê các cơn bão và ATNĐ trên vùng biển Đông Nam Việt Nam (2018 – 2021)

Stt	Vùng bờ biển	Thời gian xuất hiện	Tên cơn bão	Cấp bão (thang sức gió Beaufort)
1.	Đà Nẵng - Khánh Hòa	04/01/2018	Bolaven (Agaton)	Cấp 8 (65km/h)
2.	Chưa vào đất liền	16/02/2018	Sanba (Basyang)	Cấp 8 (65km/h)
3.	Trung và Nam Trung bộ	09/06/2018	Ewiniar	Cấp 8 (65km/h)
4.	Nam Trung Bộ	18/11/2018	Toraji	Cấp 8 (65km/h)
5.	Nam Bộ	26/11/2018	Usagi (Samuel)	Cấp 10 (120km/)
6.	Quần đảo Trường Sa, Nam Bộ	01/01/2019	Pabuk (cơn bão số 1)	Cấp 9 (85km/giờ)
7.	Bình Định - Phú Yên	28/10/2019	Bulbul-Matmo (số 5)	Cấp 9 (95km/giờ)
8.	Phú Yên - Khánh Hòa	05/11/2019	Nakri (số 6)	Cấp 10 (120km/giờ)
9.	Nam Biển Đông	03/12/2019	Kammuri (số 7)	Cấp 12 (165km/giờ)
10.	Bình Thuận - Cà Mau	1/11/2020	Bão Goni (cơn bão số 10)	Cấp 11 (100-115km/h)
11.	Bình Định - Ninh Thuận	7/11/2020	Bão Etai (Tonyo) - Bão số 12	Cấp 9 (83km/h)
12.	Nam Biển Đông	21/12/2020	Bão Krovanh Bão số 14	Cấp 8 (60-75km/h)
13.	Nam Trung Bộ	23/09/2021	Bão Dianmu (bão số 6)	Cấp 8 (65km/h)
14.	Nam Trung Bộ	21/12/2021	Bão Rai (bão số 9)	Cấp 14-15 (165km/h)

Nguồn: Trung tâm Cảnh báo bão liên hợp, 2021 [3].

Hàng năm, khu vực biển Đông chịu ảnh hưởng khoảng 10-12 cơn bão và áp thấp nhiệt đới (ATNĐ) hoạt động. Bão thường xuất hiện từ tháng 7 đến tháng 1 năm sau. Khu vực dự án nhìn chung ít chịu ảnh trực tiếp của bão nhưng vẫn chịu tác động gián tiếp của sóng to, gió lớn có thể làm chìm và hư hỏng tàu thuyền .

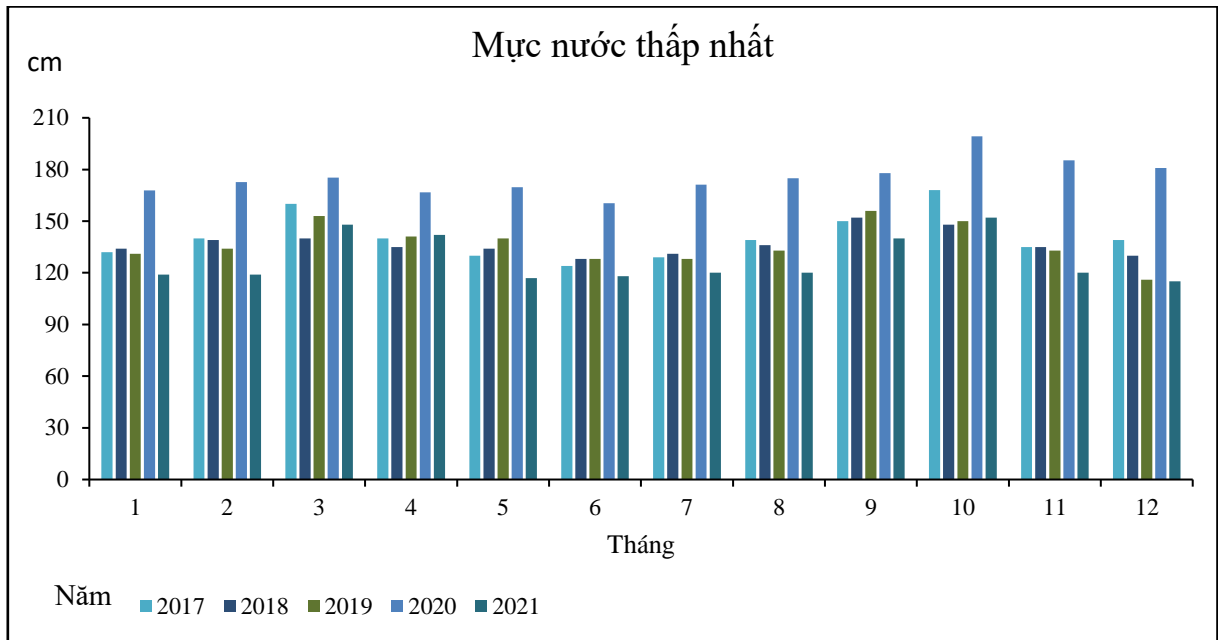
2.1.1.3 Điều kiện thủy văn, hải văn

2.1.1.3.1 Chế độ thủy triều

Thủy triều vùng biển Đông Nam Việt Nam thiên về nhật triều không đều. Đặc tính nhật triều không đều yếu dần và đặc tính bán nhật triều không đều tăng dần khi đi gần vào bờ. Tại trạm khí tượng Phú Quý, trong giai đoạn 2017 - 2021, vào thời điểm triều cường, trung bình mực nước hàng tháng ghi nhận được là $303 \pm 8,5$ cm; vào thời điểm triều thấp, trung bình mực nước hàng tháng ghi nhận được là $129 \pm 16,6$ cm. Nhìn

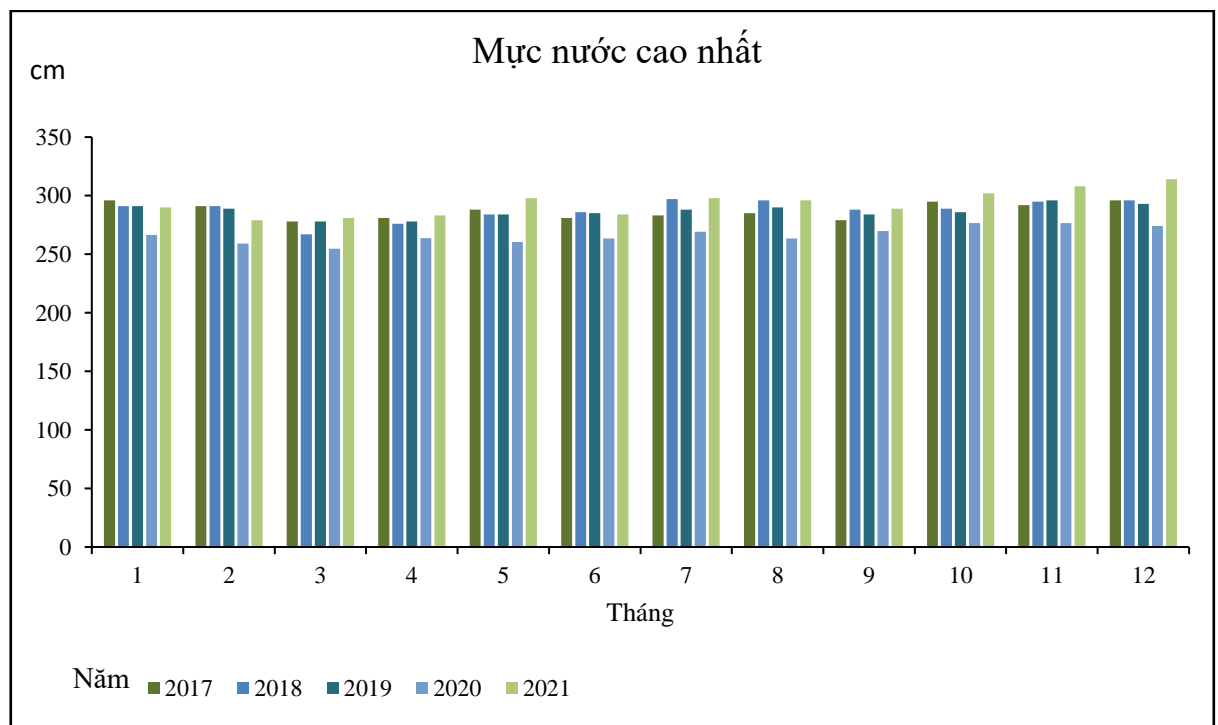
chung, mực nước vào mùa gió Đông Bắc cao hơn mực nước vào mùa gió Tây Nam khoảng gấp rưỡi.

Số liệu thống kê mực nước triều tại trạm khí tượng Phú Quý giai đoạn 2017 - 2021 được trình bày trong các hình sau.



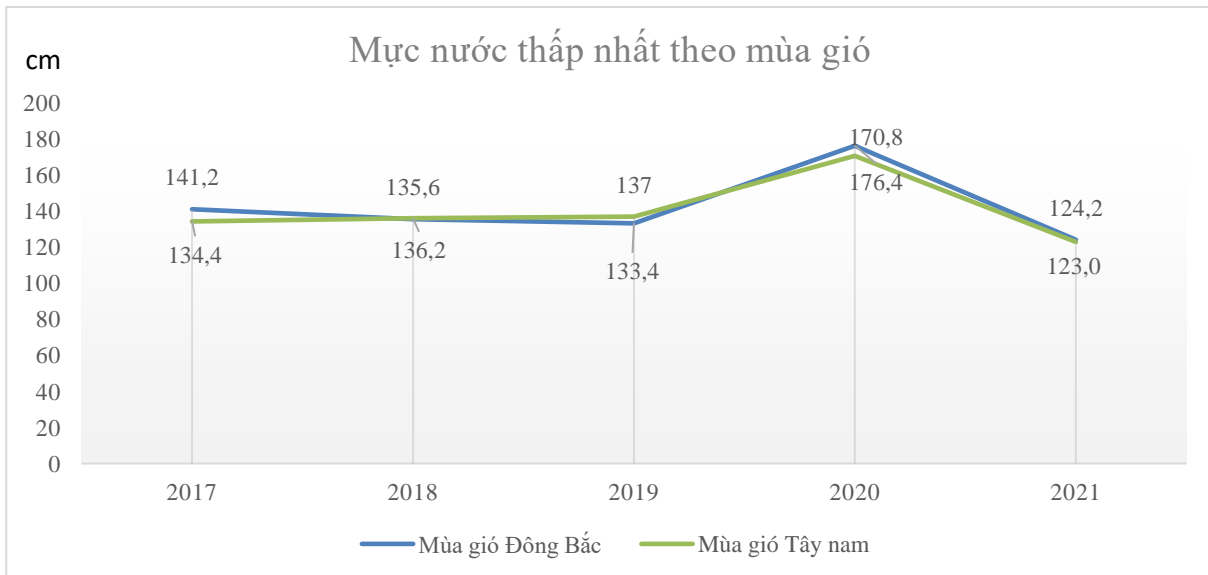
Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.16 Mực nước thấp nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021).



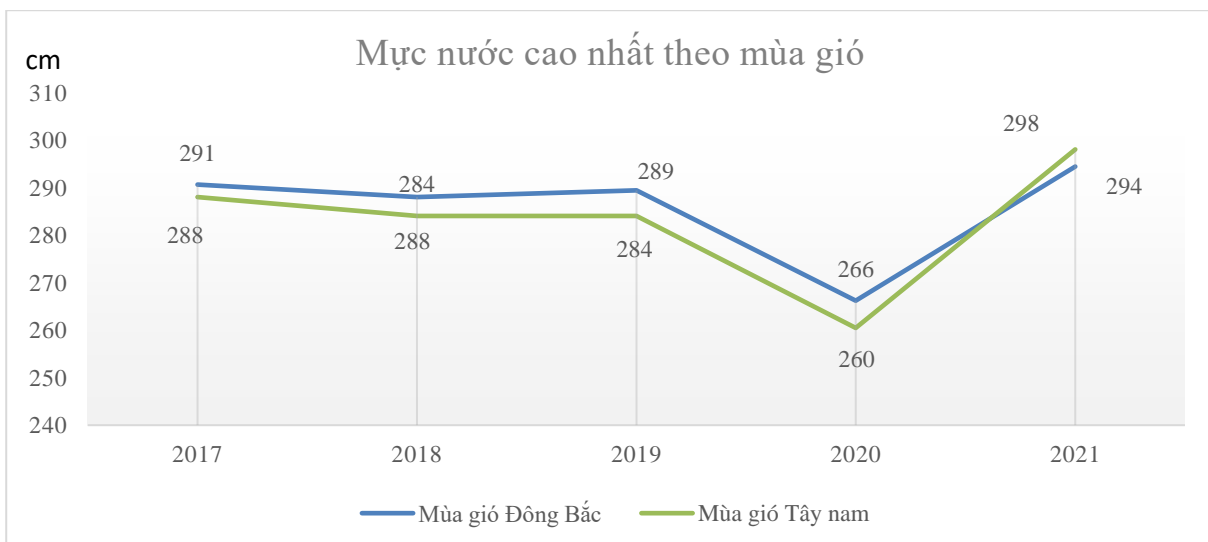
Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.17 Mực nước cao nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.18 Mức nước thấp nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 - 2021).



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.19 Mức nước cao nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)

2.1.1.3.2 Dòng chảy

Theo tài liệu “Đặc điểm khí tượng thủy văn ngoài khơi từ Đà Nẵng tới Kiên Giang” (Lê Thị Xuân Lan, 10/2004), dòng chảy quan sát được trong khu vực dự án là sự kết hợp của dòng triều dưới tác dụng của gió. Gió mùa Đông Bắc thường mạnh hơn và ảnh hưởng lên dòng chảy lớn hơn gió mùa Tây Nam. Trong thời kỳ giao mùa, dòng chảy thường yếu và luôn thay đổi hướng.

Tham khảo kết quả nghiên cứu về đặc điểm dòng chảy tại khu vực mô Tê Giác Trắng cho thấy, dòng chảy tầng mặt và tầng giữa chịu ảnh hưởng nhiều của hướng gió, đặc biệt là vào mùa gió Đông Bắc. Do đó, tốc độ dòng chảy có hướng trùng hướng gió mùa thường mạnh hơn các dòng hướng khác. Thống kê tốc độ dòng chảy tại khu vực Dự án trình bày trong **Bảng 2.3**.

Bảng 2.3 Tốc độ dòng chảy cực đại tại khu vực mô Tê Giác Trắng trong vòng 1, 10 và 100 năm

Đơn vị: m/s

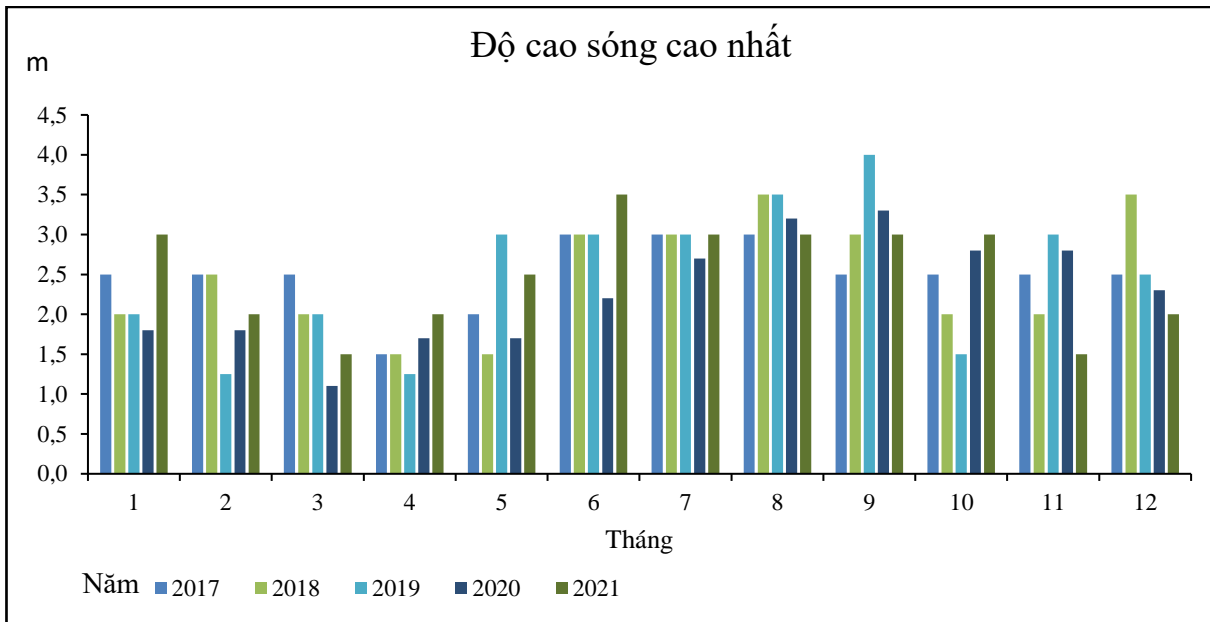
Thời gian (năm)	Tầng nước	B	ĐB	Đ	ĐN	N	TN	T	TB
100	Tầng mặt	1,06	1,28	1,50	1,28	1,47	1,92	1,48	0,99
	Tầng giữa	1,00	1,20	1,41	1,20	1,38	1,79	1,41	0,93
	Tầng đáy	0,70	0,84	0,99	0,84	0,96	1,26	1,07	0,65
10	Tầng mặt	0,93	1,15	1,05	0,97	1,45	1,66	1,16	0,93
	Tầng giữa	0,87	1,08	0,98	0,91	1,36	1,56	1,09	0,97
	Tầng đáy	0,61	0,76	0,69	0,64	0,95	1,09	0,77	0,61
1	Tầng mặt	0,80	1,00	0,67	0,82	1,36	1,48	1,07	0,93
	Tầng giữa	0,76	0,94	0,63	0,77	1,27	1,39	1,01	0,86
	Tầng đáy	0,53	0,66	0,44	0,54	0,89	0,97	0,70	0,61

Nguồn: Báo cáo hải văn mô Tê Giác Trắng năm 2010.

2.1.1.3.3 Sóng

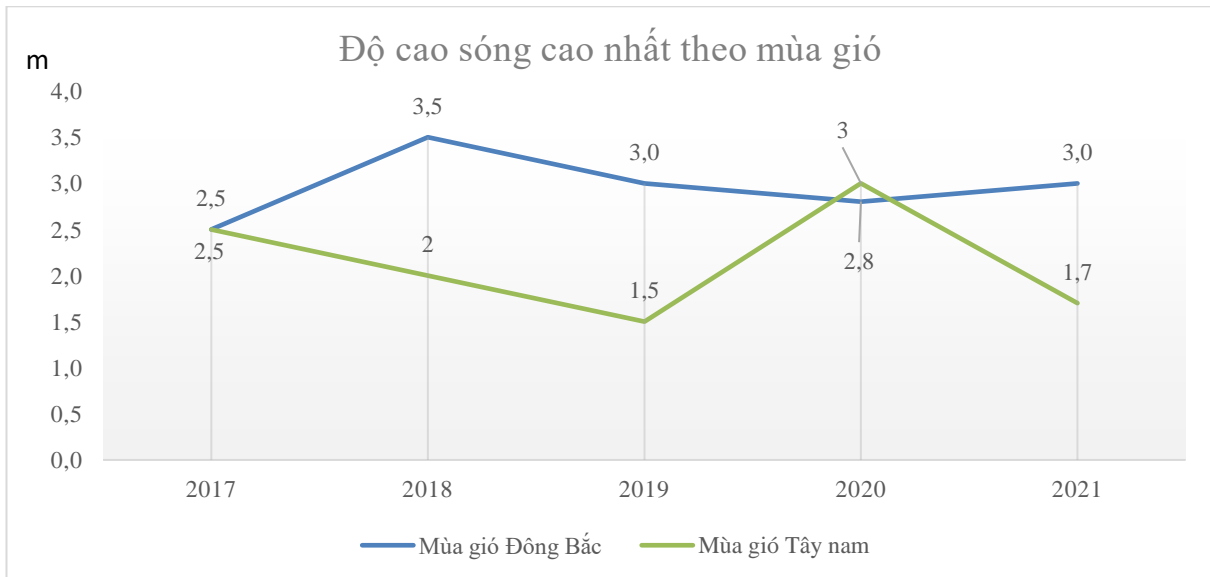
Sóng trên biển Đông Nam Việt Nam thường là sóng hỗn hợp của sóng gió - sóng lừng. Sóng có hai hướng chính là Đông Bắc và Tây Nam xuất hiện vào thời điểm gần trùng với hướng gió. Sóng lớn thường xuất hiện vào thời kỳ gió mùa Tây Nam với độ cao sóng trung bình thường nhỏ hơn 3,2 m. Trong giai đoạn khảo sát 2017-2021, độ cao sóng cao nhất dao động trong khoảng 1,1 - 4 m.

Số liệu thống kê độ cao và hướng sóng được trình bày trong các hình và bảng sau.



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.20 Độ cao sóng cao nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)



Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2022 [2].

Hình 2.21 Độ cao sóng cao nhất theo mùa gió tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)

Bảng 2.4 Hướng sóng cao nhất tại trạm khí tượng Phú Quý (2017 – 2021)

Năm	Tháng											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017	ĐB	ĐB	ĐB	TN	T, TN	T, TN	T	T	T	T	T	ĐB
2018	ĐB	ĐB	ĐB	ĐB	TN	T	T, TN	T	T	ĐB	ĐB	T
2019	ĐB	ĐB	ĐB	TN	TN	T	TN,T	T	T	T	T	ĐB
2020	ĐB	ĐB	ĐB	ĐB	TN	TN,T	T	TN	TN	T	T	ĐB
2021	ĐB	ĐB	ĐB	T	T	T	T	T	T	T	ĐB	ĐB

Nguồn: Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ, 2021

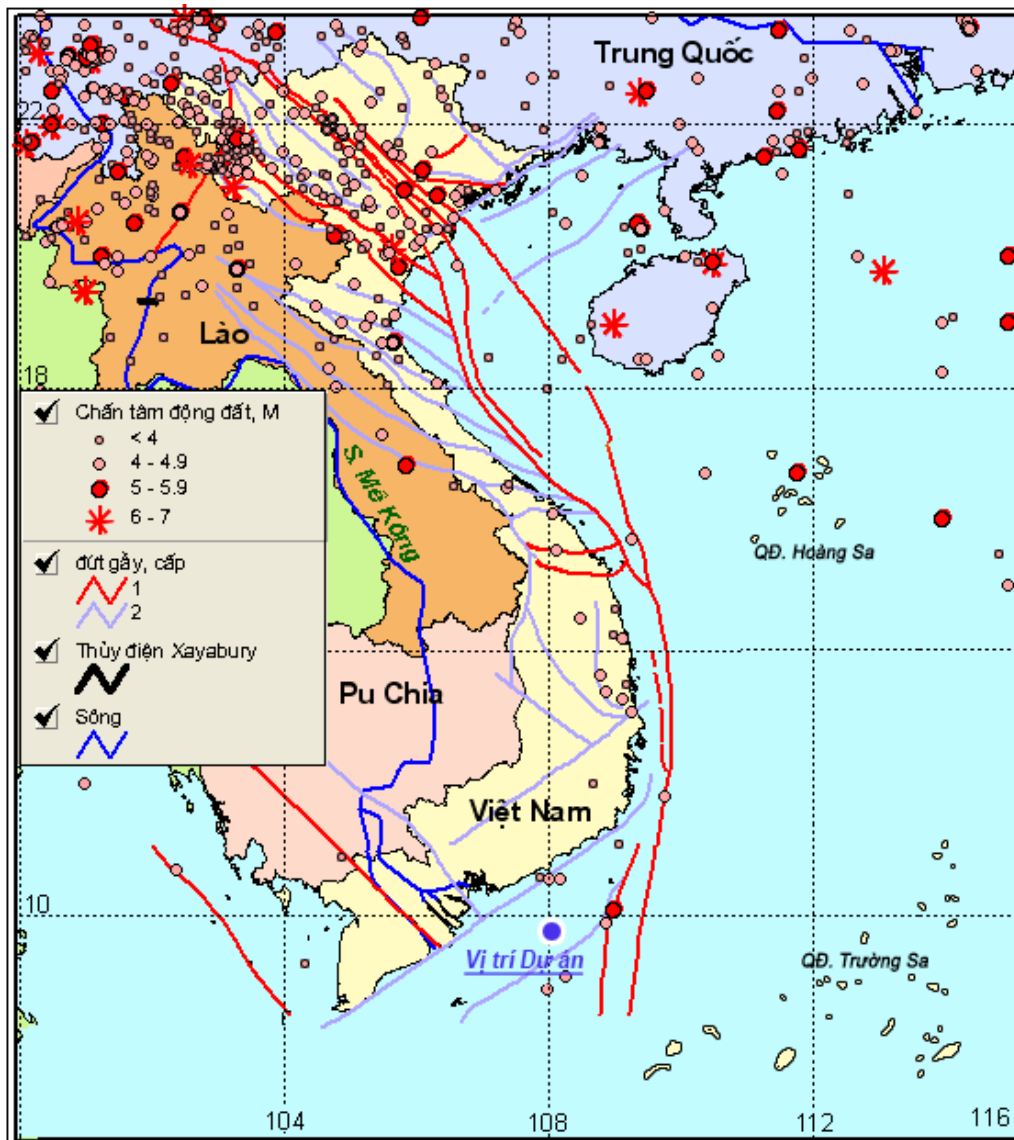
Ghi chú: Đ – Đông, T – Tây, N – Nam, B – Bắc

2.1.1.4 Các hiện tượng thiên tai đặc biệt

2.1.1.4.1 Động đất

Việt Nam nằm gần vành đai động đất lớn của thế giới - vành đai động đất Thái Bình Dương. Tuy Việt Nam không phải là nơi có động đất mạnh nhất trong vành đai này nhưng những ảnh hưởng do động đất gây ra cũng không nhỏ.

Kết quả của các nghiên cứu địa vật lý đã chỉ ra rằng vùng biển Việt Nam mặc dù nằm trong vùng kiến tạo Sunda tương đối ổn định, song mức độ phân loại động đất lại thuộc vùng có mức động đất mạnh 6 độ Richter. Từ Phan Rang đến Cà Mau có một vùng núi lửa và chấn tâm động đất phân bố dọc theo hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam với độ sâu tâm chấn khoảng 10-30km, cường độ khoảng 5 độ Richter. Bản đồ các chấn tâm động đất tại Việt Nam và khu vực phụ cận được thể hiện như hình sau.



Nguồn: Tập bản đồ xác suất nguy hiểm động đất Việt Nam và Biển Đông [4].

Hình 2.22 Bản đồ địa chấn kiến tạo Việt Nam và Biển Đông

Bảng 2.5 Thống kê các trận động đất cho khu vực biển Đông Việt Nam giai đoạn từ 2017 đến cuối 2021

Ngày	Thời gian (GMT)	Vĩ độ	Kinh độ	Độ sâu (km)	Độ lớn (Richter)	Vị trí
22/8/2017	08:39:00	17,22	108,06	12	2,8	Ngoài khơi Quảng Trị, cách đất liền 90km
27/9/2017	22:25:25	12,75	110,26	10	2,8	Ngoài khơi Phú Yên, cách đất liền khoảng 90km
22/10/2018	03:42:1	18,292	106,154	8	2,3	Ngoài khơi Hà Tĩnh

Ngày	Thời gian (GMT)	Vĩ độ	Kinh độ	Độ sâu (km)	Độ lớn (Richter)	Vị trí
31/08/2019	13:48:00	19,864	106,329	8,5	2,8	Ngoài khơi tỉnh Nam Định
14/07/2020	23:31:54	10,398	108,295	10	4,0	Ngoài khơi tỉnh Bình Thuận
02/09/2020	15:42:30	20,819	107,572	20	2,5	Ngoài khơi tỉnh Quảng Ninh
06/11/2020	23:24:49	20,214	106,987	8,1	3,3	Ngoài khơi tỉnh Thái Bình
19/06/2021	11:40:28	19,829	107,425	10	3,3	Ngoài khơi tỉnh Nam Định
21/08/2021	16:18:43	17,872	106,808	8	3,0	Ngoài khơi tỉnh Quảng Bình
07/09/2021	15:42:09	18,850	106,034	8,2	3,0	Ngoài khơi tỉnh Nghệ An
03/10/2021	01:22:57	19,680	106,829	8	2,9	Ngoài khơi tỉnh Thanh Hóa

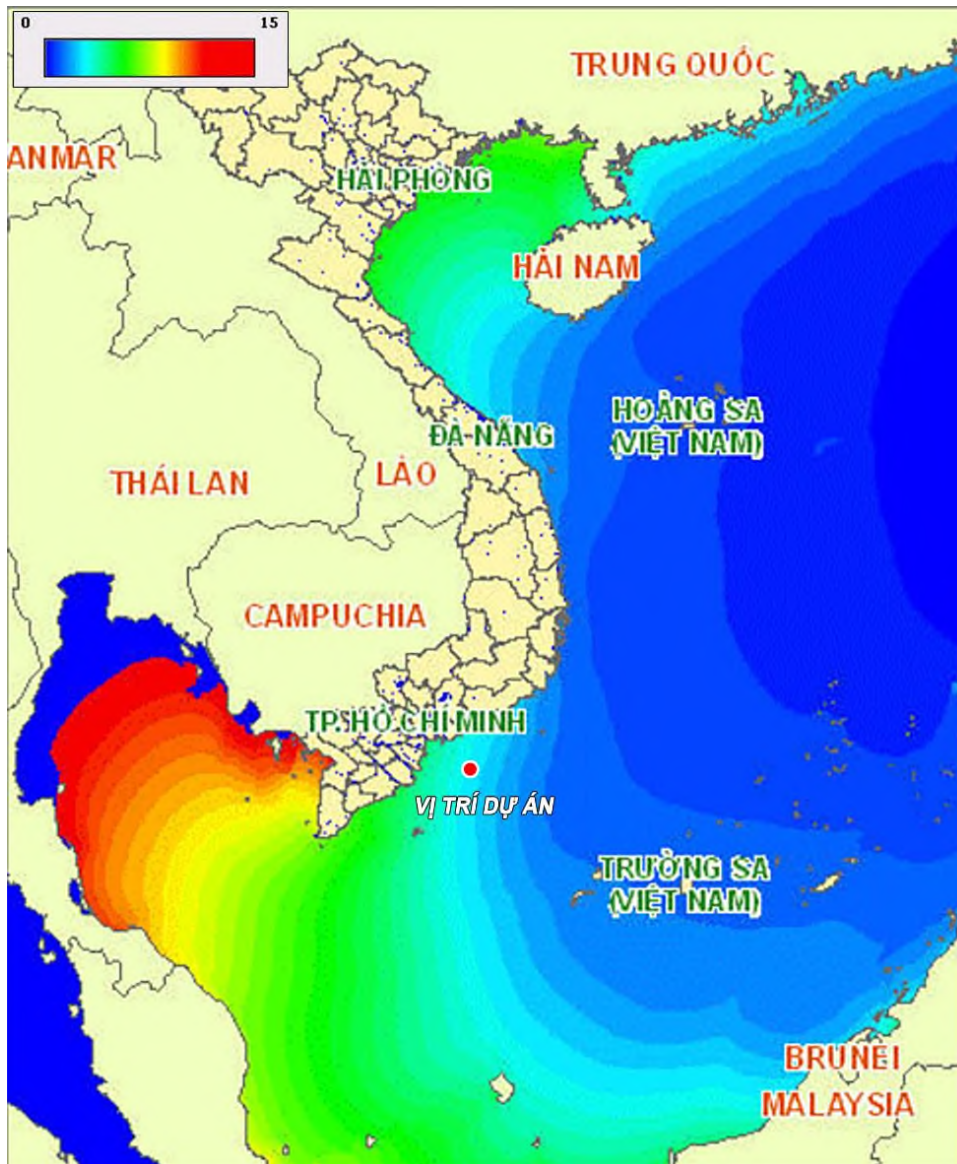
Nguồn: Viện vật lý Địa cầu – Viện hàn lâm khoa học và công nghệ Việt Nam, 2021 [5].

Thực tế, theo thống kê của Viện Vật lý Địa cầu, trong giai đoạn từ năm 2017 đến cuối năm 2021, ghi nhận được 11 trận động đất xảy ra trên biển (**Bảng 2.5**). Các trận động đất này đều xảy ra ở khu vực miền bắc và miền Trung, có tâm chấn nằm cách xa khu vực dự án, có cường độ yếu, không có khả năng gây ra sóng thần và thiệt hại cho tàu thuyền và các công trình ven biển.

2.1.1.4.2 Sóng thần

Sóng thần thường xuất hiện do các trận động đất ngoài khơi (tùy theo mức độ động đất). Theo các tài liệu địa chất, Việt Nam nằm ở phần rìa Đông Nam của mảng Âu Á, giữa mảng thúc trôi Ấn Độ, mảng giãn tách Philippines và mảng châu Úc. Tuy vậy, lãnh thổ nước ta lại thuộc khu vực kiến tạo Sunda tương đối ổn định, mặt khác tuy nằm ở rìa Đông Nam, nhưng lại được kiến tạo từ các móng vững chắc liên kết trên một thể thống nhất của địa khối Kon Tum và hệ thống núi Hoàng Liên Sơn, do đó khả năng xảy ra động đất ở nước ta ít hơn so với một số nước trong khu vực, vì thế nguy cơ sóng thần cũng ít dần. Đối với bờ biển Việt Nam trong khu vực Biển Đông, vùng nguồn Máng biển Manila Bắc (phía Đông Biển Đông) được coi là vùng nguồn sóng thần nguy hiểm nhất, những trận động đất mạnh có khả năng làm xuất hiện sóng thần.

Theo kịch bản đặt ra của Viện Khoa học Công nghệ, nếu một trận động đất cường độ 7,0 độ Richter xảy ra ở khu vực rãnh nước sâu Manila (siêu đứt gãy Manila) - được đánh giá có xác suất xảy ra rất lớn - thì có thể tạo nên sóng cao 1 m ở khu vực dự án sau 3-4 giờ (**Hình 2.23**).



Nguồn: Viện vật lý Địa cầu [6].

Hình 2.23 Thời gian lan truyền sóng thần (giờ) theo kịch bản động đất 7 độ Richter xảy ra tại đới hút chìm Manila

Tóm lại, nguy cơ sóng thần ở vùng bờ biển Việt Nam là hiện hữu do đó cần phải được quan tâm và đưa vào đánh giá. Tuy nhiên chu kỳ động đất gây sóng thần lên đến trên 300 năm một lần, đồng thời, khả năng gây nguy hiểm đến khu vực nghiên cứu và đất liền không lớn, nên các nghiên cứu đánh giá hiện nay cũng chỉ đưa ra ở mức dự báo và đề phòng.

2.1.2 Điều kiện về kinh tế - xã hội khu vực dự án

Khu vực mở TGT thuộc Lô 16-1 ngoài khơi vùng biển Đông Nam Bộ. Trong trường hợp hoạt động bình thường thì hầu như các hoạt động khai thác không ảnh hưởng tới môi trường kinh tế - xã hội. Tuy nhiên, trong trường hợp có sự cố tràn dầu, hoạt động kinh tế – xã hội của các tỉnh ven biển từ Khánh Hòa đến mũi Cà Mau có thể bị ảnh hưởng, trong đó đặc biệt quan tâm đến vùng ven biển các tỉnh từ Bình Thuận đến tỉnh

Bà Rịa Vũng Tàu là nơi có xác suất bị ảnh hưởng do sự cố tràn dầu lớn nhất. Do đó, phần này sẽ trình bày các hoạt động kinh tế và xã hội có khả năng bị ảnh hưởng do sự cố tràn dầu (nếu có) bao gồm hoạt động ngư nghiệp, khai thác dầu khí, hàng hải, diêm nghiệp và du lịch.

2.1.2.1 Hoạt động ngư nghiệp

2.1.2.1.1 Nuôi trồng thủy sản

Hầu hết các tỉnh ven biển từ Khánh Hòa đến Cà Mau đều phát triển hoạt động nuôi trồng thủy sản ven biển, bao gồm nuôi tôm sú, tôm chân trắng, cua, nghêu, sò, cá biển,... Nuôi trồng thủy sản là một trong những ngành kinh tế mũi nhọn của các tỉnh ven biển. Hình thức nuôi rất đa dạng bao gồm quảng canh, quảng canh cải tiến, bán thâm canh và thâm canh. Ngoài ra còn có nuôi cá lồng bè xuất khẩu (cá bớp, cá chim, cá mú...) trên sông, nuôi hào, nuôi tôm sú, cua, ghẹ trong các ao đầm nhân tạo dọc theo các sông và xen kẽ trong các rừng ngập mặn.

Số liệu thống kê diện tích và sản lượng nuôi trồng thủy sản của các tỉnh từ Khánh Hòa đến Cà Mau được trình bày trong bảng sau.

Bảng 2.6 Hiện trạng nuôi trồng thủy sản ven biển

Tỉnh	Diện tích (nghìn ha)				Sản lượng (tấn)			
	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
Khánh Hòa	3,9	4,0	5,6	3,8	9.843	11.492	15.679	15.435
Ninh Thuận	1,2	1,1	1,0	1,0	10.195	10.790	10.307	9.740
Bình Thuận	3,0	3,0	2,8	2,7	13.890	14.180	12.059	12.192
BR-VT	6,9	6,8	6,8	6,7	16.809	17.966	18.836	19.793
TP.HCM	7,3	6,9	7,1	7,0	39.716	42.319	42.687	38.278
Tiền Giang	15,1	15,9	14,9	13,3	168.682	153.276	199.700	210.257
Bến Tre	45,4	45,9	38,0	37,1	271.044	284.371	281.006	280.723
Trà Vinh	32,5	36,0	41,5	40,4	122.386	138.795	152.927	151.201
Sóc Trăng	77,9	78,9	76,3	72,3	187.752	233.524	242.308	255.757
Bạc Liêu	138,9	140,5	140,5	144,5	221.258	237.860	253.681	269.285
Cà Mau	302,4	305,0	285,5	287,0	326.070	333.650	348.340	368.154

Nguồn: Niên giám thống kê cả nước năm 2021 [7].

2.1.2.1.2 Đánh bắt hải sản

Theo số liệu thống kê của Tổng cục thủy sản, tổng sản lượng khai thác của cả nước năm 2021 đạt khoảng 3.937 nghìn tấn, trong đó sản lượng của các tỉnh từ Khánh Hòa đến Cà Mau đạt 1.705 nghìn tấn (chiếm khoảng 43%). Các đội tàu này có khả năng đánh bắt gần khu vực dự án. Sản lượng khai thác thủy sản và số lượng tàu của các tỉnh ven biển từ Khánh Hòa đến Cà Mau được trình bày trong bảng sau.

Bảng 2.7 Các đội tàu đánh bắt và sản lượng đánh bắt

Tỉnh	Số lượng tàu trên 90 CV (Chiếc)	Sản lượng khai thác (tấn)
Khánh Hòa	772	97.563
Ninh Thuận	1.088	123.023
Bình Thuận	3.388	225.507
Bà Rịa – Vũng Tàu	2.739	352.103
Tp.HCM	42	14.795
Tiền Giang	747	152.301
Bến Tre	1.726	240.564
Trà Vinh	254	70.136
Sóc Trăng	346	66.121
Bạc Liêu	477	121.944
Cà Mau	1.938	241.067

Nguồn: Niên giám thống kê cả nước năm 2021 [7].
Ghi chú: CV: mã lực

2.1.2.2 Hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí lân cận

Khu vực bồn trũng Cửu Long là nơi tập trung nhiều hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí. Các hoạt động dầu khí lân cận Lô 16-1 này bao gồm:

- Phía Bắc giáp Lô 15-2/01, thuộc quản lý của TLJOC. Hiện tại Lô này có các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen đang được khai thác;
- Phía Đông giáp Lô 9-1 (do Vietsopetro quản lý) hiện có các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Thỏ Trắng, Gấu Trắng đang khai thác và Lô 9-2/10 (của nhà thầu PVEP POC) đang trong giai đoạn thăm dò;
- Phía Nam giáp Lô 16-2 thuộc quản lý của nhà thầu PVEP POC;
- Phía Tây giáp Lô 16-1/15 hiện chưa có hoạt động dầu khí nào.

Khoảng cách khu vực dự án đến các công trình dầu khí (mỏ) lân cận:

- Mỏ Hải Sư Trắng (Lô 15-2/01) khoảng 15km.
- Mỏ Rồng Đông (Lô 15-2) khoảng 34km.
- Mỏ Thỏ Trắng (Lô 09-1) khoảng 10km.
- Mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1) khoảng 10km.
- Mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2) khoảng 26km.

Tính đến thời điểm hiện tại các lô đã hoạt động chưa có bất kỳ sự cố nào xảy ra gây tác động đến môi trường xung quanh.

Bản đồ các lô hoạt động dầu khí lân cận khu vực Dự án và các hoạt động dầu khí trong đó được minh họa trong **Hình 1.2 (Chương 1)**.

2.1.2.3 Hoạt động hàng hải

Hoạt động hàng hải trong vùng biển các tỉnh trong khu vực bao gồm hoạt động của hệ thống các cảng biển, hoạt động của các tuyến hàng hải trong nước và quốc tế.

Hệ thống cảng biển

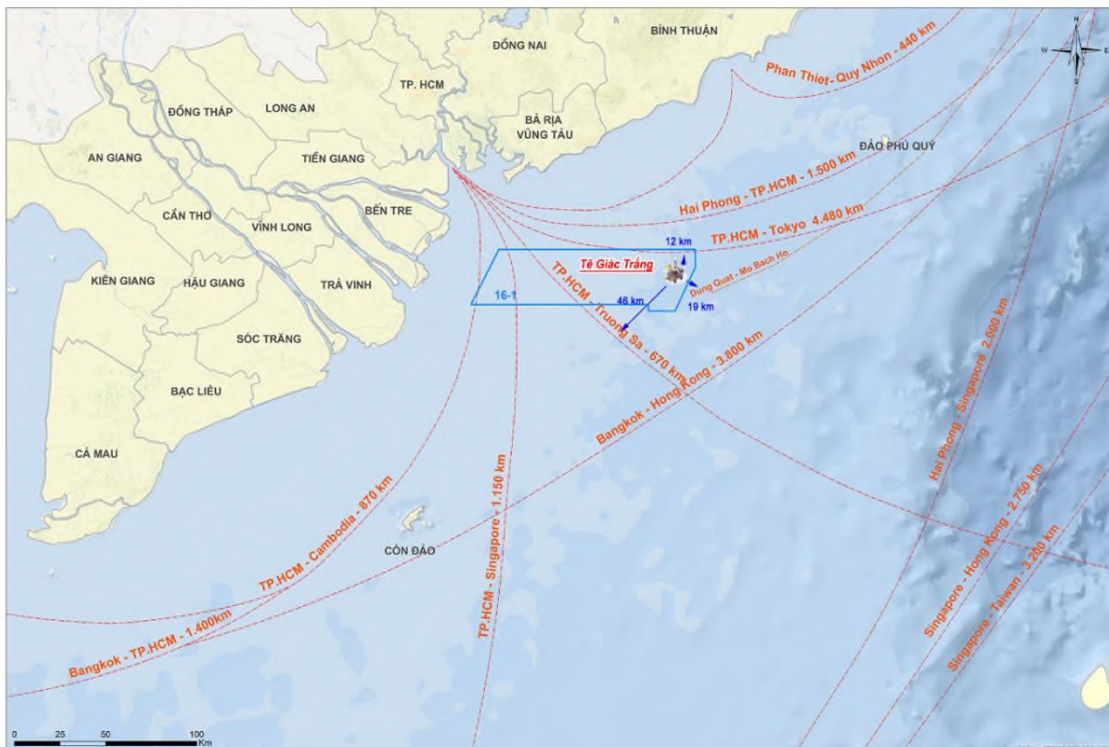
Hệ thống cảng biển trong khu vực ven biển từ Khánh Hòa đến Cà Mau được tóm tắt trong **Bảng 2.8**.

Bảng 2.8 Các cảng biển từ Khánh Hòa đến Cà Mau

Tỉnh	Cảng
Khánh Hòa	Cảng Vân Phong: Có năng lực tiếp nhận tàu chở hàng lỏng đến 350.000 DWT và dự kiến là 400.000 DWT vào năm 2020
	Cảng Cam Ranh: Tiếp nhận tàu hàng trọng tải 30.000 DWT
	Cảng Nha Trang: Tiếp nhận tàu hàng trọng tải 20.000 DWT
Ninh Thuận	Cảng biển Cà Ná: Tiếp nhận tàu từ 1.000 DWT đến 2.000 DWT
Bình Thuận	Cảng biển Phú Quý: Khả năng tiếp nhận tàu công suất 1.000 DWT
Bà Rịa – Vũng Tàu	Có nhiều cảng biển, các cảng lớn chủ yếu tập trung trên sông Thị Vải. Các cảng lớn: cảng Sao Mai – Bến Đình, cảng quốc tế Cái Mép – Thị Vải, cảng Bà Rịa–Serece, cảng Interflour, cảng LPG, cảng Holcim, Tân Cảng,...
TP. Hồ Chí Minh	Có nhiều cảng biển, trong đó có: Tân Cảng Sài Gòn, cảng Bason, cảng Nhà Bè, cảng Tân Thuận Đông, cảng Cát Lái,...
Tiền Giang	Cảng Mỹ Tho nằm ở khu công nghiệp Mỹ Tho có thể tiếp nhận tàu có tải trọng khoảng 3.000 tấn.
Sóc Trăng	Cảng cá Trần Đề chủ yếu phục vụ cho tàu trong tỉnh.
Bạc Liêu	Có 3 cảng biển: cảng Gành Hào (có khả năng tiếp nhận tàu có công suất 10.000 DWT), cảng Cái Cùng và cảng Nhà Mát.
Cà Mau	Có 2 cảng chính là cảng Cà Mau và cảng Năm Căn.

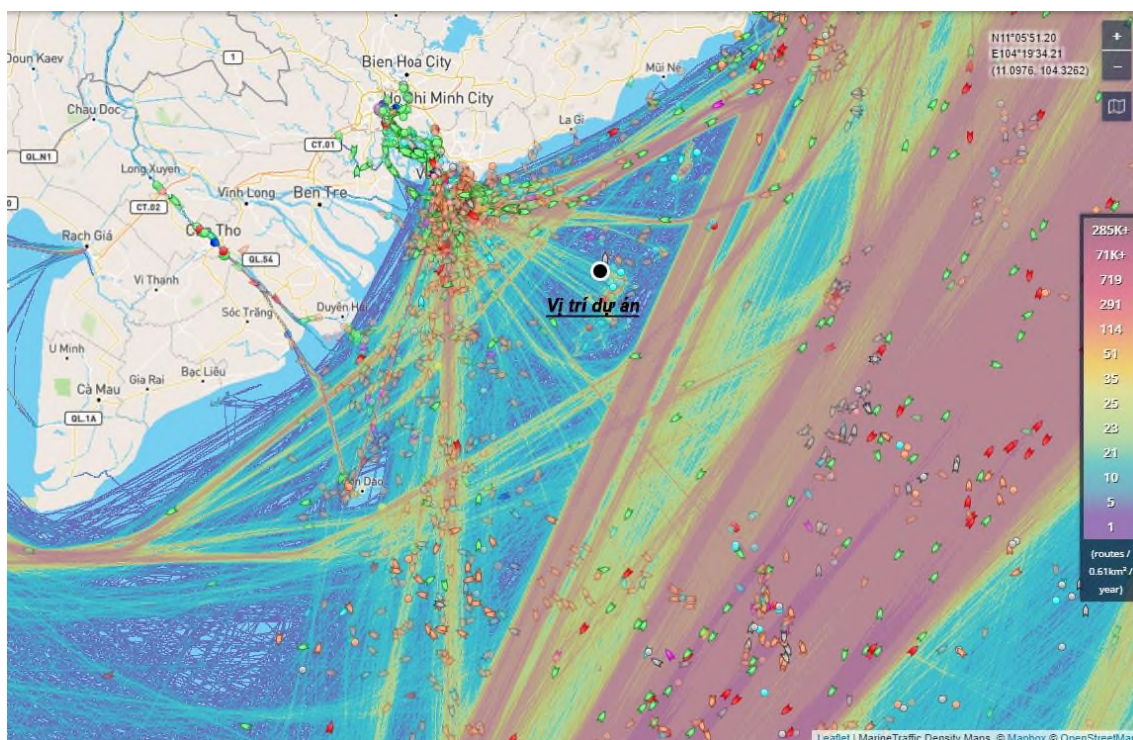
➤ Các tuyến hàng hải

Trong vùng biển Đông Nam Việt Nam có nhiều tuyến hàng hải trong nước như tuyến TP. Hồ Chí Minh - Phan Thiết, TP. Hồ Chí Minh - Hải Phòng, Phan Thiết – Quy Nhơn cũng như các tuyến hàng hải quốc tế đến các nước Campuchia, Thái Lan, Singapore, Hồng Kông, Nhật Bản. Vị trí khu vực mở TGT nằm cách tuyến hàng hải TP. Hồ Chí Minh – Tokyo khoảng 12km về hướng Bắc và tuyến Dung Quất – Mỏ Bạch Hổ 19km về hướng Đông Nam. Lộ trình các tuyến hàng hải ngang qua vùng biển Đông Nam Việt Nam được thể hiện trong **Hình 2.24**.



Hình 2.24 Các tuyến hàng hải trong vùng biển Đông Nam Việt Nam

Theo số liệu ảnh vệ tinh tại vùng biển Đông Nam Việt Nam (**Hình 2.25**), mật độ tàu thuyền đi qua khu vực Dự án là rất thấp, với tần suất ≤ 10 chuyên/0,6km²/năm bao gồm các loại tàu như tàu hàng, tàu cá, tàu chở dầu, tàu khách.



Nguồn: www.marinetraffic.com [8].

Hình 2.25 Mật độ tàu thuyền lưu thông trên vùng biển Đông Nam Việt Nam

2.1.2.4 Hoạt động du lịch

Dải ven biển từ Ninh Thuận tới Cà Mau đang phát triển các hoạt động du lịch. Đặc biệt tại các tỉnh như Bà Rịa - Vũng Tàu và Bình Thuận có nhiều khu du lịch, bãi tắm ven biển thu hút nhiều du khách của cả nước. Mũi Kê Gà (Bình Thuận) nằm gần vị trí Dự án nằm gần nhất với khoảng cách 93km về hướng Bắc. Du lịch hiện đang là ngành công nghiệp không khói mang lại hiệu quả kinh tế cao và đang làm thay đổi bộ mặt kinh tế của người dân địa phương cũng như mang lại nguồn thu không nhỏ cho các tỉnh ven biển. Vị trí các khu vực có hoạt động du lịch chính quanh khu vực Dự án được thể hiện trong **Hình 2.26**.



Hình 2.26 Các điểm du lịch ven biển phía Đông Nam Việt Nam

2.2 HIỆN TRẠNG MÔI TRƯỜNG VÀ ĐA DẠNG SINH HỌC KHU VỰC DỰ ÁN

2.2.1 Đánh giá hiện trạng các thành phần môi trường

2.2.1.1 Hiện trạng chất lượng môi trường khu vực dự án

Để đánh giá hiện trạng môi trường khu vực dự án, HLJOC kết hợp cùng VPI thực hiện chương trình khảo sát môi trường từ ngày 04 -16/04/2022.

Việc khảo sát hiện trạng môi trường được tiến hành dựa trên Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT do Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành về “Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Bảo vệ Môi trường”. Kết quả giám sát môi trường chi tiết năm 2022 được đính kèm trong Phụ lục 1b.

Chi tiết về vị trí các trạm lấy mẫu được liệt kê trong

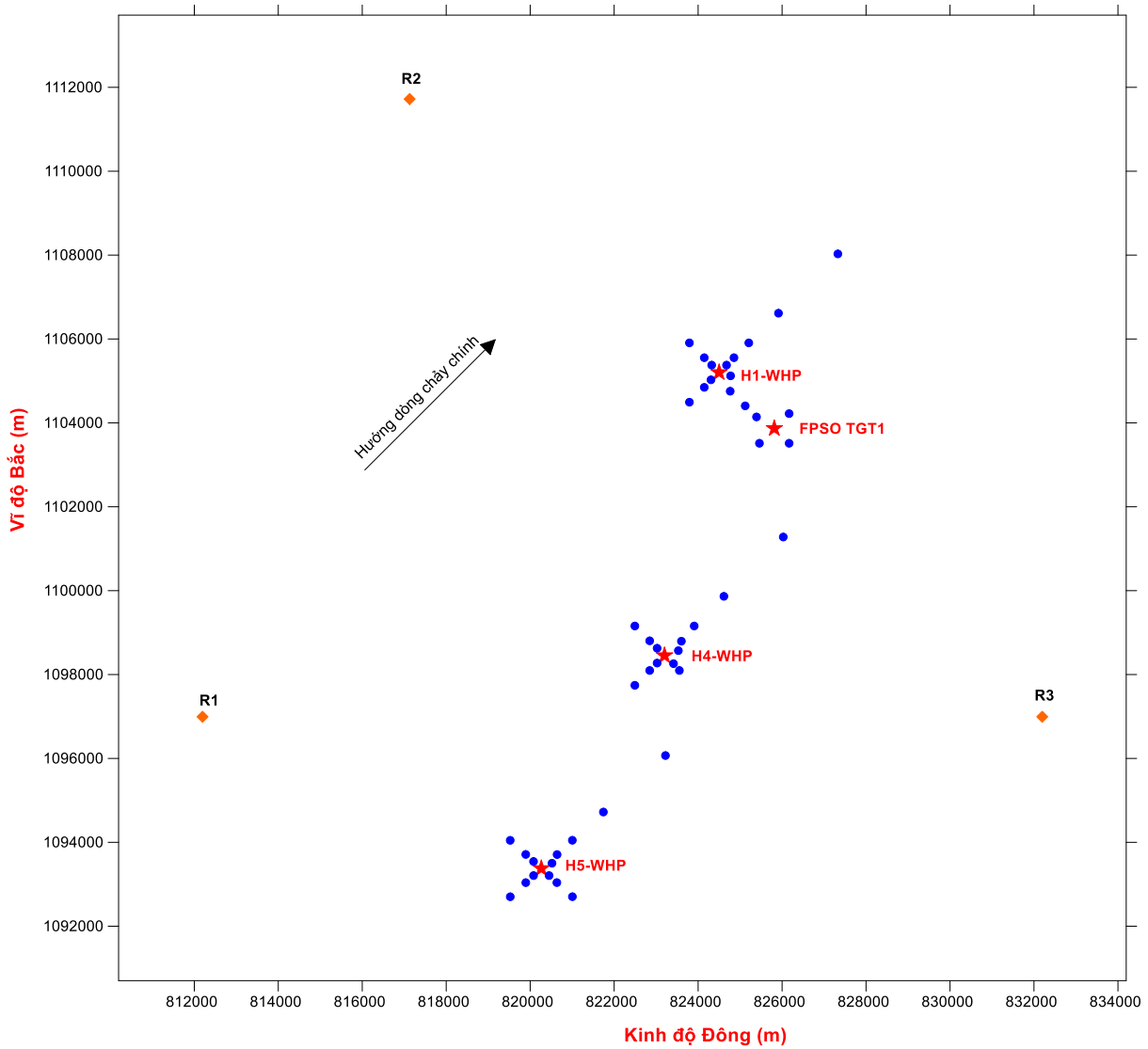
Bảng 2.9 và minh họa trong **Hình 2.27 - Hình 2.29**.

Bảng 2.9 Danh mục các điểm quan trắc

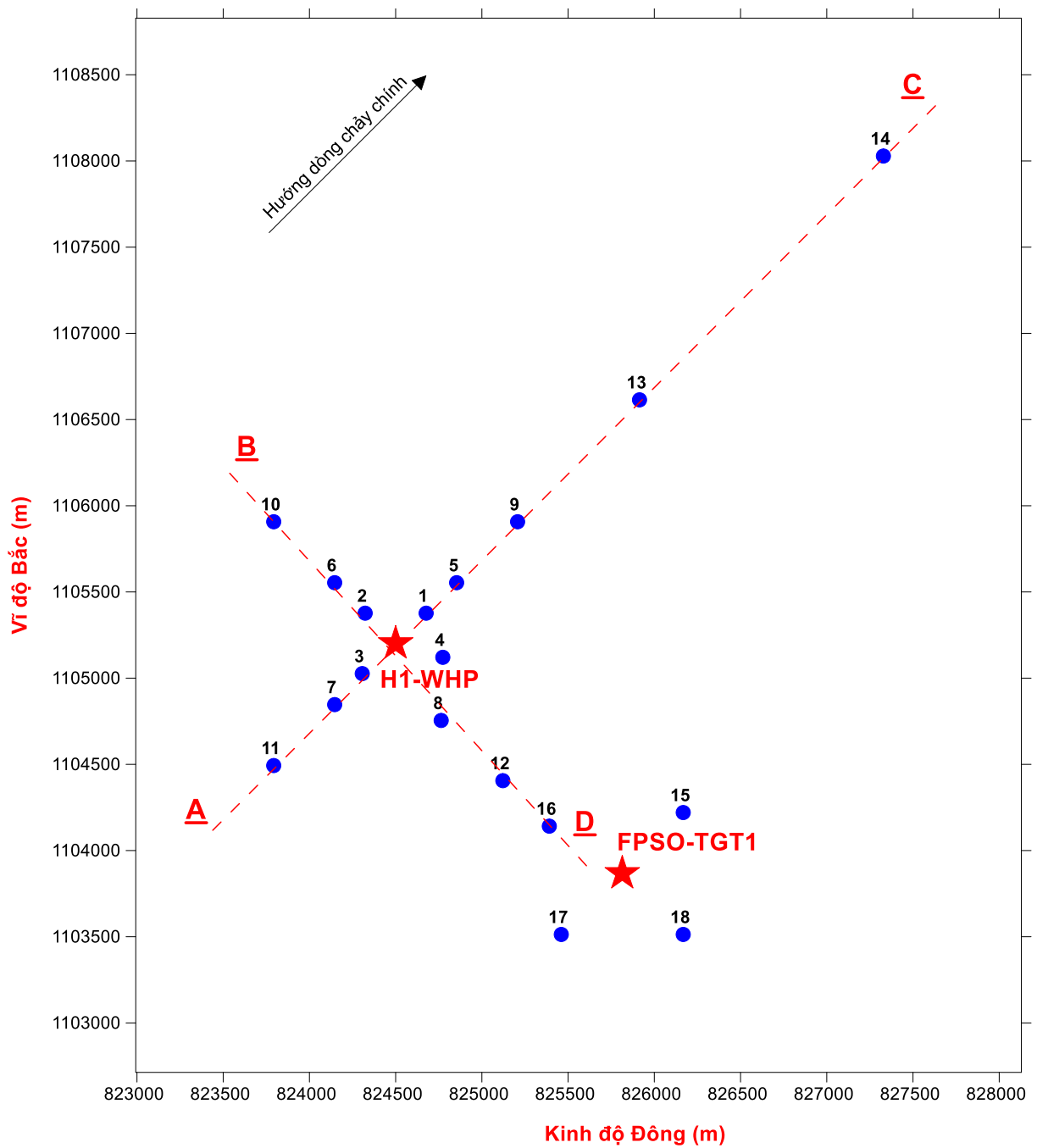
Trạm	Toạ độ thiết kế (WGS 84- UTM-Zone-48N)				Khoảng cách (m)
	Đông (m)	Bắc (m)	Vĩ độ	Kinh độ	
H1-WHP	824500,00	1105200,00	9°59'05,735"N	107°57'34,220"E	
1	824676,80	1105376,80	9°59'11,433"N	107°57'40,071"E	250
2	824323,20	1105376,80	9°59'11,536"N	107°57'28,472"E	250
3	824306,26	1105026,23	9°59'00,141"N	107°57'27,813"E	250
4	824773,44	1105120,81	9°59'03,081"N	107°57'43,166"E	250
5	824853,60	1105553,60	9°59'17,130"N	107°57'45,923"E	500
6	824146,40	1105553,60	9°59'17,336"N	107°57'22,724"E	500
7	824146,40	1104846,40	9°58'54,340"N	107°57'22,517"E	500
8	824764,01	1104754,48	9°58'51,171"N	107°57'42,749"E	500
9	825207,10	1105907,10	9°59'28,521"N	107°57'57,623"E	1000
10	823792,90	1105907,10	9°59'28,934"N	107°57'11,232"E	1000
11	823792,90	1104492,90	9°58'42,948"N	107°57'10,817"E	1000
12	825121,63	1104405,26	9°58'39,712"N	107°57'54,376"E	1000
13	825914,20	1106614,20	9°59'51,307"N	107°58'21,026"E	2000
14	827328,40	1108028,40	10°00'36,876"N	107°59'07,837"E	4000
FPSO Armada TGT1	825814,12	1103866,67	9°58'21,997"N	107°58'16,932"E	
15	826167,60	1104220,30	9°58'33,392"N	107°58'28,631"E	500
16	825391,02	1104141,33	9°58'31,051"N	107°58'03,135"E	500
17	825460,50	1103513,20	9°58'10,606"N	107°58'05,229"E	500
18	826167,60	1103513,20	9°58'10,399"N	107°58'28,422"E	500
H4-WHP	823199,60	1098450,10	9°55'26,626"N	107°56'49,592"E	
19	823529,30	1098570,15	9°55'30,434"N	107°57'00,441"E	250
20	823023,30	1098626,70	9°55'32,419"N	107°56'43,862"E	250
21	823023,30	1098273,20	9°55'20,924"N	107°56'43,759"E	250
22	823414,08	1098259,37	9°55'20,362"N	107°56'56,571"E	250
23	823601,74	1098794,71	9°55'37,715"N	107°57'02,882"E	500
24	822846,45	1098803,55	9°55'38,221"N	107°56'38,113"E	500
25	822846,50	1098096,40	9°55'15,226"N	107°56'37,909"E	500
26	823553,60	1098096,40	9°55'15,022"N	107°57'01,099"E	500
27	823907,10	1099157,10	9°55'49,411"N	107°57'13,002"E	1000
28	822492,90	1099157,10	9°55'49,819"N	107°56'26,620"E	1000
29	822492,90	1097742,80	9°55'03,830"N	107°56'26,210"E	1000
31	824614,20	1099864,20	9°56'12,199"N	107°57'36,400"E	2000
32	826028,50	1101278,40	9°56'57,772"N	107°58'23,201"E	40000

Trạm	Toạ độ thiết kế (WGS 84- UTM-Zone-48N)				Khoảng cách (m)
	Đông (m)	Bắc (m)	Vĩ độ	Kinh độ	
H5-WHP	820265,00	1093375,00	9°52'42,436"N	107°55'11,886"E	
33	820519,56	1093500,88	9°52'46,457"N	107°55'20,270"E	250
34	820079,80	1093542,90	9°52'47,948"N	107°55'05,861"E	250
35	820080,20	1093206,70	9°52'37,016"N	107°55'05,778"E	250
36	820450,20	1093207,10	9°52'36,923"N	107°55'17,911"E	250
37	820640,65	1093707,73	9°52'53,149"N	107°55'24,300"E	500
38	819894,60	1093710,90	9°52'53,464"N	107°54'59,836"E	500
39	819895,30	1093038,30	9°52'31,592"N	107°54'59,666"E	500
40	820635,40	1093039,10	9°52'31,408"N	107°55'23,936"E	500
41	821004,30	1094048,30	9°53'04,120"N	107°55'36,324"E	1000
42	819524,20	1094046,70	9°53'04,489"N	107°54'47,785"E	1000
43	819525,70	1092701,70	9°52'20,751"N	107°54'47,449"E	1000
44	821005,80	1092703,30	9°52'20,383"N	107°55'35,986"E	1000
45	821743,70	1094721,70	9°53'25,806"N	107°56'00,765"E	2000
46	823222,30	1096068,40	9°54'09,173"N	107°56'49,645"E	4000
R1	812196,60	1096993,50	9°54'42,378"N	107°50'48,304"E	10000
R2	817128,90	1111721,10	10°02'39,917"N	107°53'34,302"E	10000
R3	832196,60	1096993,50	9°54'36,633"N	108°01'44,218"E	10000

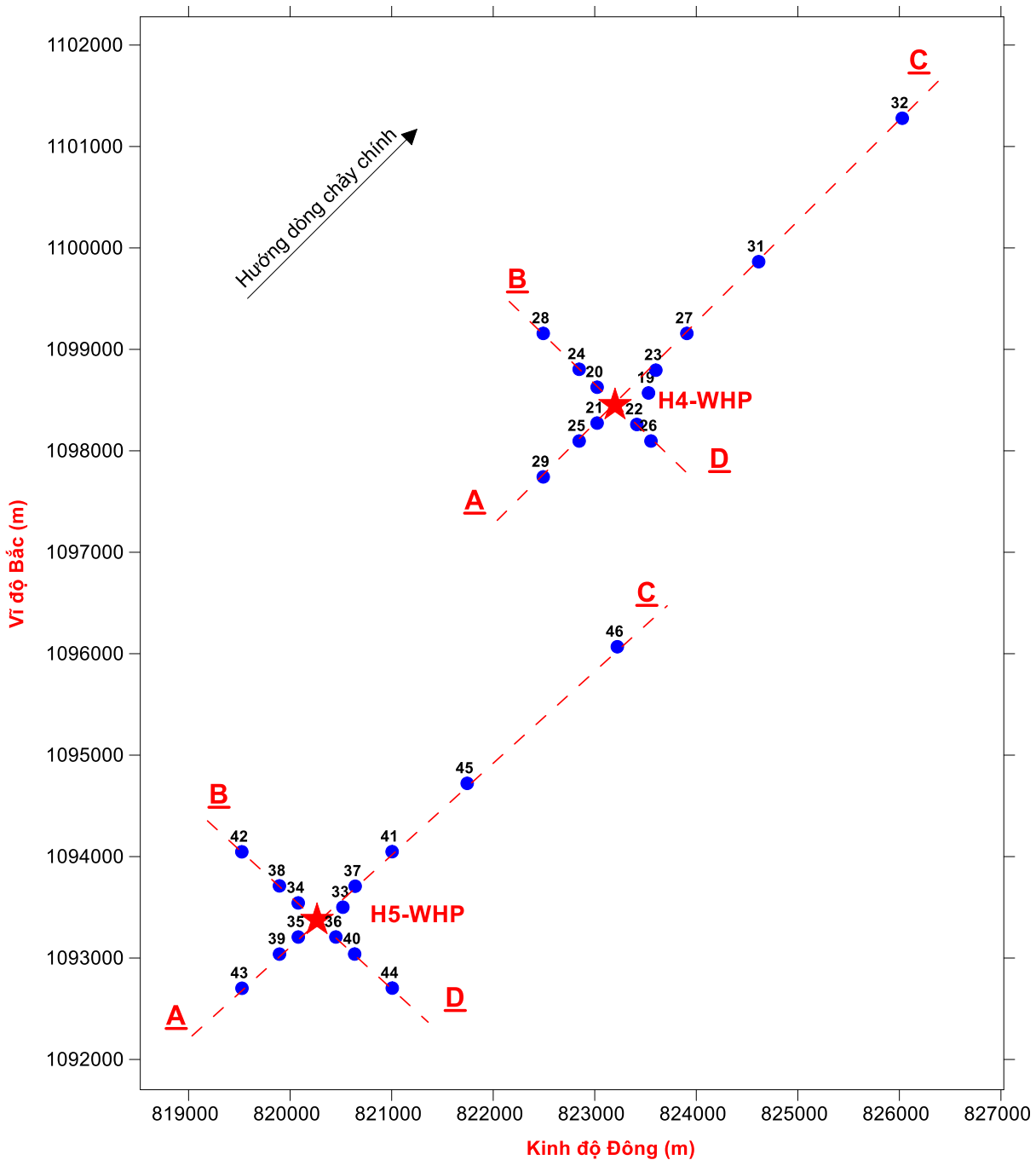
Hệ tọa độ: GCS_WGS_1984; Phép chiếu: WGS_1984_UTM_Zone_48N



Hình 2.27 Mạng lưới các trạm lấy mẫu (bao gồm các trạm tham khảo)



Hình 2.28 Mạng lưới lấy mẫu không bao gồm các trạm tham khảo xung quanh giàn H1-WHP & FPSO Armada TGT1



Hình 2.29 Mạng lưới lấy mẫu không bao gồm các trạm tham khảo xung quanh giàn H4-WHP & H5-WHP.

Để làm cơ sở xem xét đánh giá tác động môi trường, bên cạnh kết quả khảo sát môi trường năm 2022, Báo cáo sẽ tham khảo kết quả giám sát môi trường định kỳ xung quanh mỏ TGT vào các năm 2019, 2016, 2013 và 2008. Chỉ tiêu phân tích mẫu trầm tích, mẫu nước biển và mẫu sinh vật đáy trong trầm tích tại khu vực dự án và vùng phụ cận được thể hiện trong **Bảng 2.10**.

Hiện trạng và diễn biến các thành phần môi trường khu vực dự án được tóm tắt trong các phần tiếp sau.

Bảng 2.10 Danh mục thành phần, thông số quan trắc

STT	Nhóm thông số	Vị trí lấy mẫu	Thông số
I	Mẫu nước		
1	Nước biển	12 trạm xung quanh WHP/ FPSO Armada TGT1 (1, 3, 5, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 23, 33, 35) và 1 trạm tham khảo R1	pH, nhiệt độ, độ mặn, TSS, DO, THC, TOC, kim loại (Cu, Ba, Hg, Pb, Zn, Cd, Cr, As)
II	Mẫu trầm tích		
1	Phân tích hóa học	45 trạm xung quanh WHP/ FPSO Armada TGT1 và 3 trạm tham khảo	pH, nhiệt độ, độ ẩm, ORP, kích thước hạt, vật chất hữu cơ, THC, 16 PAH, kim loại (Cu, Ba, Hg, Pb, Zn, Cd, Cr, As)
2	Phân tích sinh học		Sinh vật đáy (số loài, mật độ, sinh khối...)

2.2.1.1.1 Chất lượng nước biển

Kết quả phân tích đo hiện trường chất lượng nước biển tại khu vực dự án được tóm tắt trong **Bảng 2.11, Hình 2.30**.

Bảng 2.11 Kết quả phân tích của nước biển khu vực Dự án

Trạm	Chỉ tiêu phân tích						
	pH	DO (mg/L)	Nhiệt độ (oC)	Độ mặn (%)	TSS (mg/L)	THC (mg/L)	TOC (mg/L)
Trung bình H1-WHP	8,16	6,35	27,80	3,32	KPH	KPH	KPH
Trung bình FPSO Armada TGT1	8,17	6,30	28,10	3,32	2,55	KPH	KPH
Trung bình H4-WHP	8,16	6,39	27,97	3,24	KPH	KPH	KPH
Trung bình H5-WHP	8,21	6,44	28,80	3,08	2,50	KPH	KPH
Trung bình tham khảo	8,08	6,62	29,0	3,13	KPH	KPH	3,06
QCVN 10:2015/BTNMT	7,5-8,5	-	-	-	-	0,500	-

Nguồn: Báo cáo quan trắc môi trường khu vực mô Tê Giác Trắng năm 2022, HLJOC [9].

QCVN 10-MT:2015/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển

“-” = Không quy định;

KPH: Không phát hiện

(1) – Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích (MDL) của: TSS: 2,0 mg/l; THC: 0,3 mg/l.

(2) – Giới hạn định lượng (LOQ) của TOC: 0,9 mg/l.



Hình 2.30 Biểu đồ thông số hóa lý trong nước biển mở TGT

Bảng 2.12 Hàm lượng các kim loại trong nước biển khu vực mỏ Tê Giác Trắng

Trạm	Chỉ tiêu phân tích (mg/l)							
	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
Trung bình H1-WHP	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Trung bình FPSO Armada TGT1	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Trung bình H4-WHP	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Trung bình H5-WHP	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Trung bình tham khảo	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
QCVN 10:2015/BTNMT	0,01	0,005	0,02	0,001	-	0,05	0,0002	0,005

“-” = Không quy định; KPH: Không phát hiện; MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích
 MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích của: Cu & Ba: 0,002 mg/l; Pb: 0,0015 mg/l; Zn: 0,003 mg/l; Cd: 0,0003 mg/l; Cr: 0,004 mg/l; Hg: 0,00002 mg/l; As: 0,001 mg/l.
 QCVN 10-MT:2015/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển.

Nhìn chung, chất lượng nước ghi nhận được tại các trạm khảo sát là tốt. Giá trị pH, DO, nhiệt độ, độ mặn ghi nhận trong khoảng thông thường của nước biển xa bờ. Các thông số ô nhiễm như TSS, TOC, THC, được phát hiện ở mức thấp, thấp hơn nhiều so với giới hạn cho phép (nếu có) theo Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển - QCVN 10-MT:2015/BTNMT. Đối với các thông số kim loại nặng trong nước, tất cả các kim loại đều có hàm lượng nhỏ hơn giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích. Xu hướng này cũng được ghi nhận tại các trạm tham khảo.

Kết quả quan trắc cho thấy chất lượng nước biển khá tốt, vì vậy tác động của việc thải nước khai thác ra môi trường biển không đáng kể.

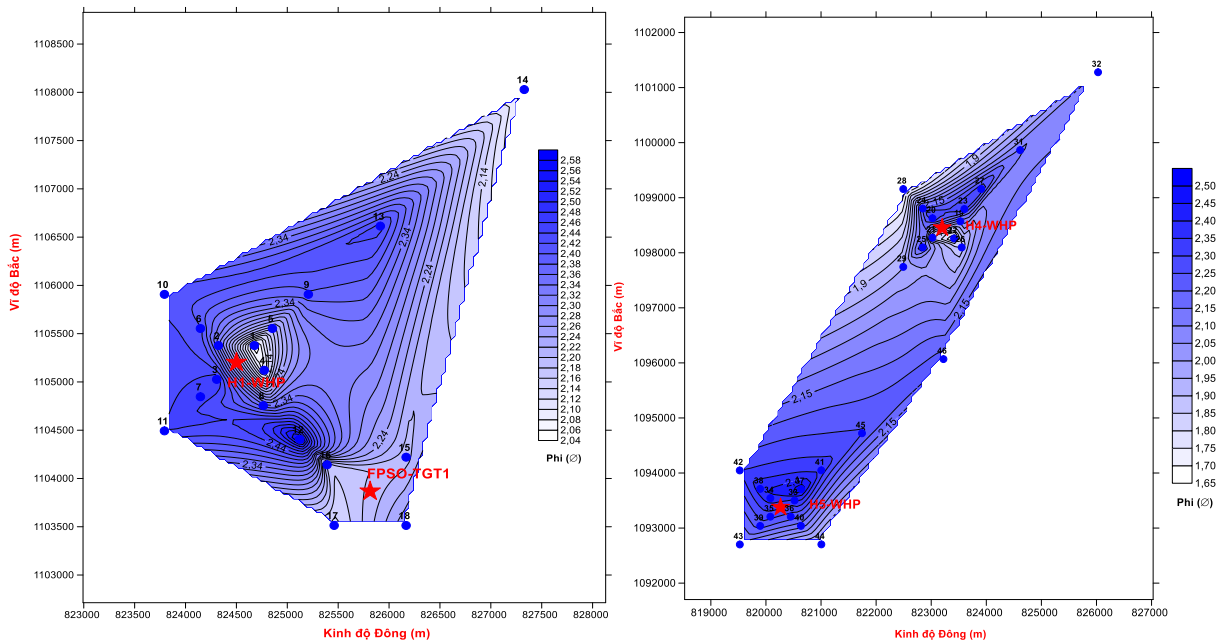
2.2.1.1.2 Chất lượng trầm tích

❖ Phân bố kích thước hạt trong trầm tích

Kết quả phân tích phân bố kích thước hạt trong trầm tích được trình bày tóm tắt ở **Bảng 2.13** và được minh họa trong tại **Hình 2.31**.

Bảng 2.13 Tóm tắt các thông số kích thước hạt trong trầm tích khu vực mỏ Tê Giác Trắng

Trạm	Cỡ hạt		Độ lệch chuẩn (φ)	Độ bất đối	Độ nhon	Thành phần			Chỉ số phân loại	Loại trầm tích
	(mm)	φ				Cát (%)	Bùn (%)	Sét(%)		
H1-WHP	0,20	2,33	2,12	1,04	4,73	88,80	8,83	2,37	Kém	Cát mịn
FPSO Armada TGT1	0,22	2,18	2,00	1,11	5,39	90,95	7,06	1,99	Kém	Cát mịn
H4-WHP	0,25	2,04	1,97	1,24	6,38	91,45	6,43	2,12	Trung bình	Cát mịn
H5-WHP	0,21	2,25	1,29	2,10	13,44	95,75	3,40	0,85	Tốt	Cát mịn
Trung bình tham khảo	0,25	1,98	1,98	0,93	5,10	91,90	6,93	1,16	Trung bình	Cát Trung bình



H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1

H4, H5-WHP

Hình 2.31 Phân bố ước tính giá trị kích thước hạt

Khu vực giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1

Trầm tích đáy biển tại khu vực khảo sát có kích thước hạt dao động từ 2,03Ø – 2,58Ø (cho khu vực H1-WHP) và 2,13Ø – 2,26Ø (cho khu vực FPSO Armada TGT1) với giá trị trung bình cho từng khu vực tương ứng là 2,33Ø và 2,18Ø. Các giá trị này cao hơn so với giá trị ghi nhận được tại các trạm tham khảo (1,98Ø).

Tại khu vực H1-WHP, trầm tích chứa tỷ lệ phần cát (362,5 µm – 2 mm) ở mức cao, với hàm lượng dao động trong khoảng 86,76% - 91,16%. Hàm lượng bùn (3,9 µm – 62,5 µm) và sét (cỡ hạt < 0,98 µm) có giá trị thấp hơn và dao động lần lượt trong khoảng 6,88% - 10,44% và 1,54% - 3,31%. Tại khu vực FPSO Armada TGT1, thành phần sét trong trầm tích có giá trị giới hạn ở một phần nhỏ (nhỏ hơn 3%). Cát là các thành phần chính của trầm tích với giá trị sao động trong khoảng 89,27% - 92,19% và hàm lượng bùn trong trầm tích tại khu vực này dao động trong khoảng 5,87% - 8,29%.

Khu vực giàn H4-WHP và H5-WHP

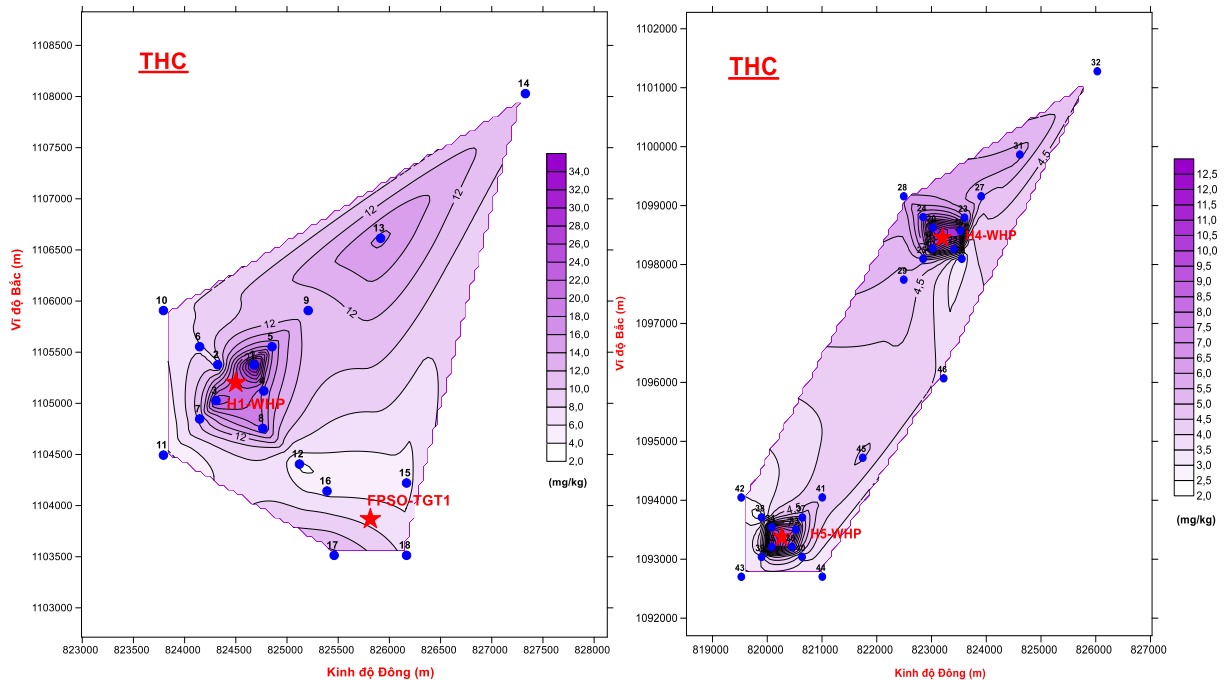
Trầm tích đáy biển xung quanh khu vực giàn H4-WHP được phân loại là cát trung bình đến cát mịn tại tất cả các trạm khảo sát, với kích thước hạt dao động từ 1,64Ø (0,32 mm) – 2,33Ø (0,20 mm) và giá trị trung bình cho toàn khu vực là 2,04Ø. Giá trị này tương tự với giá trị ghi nhận được tại các trạm tham khảo (1,98Ø). Về thành phần kích thước hạt, trong khi thành phần sỏi trong trầm tích có giá trị bằng không; và bùn (lắng) và sét chỉ giới hạn ở một phần nhỏ (bùn: 1,20% - 9,85% và sét: 0,30% - 3,18%), thì tỉ lệ cát chiếm phần lớn trong trầm tích, với khoảng giá trị dao động là 87,16% - 97,98%

Trầm tích đáy biển trong khu vực H5-WHP tương đối phân bố đồng đều giữa các trạm khảo sát và có giá trị dao động từ 1,85Ø tại trạm 44 đến 2,50Ø tại trạm 37, với giá trị trung bình toàn khu vực là 2,25Ø. Giá trị này cao hơn giá trị được ghi nhận tại các trạm tham khảo (1,98Ø). Về thành phần hạt trầm tích, dễ nhận ra rằng thành phần sỏi

có giá trị bằng 0 tại tất cả các trạm khảo sát. Hàm lượng bùn và sét trong trầm tích chỉ hiện diện với tỷ lệ không đáng kể với giá trị dao động trong khoảng 1,73% - 6,12% (bùn) và 0,06% - 1,98% (sét). Hàm lượng cát chiếm tỷ lệ phần lớn trong trầm tích với giá trị dao động trong khoảng 91,91% - 97,92%.

❖ Hydrocarbon trong trầm tích

Thành phần hydrocarbon trong trầm tích sau khi phân tích được thể hiện trong hình sau.



H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1

H4,H5-WHP

Hình 2.32 Phân bố THC trong trầm tích ở khu vực Dự án

Khu vực giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1

Tổng hàm lượng hydrocarbon trong trầm tích tại khu vực H1-WHP dao động trong khoảng rộng; từ 3,23 mg/kg (trạm 12 - vòng 1.000m) đến 36,67 mg/kg (trạm 1 - vòng 250m). Giá trị THC trung bình tại khu vực này (13,50 mg/kg) cao hơn so với giá trị THC ghi nhận được tại các trạm tham khảo (8,58 mg/kg). Hàm lượng THC cao tập trung chủ yếu tại các trạm trong vòng lấy mẫu 250m (trạm 1: 36,67 mg/kg; trạm 3: 24,27 mg/kg). Trong khi đó, tại khu vực FPSO Armada TGT1, nồng độ THC có giá trị cao nhất được ghi nhận tại trạm 17 (12,69 mg/kg) và có giá trị thấp nhất tại trạm 15 (4,88 mg/kg). Giá trị trung bình của khu vực FPSO Armada TGT1 đạt 7,62 mg/kg, thấp hơn với mức trung bình của các trạm tham khảo (8,58 mg/kg). Tuy nhiên, tất cả các giá trị THC tại tất cả các trạm khảo sát đều nhỏ hơn rất nhiều so với giá trị tối đa cho phép đưa ra trong Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích (QCVN 43:2017/BTNMT) (100 mg/kg).

Khu vực H4-WHP và H5-WHP

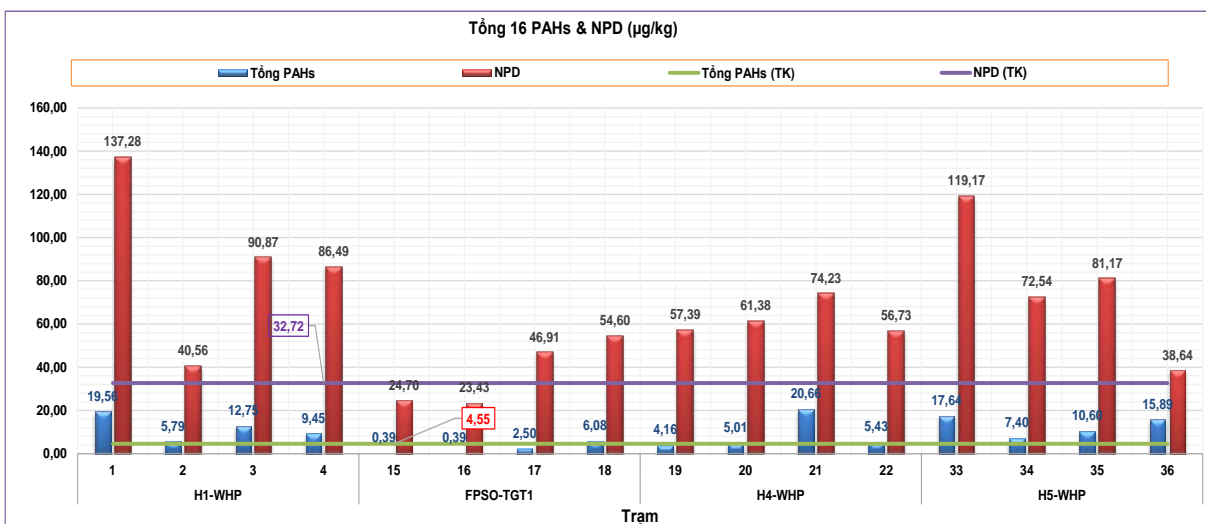
Tổng hàm lượng hydrocarbon trong trầm tích tại khu vực H4-WHP dao động trong khoảng hẹp (từ 2,92 mg/kg đến 12,42 mg/kg). Giá trị THC trung bình tại khu vực này

(6,95 mg/kg) thấp hơn so với giá trị THC ghi nhận được tại các trạm tham khảo (8,58 mg/kg). Nồng độ THC trung bình tại vòng lấy mẫu 250m có giá trị cao nhất (10,59 mg/kg), trong khi đó, giá trị này tại các vòng lấy mẫu còn lại tương tự nhau và dao động trong khoảng 4,31 – 5,74 mg/kg. Tuy nhiên, tất cả các hàm lượng THC ghi nhận được tại khu vực H4-WHP đều nhỏ hơn rất nhiều so với giá trị tối đa cho phép đưa ra trong *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích* (QCVN 43:2017/BTNMT).

Hàm lượng THC trong trầm tích khu vực xung quanh H5-WHP đều ở mức thấp, dao động trong phạm vi hẹp từ 1,89 mg/kg đến 12,40 mg/kg, với giá trị trung bình toàn khu vực 5,42 mg/kg ghi nhận thấp hơn giá trị tham khảo (8,58 mg/kg). Giá trị này thấp hơn rất nhiều so với giá trị cho phép theo *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích* QCVN 43:2017/BTNMT (100 mg/kg). Liên quan đến vật chất hữu cơ, hàm lượng Tổng vật chất hữu cơ (TOM) tương đối đồng đều giữa các trạm khảo sát và dao động xung quanh giá trị 1,33%. Giá trị này tương tự với giá trị ghi nhận tại các trạm tham khảo (1,34%).

Tóm lại, tổng hàm lượng hydrocarbon (THC) trong trầm tích ghi nhận tại tất cả các trạm khu vực mỏ Tê Giác Trắng đều ở mức thấp so với giá trị tối đa cho phép của hàm lượng THC trong trầm tích đáy biển theo *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích* QCVN 43:2017/BTNMT (100 mg/kg), trong đó, giá trị THC trung bình cho các khu vực H1-WHP, FPSO Armada TGT1, H4-WHP và H5-WHP theo thứ tự lần lượt là 13,50 mg/kg; 7,62 mg/kg; 6,95 mg/kg và 5,42 mg/kg; trong đó trạm 1 (khu vực H1-WHP) có giá trị cao nhất trên toàn khu vực khảo sát (36,67 mg/kg)

Kết quả phân tích hàm lượng PAH tại khu vực mỏ TGT được thể hiện trong hình sau:



Hình 2.33 Phân bố PAH trong trầm tích ở khu vực mỏ Tê Giác Trắng

Tổng hàm lượng 16 PAH ghi nhận tại các trạm khảo sát 1, 2, 3, 4 (khu vực H1-WHP) và 15, 16, 17, 18 (khu vực FPSO Armada TGT1) có giá trị cao ghi nhận được tại trạm 1 – khu vực H1-WHP (19,56 µg/kg) và thấp nhất tại trạm 15, 16 – khu vực FPSO Armada TGT1 (0,39 µg/kg) với giá trị trung bình của cả 2 khu vực là 11,89 µg/kg (H1-WHP) và 2,34 µg/kg (FPSO Armada TGT1), so với giá trị trung bình ghi nhận tại các trạm tham khảo (4,55 µg/kg) thì tổng 16 PAHs tại khu vực H1-WHP cao hơn và tại FPSO Armada TGT1 thì thấp hơn.

Tổng hàm lượng 16 PAH ghi nhận tại các trạm khảo sát trong toàn khu vực H4-WHP có giá trị cao nhất tại trạm 21 (20,66 µg/kg) và thấp nhất tại trạm 19 (4,16 µg/kg).

Tổng hàm lượng 16 PAH ghi nhận tại các trạm khảo sát trong toàn khu vực H5-WHP dao động trong khoảng hẹp, biến thiên từ 7,40 µg/kg đến 17,64 µg/kg, với giá trị trung bình 12,88 µg/kg, cao hơn so với giá trị tham khảo (4,55 µg/kg).

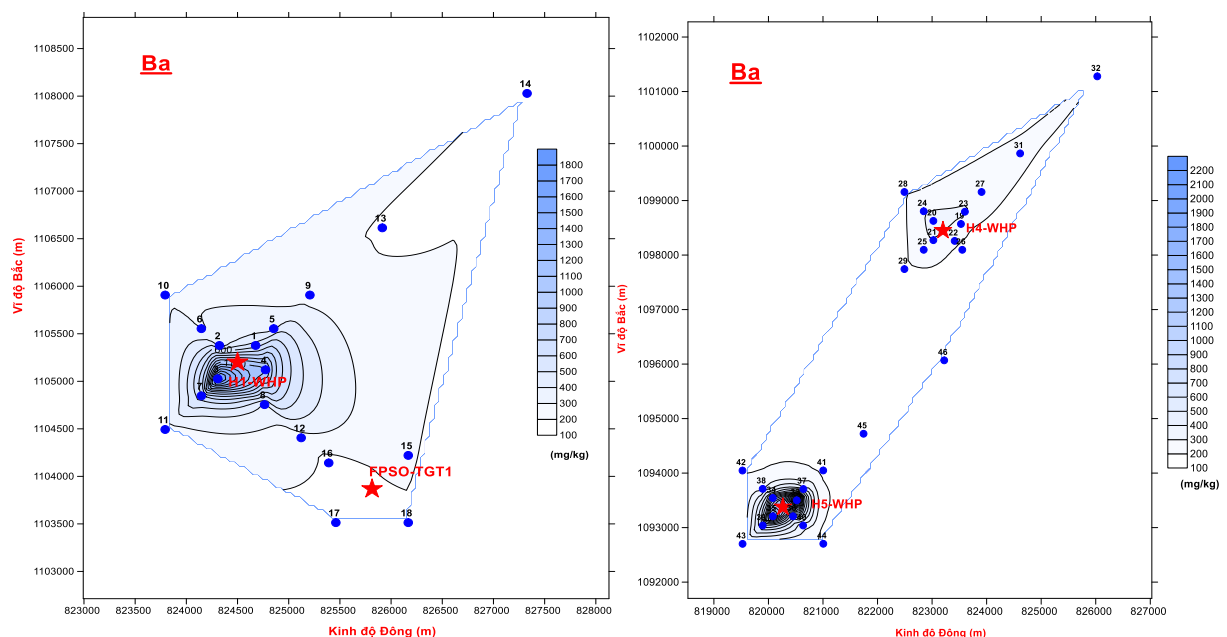
Hàm lượng tổng 16 PAHs tại khu vực mỏ Tê Giác Trắng có giá trị cao nhất tại trạm 21 (20,66 µg/kg – khu vực H4-WHP) và thấp nhất tại trạm 15, 16 (0,39 µg/kg – khu vực FPSO Armada TGT1). Tuy nhiên, giá trị các hợp chất PAH thành phần đều có giá trị nhỏ và thấp hơn nhiều so với giới hạn tối đa cho phép của các PAH thành phần theo quy định của QCVN 43:2017/BTNMT.

❖ **Kim loại trong trầm tích**

Kết quả phân tích hàm lượng kim loại trong trầm tích tại khu vực mỏ TGT được thể hiện trong hình và bảng sau.

Bảng 2.14 Tóm tắt hàm lượng kim loại trong trầm tích tại khu vực Dự án

Trạm	Chỉ tiêu phân tích (mg/kg)							
	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
H1-WHP	2,43	10,89	29,12	0,40	501,9	23,77	0,030	5,33
Tàu FPSO Armada TGT1	1,78	9,26	29,55	0,37	186,0	19,43	0,024	5,12
H4-WHP	1,75	10,14	23,15	0,43	249,6	20,43	0,017	8,97
H5-WHP	1,82	10,48	17,33	0,42	621,0	16,53	0,015	7,87
TBTK	1,38	10,48	22,14	0,64	170,9	24,72	0,012	13,94
QCVN 43:2017/BTNMT	108	112	271	4,2	-	160	0,7	41,6



H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1

H4, H5-WHP

Hình 2.34 Phân bố ước tính hàm lượng các kim loại tại khu vực Dự án

Khu vực giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1

Hàm lượng các kim loại trong trầm tích đều nằm ở mức thấp tại tất cả các trạm khảo sát trong toàn khu vực H1-WHP (ngoại trừ hàm lượng Ba). Nồng độ các kim loại Cu, Pb, Cd, Cr và As đạt giá trị cao nhất tại trạm 8 (vòng 500m) với các giá trị tương ứng theo thứ tự lần lượt là 4,88 mg/kg; 16,56 mg/kg; 0,59 mg/kg; 42,15 mg/kg và 10,04 mg/kg. Trong khi đó, Zn và Hg có giá trị cao nhất là 46,92 mg/kg (trạm 5 – vòng 500m) và 0,040 mg/kg (trạm 1 – vòng 250m). Bên cạnh đó, giá trị trung bình của 07 kim loại trên đều cao hơn so với giá trị ghi nhận tại các trạm tham khảo. Tuy nhiên, tất cả các giá trị này vẫn thấp hơn nhiều so với giới hạn cho phép trong *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích* (QCVN 43:2017/BTNMT).

Hàm lượng Ba trong trầm tích dao động trong khoảng rộng từ 181,4 mg/kg (trạm 14 – vòng 4.000m) đến 1867,9 mg/kg (trạm 3 – vòng 250m) giữa các vòng lấy mẫu và đạt giá trị trung bình là 501,9 mg/kg. Giá trị này cao hơn khoảng 3 lần giá trị ghi nhận được tại giá trị của các trạm tham khảo (170,9 mg/kg). Hàm lượng Ba có giá trị cao (>1.000 mg/kg) ghi nhận ở các trạm 3 và 4 tại vòng lấy mẫu 250m tính từ công trình H1-WHP. Tại mỗi vòng lấy mẫu, hàm lượng Ba giữa các vòng có sự khác biệt đáng kể, giá trị cao ghi nhận tại các vòng lấy mẫu gần công trình, càng ra xa công trình hàm lượng Ba càng giảm (hàm lượng Ba tại vòng 1.000m, 2.000m và 4.000m có giá trị lần lượt là 266,3; 187,9 và 181,4 mg/kg). Do sự tồn tại của Ba trong môi trường lâu dài hơn so với hydrocacbon trong cùng điều kiện, cường độ suy giảm hàm lượng Ba trong trầm tích không lớn như THC. Do Ba được xem là chất không độc nhưng do nó là thành phần chính của dung dịch khoan và chỉ thị rất tốt cho sự phát tán chất thải khoan nên cũng được quan trắc để đánh giá sự phát tán và tác động của chất thải khoan.

Tại các trạm khảo sát xung quanh FPSO Armada TGT1, hàm lượng Ba dao động trong khoảng hẹp từ 168,5 mg/kg (trạm 18) đến 235,4 mg/kg (trạm 15). Hàm lượng các kim loại trong trầm tích tương đối đồng đều giữa các trạm, và có giá trị cao nhất được ghi nhận là 2,42 mg/kg (Cu); 10,19 mg/kg (Pb); 38,38 mg/kg (Zn); 0,39 mg/kg (Cd); 20,75 mg/kg (Cr); 0,027 mg/kg (Hg) và 5,53 mg/kg (As). Tuy nhiên, các giá trị này vẫn thấp hơn nhiều so với giá trị tối đa cho phép (nếu có) được cho trong *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích* (QCVN 43:2017/BTNMT).

Khu vực H4-WHP

Hàm lượng của các kim loại Cu, Pb, Zn, Cr, Hg và As trong trầm tích tại tất cả các trạm khảo sát xung quanh khu vực H4-WHP đều dao động quanh các giá trị của các trạm tham khảo. Các giá trị trung bình tại các khu vực lấy mẫu có sự khác biệt không đáng kể, dao động trong khoảng hẹp với giá trị tương ứng từ 0,74 – 2,76 mg/kg (Cu); 9,10 – 11,43 mg/kg (Pb); 16,66 – 37,04 mg/kg (Zn); 0,32 – 0,57 mg/kg (Cd); 15,81 – 24,32 mg/kg (Cr); 0,014 – 0,023 mg/kg (Hg) và 6,30 – 11,09 mg/kg (As). Nhìn chung, các giá trị ghi nhận được đều nhỏ hơn nhiều so với quy định trong QCVN 43:2017/BTNMT – *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích*.

Hàm lượng Ba dao động từ 180,7 mg/kg – 412,6 mg/kg với giá trị trung bình toàn khu vực H4-WHP là 249,6 mg/kg. Giá trị này cao hơn một chút so với giá trị ghi nhận tại các trạm tham khảo (170,9 mg/kg). Ngoại trừ hàm lượng Ba tại các trạm 20 và 23 hơi cao hơn so với các trạm khác (412,6 và 326,7 mg/kg), các trạm khảo sát còn lại trong khu vực H4-WHP có giá trị tương đối đồng đều và đều dao động xung quanh giá trị

trung bình khu vực.

Khu vực H5-WHP

Tương tự với khu vực H1-WHP, hàm lượng Ba trong trầm tích tại khu vực giàn H5-WHP dao động trong khoảng rộng (từ 167,5 mg/kg đến 2.420,1 mg/kg) và đạt giá trị trung bình 621,0 mg/kg. Giá trị này cao hơn 3 lần so với giá trị ghi nhận được tại trạm tham khảo (170,9 mg/kg). Hàm lượng Ba cao nhất tập trung chủ yếu tại vòng lấy mẫu 250m (1.468,1 mg/kg). Điều này cho thấy có sự tích tụ mùn khoan tại khu vực khảo sát. Tuy nhiên, hàm lượng Ba có xu hướng giảm dần khi càng ra xa nguồn thải (giá trị Ba trung bình vòng 500m là 425,3 mg/kg; vòng 1.000m là 190,0 mg/kg, vòng 2.000m là 179,7 mg/kg và 4.000m là 180,9 mg/kg).

Hàm lượng các kim loại khác trong trầm tích tại khu vực H5-WHP tương đương với giá trị tại các trạm tham khảo; cụ thể giá trị trung bình toàn khu vực: 1,82 mg/kg (Cu); 10,48 mg/kg (Pb); 17,33 mg/kg (Zn); 0,42 mg/kg (Cd); 16,53 mg/kg (Cr); 0,015 mg/kg (Hg) và 7,87 mg/kg (As). Và các giá trị này đều thấp hơn giá trị tối đa cho phép trong QCVN 43:2017/BTNMT.

Nhìn chung, hàm lượng 7 kim loại (Cu, Pb, Zn, Cd, Cr, Hg và As) trong đợt khảo sát này trên toàn khu vực mô Tê Giác Trắng đều ở mức thấp và dao động xung quanh giá trị của các trạm tham khảo. Nồng độ các kim loại có giá trị cao nhất toàn khu vực mô Tê Giác Trắng lần lượt là Cu: 4,88 mg/kg; Pb: 16,56 mg/kg; Zn: 46,92 mg/kg; Cd: 0,59 mg/kg, Cr: 42,15 mg/kg; Hg: 0,040 mg/kg và As: 11,09 mg/kg. Ngoài ra, hàm lượng các kim loại này tại tất cả các trạm khảo sát đều thấp hơn nhiều so với giá trị tối đa cho phép (nếu có) được cho trong *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích* (QCVN 43:2017/BTNMT). Các kết quả trên cho thấy có tích tụ đáng kể Ba tại vòng 250m tại các khu vực H1-WHP và H5-WHP mô Tê Giác Trắng từ các hoạt động dầu khí. Hàm lượng Ba trung bình tại vòng lấy mẫu 250m tại cả 2 khu vực dao động từ 972,2 mg/kg (H1-WHP) – 1.468,1 mg/kg (H5-WHP). Tuy nhiên, sự tích tụ này chỉ mang tính cục bộ, càng ra xa công trình thì hàm lượng Ba càng giảm về giá trị các trạm tham khảo với giá trị Ba tại vòng 2.000m và 4.000m cho cả 2 khu vực khảo sát theo thứ tự lần lượt là 187,9 mg/kg và 181,4 mg/kg (H1-WHP); 179,7 mg/kg và 180,9 mg/kg (H5-WHP).

2.2.1.2 Diễn biến chất lượng môi trường khu vực dự án

Sự biến thiên của các thông số chính phản ánh chất lượng trầm tích tại khu vực mô TGT qua 5 đợt khảo sát gần nhất trong các năm 2008, 2013, 2016, 2019 và 2022. Thông tin chung các chuyên khảo sát trình bày trong bảng sau.

Bảng 2.15 Tóm tắt các thông tin chung của chuyến khảo sát

Chuyến khảo sát	2008	2013	2016	2019	2022
Thời gian	04/2008	10/2013	05/2016	05/2019	04/2022
Mục đích khảo sát	Môi trường cơ sở xung quanh H1-WHP, FPSO Armada TGT1, H4-WHP	Sau khoan xung quanh H1-WHP, FPSO Armada TGT1, H4-WHP và Môi trường cơ sở xung quanh H5-WHP	Sau khoan xung quanh H1-WHP, FPSO Armada TGT1, H4-WHP, H5-WHP	Sau khoan xung quanh H1-WHP, FPSO Armada TGT1, H4-WHP, H5-WHP	Sau khoan xung quanh H1-WHP, FPSO Armada TGT1, H4-WHP, H5-WHP

Khu vực giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1



Hình 2.35 Diễn biến chất lượng trầm tích tại khu vực H1-WHP & FPSO Armada TGT1

Dựa trên diễn biến từ năm 2008 đến 2022, trầm tích trong đợt khảo sát 2022 xung quanh giàn H1-WHP có những thay đổi nhất định so với mức cơ sở (2008) khi chưa có hoạt động khoan. THC ghi nhận được trong đợt quan trắc môi trường năm nay (13,50

mg/kg) có khuynh hướng gia tăng so với đợt quan trắc cơ sở và các đợt quan trắc môi trường trước đó (2008: 2,00mg/kg; 2013: 3,31 mg/kg; 2016: 3,61 mg/kg; 2019: 5,79 mg/kg). Tuy nhiên, hàm lượng THC có giá trị thấp hơn rất nhiều giá trị tối đa cho phép theo quy định trong QCVN 43:2017/BTNMT. Ba ghi nhận trong đợt qua trắc 2022 vẫn cao hơn giá trị cơ sở (2008), tuy nhiên lại thấp hơn giá trị ghi nhận trong cả 03 đợt quan trắc môi trường trước. Ba cao tập trung chủ yếu trong khu vực lân cận gần công trình, càng ra xa công trình hàm lượng Ba càng giảm (hàm lượng Ba tại vòng 4.000m tương tự với giá trị tham khảo và giá trị trong năm 2008 tại cùng vị trí). Điều này cho thấy có sự tích tụ mùn khoan thải từ các hoạt động khoan trước đó tại khu vực H1-WHP.

Tương tự các năm trước, môi trường xung quanh FPSO Armada TGT1 ít ô nhiễm. Hàm lượng THC và Ba ít thay đổi qua các năm, và luôn tương tự với các giá trị tham khảo. Kết quả phân tích các thông số và chỉ số quần xã của khu vực FPSO Armada TGT1 cho thấy khu vực vẫn đang duy trì đà phát triển theo hướng tích cực kể từ năm 2013. Số đơn vị phân loại và chỉ số đa dạng giảm nhẹ so với năm 2019, nhưng đều cao hơn so với các trạm tham khảo. Mật độ đạt giá trị cao nhất từ đợt khảo sát năm 2013 đến nay.

Khu vực H4-WHP



Hình 2.36 Diễn biến chất lượng trầm tích tại khu vực H4-WHP

Hàm lượng THC ghi nhận trong đợt khảo sát 2022 (6,95 mg/kg) tại khu vực H4-WHP cao hơn một chút so với các giá trị cơ sở 2008 (2,0 mg/kg) và các đợt quan trắc môi trường trước đó (1,89 – 5,43 mg/kg), và giá trị THC cao nhất tập trung chủ yếu trong vòng 250m (10,59 mg/kg). Tuy nhiên, giá trị này vẫn thấp hơn giá trị THC tại các trạm tham khảo (2022) và thấp hơn nhiều so với giá trị tối đa cho phép quy định trong QCVN 43:2017/BTNMT. Ngược lại, Ba trong trầm tích (2022) lại có giá trị thấp nhất trong tất cả các đợt khảo sát từ 2008 – 2022 tại khu vực H4-WHP.

Khu vực H5-WHP



Hình 2.37 Diễn biến chất lượng trầm tích tại khu vực H5-WHP

So với năm 2016 và mức cơ sở năm 2013, THC và Ba trong trầm tích ghi nhận trong năm 2022 vẫn cao hơn, tuy nhiên các giá trị này vẫn thấp hơn nhiều so với giá trị ghi nhận trong năm 2019. THC và Ba cao tập trung vào vòng 250m (thu hẹp so với năm 2019 ghi nhận THC và Ba cao tích tụ tại vòng 500m), sau đó giảm dần về mức tham khảo. Các kết quả trên cho thấy mùn khoan thải từ các hoạt động khoan trước đó đang dần bị phân hủy, môi trường dần phục hồi.

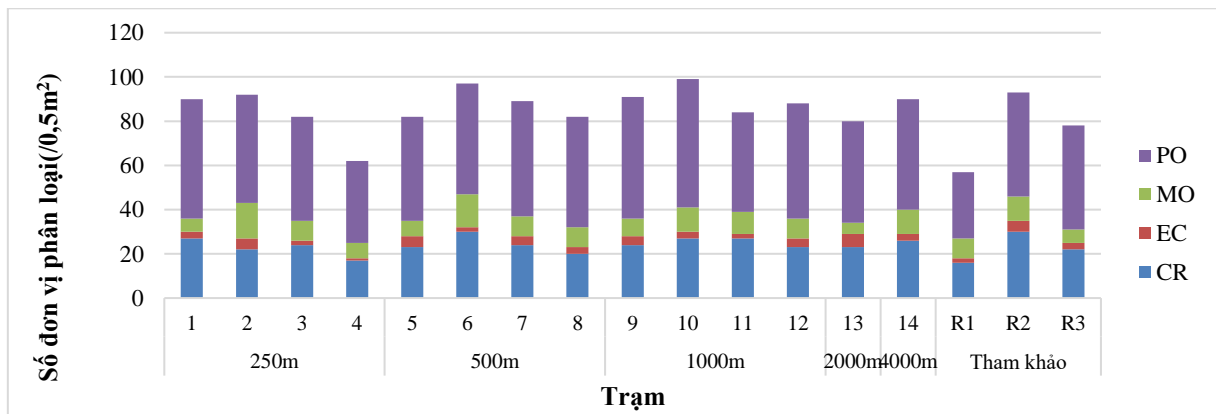
2.2.2 Hiện trạng đa dạng sinh học

2.2.2.1 Hiện trạng quần xã động vật đáy khu vực dự án

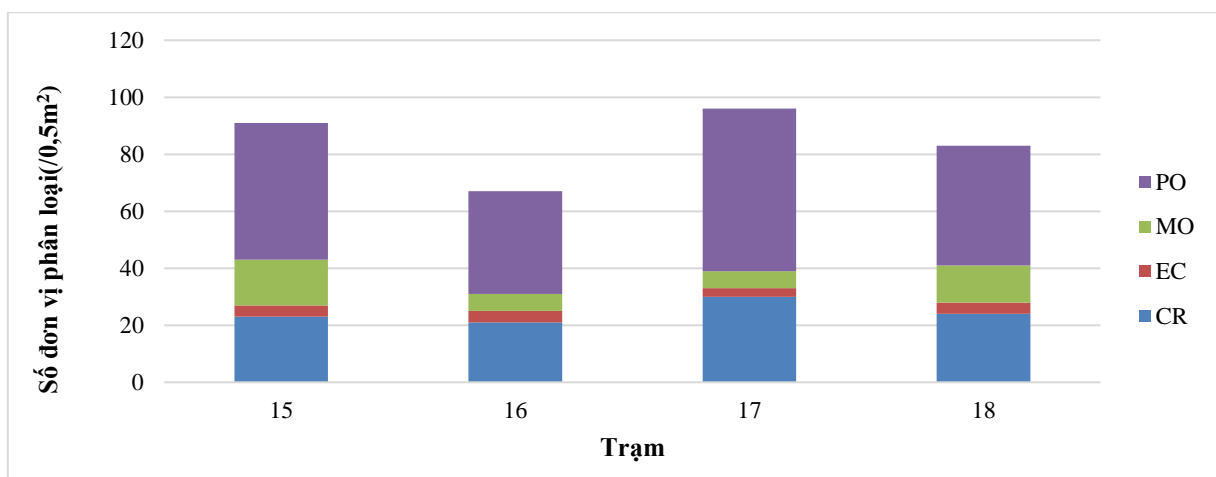
Kết quả phân tích các mẫu động vật đáy được thu nhận từ 45 trạm gồm 14 trạm trong khu vực H1-WHP, 13 trạm trong khu vực H4-WHP, 14 trạm trong khu vực H5-WHP và 4 trạm trong khu vực FPSO Armada TGT1. Các thông số trung bình quần xã được thể hiện ở bảng và hình sau:

Bảng 2.16 Các thông số và chỉ số của quần xã động vật đáy khu vực mỏ TGT

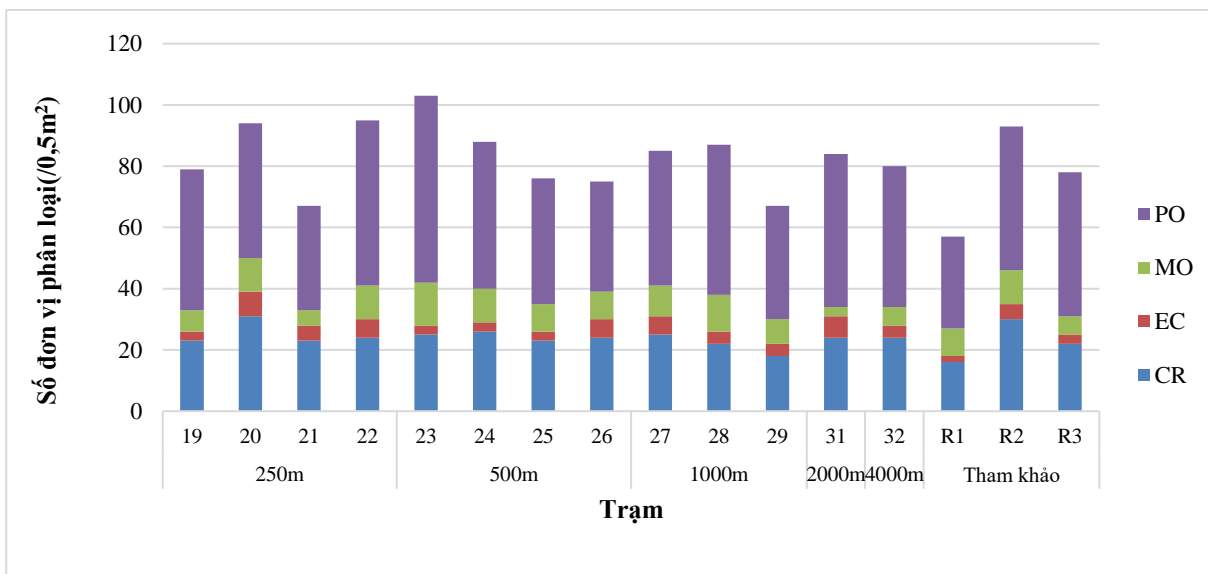
Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES ₁₀₀
H1-WHP	86	855	6,13	5,32	0,83	0,05	43
FPSO Armada TGT1	84	729	7,00	5,42	0,85	0,04	45
H4-WHP	83	641	5,68	5,61	0,88	0,03	48
H5-WHP	73	601	6,80	5,25	0,85	0,05	43
Trung bình tham khảo	76	744	6,62	5,11	0,82	0,06	42



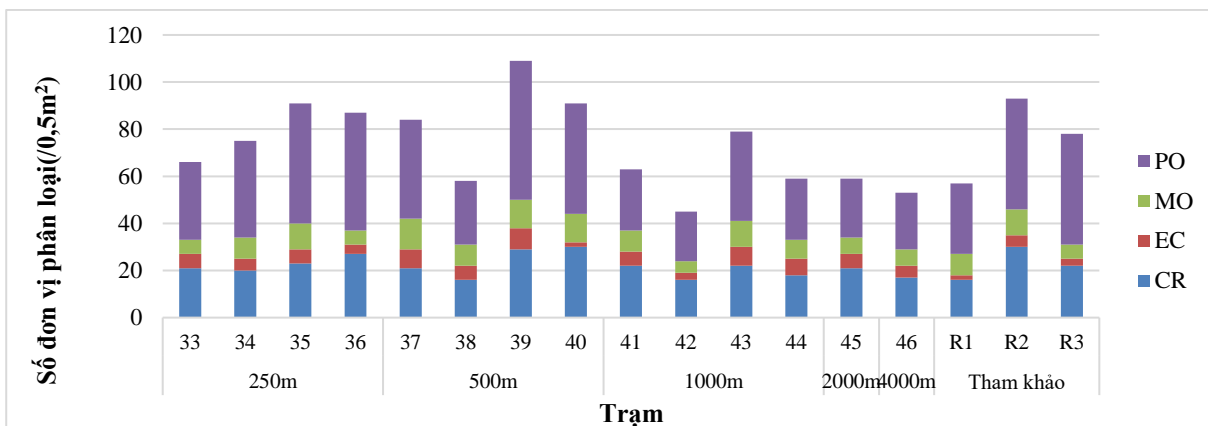
H1-WHP



FPSO Armada TGT1



H4-WHP



H5-WHP

Hình 2.38 Thành phần phân loại động vật đáy tại các khu vực Dự án

Kết quả phân tích cho thấy:

Khu vực giàn H1-WHP: Kết quả phân tích xác định khu vực H1-WHP có trung bình 86 đơn vị phân loại động vật đáy/0,5m². trung bình số đơn vị phân loại tại các trạm trong khu vực khảo sát cao hơn so với trung bình các trạm tham khảo (76 đơn vị/0,5m²). Tất cả các đơn vị phân loại ghi nhận được đều thuộc 4 nhóm Giáp xác (Crustacea), Da gai (Echinodermata), Thân mềm (Mollusca), và Giun nhiều tơ (Polychaeta). Trong đó, Giun nhiều tơ là nhóm chiếm ưu thế về số đơn vị phân loại trên cả 14 trạm khảo sát, với trung bình 49 đơn vị phân loại/0,5m², chiếm 57,28% số đơn vị phân loại trong quần xã. Nhóm Giáp xác đứng thứ hai với trung bình 24 đơn vị/0,5m², chiếm 27,90% số đơn vị phân loại trong quần xã. Nhóm Thân mềm và Da gai lần lượt chỉ chiếm 11,40% và 4,39% tổng số đơn vị phân loại trong quần xã.

Những đơn vị phân loại phổ biến trong quần xã được ghi nhận hiện diện được ghi nhận cả 14 trạm khảo sát gồm 14 đơn vị thuộc nhóm Giun nhiều tơ, 8 đơn vị thuộc nhóm Giáp xác và 1 đơn vị Amphiuroidae thuộc nhóm Da gai. Quần xã động vật đáy trong khu vực H1-WHP có mật độ trung bình 855 cá thể/m², dao động từ 438 cá

thể/m² tại trạm 4 trên vòng 250m đến 1164 cá thể/m² tại trạm 2 trên vòng 250m. Mật độ trung bình của quần xã trong khu vực khảo sát cao hơn so với mật độ trung bình tại các trạm tham khảo (744 cá thể/m²).

Khu vực FPSO Armada TGT1: có số đơn vị phân loại trung bình cao hơn so với khu vực tham khảo (84 đơn vị/0,5m² so với 76 đơn vị/0,5m²). Giun nhiều tơ vẫn là nhóm có số đơn vị phân loại cao nhất với 46 đơn vị/0,5m², chiếm 54,30% số đơn vị trong quần xã. Đứng tiếp theo là nhóm Giáp xác, Thân mềm và Da gai với tỉ lệ trong tổng số đơn vị phân loại của quần xã lần lượt là 29,08%; 12,17% và 4,45%. Các đơn vị phân loại phổ biến được ghi nhận tại cả 4 trạm khảo sát gồm 12 đơn vị Giáp xác, 2 đơn vị Da gai, 1 đơn vị Thân mềm và 26 loài thuộc nhóm Giun nhiều tơ. Mật độ động vật đáy trung bình tại khu vực FPSO Armada TGT1 đạt 729 cá thể/m², thấp hơn so với mật độ của khu vực tham khảo.

Khu vực giàn H4-WHP: Trong khu vực H4-WHP có trung bình số đơn vị phân loại được định danh tại các trạm là 83 đơn vị/0,5m², cao hơn so với giá trị tham khảo. Số đơn vị phân loại dao động từ 67 đơn vị/0,5m² tại trạm 29 trên vòng lấy mẫu 1.000m đến 103 đơn vị/0,5m² tại trạm 23 trên vòng 500m. Tất cả các đơn vị phân loại được ghi nhận đều thuộc 1 trong 4 nhóm: Giáp Xác, Da gai, Thân mềm và Giun nhiều tơ. Tại khu vực này, Giun nhiều tơ vẫn là nhóm chiếm ưu thế tại tất cả các trạm khảo sát với trung bình 45 đơn vị phân loại/0,5m², chiếm 54,63% tổng số đơn vị phân loại của quần xã. Nhóm Giáp xác đứng thứ hai với trung bình 24 đơn vị/0,5m², chiếm 28,89% tổng số đơn vị phân loại. Kết quả phân tích cho thấy 2 nhóm Thân mềm và Da gai chiếm lần lượt 10,74% và 5,74% tổng số đơn vị phân loại của khu vực.

Có 4 loài thuộc nhóm Giáp xác và 10 loài thuộc nhóm Giun nhiều tơ được ghi nhận hiện diện ở tất cả các trạm trong khu vực H4-WHP. Mật độ động vật đáy trong khu vực H4-WHP ghi nhận được trung bình là 641 cá thể/m², thấp hơn so với giá trị của khu vực tham khảo.

Khu vực giàn H5-WHP: Có trung bình 73 đơn vị phân loại/0,5m² được định danh trong khu vực H5-WHP, thấp hơn giá trị tham khảo và dao động trong khoảng từ 45 đơn vị/0,5m² tại trạm 42 trên vòng lấy mẫu 1.000m đến 109 đơn vị/0,5m² tại trạm 39 trên vòng 500m. Tất cả các đơn vị phân loại được định danh đều thuộc 1 trong 4 nhóm: Giáp Xác, Da gai, Thân mềm và Giun nhiều tơ. Nhóm Giun nhiều tơ vẫn là nhóm có nhiều đơn vị phân loại được xác định nhất tại tất cả các trạm, chiếm 50,05% số đơn vị phân loại của quần xã, các nhóm Giáp xác, Thân mềm và Da gai lần lượt đứng vị trí 2, 3 và 4, chiếm lần lượt 29,74%, 12,27% và 7,95%.

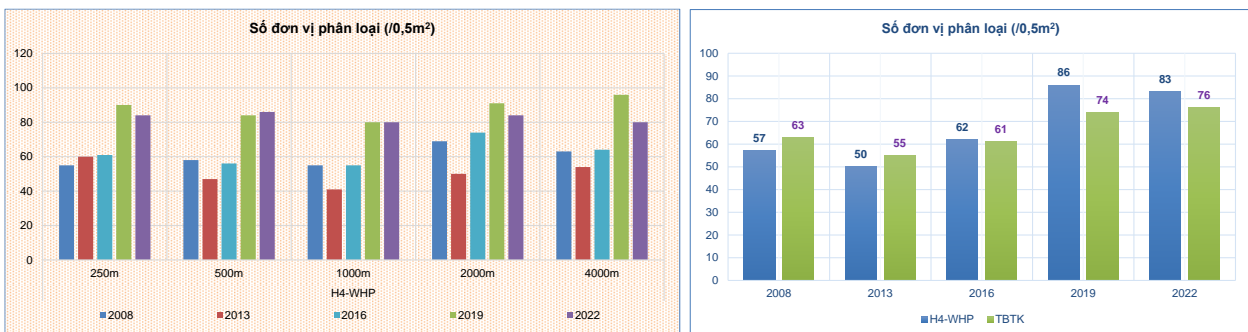
Những đơn vị phân loại phổ biến tại tất cả các trạm khảo sát trong khu vực H5-WHP gồm 6 đơn vị thuộc nhóm Giun nhiều tơ và 5 đơn vị thuộc nhóm Giáp xác. Mật độ động vật đáy tại khu vực H5-WHP cho thấy mật độ trung bình của khu vực này thấp hơn so với các trạm tham khảo (601 cá thể/m² so với 744 cá thể/m²).

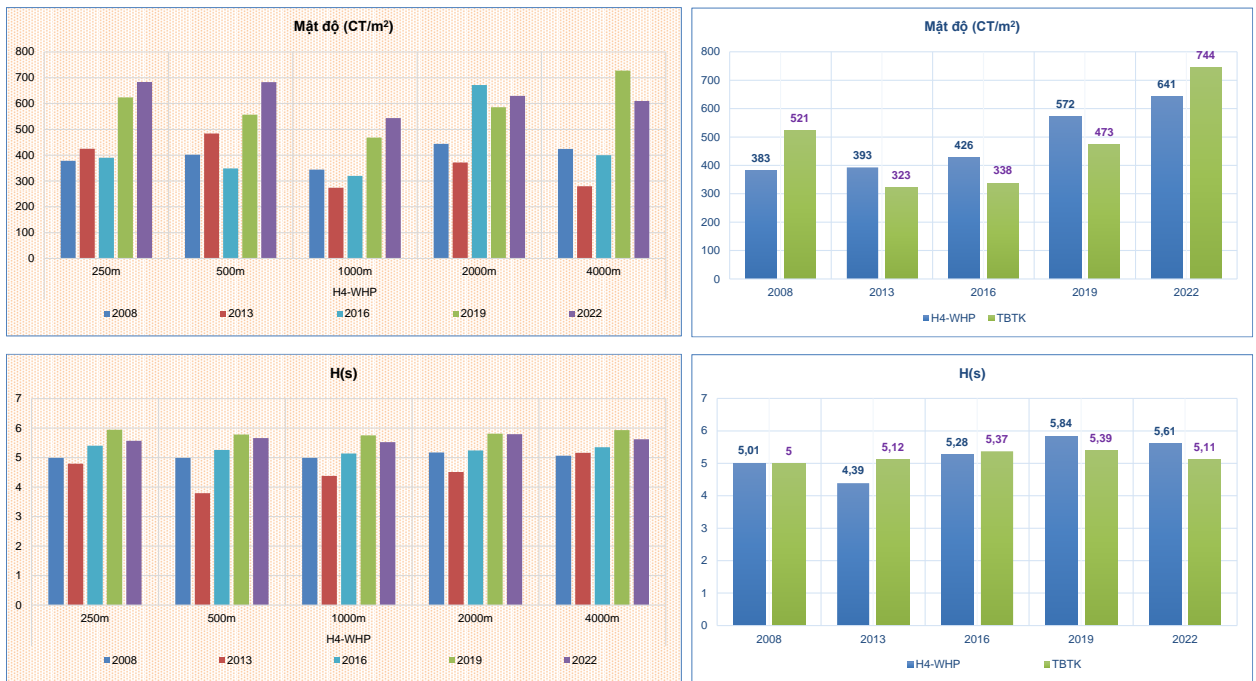
2.2.2.2 Diễn biến quần xã động vật đáy khu vực dự án

Sự biến thiên của các thông số chính của quần xã động vật đáy tại khu vực mỏ TGT qua 5 đợt khảo sát gần nhất trong các năm 2008, 2013, 2016, 2019 và 2022 được thể hiện trong các hình sau.

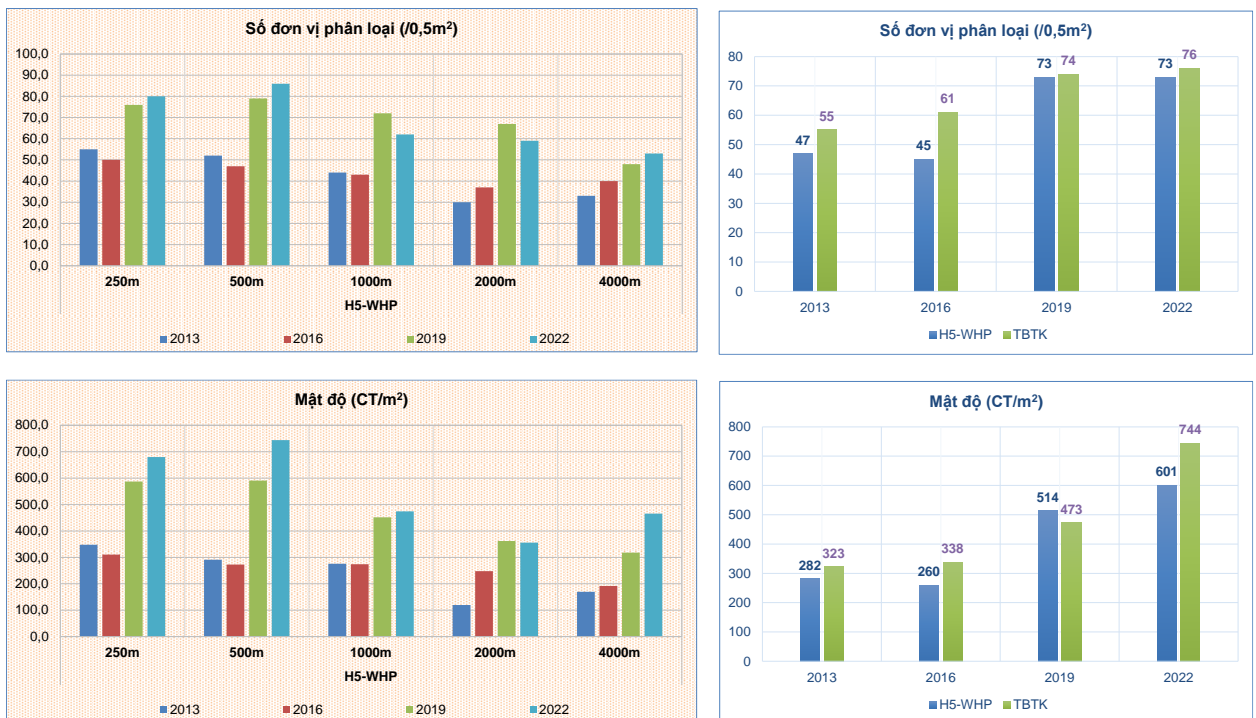


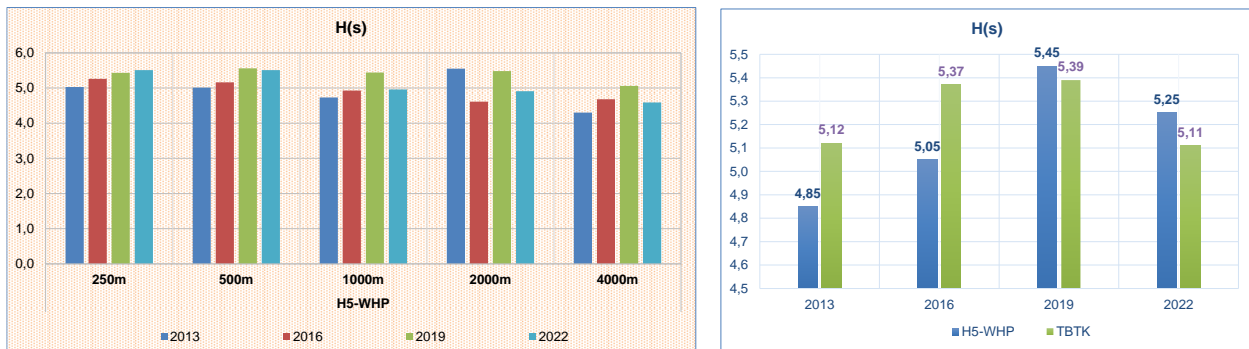
Hình 2.39 Diễn biến các thông số quần xã sinh vật đáy tại khu vực H1-WHP & FPSO Armada TGT1 mở TGT





Hình 2.40 Diễn biến các thông số quần xã sinh vật đáy tại khu vực H4-WHP





Hình 2.41 Diễn biến các thông số quần xã sinh vật đáy tại khu vực H5-WHP

Dựa trên diễn biến từ năm 2008 đến 2022, trầm tích trong đợt khảo sát 2022 xung quanh giàn H1-WHP có những thay đổi nhất định so với mức cơ sở (2008) khi chưa có hoạt động khoan.

Khu vực giàn H1-WHP: số đơn vị phân loại và mật độ quần xã, trừ vòng 2.000m là nơi có số đơn vị phân loại ghi nhận năm 2022 giảm so với năm 2019, trên tất cả các vòng lấy mẫu còn lại đều đạt giá trị cao nhất từ đợt khảo sát năm 2008 đến 2022. Trên tất cả các vòng lấy mẫu, trung bình chỉ số đa dạng sinh học ghi nhận được trong năm 2022 đều giảm so với đợt khảo sát năm 2016 và 2019 nhưng vẫn cao hơn so với năm 2013 và 2008. Chỉ số đa dạng vẫn giữ ở mức 5-mức đa dạng nhất và các thông số cho thấy quần xã động vật đáy trong khu vực vẫn đa dạng và phát triển.

Khu vực FPSO Armada TGT1: Kết quả phân tích các thông số và chỉ số quần xã của khu vực FPSO Armada TGT1 cho thấy khu vực vẫn đang duy trì đà phát triển theo hướng tích cực kể từ năm 2013. Số đơn vị phân loại và chỉ số đa dạng giảm nhẹ so với năm 2019, nhưng đều cao hơn so với các trạm tham khảo. Mật độ đạt giá trị cao nhất từ đợt khảo sát năm 2013 đến nay.

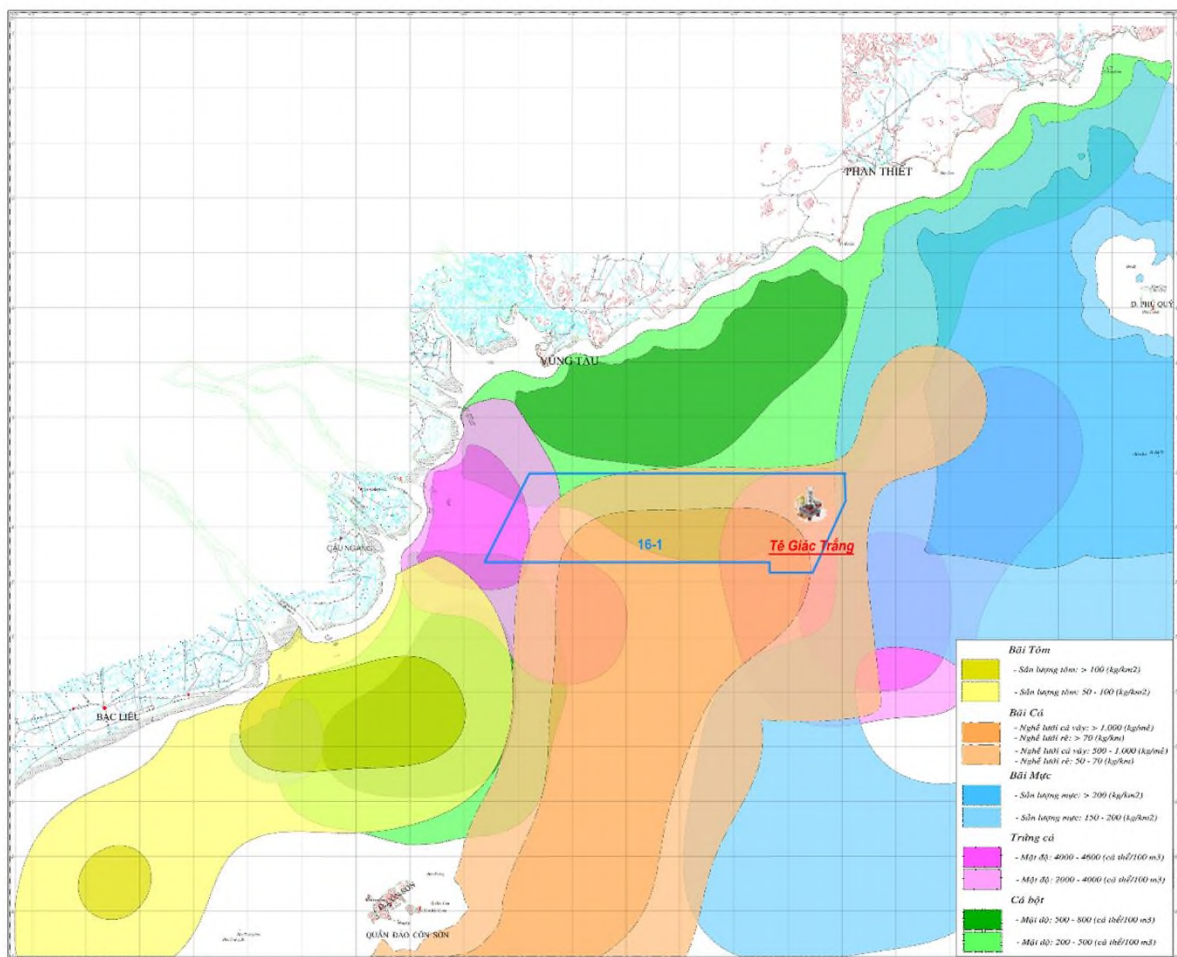
Khu vực giàn H4-WHP: số đơn vị phân loại và chỉ số đa dạng sinh học ghi nhận được trong năm 2022 giảm so với kết quả khảo sát năm 2019 nhưng vẫn đạt giá trị cao thứ hai so với các đợt khảo sát trước. Bên cạnh đó, mật độ trong đợt khảo sát năm 2022 đạt giá trị cao nhất, kể cả trên từng vòng lấy mẫu. Kết quả phân tích trung bình của khu vực H4-WHP cũng cao hơn giá trị tham khảo cho thấy quần xã động vật đáy trên các vòng lấy mẫu tại khu vực H4-WHP có xu hướng phát triển ngày càng đa dạng và phát triển so với cả đợt khảo sát cơ sở và các đợt quan trắc sau khoan.

Khu vực giàn H5-WHP: kết quả phân tích quần xã động vật đáy cho thấy đợt quan trắc năm 2022 ghi nhận sự tăng lên đáng kể về mật độ trên các vòng lấy mẫu. Trong năm 2022, số đơn vị phân loại và chỉ số đa dạng sinh học tăng nhẹ ở các trạm khảo sát ở vị trí gần giàn (vòng 250m và 500m) sau đó giảm nhẹ trên các trạm xa giàn so với năm 2019. Tuy nhiên các thông số và chỉ số quần xã trong đợt khảo sát năm 2022 vẫn cao hơn so với môi trường cơ sở năm 2013. Các thông số và chỉ số quần xã của khu vực H5-WHP cho thấy quần xã vẫn đang duy trì và phát triển theo chiều hướng tích cực, ngày càng đa dạng.

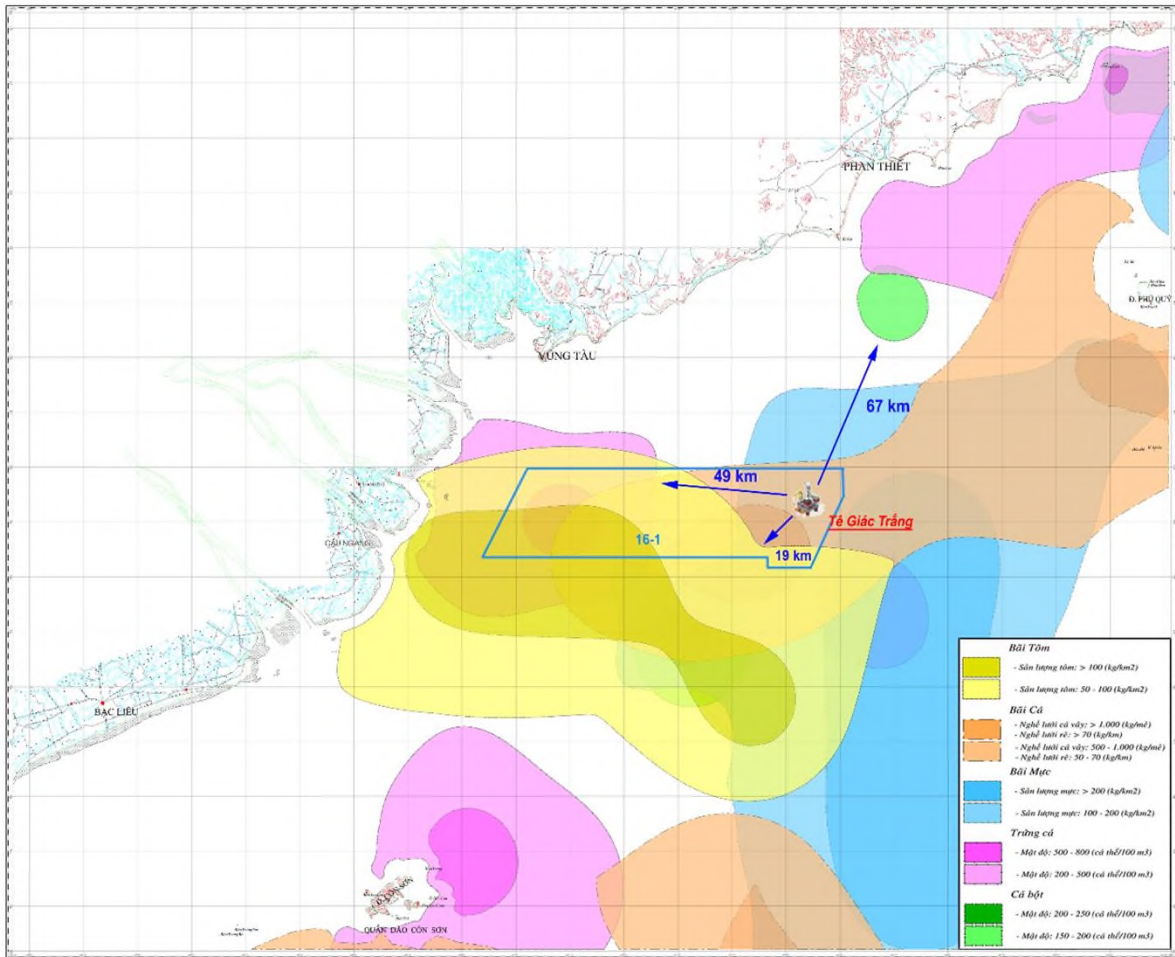
2.2.2.3 Dữ liệu về đặc điểm môi trường và tài nguyên sinh vật

2.2.2.3.1 Nguồn lợi hải sản

Dự án nằm ở khu vực nhiệt đới gió mùa trong vùng biển Việt Nam, nơi có sự đa dạng rất cao về thành phần các giống loài hải sản. Với chiều dài hơn 3.000km và nhiều dạng địa hình bờ biển khác nhau (vịnh, thềm lục địa dốc, cửa sông, đảo và quần đảo, rạn san hô, đầm phá...) cộng với đặc trưng của hai mùa gió Đông Bắc và Tây Nam, biển Việt Nam đã tạo nên rất nhiều phức hệ sinh thái khác nhau. Trữ lượng hải sản Việt Nam có khoảng 4,6 triệu tấn (nghiên cứu giai đoạn 2010-2015) với 911 loài, bao gồm 351 loài cá đáy, 244 loài cá rạn, 156 loài cá nổi, 12 loài cá nổi biển sâu, 84 loài giáp xác, 38 loài động vật chân đầu và 26 loại khác. Trong đó, trữ lượng nguồn lợi hải sản vùng biển Đông Nam Bộ chiếm 26%. Khu vực phân bố và thống kê nguồn lợi hải sản khu vực biển Đông Nam Bộ được trình bày trong **Hình 2.42** và **Bảng 2.17**.



(a)



(b)

Nguồn: [10]

**Hình 2.42 Các ngư trường hải sản trọng điểm ở vùng biển Đông Nam Việt Nam
 (a) Ngư trường vụ Bắc (b) Ngư trường vụ Nam**

Bảng 2.17 Thống kê nguồn lợi hải sản trong khu vực biển Đông Nam

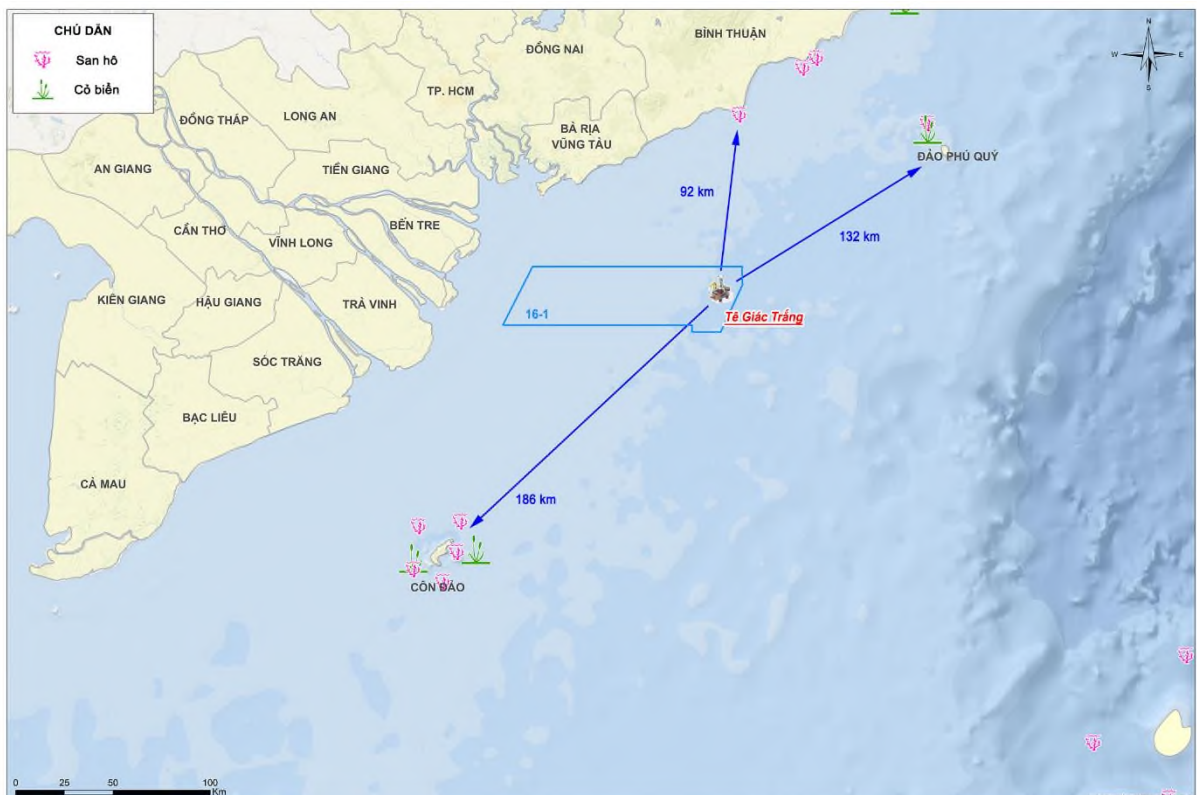
Nguồn lợi	Thành phần	Mùa vụ sinh sản	Trữ lượng (tấn)	Khả năng khai thác (tấn)	Phân bố	Khoảng cách tới vị trí Dự án
Cá	<ul style="list-style-type: none"> - Cá nôi: 222 loài thuộc 175 giống và 97 họ. Các loại cá nôi nhỏ chủ yếu là cá trích, cá com,.... Các loại cá nôi lớn có giá trị cao gồm cá thu, đù, ngừ... - Cá đáy: khoảng 409 loài thuộc 133 họ. Các loài có số lượng lớn và có giá trị kinh tế cao bao gồm: <i>Nemipteridae</i> (18 loài), <i>Carangidae</i> (27 loài), <i>Serranidae</i> (11 loài), <i>Lujanidae</i> (11 loài), <i>Sepiidae</i> (10 loài), <i>Tetraodontidae</i> (10 loài), <i>Monacanthidae</i> (10 loài), <i>Apogonidae</i> (9 loài), <i>Labridae</i> và <i>Scorpaenidae</i> (8 loài), các loài khác (khoảng 3 - 7 loài). 	<p>Mùa sinh sản mang tính đặc trưng theo loài trong các vùng biển nhiệt đới. Hầu hết các loài có mùa sinh sản kéo dài và thậm chí là có nhiều loài đẻ trứng quanh năm. Đa số tập trung sinh sản vào thời kỳ gió mùa Tây Nam trùng với mùa mưa. Bãi đẻ chính là vùng ven biển, đặc biệt là ở gần cửa sông lớn</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cá đáy: 1.551.889 - Cá nôi: 524.000 	<ul style="list-style-type: none"> - Cá đáy: 620.856 - Cá nôi: 209.600 	<ul style="list-style-type: none"> - Vào mùa gió Đông Bắc, cá nôi rất phong phú và tập trung gần bờ dọc dải Phan Thiết xuống Vũng Tàu và xung quanh Côn Đảo. - Vào mùa gió Tây Nam, cá phân tán rải rác và có xu hướng ra xa bờ hơn, mật độ cá trong toàn vùng giảm. Ở các khu vực bãi đẻ gần bờ, số lượng đàn cá tăng lên, có nhiều đàn lớn, có lúc di chuyển nổi lên tầng mặt. Khu vực tập trung nhiều cá nhất là vùng biển có độ sâu từ 50m nước trở vào. 	<p>Dự án nằm trong khu vực bãi cá vụ Bắc và bãi cá vụ Nam.</p>
Tôm	<p>Khoảng 50 loài tôm thuộc họ tôm he (<i>Penaeidae</i>), họ tôm <i>Soleniceridae</i>, <i>Sicyonilidae</i>, họ tôm rông (<i>Palinuridea</i>), họ tôm vồ (<i>Scyllaridae</i>) và họ tôm hùm (<i>Nephropidae</i>).</p>	<p>Chủ yếu vào mùa xuân và mùa hè. Vùng biển tiếp giáp cửa sông có độ sâu từ 15 – 30m là bãi đẻ của tôm.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Mùa gió Tây Nam: 17.263 - Mùa gió Đông Bắc: 37.967 	<ul style="list-style-type: none"> - Mùa gió Tây Nam: 8.631 - Mùa gió Đông Bắc: 18.983 	<p>Các loài thuộc họ tôm he, một số loài thuộc họ tôm rông và tôm vồ (<i>Thenus orientalis</i>) phân bố chủ yếu ở các vùng nước ven bờ, chỉ có loài tôm vồ (<i>Ibacus ciliatus</i>) và các loài thuộc họ tôm hùm (<i>Nephropidae</i>) sống ở vùng biển khơi xa bờ. Các khu vực có độ sâu từ 15m vào bờ, đặc biệt những khu vực có rừng ngập mặn chạy dọc ven</p>	<p>Dự án nằm cách bãi tôm vụ Nam khoảng 19km.</p>

Nguồn lợi	Thành phần	Mùa vụ sinh sản	Trữ lượng (tấn)	Khả năng khai thác (tấn)	Phân bố	Khoảng cách tới vị trí Dự án
					biển giàu thức ăn tự nhiên là nơi cư trú và sinh trưởng của tôm con	
Mực	23 loài thuộc 3 họ: họ mực ống (<i>Loliginidae</i>), họ mực nang (<i>Sepiidae</i>) và họ mực sim (<i>Sepiolidae</i>) trong đó có các loài mực có giá trị kinh tế bao gồm: mực ống Trung Hoa (<i>Loligo chinensis</i>), mực ống (<i>L. formosana</i>), mực ống Ấn Độ (<i>L. duvauceli</i>)	Mực nang đẻ trứng từ tháng 12 đến tháng 3 năm sau, Mực ống đẻ trứng từ tháng 6 đến tháng 9.	77.393	30.952	Các ngư trường mực trọng điểm là ngư trường Phú Quý (từ Hàm Tân đến Vũng Tàu) và ngư trường Bắc – Đông Bắc Côn Sơn.	Dự án nằm tiếp giáp bãi mực vụ Bắc và nằm trong bãi mực vụ Nam.

2.2.2.3.2 Nguồn lợi san hô

Gần khu vực Dự án có một số khu vực có phát hiện san hô. Trong đó, khoảng cách từ vị trí dự án tới khu vực có san hô gần nhất là hơn 92km. Với khoảng cách này, các hoạt động của mô TGT sẽ không gây ảnh hưởng tới các rạn san hô trong khu vực. Một số khu vực có san hô tạo rạn lớn bao gồm:

- **Côn Đảo:** có hệ sinh thái rạn san hô phát triển rất mạnh với 342 loài, 61 giống và 17 họ, độ phủ trung bình lên đến 50%. Các giống san hô chiếm ưu thế là *Acropora*, *Porites*, *Pachyseris*, *Montipor* và *Panova*. San hô cứng chiếm ưu thế tại hầu hết các rạn san hô. San hô mềm cũng khá phổ biến với thể là *Sinularia*.
- **Đảo Phú Quý:** là khu vực có rạn san hô phân bố ở cả 4 hướng Bắc – Nam – Đông – Tây của đảo. Rạn san hô ở đây thuộc dạng viền bờ điển hình, rộng tới trên 1000 m, riêng rạn ở phía Tây đảo rộng tới 2.000 m. Do độ trong của nước biển đảo Phú Quý cao, nên san hô ở đây phân bố đến độ sâu tới 42 m.
- **Quần đảo Trường Sa:** có khoảng 382 loài san hô cứng thuộc 70 giống, 15 họ đã được tìm thấy. San hô tại đây phân bố ở độ sâu từ 30 đến 40 m dưới mực nước biển.



Hình 2.43 Phân bố rạn san hô và cỏ biển ở khu vực biển Đông Nam Bộ

2.2.2.3.3 Nguồn lợi cỏ biển

Trong vùng biển từ Khánh Hòa đến Cà Mau, cỏ biển chủ yếu tập trung xung quanh Côn Đảo và đảo Phú Quý. Vị trí phân bố cỏ biển được thể hiện trong **Hình 2.43**.

- Thành phần loài cỏ biển trong vùng biển quanh Côn Đảo rất phong phú, phân bố từ vùng triều thấp đến độ sâu 20 m. Tại khu vực Côn Đảo đã xác định 6 loài cỏ biển, bao gồm: cỏ Hẹ ba răng (*Holodule uninervis*), cỏ Bò biển (*Thalassia hemprichii*), *Halophila decipiens*, cỏ Kiệu tròn (*Cymodocea rotundata*), *Syringodium isoetifolium*, *Cymodocea rotundat*.
- Ở vùng ven đảo Phú Quý, xác định được 300 ha cỏ biển và chủ yếu tập trung xung quanh đảo với 6 loài cỏ biển, gồm cỏ Bò biển (*Thalassia hemprichii*), cỏ Xoan (*Halophila ovalis*), cỏ Xoan nhỏ (*Halophila minor*), cỏ Kiệu tròn (*Cymodocea rotundatata*), cỏ Hẹ ba răng (*Halodule uninervis*), cỏ Năn biển (*Syringodium isoetifolium*). Cỏ biển phân bố trên đảo Phú Quý với độ che phủ đạt từ 10% đến 80%.

Với khoảng cách trên 132km tính từ vị trí Dự án tới khu vực có cỏ biển cho thấy hoạt động vận hành bình thường tại mô Tê Giác Trắng sẽ không gây tác động tới cỏ biển tại Côn Đảo và Phú Quý.

2.2.2.3.4 Chim biển

Các khu vực ven biển Đông Nam Việt Nam đã phát hiện được 386 loài chim, trong đó tại Côn Đảo có 65 loài thuộc 10 họ, bao gồm cả Gầm Ghì trắng (*Ducula bicolor*), chim Diên bụng trắng (*Sula leucogaster plotus*), Nhàn mào (*Sterna bergii cristata*), Bò câu Nicoba (*Caloenas nicobarica nicobarica*)... là những loài chim quý hiếm. Đặc biệt, các loài chim nhiệt đới mỏ đỏ (*Phaethon aethereus*) và *Sula dactylatra* làm tổ và sinh sống thành từng bầy lớn tại đảo Hòn Trứng.



Gầm Ghì trắng



Diên bụng trắng



Nhàn mào



Bò câu Nicoba

Hình 2.44 Các loài chim quý hiếm

2.2.2.3.5 Động vật biển có vú

Trong vùng biển lân cận khu vực Dự án, chỉ có tại Côn Đảo là vườn quốc gia duy nhất hiện còn thú biển như Cá Voi Đen (*Neophon phocaenoides*), Cá Nược (*Orcaella brevirostris*) và Dugong (*Dugon dugong*).

Dugong còn được gọi là Bò biển. Dugong xuất hiện ở Vịnh Côn Sơn (Côn Đảo) từ Mũi Lò Vôi xuống An Hải trong thời gian từ tháng 11 đến tháng 2. Dugong hiện

đang bị đe dọa tuyệt chủng ở mức cực kỳ nguy cấp (CR), theo Sách đỏ VN. Loài này cũng được Sách đỏ thế giới (IUCN) xếp vào loài sắp nguy cấp. Dugong chỉ còn lại không quá 100 con tại 2 vùng biển của Việt Nam là Phú Quốc và Côn Đảo (theo WWF, 2013).



Cá voi đen

Cá nước

Dugong

Hình 2.45 Động vật có vú

2.2.2.3.6 Các loài thủy sản quý hiếm, đang bị đe dọa

Danh mục loài thủy sản nguy cấp, quý, hiếm thuộc khu biển Việt Nam theo Phụ lục II, Nghị định số 26/2019/NĐ-CP ngày 08 tháng 3 năm 2019 của Chính phủ được trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 2.18 Danh mục các loài thủy sản nguy cấp, quý, hiếm

TT	Tên Việt Nam	Tên khoa học
I	LỚP ĐỘNG VẬT CÓ VÚ	MAMMALIAS
1.	Họ cá heo biển (tất cả các loài, trừ cá heo trắng trung hoa - <i>Sousa chinensis</i>)	Delphinidae
2.	Họ cá heo chuột (tất cả các loài)	Phocoenidae
3.	Họ cá heo nước ngọt (tất cả các loài)	Platanistidae
4.	Họ cá voi lưng gù (tất cả các loài)	Balaenopteridae
5.	Họ cá voi mõm khoằm (tất cả các loài)	Ziphiidae
6.	Họ cá voi nhỏ (tất cả các loài)	Physeteridae
II	LỚP CÁ XƯƠNG	OSTEICHTHYES
7.	Cá chình mun	<i>Anguilla bicolor</i>
8.	Cá chình nhật	<i>Anguilla japonica</i>
9.	Cá chày bắc	<i>Tenualosa reevesii</i>
10.	Cá mòi đường	<i>Albula vulpes</i>
11.	Cá đé	<i>Ilisha elongata</i>
12.	Cá thát lát khổng lồ	<i>Chitala lopis</i>
13.	Cá anh vũ	<i>Semilabeo obscurus</i>
14.	Cá chép gốc	<i>Procypris merus</i>
15.	Cá hô	<i>Catlocarpio siamensis</i>

TT	Tên Việt Nam	Tên khoa học
16.	Cá học trò	<i>Balantiocheilos ambusticauda</i>
17.	Cá lợ thân cao (Cá lợ)	<i>Cyprinus hyperdorsalis</i>
18.	Cá lợ thân thấp	<i>Cyprinus multitaeniata</i>
19.	Cá măng giả	<i>Luciocyprinus langsoni</i>
20.	Cá may	<i>Gyrinocheilus aymonieri</i>
21.	Cá mè huế	<i>Chanodichthys flavipinnis</i>
22.	Cá môn (Cá rồng)	<i>Scleropages formosus</i>
23.	Cá pạo (Cá mì)	<i>Sinilabeo graffeulli</i>
24.	Cá rai	<i>Neolisochilus benasi</i>
25.	Cá tróc	<i>Acrossocheilus annamensis</i>
26.	Cá trử	<i>Cyprinus dai</i>
27.	Cá thơm	<i>Plecoglossus altivelis</i>
28.	Cá niết cục phương	<i>Pterocryptis cucphuongensis</i>
29.	Cá tra dầu	<i>Pangasianodon gigas</i>
30.	Cá chen bầu	<i>Ompok bimaculatus</i>
31.	Cá vô cờ	<i>Pangasius sanitwongsei</i>
32.	Cá sơn đài	<i>Ompok miostoma</i>
33.	Cá bám đá	<i>Gyrinocheilus pennocki</i>
34.	Cá trê tói	<i>Clarias meladerma</i>
35.	Cá trê trắng	<i>Clarias batrachus</i>
36.	Cá trèo đồi	<i>Chana asiatica</i>
37.	Cá bàng chài vân sóng	<i>Cheilinus undulatus</i>
38.	Cá dao cạo	<i>Solenostomus paradoxus</i>
39.	Cá dây lưng gù	<i>Cyttopsis cypho</i>
40.	Cá kèn trung quốc	<i>Aulostomus chinensis</i>
41.	Cá mặt quỷ	<i>Scorpaenopsis diabolus</i>
42.	Cá mặt trăng	<i>Mola mola</i>
43.	Cá mặt trăng đuôi nhọn	<i>Masturus lanceolatus</i>
44.	Cá nòng nọc nhật bản	<i>Ateleopus japonicus</i>
45.	Cá ngựa nhật	<i>Hippocampus japonicus</i>
46.	Cá đờng (Cá sủ giấy)	<i>Otolithoides biauratus</i>
47.	Cá kềm chám vàng	<i>Plectorhynchus flavomaculatus</i>
48.	Cá kềm mép vẩy đen	<i>Plectorhynchus gibbosus</i>
49.	Cá song vân giun	<i>Epinephelus undulatostratus</i>

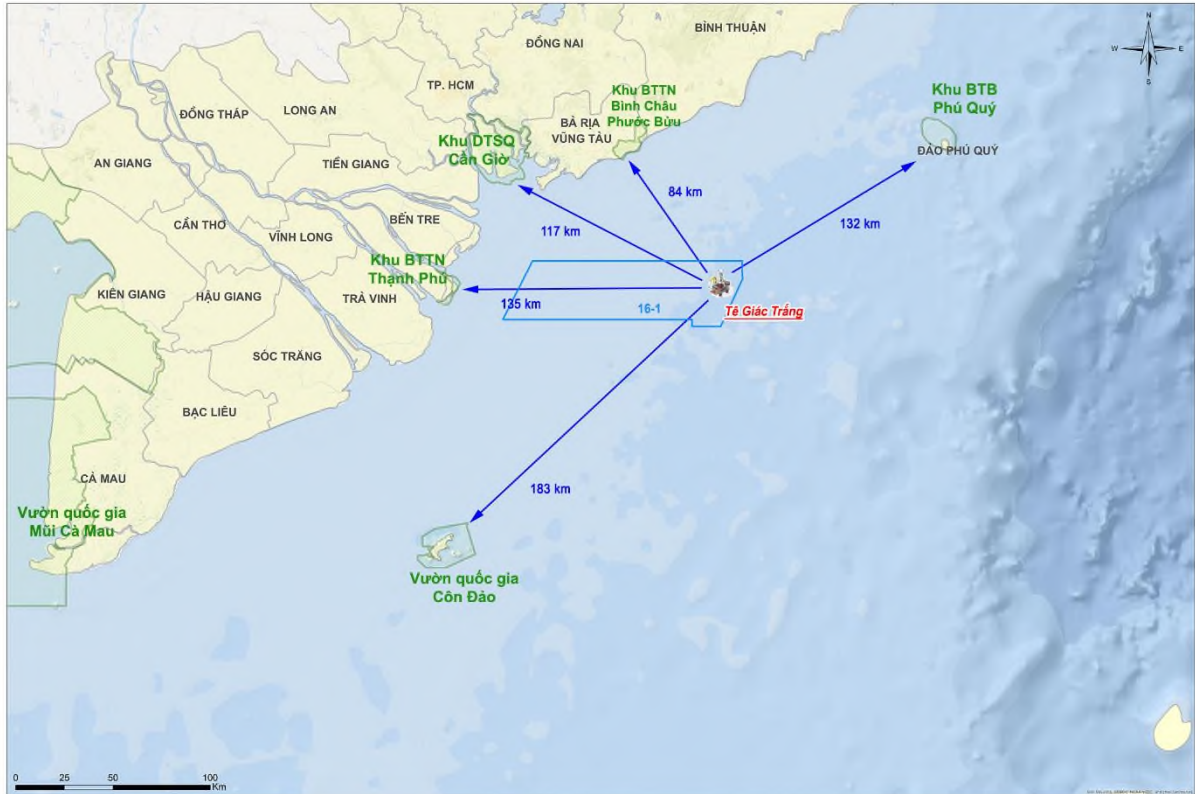
TT	Tên Việt Nam	Tên khoa học
50.	Cá mó đầu u	<i>Bolbometopon muricatum</i>
51.	Cá mú dẹt	<i>Cromileptes altivelis</i>
52.	Cá mú chấm bé	<i>Plectropomus leopardus</i>
53.	Cá mú sọc trắng	<i>Anyperodon leucogrammicus</i>
54.	Cá hoàng đế	<i>Pomacanthus imperator</i>
III	LỚP CÁ SỤN	CHONDRICHTHYES
55.	Các loài cá đuối nạng	<i>Mobula sp.</i>
56.	Các loài cá đuối ó mặt quỷ	<i>Manta sp.</i>
57.	Cá đuối quạt	<i>Okamejei kenojei</i>
58.	Cá giống mõm tròn	<i>Rhina ancylostoma</i>
59.	Cá mập đầu bạc	<i>Carcharhinus albimarginatus</i>
60.	Cá mập đầu búa hình vỏ sò	<i>Sphyrna lewini</i>
61.	Cá mập đầu búa lớn	<i>Sphyrna mokarran</i>
62.	Cá mập đầu búa tron	<i>Sphyrna zygaena</i>
63.	Cá mập đầu vây trắng	<i>Carcharhinus longimanus</i>
64.	Cá mập đốm đen đỉnh đuôi	<i>Carcharhinus melanopterus</i>
65.	Cá mập hiền	<i>Carcharhinus amblyrhynchoides</i>
66.	Cá mập lơ cát	<i>Carcharhinus leucas</i>
67.	Cá mập lùa	<i>Carcharhinus falciformis</i>
68.	Cá mập trắng lớn	<i>Carcharodon carcharias</i>
69.	Cá nhám lông nhung	<i>Cephaloscyllium umbratile</i>
70.	Cá nhám nâu	<i>Etmopterus lucifer</i>
71.	Cá nhám nhu mì	<i>Stegostoma fasciatum</i>
72.	Cá nhám răng	<i>Rhizoprionodon acutus</i>
73.	Cá nhám thu	<i>Lamna nasus</i>
74.	Cá nhám thu/cá mập sâu	<i>Pseudocarcharias kamoharai</i>
75.	Cá nhám voi	<i>Rhincodon typus</i>
76.	Các loài cá đao	<i>Pristidae spp.</i>
77.	Các loài cá mập đuôi dài	<i>Alopias spp.</i>
IV	LỚP HAI MẢNH VỎ	BIVALVIA
78.	Trai bầu dục cánh cung	<i>Margaritanopsis laosensis</i>
79.	Trai cóc dày	<i>Gibbosula crassa</i>
80.	Trai cóc hình lá	<i>Lamprotula blaisei</i>
81.	Trai cóc nhẵn	<i>Cuneopsis demangei</i>

TT	Tên Việt Nam	Tên khoa học
82.	Trai cóc vuông	<i>Protunio messengeri</i>
83.	Trai mẫu sơn	<i>Conradens fultoni</i>
84.	Trai sông bằng	<i>Pseudobaphia banggiangensis</i>
V	LỚP CHÂN BỤNG	GASTROPODA
85.	Các loài trai tai tượng	<i>Tridacna spp.</i>
86.	Họ ốc anh vũ (tất cả các loài)	<i>Nautilidae</i>
87.	Ốc đụn cái	<i>Tectus niloticus</i>
88.	Ốc đụn đực	<i>Tectus pyramis</i>
89.	Ốc mút vệt nâu	<i>Cremnoconchus messengeri</i>
90.	Ốc sứ mắt trĩ	<i>Cypraea argus</i>
91.	Ốc tù và	<i>Charonia tritonis</i>
92.	Ốc xà cừ	<i>Turbo marmoratus</i>
VI	LỚP SAN HÔ	ANTHOZOA
93.	Bộ san hô đá (tất cả các loài)	Scleractinia
94.	Bộ san hô cứng (tất cả các loài)	Stolonifera
95.	Bộ san hô đen (tất cả các loài)	Antipatharia
96.	Bộ san hô sừng (tất cả các loài)	Gorgonacea
97.	Bộ san hô xanh (tất cả các loài)	Helioporacea
VII	NGÀNH DA GAI	ECHINODERMATA
98.	Cầu gai đá	<i>Heterocentrotus mammillatus</i>
99.	Hải sâm hồ phách	<i>Thelenota anax</i>
100.	Hải sâm lựu	<i>Thelenota ananas</i>
101.	Hải sâm mít hoa (Hải sâm dứa)	<i>Actinopyga mauritiana</i>
102.	Hải sâm trắng (Hải sâm cát)	<i>Holothuria (Metriatyla) scabra</i>
103.	Hải sâm vú	<i>Microthele nobilis</i>

Nguồn: Nghị định số 26/2019/NĐ-CP ngày 08 tháng 3 năm 2019 của Chính phủ

2.2.2.3.7 Các khu vực cần được bảo vệ

Các khu vực cần bảo vệ gần khu vực dự án bao gồm: Khu bảo tồn thiên nhiên Phước Bửu Bình Châu (cách 84km), Khu Dự trữ sinh quyển Cần Giờ (cách 117km), Khu bảo tồn biển đảo Phú Quý (cách 132km), Khu bảo tồn thiên nhiên Thạnh Phú (cách 135km) và Vườn Quốc gia Côn Đảo (cách 183km). Vị trí tương đối giữa khu vực dự án và các khu vực cần bảo vệ được thể hiện trong **Hình 2.46**.



Hình 2.46 Các khu vực cần được bảo vệ ở vùng biển Đông Nam Việt Nam

➤ **Khu bảo tồn biển đảo Phú Quý**

Khu bảo tồn biển đảo Phú Quý nằm trên đảo Phú Quý cách khu vực dự án 132km, cách đất liền khoảng 70km. Các nghiên cứu sơ bộ đã ghi nhận được khoảng 70 loài cây trên cạn, 72 loài rong biển, 134 loài san hô rạn và 15 loài động vật thân mềm. Trong các loại san hô, phổ biến nhất là các dạng san hô hình tua *Acropora* và *Pocillopora*. Ở sườn phía Tây đảo Phú Quý là một bãi san hô rộng lớn (rộng khoảng 600 m), nằm kế cận một đầm phá bao phủ những bãi cỏ biển rộng lớn.

➤ **Vườn Quốc gia Côn Đảo**

Vườn quốc gia Côn Đảo được thiết lập trên Côn Đảo, cách mỏ Tê Giác Trắng khoảng 183km. Vườn quốc gia Côn Đảo có tổng diện tích cần được bảo vệ là 20.000 ha, trong đó 14.000 ha là dưới biển và 6.000 ha trên cạn của 14 đảo. Thêm vào đó còn có một vùng đệm biển rộng 20.500 ha, bao gồm cả các hệ sinh thái biển và ven bờ như rừng ngập mặn (18 ha), các rạn san hô (1.000 ha) và thảm cỏ biển (200 ha).

Hệ thực vật ở Côn Đảo khá phong phú và đa dạng với khoảng 882 loài thực vật bậc cao, trong đó có đến 371 loài thân gỗ, 30 loài phong lan, 103 loài dây leo, 202 loài thảo mộc... Có 44 loài thực vật được các nhà khoa học tìm thấy lần đầu tiên ở đây. Một số loài được xếp vào danh mục quý hiếm như: Lát hoa (*Chukrasia tabularis*), Găng néo (*Manikara hexandra*),...

Hệ động vật rừng Côn Đảo đến nay đã ghi nhận được 144 loài, trong đó có 28 loài lớp thú, 69 loài chim, 39 loài bò sát, 8 loài lưỡng cư. Một số động vật quý hiếm và đặc hữu tại Côn Đảo như: Sóc mun (*Callosciunis filaysoni*), Sóc đen (*Ratufa bicolor condorensis*),

Chuột hươu Côn Đảo (*Rattus niviventer condorensis*), Thạch sùng Côn Đảo (*Cyrtodactylus condorensis*), Cá heo mõm dài (*Stenella longirostris*), Cá voi xanh (*Balaenoptera musculus*), Cá nược (*Orcaella brevirostris*), Rùa biển, *Dugong dugon*... Trong đó *Dugong* là đối tượng được quan tâm bảo vệ trên phạm vi toàn cầu.

Đặc biệt, Côn Đảo có quần thể rùa biển rất lớn, hàng năm vào mùa sinh sản, có hàng ngàn lượt rùa biển lên các bãi cát đặc biệt Hòn Bảy Cạnh để đẻ trứng.

➤ Khu dự trữ sinh quyển Cần Giờ

Khu dự trữ sinh quyển Cần Giờ nằm cách khu vực Dự án khoảng 117km. Tổng diện tích khu dự này là 75.740 ha, trong đó vùng lõi 4.721 ha, vùng đệm 41.139 ha và vùng chuyển tiếp 29.880 ha. Đây là khu rừng ngập mặn với một quần thể động thực vật đa dạng, trong số đó nổi bật là đàn khỉ đuôi dài (*Macaca fascicularis*) cùng nhiều loài chim, cò.

Về thực vật, rừng ngập mặn Cần Giờ có 220 loài thực vật bậc cao với 155 chi, thuộc 60 họ; trong đó, các họ có nhiều loài nhất gồm: họ Cúc (*Asteraceae*) 8 loài, họ thài dàu (*Euphorbiaceae*) 9 loài, họ Đước (*Rhizophoraceae*) 13 loài, họ Cói (*Cyperaceae*) 20 loài, họ Hòa thảo (*Poaceae*) 20 loài, họ Đậu (*Fabaceae*) 29 loài.

Về động vật, khu hệ động vật thủy sinh không xương sống với trên 700 loài, khu hệ cá trên 130 loài, khu hệ động vật có xương sống có 9 loài lưỡng thê, 31 loài bò sát, 4 loài có vú. Trong đó có 11 loài bò sát có tên trong sách đỏ Việt Nam như: tắc kè (*gekko gekko*), kỳ đà nước (*varanus salvator*), trăn đất (*python molurus*), trăn gấm (*python reticulatus*), rắn cạp nong (*bungarus fasciatus*), rắn hổ mang (*naja naja*), rắn hổ chúa (*ophiophagus hannah*), vích (*chelonina mydas*), cá sấu hoa cà (*crocodylus porosus*) ... Khu hệ chim có khoảng 130 loài thuộc 47 họ, 17 bộ. Trong đó có 51 loài chim nước và 79 loài không phải chim nước sống trong nhiều sinh cảnh khác nhau.

➤ Khu bảo tồn thiên nhiên Bình Châu-Phước Bửu

Khu Bảo tồn Thiên nhiên Bình Châu - Phước Bửu thuộc huyện Xuyên Mộc, tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu, là khu rừng nguyên sinh ven biển duy nhất còn lại tương đối nguyên vẹn của Việt Nam. Nơi đây có tiềm năng du lịch rất lớn với nhiều dạng địa hình gồm cả đồi, núi, suối, hồ, biển và rừng.

Khu bảo tồn thiên nhiên này được xếp vào “Kiểu thực vật rừng kín, nửa rụng lá ẩm nhiệt đới”. Các dạng địa hình khác nhau đã tạo cảnh quan sinh động, đa dạng gồm: đồi, núi, suối, hồ, biển và rừng, tạo thành nơi cư trú rất đa dạng cho các loài động, thực vật... Với diện tích 11.293 ha, rừng Bình Châu-Phước Bửu có thảm thực vật nguyên sinh vô cùng phong phú, gồm: 113 họ, 408 chi, 661 loài, trong đó có nhiều loài rất quý hiếm như: Cẩm lai Bà Rịa, Gõ đỏ, Gõ mật, Kơ nia, Giáng hương, Bình linh nghệ, Sơn đào... Động vật cũng rất đa dạng, có 70 họ, 29 bộ, 178 loài, trong đó 106 loài chim, 43 loài bò sát, 12 loài lưỡng cư, 51 loài thú... Hiện nay, có nhiều loài có tên trong Sách Đỏ Việt Nam và thế giới như: Gà lôi vằn, Bò câu nâu, Cú lợn rừng, Yến núi.

➤ Khu bảo tồn thiên nhiên Thạnh Phú

Khu bảo tồn thiên nhiên Thạnh Phú có diện tích: 2.584ha thuộc địa phận của tỉnh Bến Tre là khu vực nằm trong vùng cửa sông Cửu Long.

Khu hệ động vật – thực vật trong khu bảo tồn có 119 loài thuộc 45 họ thực vật. Diện tích rừng hiện nay tại khu bảo tồn là 2.043 ha, được chia ra làm 4 phân khu. Những vùng bãi biển ngập triều và các kênh rạch của khu bảo tồn khi nước triều xuống là những bãi ăn lý tưởng cho nhiều loài chim. Quần xã Mắm trắng dày đặc ở khu trảng lầy là nơi cư trú thích hợp cho nhiều loài bò sát, lưỡng cư và nhiều loài thú nhỏ, thống kê được: 27 loài bò sát, 08 loài lưỡng cư, 16 loài thú và 60 loài chim.

Hệ sinh thái rừng ngập mặn ven biển cù lao Minh có khoảng 152 loài chim, hệ số đa dạng so với khu hệ chim của tỉnh là 0,87 và 0,78 so với đồng bằng sông Cửu Long. Nhóm thú có khoảng 12 loài thú khác nhau với hệ số đa dạng so với tỉnh là 0,4 và so với đồng bằng sông Cửu Long là 0,3. Nhóm bò sát có khoảng 13 loài khác nhau với hệ số đa dạng so với tỉnh là 0,3. Nhóm lưỡng cư có khoảng 10 loài với hệ số đa dạng so với tỉnh là 0,8.

Khu hệ cá ở khu bảo tồn gồm 49 loài cá thuộc 32 họ 12 bộ cá khác nhau. Trong đó bộ cá Vược có số lượng loài nhiều nhất với 26 loài; bộ cá Nheo có 7 loài; bộ cá Trích có 4 loài; các bộ còn lại có số lượng loài không nhiều, từ 1 đến 2 loài.

2.3 NHẬN DẠNG CÁC ĐỐI TƯỢNG BỊ TÁC ĐỘNG, YẾU TỐ NHẠY CẢM VỀ MÔI TRƯỜNG KHU VỰC THỰC HIỆN DỰ ÁN

Các hoạt động dự án sẽ phát sinh các nguồn thải sau:

- Khí thải phát sinh từ hoạt động tiêu thụ nhiên liệu của các động cơ, máy móc trên các phương tiện như: tàu, giàn khoan được thải vào nguồn tiếp nhận là môi trường không khí ngoài khơi xa bờ;
- Nước thải (nước thải sinh hoạt, nước thải nhiễm dầu và nước khai thác) sẽ được xử lý đúng quy định và thải vào nguồn tiếp nhận là môi trường biển xa bờ;
- Chất thải khoan (dung dịch khoan nền nước và mùn khoan) được thải vào nguồn tiếp nhận là môi trường biển xa bờ;
- Chất thải thực phẩm từ hoạt động sinh hoạt của lực lượng lao động tham gia trên các phương tiện như: tàu, giàn khoan sau khi nghiền nhỏ dưới 25mm được thải vào nguồn tiếp nhận là môi trường biển xa bờ;
- Chất thải nguy hại và chất thải không nguy hại (phế liệu để thu hồi, tái chế, chất thải thông thường còn lại) trong quá trình khoan, khai thác và khảo sát địa chấn sẽ được thu gom, vận chuyển về bờ và chuyển giao cho đơn vị chức năng xử lý theo đúng quy định, không thải xuống biển.

Ngoài ra, trong trường hợp xảy ra sự cố môi trường (sự cố tràn dầu, cháy nổ, rò rỉ khí) sẽ tiềm ẩn nguy cơ tràn dầu và khí vào nguồn tiếp nhận là môi trường biển xa bờ và nguy cơ ảnh hưởng đến môi trường đường bờ các đảo ngoài khơi và các tỉnh

ven biển. Tuy nhiên, các sự cố này rất hiếm khi xảy ra và thực tế triển khai các hoạt động dầu khí tại khu vực chưa xảy ra bất kỳ sự cố nào.

Với các nguồn thải phát sinh nêu trên, các đối tượng môi trường có thể bị tác động từ các hoạt động của dự án như sau:

- Môi trường không khí ngoài khơi;
- Môi trường biển xa bờ (nước biển và sinh vật biển) tại khu vực dự án.

Trong trường hợp xảy ra sự cố môi trường (như sự cố tràn dầu nghiêm trọng), các yếu tố nhạy cảm môi trường sau có thể bị tác động do dầu tràn:

- Các động vật biển quý hiếm cần bảo vệ (động vật có vú biển, san hô, cỏ biển...);
- Các khu bảo tồn biển trong vùng biển Đông Nam Việt Nam (Phú Quý, Côn Đảo, Cần Giờ);
- Các hoạt động kinh tế biển: các hoạt động đánh bắt, nuôi trồng thủy sản, hoạt động du lịch, vui chơi giải trí ven biển...

2.4 SỰ PHÙ HỢP CỦA ĐỊA ĐIỂM LỰA CHỌN THỰC HIỆN DỰ ÁN

2.4.1 Đánh giá sự phù hợp của địa điểm lựa chọn thực hiện dự án với đặc điểm kinh tế - xã hội khu vực dự án

- Dự án nằm trong khu vực Lô 16-1 thuộc bồn trũng Cửu Long ngoài khơi vùng biển Đông Nam Việt Nam. Đây là khu vực có tiềm năng dầu khí, xung quanh khu vực Lô 16-1 đã bắt đầu hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí từ những năm 1970 và với nhiều mỏ đã đưa vào khai thác như (Hải Sư Trắng, Thỏ Trắng, Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, ...). Tại khu vực Lô 16-1 đã thực hiện khảo sát địa chấn, khoan thăm dò từ năm 1999-2005 và mỏ TGT được tuyên bố thương mại vào năm 2008, dòng dầu và khí thương phẩm đầu tiên được khai thác vào tháng 8/2011 đến tháng 4/2022 mỏ TGT đã đạt được sản lượng khai thác 100 triệu thùng dầu.
- Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh 2022” được triển khai sẽ tiếp tục các hoạt động khoan và khai thác tại các giếng tiềm năng trên cơ sở hạ tầng các công trình dầu khí hiện có tại mỏ TGT, nhằm tận thu lượng dầu và khí của mỏ TGT. Do đó, hoạt động của Dự án tại khu vực này hoàn toàn phù hợp với đặc điểm kinh tế xã hội tại khu vực.

2.4.2 Đánh giá sự phù hợp của địa điểm lựa chọn thực hiện dự án với điều kiện môi trường và tài nguyên sinh vật khu vực dự án

Dự án nằm trong phạm vi khu vực Lô 16-1, xung quanh các khu vực đang hoạt động khai thác dầu khí của bồn trũng Cửu Long. Dựa trên các kết quả nghiên cứu về điều kiện môi trường và tài nguyên sinh vật khu vực dự án, có thể thấy:

- Các thông số môi trường phản ánh chất lượng nước biển, chất lượng trầm tích và các chỉ số quần xã động vật đáy các trạm khảo sát đều ở mức tốt, tất cả các

thông số quan trắc đều nằm trong giới hạn cho phép của các quy chuẩn quốc gia của Việt Nam (QCVN 10-MT:2015/BTNMT về chất lượng nước biển xa bờ và QCVN 43:2017/BTNMT về chất lượng trầm tích) và xấp xỉ với các giá trị các trạm đối chứng. Điều này chứng tỏ các hoạt động thăm dò hiện hữu đã và đang được tiến hành tại khu vực mỏ không làm ảnh hưởng nhiều đến môi trường xung quanh.

- Vị trí dự án nằm cách rất xa các khu vực nhạy cảm ven biển và trên đất liền.

Để đánh giá mức độ nhạy cảm môi trường khu vực ven bờ và hải đảo, báo cáo này tham khảo kết quả bản đồ nhạy cảm môi trường khu vực ven biển từ Đà Nẵng đến biên giới Campuchia do PVN thực hiện năm 2016. Dựa vào bản đồ nhạy cảm môi trường cho thấy các khu vực có độ nhạy cảm cao ($ESI = 5 - 6$), cần ưu tiên bảo vệ trong trường hợp nếu xảy ra sự cố tràn dầu do dự án bao gồm:

Tỉnh Bình Thuận:

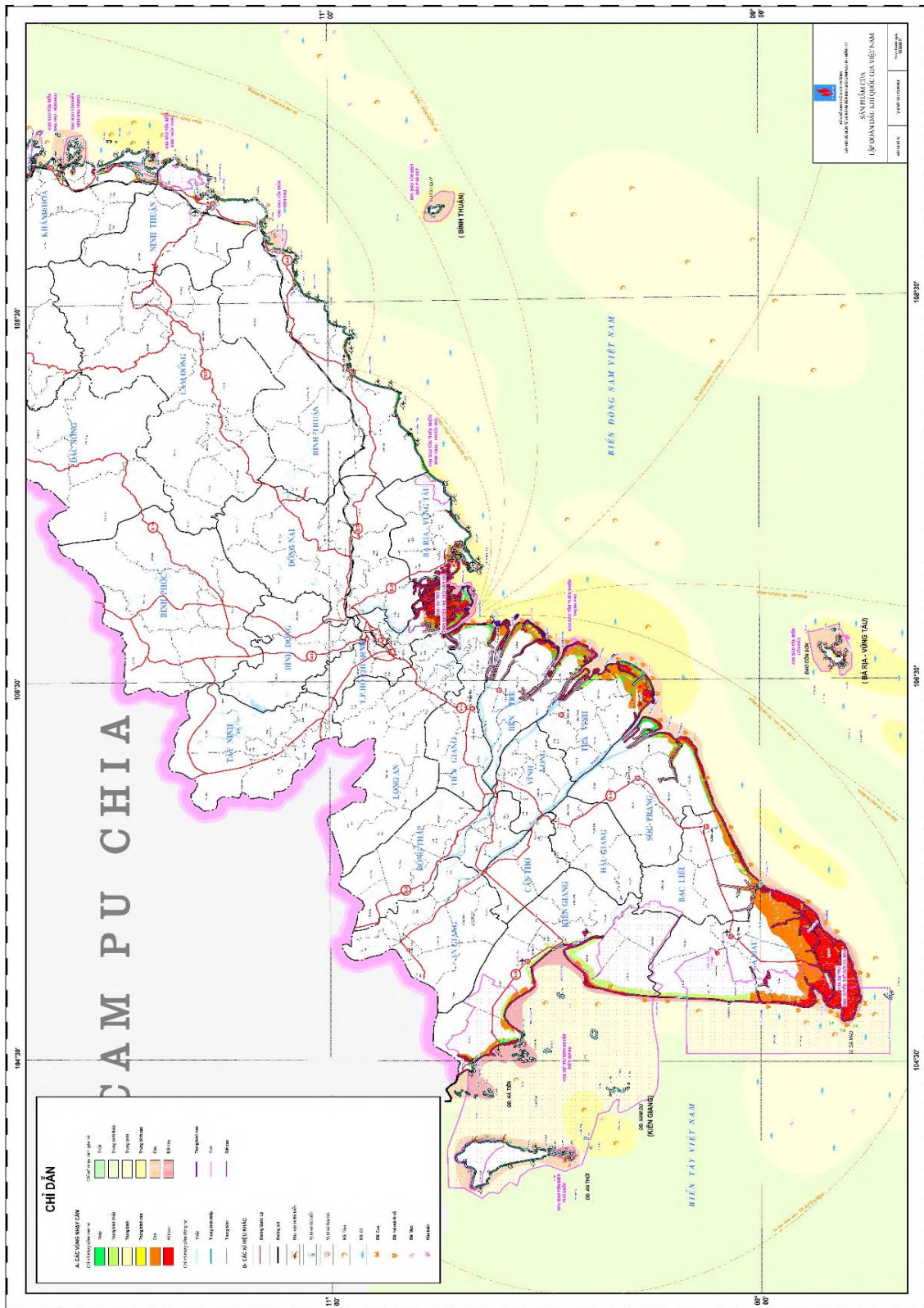
- Khu vực ven bờ từ mũi Cà Ná đến Bực Lỡ có chỉ số ESI là 5.
- Khu vực ven bờ từ Bực Lỡ đến xã Vĩnh Hảo có chỉ số ESI là 6.
- Khu vực từ xã Vĩnh Hảo đến Phước Thử có chỉ số ESI là 5.
- Xung quanh đảo Phú Quý có chỉ số ESI là 6.

Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu:

- Khu vực Côn Đảo có chỉ số ESI là 6.
- Khu vực bãi biển du lịch ven biển có chỉ số ESI là 4.

Các khu vực có chỉ số nhạy cảm cao ($ESI = 5 - 6$) từ Bà Rịa - Vũng Tàu đến Cà Mau:

- Khu vực huyện Cần Giờ, TP.HCM.
- Khu vực mũi Cà Mau, tỉnh Cà Mau.
- Dải ven biển từ Tiền Giang đến Cà Mau.
- Các khu vực cần được bảo vệ: Côn Đảo, Phú Quý, Hòn Cau.



Nguồn: PVN

Hình 2.47 Bản đồ nhạy cảm đường bờ từ Đà Nẵng đến biên giới Campuchia

CHƯƠNG 3. ĐÁNH GIÁ, DỰ BÁO TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG CỦA DỰ ÁN VÀ ĐỀ XUẤT CÁC BIỆN PHÁP, CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG, ỨNG PHÓ SỰ CỐ MÔI TRƯỜNG

Nội dung đánh giá tác động môi trường của Dự án được thực hiện theo hướng dẫn của Nghị định 08/2022/NĐ-CP và Thông tư 02/2022/TT-BTNMT ngày 10/01/2022 của Bộ Tài Nguyên và Môi trường. Các tác động của Dự án được xem xét theo các giai đoạn triển khai của Dự án và cụ thể hóa cho từng nguồn gây tác động, từng đối tượng bị tác động. Trên cơ sở đó, các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đề xuất thực hiện phù hợp, đảm bảo đáp ứng yêu cầu bảo vệ môi trường đối với từng tác động đã được đánh giá nhằm tuân thủ pháp luật bảo vệ môi trường của Việt Nam và chính sách ATSKMT của HLJOC.

Các hoạt động của Dự án được thực hiện tại mỏ TGT đang có hoạt động khai thác hiện hữu, nên tác động môi trường phát sinh từ các hoạt động của Dự án sẽ được xem xét và đánh giá tổng hợp với các tác động môi trường do hoạt động khai thác hiện hữu của mỏ TGT.

Các hoạt động của Dự án sẽ được triển khai tại mỏ TGT như sau:

- Khoan 01 giếng khai thác tại giàn H1-WHP, 01 giếng khai thác tại giàn H4-WHP, 02 giếng khai thác tại giàn H5-WHP và 01 giếng thăm lượng;
- Kết nối các giếng mới khoan vào hoạt động khai thác hiện hữu tại Lô 16-1.

Dự án được thực hiện ngoài khơi nên không có các hoạt động giải phóng mặt bằng, di dân và tái định cư. Các tác động môi trường trong giai đoạn thu dọn mỏ sẽ được HLJOC thực hiện đánh giá trong một báo cáo riêng theo quy định của pháp luật.

Để đánh giá mức độ tác động của Dự án, báo cáo sử dụng Hệ thống định lượng tác động (IQS) làm phương pháp để đánh giá mức độ tác động phát sinh từ các hoạt động của Dự án. Phương pháp này được xây dựng dựa trên các Hướng dẫn về môi trường của Ngân hàng Thế giới, Diễn đàn Thăm dò và Khai thác Dầu khí và được đề xuất sử dụng trong Hướng dẫn chung về thực hiện đánh giá tác động môi trường đối với các Dự án đầu tư của Tổng cục Môi trường Việt Nam.

Hệ thống định lượng tác động (IQS)

Hệ thống định lượng sẽ xem xét các tác động trên các khía cạnh như sau.

Yếu tố	Các thông số đại diện
Các tương tác vật lý, hóa học, sinh thái	Cường độ, Phạm vi ảnh hưởng, Thời gian phục hồi
Khả năng xuất hiện	Tần suất
Quản lý	Pháp luật, Chi phí, Sự quan tâm của cộng đồng

Mỗi thông số được xác định dựa vào hệ thống xếp loại trong bảng sau.

Bảng 3.1 Hệ thống định lượng tác động (IQS)

Yếu tố	Thông số	Hệ thống xếp loại		
		Mức độ	Định nghĩa	Mức độ
Sự tác động	Cường độ (M)	Không tác động	Không có tương tác phát sinh	0
		Ít tác động	Biến đổi trong phạm vi biến thiên tự nhiên, rất thấp dưới các giới hạn quy định, không ảnh hưởng đến sức khỏe.	1
		Tác động trung bình	Thay đổi hệ sinh thái vừa phải, ít tác động đến sức khỏe cộng đồng, đạt gần các giới hạn quy định	2
		Tác động lớn	Tác động lớn đến hệ sinh thái, có thể ảnh hưởng đến sức khỏe cộng đồng khi bị tiếp xúc quá mức	3
		Tác động nghiêm trọng	Làm biến đổi lớn hệ sinh thái, gây hại cho sức khỏe cộng đồng	4
Sự tương tác	Phạm vi ảnh hưởng (S)	Không tác động	Không có sự tương tác phát sinh	0
		Tại chỗ	Tác động tại ngay tại điểm phát sinh	1
		Khu vực	Tác động trong phạm vi cục bộ	2
		Vùng	Tác động trong phạm vi vùng	3
		Quốc tế	Tác động trong phạm vi toàn cầu	4
	Thời gian hồi phục (R)	Không yêu cầu	Tác động được phục hồi tức thời	0
		< 1 năm	Thời gian hồi phục dưới 1 năm	1
		1-2 năm	Thời gian hồi phục từ 1-2 năm	2
		2-5 năm	Thời gian hồi phục từ 2-5 năm	3
		> 5 năm	Thời gian hồi phục trên 5 năm	4

Yếu tố	Thông số	Hệ thống xếp loại		
		Mức độ	Định nghĩa	Mức độ
Sự có	Tần suất (F)	Rất hiếm	Các tác động rất hiếm khi xảy ra	1
		Hiếm	Các tác động hiếm khi xảy ra	2
		Thường	Các tác động sẽ xảy ra	3
		Thường xuyên	Các tác động xảy ra và lặp đi lặp lại	4
Quản lý	Luật pháp (L)	Không có quy định	Không có quy định về luật pháp đối với các tác động	0
		Tổng quát	Chỉ có các quy định tổng quát đối với tác động, không có các tiêu chuẩn hay giới hạn được áp dụng	1
		Cụ thể	Có quy định cụ thể đối với các giới hạn và tiêu chuẩn nhất định được áp dụng	2
	Chi phí (C)	Chi phí thấp	Chi phí để quản lý và xử lý các tác động thấp hoặc không cần chi phí	1
		Chi phí trung bình	Chi phí để quản lý và xử lý các tác động ở mức trung bình	2
		Chi phí cao	Chi phí để quản lý và xử lý các tác động ở mức cao	3
	Sự quan tâm của cộng đồng (P)	Ít quan tâm	Sự khó chịu hoặc quan tâm của cộng đồng là rất nhỏ hoặc không xảy ra	1
		Thỉnh thoảng	Có thể gây sự khó chịu cho cộng đồng, thỉnh thoảng gây nên mối quan tâm của cộng đồng	2
		Thường xuyên	Gây sự khó chịu cho cộng đồng, gây nên mối quan tâm của cộng đồng một cách thường xuyên	3

Mức độ tác động của từng nguồn thải sẽ được định lượng dựa trên điểm tương ứng các khía cạnh của tác động theo công thức sau.

$$\text{Mức độ tác động của từng nguồn thải (TS)} = (M+S+R) \times F \times (L+C+P)$$

Mức độ tác động được xếp loại theo bảng sau.

Bảng 3.2 Mức độ xếp loại tác động

0 – 11	12 – 89	90 – 215	216 – 383	≥384
Không đáng kể	Nhỏ	Trung bình	Đáng kể	Nghiêm trọng

Mức độ tác động theo thang xếp loại được mô tả tóm tắt như sau.

Các tác động nghiêm trọng đến môi trường

- Làm thay đổi nghiêm trọng hệ sinh thái hoặc hoạt động, dẫn đến sự tổn hại lâu dài (kéo dài trên 5 năm);
- Phạm vi ảnh hưởng có thể đạt đến cấp vùng và toàn cầu;
- Khả năng phục hồi về mức ban đầu kém;
- Nhiều khả năng ảnh hưởng đến sức khỏe cộng đồng;
- Đòi hỏi chi phí cao trong việc quản lý/ giảm thiểu, gây thiệt hại hoặc làm thay đổi lâu dài đến cộng đồng dân cư và kinh tế.

Các tác động đáng kể đến môi trường

- Làm thay đổi đáng kể hệ sinh thái hoặc hoạt động tại khu vực cục bộ hoặc lớn hơn trong khoảng thời gian trung bình, cùng với khả năng phục hồi trung bình (trong vòng 2-5 năm);
- Có thể ảnh hưởng đến sức khỏe;
- Chi phí quản lý/ giảm thiểu của công ty từ trung bình đến cao;
- Gây ảnh hưởng cho một số cơ sở/ người dân xung quanh.

Các tác động trung bình đến môi trường

- Làm thay đổi một phần hệ sinh thái hoặc các hoạt động tại khu vực cục bộ hoặc bé hơn trong khoảng thời gian ngắn, cùng với khả năng hồi phục tốt (trong vòng 1-2 năm).
- Mức độ ảnh hưởng tương tự như sự biến đổi tự nhiên của môi trường hiện hành nhưng có thể có các tác động tích lũy liên quan.
- Có thể tác động đến sức khỏe.
- Có thể gây khó chịu cho một số cơ sở/ người dân xung quanh.

Các tác động nhỏ đến môi trường

- Làm thay đổi nhỏ một phần hệ sinh thái hoặc các hoạt động tại khu vực cục bộ hoặc bé hơn trong khoảng thời gian ngắn, cùng với khả năng hồi phục rất tốt (trong vòng nhỏ hơn 1 năm);
- Có thể tác động ngắn đến sức khỏe và cộng đồng.

Các tác động không đáng kể đến môi trường

- Không thể nhận biết được sự thay đổi, hoặc có thể nhận biết sự thay đổi nhỏ nhưng được phục hồi nhanh chóng về trạng thái ban đầu.
- Không tác động đến sức khỏe.
- Không gây khó chịu cho cộng đồng.

Đối với mỗi mức độ tác động, các hành động kiểm soát và quản lý sẽ được thực hiện tương ứng. Nguyên tắc cơ bản của các biện pháp giảm thiểu là phòng ngừa các tác động có thể xảy ra, nếu không thể tránh khỏi tác động các biện pháp giảm thiểu sẽ được đề xuất nhằm giảm mức độ tác động đến mức thấp nhất có thể hơn là khắc phục hậu quả.

Các biện pháp giảm thiểu sẽ được đề xuất nhằm kiểm soát các nguồn tác động và tuân thủ quy định pháp luật bảo vệ môi trường của Việt Nam. Mức độ tác động và các hành động kiểm soát và quản lý tương ứng được đề xuất như sau.

Bảng 3.3 Mức độ tác động, hành động kiểm soát và quản lý

Mức độ tác động		Các hành động kiểm soát và quản lý
Không đáng kể	Hành động ngắn hạn	Đảm bảo rằng các chính sách và biện pháp kiểm soát là đủ để kiểm soát tác động.
	- Nhỏ	Hành động dài hạn
Trung Bình	Hành động ngắn hạn	Kiểm tra liệu chính sách hiện hành và các biện pháp kiểm soát có đầy đủ hay không và sửa đổi chúng cho phù hợp để đặt ra các mục tiêu phù hợp nhằm cải thiện.
	Hành động dài hạn	Xây dựng các kế hoạch và các hoạt động đầy đủ các biện pháp kiểm soát, đảm bảo chúng được phê duyệt và thực hiện theo kế hoạch và nguồn lực được phân bổ (ngân sách và nhân sự).
Đáng kể	Hành động ngắn hạn	Các kế hoạch và hành động được thực hiện để giảm thiểu tác động càng sớm càng tốt. Các biện pháp giảm tạm thời được thiết lập.
	Hành động dài hạn	Các kế hoạch dài hạn và các hoạt động được phát triển. Các thông số và các chỉ số hiệu quả được thiết lập và đo lường, theo dõi, báo cáo và xác minh. Các mục tiêu được thiết lập cho mục đích cải thiện và phản hồi để sử dụng cho các hành động khắc phục.

Mức độ tác động		Các hành động kiểm soát và quản lý
Nghiêm trọng	Hành động ngắn hạn	Các biện pháp khẩn cấp ngay lập tức thực hiện để giảm tác động. Sắp xếp mức độ kiểm soát hiện tại và các biện pháp đã thực hiện để thực hiện tốt nhất để giải quyết vấn đề. Các thông số và chỉ số hiệu quả được đo lường, theo dõi, báo cáo và xác minh. Mục tiêu được đặt ra để cải thiện và phản hồi được sử dụng để cải tiến liên tục.
	Hành động dài hạn	Công ty cho thấy đã ban ra các cải tiến hiệu quả liên tục thông qua Nghiên cứu và Phát triển, đổi mới công nghệ, đào tạo nhân sự, quan hệ đối tác chiến lược, tiếp nhận và phản hồi từ các bên liên quan trọng nội bộ và bên ngoài.

3.1 ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG VÀ ĐỀ XUẤT CÁC BIỆN PHÁP, CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG GIAI ĐOẠN KHOAN

3.1.1 Đánh giá, dự báo các tác động trong giai đoạn khoan

Các tác động môi trường phát sinh từ Dự án trong giai đoạn khoan theo từng nguồn thải và đối tượng chịu tác động sẽ được trình bày tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 3.4 Các nguồn thải phát sinh và đối tượng chịu tác động trong giai đoạn khoan

Stt	Nguồn tác động	Chất thải/tác động phát sinh	Đối tượng chịu tác động
Nguồn tác động liên quan đến chất thải			
1.	Vận hành thiết bị trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ. Thử vỉa/làm sạch giếng.	<u>Khí thải:</u> các chất ô nhiễm: CO ₂ , NO _x , CO, SO ₂ , VOC, N ₂ O, CH ₄ từ quá trình tiêu thụ nhiên liệu DO để chạy động cơ trên các tàu và giàn khoan, và đốt khí trong quá trình thử vỉa.	- Chất lượng không khí ngoài khơi - Góp phần tăng phát thải khí nhà kính
2.	Nước rửa sàn và nước mưa nhiễm dầu trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ	<u>Nước nhiễm dầu:</u> phát sinh từ hoạt động rửa sàn, nước mưa chảy tràn qua khu vực máy móc trên tàu/giàn khoan.	- Chất lượng nước biển ngoài khơi - Hệ sinh thái biển
3.	Sinh hoạt của công nhân trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ	<u>Nước thải sinh hoạt:</u> thành phần ô nhiễm chính là chất hữu cơ và E.Coli.	- Chất lượng nước biển ngoài khơi - Hệ sinh thái biển - Chuyên về bờ để xử lý (đối với chất thải thông thường còn lại)
		<u>Chất thải không nguy hại:</u> - Chất thải thực phẩm. - Chất thải thông thường còn lại.	
4.	Hoạt động khoan	<u>Chất thải khoan:</u>	- Chất lượng nước

Stt	Nguồn tác động	Chất thải/tác động phát sinh	Đối tượng chịu tác động
		- Dung dịch khoan nền nước đã sử dụng. - Mùn khoan.	biển và sinh vật. - Ảnh hưởng trầm tích và động vật đáy
		- <u>Chất thải không nguy hại</u> : phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại. - <u>Chất thải nguy hại (CTNH)</u> . - <u>DDK nền không nước đã sử dụng</u> .	(chuyên về bờ xử lý)
Nguồn tác động không liên quan đến chất thải			
5.	- Sự hiện diện của giàn khoan và các tàu hỗ trợ	- Phát sinh tiếng ồn gây ảnh hưởng đến môi trường sống của các loài sinh vật biển - Xáo trộn trầm tích đáy biển và ảnh hưởng đến động vật đáy - Ảnh hưởng đến hoạt động đánh bắt cá và hoạt động hàng hải	

Các tác động môi trường liên quan đến các nguồn thải phát sinh từ hoạt động khoan giếng của Dự án được đánh giá chi tiết trong các phần sau.

3.1.1.1 Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến nước thải

Các nguồn nước thải chính phát sinh trong giai đoạn khoan như sau:

- Nước thải sinh hoạt phát sinh từ sinh hoạt của công nhân trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ;
- Nước thải nhiễm dầu chủ yếu phát sinh từ các khu vực máy móc nhiễm dầu trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ.

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Nước thải sinh hoạt

Nước thải sinh hoạt (NTSH) phát sinh trong hoạt động khoan giếng chủ yếu phát sinh từ hoạt động của công nhân thi công trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ. Lượng nước thải sinh hoạt phát sinh lực lượng lao động được ước tính dựa theo tiêu chuẩn nước cấp cho sinh hoạt là khoảng 150 lít/người/ngày (theo TCXDVN 33:2006) và giả định là lượng nước thải sinh hoạt bằng 100% lượng nước cấp. Dựa trên kế hoạch điều động nhân lực tham gia hoạt động khoan của Dự án, ước tính lượng NTSH phát sinh trong giai đoạn này như sau.

Bảng 3.5 Ước tính lượng NTSH phát sinh trong giai đoạn khoan

Nguồn thải	Số lượng	Số ngày huy động (ngày)	Nhân lực trên mỗi phương tiện (người/phương tiện)	Lượng NTSH phát sinh (m ³)
<i>Khoan giếng tại giàn H1-WHP</i>				
Giàn khoan	1	35	150	787,5
Tàu hỗ trợ	2	35	15	210
<i>Khoan giếng tại giàn H4-WHP</i>				
Giàn khoan	1	36	150	810
Tàu hỗ trợ	2	36	15	216
<i>Khoan giếng tại giàn H5-WHP</i>				
Giàn khoan	1	74	150	1.665
Tàu hỗ trợ	2	74	15	444
<i>Khoan giếng thăm lượng</i>				
Giàn khoan	1	64	150	1.440
Tàu hỗ trợ	2	64	15	384
Tổng lượng NTSH (m³)				5.956,5
Trung bình ngày khoan giếng (m³/ngày)				28,5

Nguồn: HLJOC, 2022

Ghi chú:

- Định mức nước cấp cho sinh hoạt là 150 lít/người/ngày, theo TCXDVN 33:2006
- Lượng nước thải sinh hoạt ước tính bằng 100% lượng nước cấp

Nước thải nhiễm dầu

Trên các giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia có thể phát sinh nước nhiễm dầu từ các hoạt động rửa sàn và các khu vực đặt thiết bị máy móc. Tham khảo thống kê của Cục Hàng hải, lượng nước nhiễm dầu của tàu phát sinh trung bình khoảng 0,5 m³/ngày/tàu, bên cạnh đó theo kinh nghiệm thực tế hoạt động của giàn khoan trong quá trình khoan phát triển các Dự án dầu khí, lượng nước rửa sàn phát sinh trên giàn khoan trung bình khoảng 1 m³/ngày. Dựa trên số lượng phương tiện được huy động, lượng nước nhiễm dầu phát sinh trong giai đoạn khoan của Dự án được ước tính trong bảng sau.

Bảng 3.6 Lượng nước thải nhiễm dầu phát sinh trong hoạt động khoan

Nguồn thải	Số lượng	Số ngày huy động (ngày)	Lượng nước thải nhiễm dầu (m ³)
<i>Khoan giếng tại giàn H1-WHP</i>			
Giàn khoan	1	35	35
Tàu hỗ trợ	2	35	35
<i>Khoan giếng tại giàn H4-WHP</i>			
Giàn khoan	1	36	36
Tàu hỗ trợ	2	36	36
<i>Khoan giếng tại giàn H5-WHP</i>			
Giàn khoan	1	74	74
Tàu hỗ trợ	2	74	74
<i>Khoan giếng thăm lượng</i>			
Giàn khoan	1	64	64
Tàu hỗ trợ	2	64	64
Tổng lượng nước thải nhiễm dầu (m³)			418
Trung bình ngày khoan giếng (m³/ngày)			2

b. Đánh giá mức độ tác động

Cường độ tác động (M)

Nước thải sinh hoạt

Lượng nước thải sinh hoạt phát sinh trong hoạt động khoan giếng là 5.957 m³. (trung bình khoảng 29 m³/ngày). Các thành phần chính trong dòng nước thải sinh hoạt gồm có các chất hữu cơ (BOD₅, COD), chất rắn lơ lửng (TSS), nitơ và photpho vô cơ và hữu cơ (tổng N và tổng P), và vi khuẩn (Coliform). Tải lượng các thành phần ô nhiễm trong nước thải sinh hoạt theo thống kê của WHO được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.7 Tải lượng và nồng độ chất ô nhiễm trong nước thải sinh hoạt

Chất ô nhiễm	Tải lượng ^(*) (g/người/ngày)	Nồng độ (mg/l)	Quy chuẩn của Công ước Marpol (mg/l)
BOD ₅	45 - 54	300 - 360	25
COD	72 - 102	480 - 680	125
TSS	70 - 145	467 - 967	35
Tổng Nitơ	6 - 12	40 - 80	-
Tổng Photpho	0,8 - 4	5,3 - 26,7	-
Tổng Coliform	10 ⁶ - 10 ⁹ (MNP/100 ml)	10 ⁶ - 10 ⁹ (MNP/100 ml)	100 (MNP/100 ml)

Ghi chú: (*) Nguồn từ Tổ chức Y tế Thế giới (WHO), 1993.

Nước thải nhiễm dầu

Lượng nước nhiễm dầu phát sinh trong hoạt động khoan giếng là 418 m³ (trung bình 2 m³/ngày). Nước nhiễm dầu thường chứa hỗn hợp các chất bao gồm nước, dầu và cặn bẩn. Hàm lượng dầu trong nước thải này dao động trong một khoảng rộng, thường từ 100 - 400 mg/l [12], vượt quá giới hạn quy định 15 mg/l của Công ước Marpol và QCVN 26:2018/BGTVT.

Các tác động tiềm ẩn của các chất ô nhiễm có trong các loại nước thải này được trình bày tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 3.8 Tác động của các chất ô nhiễm có trong nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu

Các chất ô nhiễm	Tác động tiềm ẩn
Nước thải sinh hoạt	
Chất hữu cơ	Giảm nồng độ oxy hòa tan và tác động đến hệ sinh thái dưới nước xung quanh khu vực giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia hoạt động khoan.
Chất rắn lơ lửng	Tác động đến chất lượng nước, hệ sinh thái dưới nước xung quanh khu vực giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia hoạt động khoan.
Chất dinh dưỡng (N, P)	Gây ra hiện tượng phú dưỡng, ảnh hưởng đến chất lượng nước, hệ sinh thái dưới nước xung quanh khu vực giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia hoạt động khoan.
Nước thải nhiễm dầu	
Dầu	Dầu mỡ lan rộng trên bề mặt nước sẽ hình thành màng dầu mỏng ngăn chặn thực vật và động vật sống trong nước tiếp xúc với oxy. Khi xảy ra ô nhiễm dầu sẽ gây độc cho thủy sinh vật, ngăn cản quá trình quang hợp ở thực vật, phá vỡ chuỗi thức ăn trong môi trường nước khu vực giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia hoạt động khoan.

Do các tác động tiềm ẩn kể trên, các nguồn phát sinh nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu cần được quản lý và xử lý để đảm bảo tuân thủ các quy định của Công ước Marpol, QCVN 26:2018/BGTVT và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.

Với lượng thải nhỏ, được xử lý bằng các thiết bị lắp đặt sẵn trên tàu và giàn khoan, sau đó thải ra môi trường biển có khả năng phân tán tốt, nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu sẽ nhanh chóng pha loãng ngay tại những mét đầu tiên và gần như trở về môi trường nước biển ban đầu trong vòng 10-20m cách điểm thải. Do đó cường độ của tác động đến chất lượng nước biển và các loài sinh vật biển được đánh giá ở **mức nhỏ (M=1)**.

Phạm vi tác động (S)

Do khu vực ngoài khơi có sóng và dòng chảy mạnh nên các chất ô nhiễm trong nước thải sẽ được pha loãng và phân tán nhanh trong cột nước biển. Do đó, phạm vi tác động chỉ **cục bộ** xung quanh khu vực các tàu, giàn khoan (**S=1**).

Thời gian phục hồi (R)

Lượng nước thải phát sinh trong giai đoạn khoan được đánh giá là nhỏ so với khả năng tiếp nhận của vùng biển ngoài khơi và các dòng nước thải này đã được xử lý theo quy định của Công ước Marpol, QCVN 26:2018/BGTVT và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT. Thêm vào đó, điều kiện môi trường biển ngoài khơi có khả năng đồng hóa rất cao. Do đó, khi kết thúc quá trình thải, môi trường biển sẽ được **phục hồi ngay lập tức (R=0)**.

Tần suất (F)

Khả năng biến đổi chất lượng nước biển theo chiều hướng xấu từ quá trình thải bỏ nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu là **hiếm khi xảy ra (F=2)**.

Luật pháp (L)

Hiện nay, nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu phát sinh từ các tàu và giàn khoan được kiểm soát theo quy định của Công ước Marpol, QCVN 26:2018/BGTVT và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT (**L=2**).

Chi phí (C)

Các thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu được lắp đặt sẵn trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia theo đúng quy định của Công ước Marpol, QCVN 26:2018/BGTVT và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT. Do đó, Dự án **không phải đầu tư chi phí** để lắp đặt các thiết bị xử lý này (**C=1**).

Mối quan tâm của cộng đồng (P)

Khu vực Dự án cách rất xa bờ, do đó sẽ không ảnh hưởng đến cuộc sống và các hoạt động sinh hoạt của cộng đồng xung quanh (**P=1**).

Tóm lại, tác động môi trường của nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu trong giai đoạn khoan đến chất lượng nước biển và sinh vật biển chỉ ở mức nhỏ và cục bộ xung quanh giàn khoan và các tàu hỗ trợ (**TS=16**) và được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 3.9 Mức độ tác động của nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu phát sinh trong giai đoạn khoan

Nguồn	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								Mức độ
		M	S	R	F	L	C	P	TS	
Nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu	Chất lượng nước biển	1	1	0	2	2	1	1	16	Nhỏ
	Hệ sinh thái biển	1	1	0	2	2	1	1	16	Nhỏ

3.1.1.2 Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến khí thải

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Trong giai đoạn này, nguồn khí thải phát sinh chủ yếu do

- Quá trình tiêu thụ nhiên liệu để vận hành các thiết bị/động cơ trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ.
- Hoạt động thử vỉa.

Ước tính lượng nhiên liệu sử dụng cho hoạt động của giàn khoan, tàu hỗ trợ và lượng dầu, khí đốt trong quá trình thử vỉa được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 3.10 Tổng lượng nhiên liệu tiêu thụ trong giai đoạn khoan

Nguồn thải	Số lượng	Số ngày huy động (ngày)	Định mức tiêu hao nhiên liệu (tấn/ngày/phương tiện)	Tổng nhiên liệu (tấn)
Hoạt động khoan giếng (209 ngày)				
<i>Khoan giếng tại giàn H1-WHP</i>				
Giàn khoan	1	35	9	315
Tàu hỗ trợ	2	35	8	560
Trục thăng	1	3 chuyến	0,8 tấn/chuyến	2,4
<i>Khoan giếng tại giàn H4-WHP</i>				
Giàn khoan	1	36	9	324
Tàu hỗ trợ	2	36	8	576
Trục thăng	1	3 chuyến	0,8 tấn/chuyến	2,4
<i>Khoan giếng tại giàn H5-WHP</i>				
Giàn khoan	1	74	9	666
Tàu hỗ trợ	2	74	8	1184
Trục thăng	1	6 chuyến	0,8 tấn/chuyến	4,8
<i>Khoan giếng thăm lượng</i>				
Giàn khoan	1	64	9	576
Tàu hỗ trợ	2	64	8	1024
Trục	1	5 chuyến	0,8 tấn/chuyến	4,0

Nguồn thải	Số lượng	Số ngày huy động (ngày)	Định mức tiêu hao nhiên liệu (tấn/ngày/phương tiện)	Tổng nhiên liệu (tấn)
thăng				
Hoạt động thử vỉa				
Thử vỉa	2 đợt	7 ngày/đợt	2.000 thùng dầu/ngày 2 triệu bộ khối khí/ngày	28.000 thùng dầu và 28 triệu bộ khối khí
Tổng lượng DO sử dụng cho giàn khoan (tấn)				1.881
Tổng lượng DO sử dụng cho tàu (tấn)				3.344
Tổng lượng nhiên liệu trực thăng sử dụng (tấn)				13,6

Nguồn: HLJOC, 2022

Để tính lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan, Báo cáo sử dụng phương pháp tính toán lượng khí thải dựa vào Hướng dẫn của Hiệp hội ngành công nghiệp khai thác dầu khí ngoài khơi Vương Quốc Anh (UKOOA) [13] theo công thức sau:

Lượng khí thải phát sinh = Lượng nhiên liệu sử dụng x Hệ số phát thải

Hệ số phát thải của UKOOA được sử dụng trong công thức trên như sau:

Bảng 3.11 Hệ số phát thải khí thải theo UKOOA

Khí thải	Hệ số phát thải khí (tấn/tấn nhiên liệu)					
	Tàu (nhiên liệu DO)	Động cơ/ Giàn khoan (nhiên liệu DO)	Trực thăng (xăng máy bay)	Thử vỉa (đốt dầu thô)	Thử vỉa (đốt khí)	Đuốc đốt (khí đồng hành)
CO ₂	3,2	3,2	3,2	3,2	2,8	2,8
CO	0,008	0,0157	0,0052	0,018	0,0067	0,0067
NO _x	0,059	0,0594	0,0125	0,0037	0,0012	0,0012
N ₂ O	0,00022	0,00022	0,00022	0,000081	0,000081	0,000081
SO ₂	0,001	0,001	0,0007	0,0000128	0,0000128	0,0000128
CH ₄	0,00027	0,00018	0,000087	0,025	0,045	0,01
VOC	0,0024	0,002	0,0008	0,025	0,005	0,01

Ghi chú: Hàm lượng lưu huỳnh trong DO là 0,05% theo khối lượng

Nguồn: Oil & Gas United Kingdom Guidance [13]

Lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan được ước tính trong bảng sau.

Bảng 3.12 Lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan

Hoạt động	Số ngày	Lượng khí thải phát sinh (tấn)							Tổng lượng khí thải (tấn)
		CO ₂	CO	NO _x	N ₂ O	SO ₂	CH ₄	VOC	
Hoạt động khoan giếng	209	16763,5	56,4	309,2	1,2	5,2	1,2	11,8	17.149
Hoạt động thử vỉa	14	14276,3	73,3	14,9	0,4	0,1	129,4	98,5	14.593
Tổng lượng khí thải giai đoạn khoan (tấn)									31.742
Lượng khí nhà kính giai đoạn khoan (tấn CO₂ tương đương)									34.760⁽¹⁾
Tổng lượng khí nhà kính ước tính năm 2030 của Ngành năng lượng									648.500.000⁽²⁾
Tổng lượng khí nhà kính ước tính năm 2030 của cả nước									760.500.000⁽²⁾

Ghi chú:

- ⁽¹⁾ Hệ số làm nóng địa cầu (GWP - Global Warming Potential) trong khoảng 100 năm của CH₄ và N₂O lần lượt cao gấp 25 và 298 lần so với CO₂. Do đó, tổng khí nhà kính (CO₂ tương đương) theo trọng lượng: $CO_{2td} = CO_2 + 25 CH_4 + 298 N_2O$.
- ⁽²⁾ Báo cáo cập nhật hai năm một lần của Việt Nam cho Công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu, Bộ Tài nguyên và Môi trường, năm 2014, 2017 & 2020.

b. Đánh giá mức độ tác động

• Tác động đến chất lượng không khí xung quanh

Cường độ tác động (M)

Tổng lượng khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan của Dự án ước tính khoảng 31.742 tấn, trung bình khoảng 152 tấn/ngày, trong đó nhiều nhất là CO₂ chiếm đến 98% tổng lượng khí thải và các khí còn lại (CO, NO_x, SO_x, VOC) nhỏ, chiếm khoảng 2%.

Đối tượng bị ảnh hưởng chính của khí thải phát sinh trong giai đoạn này là chất lượng không khí ngoài khơi khu vực tại các giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia dự án. Các chất ô nhiễm trong khí thải như NO_x, SO₂, CO, CO₂, CH₄, VOC, N₂O khi thải ra môi trường sẽ làm thay đổi thành phần cũng như làm giảm chất lượng không khí tại vị trí thải và qua đó có khả năng sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến sức khỏe của người lao động đang làm việc trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ. Tuy nhiên, trong điều kiện môi trường tiếp nhận ngoài khơi có chế độ gió mạnh và không gian mở nên các chất ô nhiễm trong khí thải sẽ nhanh chóng được phân tán. Thêm vào đó, các khí thải chỉ phát sinh tạm thời trong thời gian diễn ra hoạt động khoan giếng của dự án. Mức độ ảnh hưởng đến môi trường không khí cũng như ảnh hưởng đến cộng đồng xung quanh trong phạm vi biến thiên tự nhiên, rất thấp dưới các giới hạn quy định, không ảnh hưởng đến sức khỏe. Do đó, cường độ tác động của khí thải phát sinh từ giai đoạn khoan của Dự án đến chất lượng không khí được **đánh giá ở mức ít tác động (M=1)**.

Phạm vi tác động (S)

Trong môi trường không khí ngoài khơi, khí thải sẽ phân tán nhanh chóng và các tác động của khí thải chỉ ở phạm vi **cục bộ (S=1)** tại điểm thải trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ tham gia dự án.

Thời gian hồi phục (R)

Lượng khí thải phát sinh từ hoạt động khoan giếng vào môi trường tiếp nhận ngoài khơi có điều kiện thông thoáng và pha loãng tốt, do đó chất lượng môi trường không khí xung quanh điểm thải được dự báo sẽ **phục hồi ngay lập tức (R=0)** sau khi ngừng thải.

Tần suất (F)

Các chất ô nhiễm trong khí thải sẽ hiếm khi gây tác động đến chất lượng môi trường không khí xung quanh điểm thải, do đó, tần suất gây tác động sẽ hiếm khi xảy ra (**F=2**).

Luật pháp (L)

Việt Nam chưa có quy định đặc thù về quản lý khí thải cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ngoài khơi (**L=0**).

Chi phí (C)

Tác động của khí thải đến chất lượng không khí xung quanh điểm thải ở cường độ tác động nhỏ và các nguồn thải chủ yếu từ các thiết bị máy móc trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ, do đó nguồn tác động này không cần lắp đặt thêm các công trình xử lý khí thải mà chỉ cần thực hiện các biện pháp quản lý đối với giàn khoan và các tàu hỗ trợ (**C=1**).

Mối quan tâm của cộng đồng (P)

Môi trường tiếp nhận khí thải ở ngoài khơi và cách rất xa khu vực sinh sống của người dân, do đó sẽ không ảnh hưởng đến các hoạt động sống của cộng đồng xung quanh (**P=1**).

Khí thải phát sinh từ giai đoạn khoan có tác động không đáng kể, cục bộ đến chất lượng không khí xung quanh giàn khoan và các tàu hỗ trợ (**TS=8**), chi tiết được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.13 Mức độ tác động của khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan

Nguồn	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								Mức độ
		M	S	R	F	L	C	P	TS	
Khí thải	Ảnh hưởng chất lượng không khí ngoài khơi	1	1	0	2	0	1	1	8	Không đáng kể

- **Tác động góp phần tăng phát thải khí nhà kính (KNK)**

Tổng lượng KNK (CO₂ tương đương) phát sinh trong giai đoạn khoan (209 ngày) của Dự án ước tính khoảng 34.760 tấn. Theo hướng dẫn “An toàn sức khỏe môi trường cho các Dự án phát triển dầu khí ngoài khơi” của IFC, đối với các Dự án có

tổng lượng KNK (CO₂ tương đương) lớn hơn 100.000 tấn/năm được đánh giá là có tác động lớn. Theo số liệu ước tính, lượng KNK phát sinh trong giai đoạn khoan của Dự án chỉ chiếm khoảng 35% mức giới hạn theo hướng dẫn của IFC. Mặt khác, khi so sánh lượng KNK của Dự án với lượng KNK của Ngành năng lượng ước tính phát sinh vào năm 2030 [14] là khoảng 648.500.000 tấn/năm và của Việt Nam khoảng 760.500.000 tấn/năm, lượng KNK phát sinh trong giai đoạn khoan của Dự án chỉ chiếm tỷ lệ rất nhỏ, khoảng 0,0088% của Ngành năng lượng và của Việt Nam khoảng 0,0075%. Vì vậy, có thể cho thấy mức độ phát thải KNK trong giai đoạn khoan của Dự án đóng góp không đáng kể vào lượng phát thải KNK của Ngành năng lượng nói riêng và của Việt Nam nói chung.

3.1.1.3 Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến chất thải khoan

1. Dung dịch khoan đã sử dụng

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Trong quá trình khoan, Dự án sẽ phát sinh DDK nền nước, nền không nước đã qua sử dụng, mùn khoan thải nền nước và mùn khoan nền không nước đã được xử lý. Tùy thuộc điều kiện địa chất giếng khoan, Dự án sẽ sử dụng DDK nền nước và nền không nước. Tại thời điểm hiện tại chưa có phương án sử dụng DDK cụ thể cho từng giếng. Để đánh giá mức độ tác động của DDK nền nước sau sử dụng cũng như mùn khoan thải, Dự án sẽ tạm sử dụng phương án xấu nhất là các giếng khoan mới đều sử dụng DDK nền nước và không nước.

Chi tiết hệ dung dịch khoan sử dụng để khoan các giếng tại mỏ TGT được trình bày trong Chương 1. Lượng DDK sử dụng cho Dự án được trình bày trong bảng dưới như sau:

Bảng 3.14 Ước tính lượng DDK nền nước và DDK nền không nước sử dụng cho giếng khoan của Dự án

Giếng	Tổng lượng DDK nền nước sử dụng cho Dự án	Tổng lượng DDK nền không nước sử dụng cho Dự án
5 giếng <i>(ước tính cho trường hợp khi Dự án sử dụng cả DDK nền nước và DDK nền không nước)</i>	9.250 m³	3.050 m³
Quản lý chất thải khoan theo QCVN 36: 2010/BTNMT	Sau khi sử dụng sẽ được thải xuống biển vào cuối chương trình khoan.	Được tách khỏi mùn khoan, thu hồi và vận chuyển về bờ và chuyển giao cho nhà thầu cung cấp DDK xử lý.

Nguồn: HLJOC, 2022

b. Đánh giá mức độ tác động

Theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT về dung dịch khoan và mùn khoan từ các công trình dầu khí trên biển, đối với DDK nền nước sau khi sử dụng sẽ được thải trực tiếp vào biển, đối với DDK nền không nước sẽ không được phép thải vào biển mà sẽ được thu gom và chuyển giao cho nhà thầu cung cấp DDK để tái sử dụng và xử lý.

Để làm cơ sở cho các nhận định về mức độ ảnh hưởng môi trường của việc thải DDK nền nước, báo cáo đã tiến hành chạy mô hình CHEMMAP - module Mudmap để mô phỏng quá trình phân tán DDK nền nước trong môi trường biển. Đây là mô hình đã được sử dụng để đánh giá tác động của DDK và mùn khoan thải của rất nhiều Dự án thực hiện ngoài khơi tại Việt Nam. Thông tin về mô hình này được trình bày tóm tắt như sau:

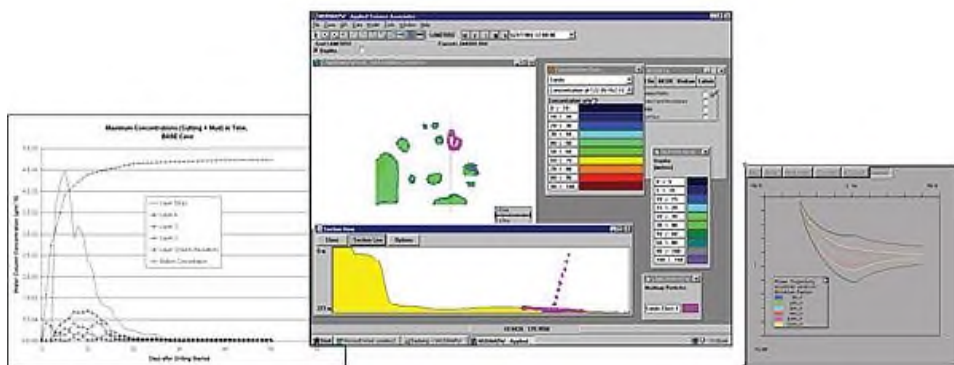
Thông tin về mô hình

- Phần mềm: CHEMMAP Version 6.7.2
- Nhà sản xuất: Applied Science Associates, Inc. (ASA)

CHEMMAP là một mô hình máy tính và hệ thống phân tích được phát triển và sử dụng bởi các nhà khoa học và kỹ sư của ASA. Mô hình dự đoán sự vận chuyển, phân tán và lắng đọng dưới đáy biển của mùn khoan hoặc phân tán dung dịch khoan thải.

Khả năng ứng dụng của CHEMMAP

CHEMMAP có thể sử dụng để chạy cho tất cả các nơi trên thế giới với đầy đủ dữ liệu về thông tin địa hình và khí tượng thủy văn. Mô hình có thể sử dụng hệ thống bản đồ ở tất cả các kích cỡ và tỉ lệ khác nhau nhờ sự hỗ trợ của khả năng tích hợp với các hệ thống GIS.

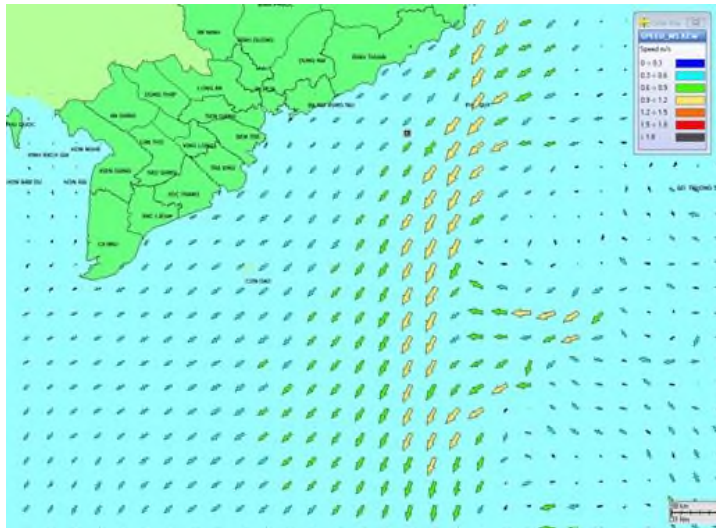


Hình 3.1. Giao diện mô hình

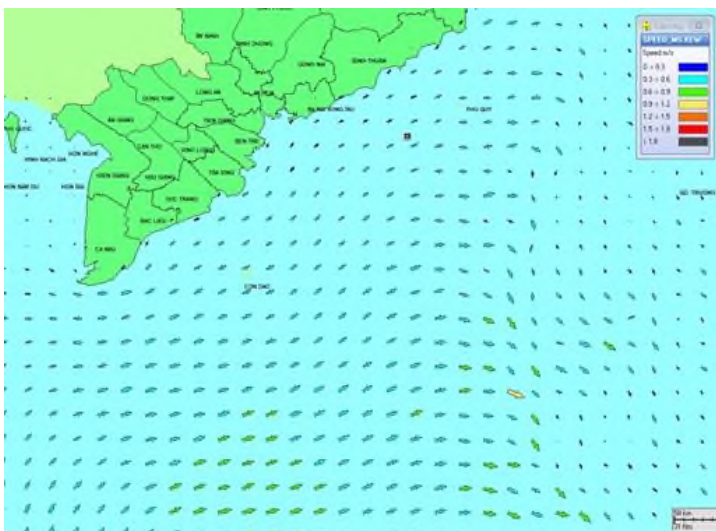
Hệ thống dữ liệu sử dụng

Hệ thống cơ sở dữ liệu trực tuyến EDS được phát triển bởi ASA nhằm phục vụ cho công tác tìm kiếm và ứng phó sự cố lan truyền dầu và hóa chất và áp dụng được trên phạm vi toàn thế giới. ASA đã có hơn 20 năm kinh nghiệm trong việc phát triển và khai thác các hệ thống dữ liệu môi trường và hệ thống thông tin dữ liệu địa lý. EDS là hệ thống cơ sở dữ liệu trực tuyến cung cấp dữ liệu về khí tượng thủy văn cho các khu vực biển trên phạm vi toàn cầu. Dữ liệu của EDS được cung cấp từ các nguồn

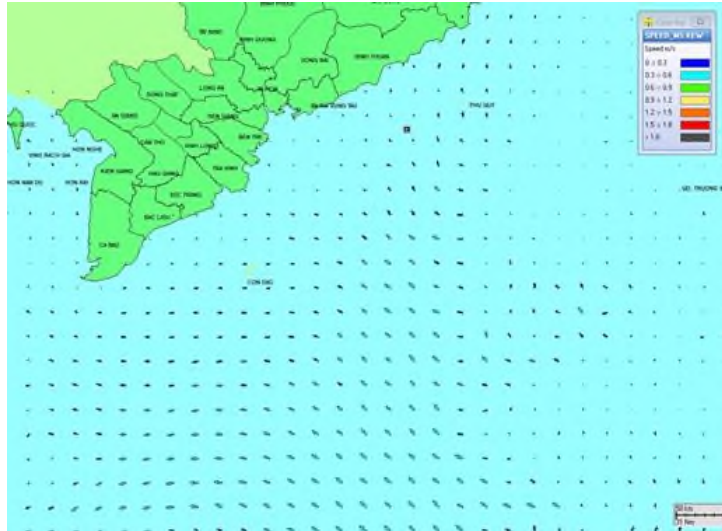
đáng tin cậy như Hải quân Hoa Kỳ, Hải Quân Hoàng Gia Úc, NOAA, ... Các dữ liệu này được đo thông qua hệ thống số lượng lớn các vệ tinh quét liên tục trên phạm vi toàn cầu trong đó có cả khu vực biển Việt Nam. Theo đó, các thông số chính về dòng chảy, nhiệt độ nước biển, đặc điểm sóng... được mã hóa và tích hợp vào mô hình. Trong đó trường dòng chảy đóng vai trò quyết định đến khả năng phân tán của vật chất. Theo số liệu mô hình, khu vực biển Đông Nam Việt Nam có chế độ dòng chảy đặc trưng theo mùa, các xu hướng của trường dòng chảy khu vực Dự án được thể hiện trong các hình sau.



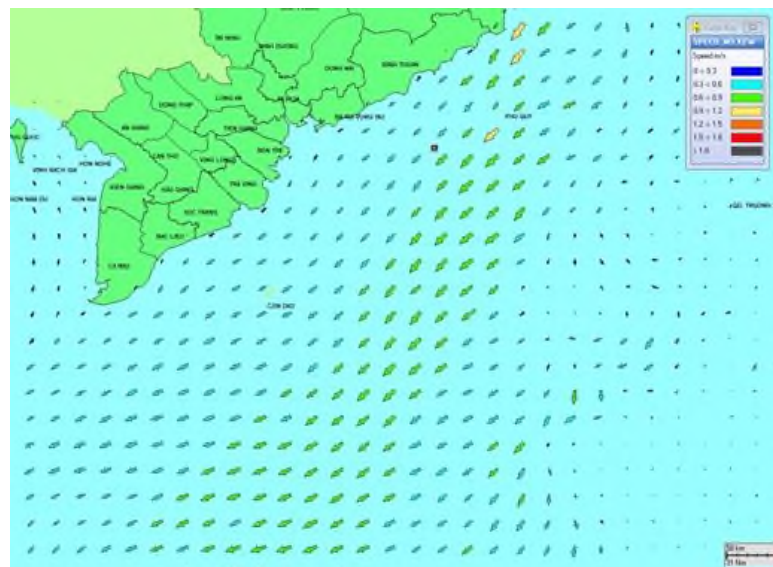
Hình 3.2 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ gió mùa Đông Bắc



Hình 3.3 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ gió mùa Tây Nam



Hình 3.4 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ chuyển mùa (Tháng 4)



Hình 3.5 Dòng chảy khu vực Dự án thời kỳ chuyển mùa (Tháng 10)

Đối với khu vực biển Việt Nam, ASA đã tiến hành thử nghiệm để đánh giá tính chính xác của dữ liệu cung cấp từ EDS bằng cách so sánh kết quả với những trạm đo được đặt ở ven bờ biển Việt Nam. Kết quả thử nghiệm so sánh cho thấy dữ liệu của hệ thống EDS có tính chính xác cao cho vùng biển Việt Nam. Ngoài ra hệ thống dữ liệu EDS đã được sử dụng và cho kết quả chính xác cho nhiều Dự án khác nhau trên biển Việt Nam. Gần đây Ủy Ban Quốc Gia Ứng phó sự cố, Thiên tai và Tìm Kiếm Cứu Nạn (VINASARCOM) cũng sử dụng hệ thống dữ liệu này cho những hoạt động của mình.

Theo kế hoạch khoan của Dự án, HLJOC sẽ tiến hành khoan 5 giếng, trong đó khu vực giàn H5-WHP có số lượng giếng khoan nhiều nhất là 2 giếng. Do đó, vị trí thải tại giàn H5-WHP được lựa chọn để đưa vào mô hình đánh giá phạm vi ảnh hưởng của mùn khoan thải. Các thông số đầu vào của mô hình được trình bày trong bảng sau.

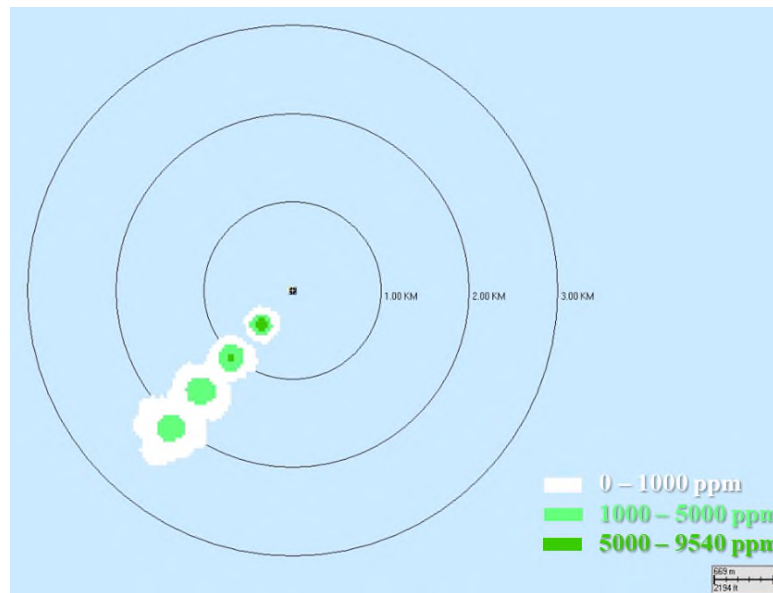
Bảng 3.15 Thông số đầu vào mô hình phân tán DDK nền nước thải

Thông số	Giá trị
Tọa độ giàn H5-WHP (VN2000 BRVT, KT107°45’)	X: 518445,1 Y: 1092419,6
Độ sâu thải	Tầng mặt
Độ sâu đáy biển	40 m
Lượng DDK nền nước thải	1.850 m ³
Số ngày thải	Tức thời
Thời gian chạy mô hình	Mô phỏng theo các mùa: Đông Bắc; Tây Nam và thời kỳ chuyển mùa (tháng 4 và tháng 10).

Kết quả mô hình (Chi tiết kết quả mô hình được trình bày trong **Phụ lục 2** của báo cáo) cho thấy:

➤ **Gió mùa Đông Bắc**

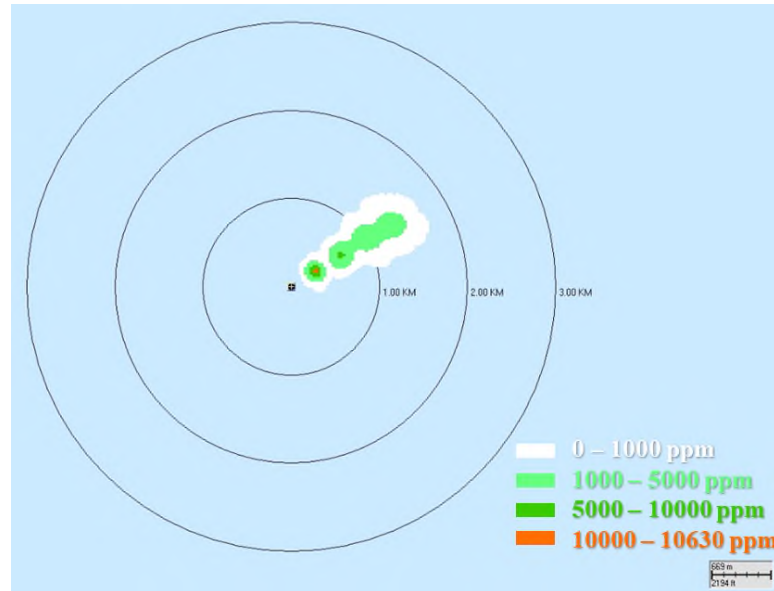
Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP vào thời kỳ gió mùa Đông Bắc cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là hướng Tây Nam, khu vực có nồng độ cao nhất là 9.540 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 520 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 3.6 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào gió mùa Đông Bắc

➤ **Gió mùa Tây Nam**

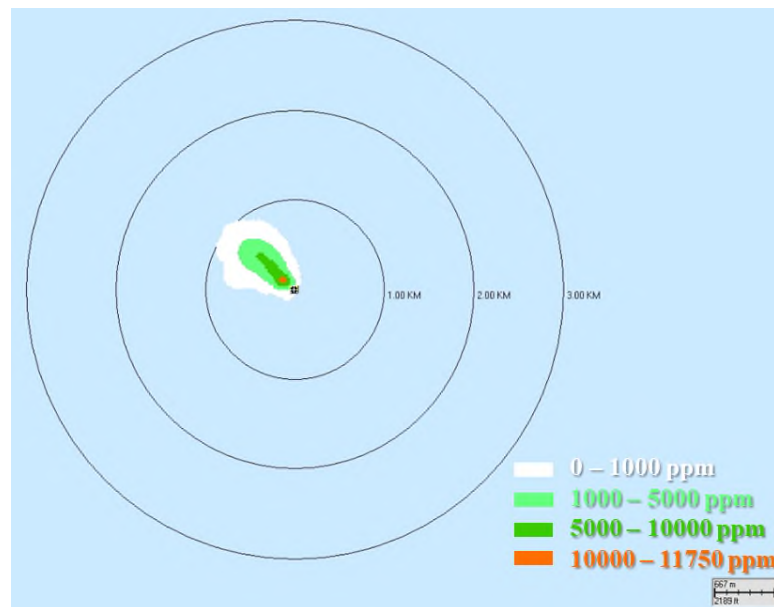
Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP vào thời kỳ gió mùa Tây Nam cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là hướng Đông Bắc, khu vực có nồng độ cao nhất là 10.630 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 330 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 3.7 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào gió mùa Tây Nam

➤ **Thời gian chuyển mùa tháng 4**

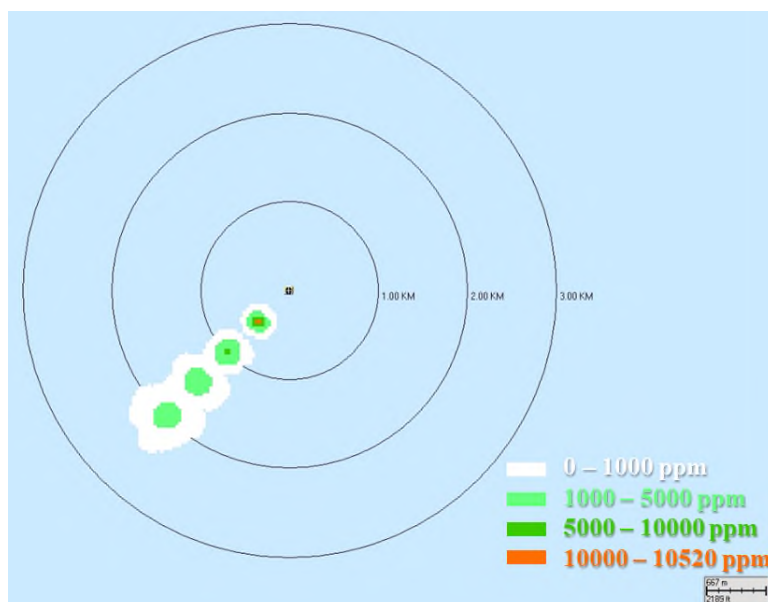
Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP vào tháng 4 cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là hướng Tây Bắc, khu vực có nồng độ cao nhất là 11.750 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 180 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 3.8 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào tháng 4

➤ **Thời gian chuyển mùa tháng 10**

Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP vào tháng 10 cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là Tây Nam, khu vực có nồng độ cao nhất của dung dịch khoan là 10.520 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 500 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 3.9 Kết quả mô hình phát tán DDK nền nước vào tháng 10

Như vậy có thể thấy sau 1h thải nồng độ của DDK nền nước nhanh chóng được pha loãng ở khoảng cách 2.500 m với nồng độ cao nhất của DDK trong nước biển khoảng 9.540 - 11.750 ppm (đạt mức pha loãng 85 lần) và nhanh chóng giảm xuống dưới 1.000 ppm (đạt mức pha loãng trên 1.000 lần), do đó tác động của DDK nền nước tới chất lượng nước biển là không đáng kể.

Cùng với việc thực hiện các biện pháp giảm thiểu thích hợp trình bày ở mục 3.1.2, các tác động còn lại của việc thải DDK nền nước đã sử dụng từ các hoạt động khoan của Dự án được đánh giá chi tiết như sau.

Cường độ (M)

- Tác động đến sinh vật biển

Về góc độ môi trường, vấn đề quan tâm từ việc thải DDK nền nước là hàm lượng các hóa chất phụ gia. Phân loại độc tính và khả năng ảnh hưởng của các chất phụ gia trong DDK nền nước được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.16 Phân loại độc tính của các phụ gia chính trong DDK nền nước

Phụ gia chính	Phân loại theo OCNS	Khả năng ảnh hưởng
Barit	PLONOR	Ít hoặc không gây rủi ro cho môi trường biển – được sử dụng và thải ngoài khơi
Sét Bentonít	PLONOR	
Vôi	Nhóm E	
CaCl ₂	Nhóm E	
M-I Pac UL	Nhóm Vàng	
Chek Loss Plus	Nhóm E	

Theo Công ước Bảo vệ Môi trường Biển Đông Bắc Đại Tây Dương (OSPAR Convention), các hóa chất sử dụng ngoài khơi được phân loại như sau:

- Các hóa chất thuộc phân loại PLONOR là chất ít gây rủi ro hoặc không gây rủi ro cho môi trường biển và sẽ được sử dụng và thải ngoài khơi. Các hóa chất trong danh mục này không cần phải được kiểm soát chặt chẽ;
- Các hóa chất không áp dụng mô hình tính mức nguy hại “Charm” được phân loại thành 5 loại OCNS từ A đến E, với loại E là các chất ít gây nguy hại nhất đến môi trường;
- Các hóa chất được áp dụng mô hình “Charm” được phân loại thành 6 nhóm HOCNF, với nhóm Vàng là các chất ít gây nguy hại nhất đến môi trường.

Bảng 3.17 Phân loại mức nguy hại (HQ) hóa chất theo OCNS

Giá trị HQ thấp nhất	Giá trị HQ cao nhất	Xếp hạng màu	
>0	<1	Vàng	Nguy hại thấp nhất  Nguy hại cao nhất
≥1	<30	Bạc	
≥30	<100	Trắng	
≥100	<300	Xanh	
≥300	<1000	Cam	
≥1000		Tím	

Source: <https://www.cefas.co.uk/cefas-data-hub/offshore-chemical-notification-scheme/hazard-assessment/>

Các loại hóa chất và chất phụ gia sử dụng được phân loại nhóm E và nhóm Vàng, là các loại hóa chất thân thiện với môi trường. Theo Cơ quan bảo vệ môi trường của Mỹ (USEPA), các kết quả thử nghiệm độ độc của DDK nền nước đến loài giáp xác có độ nhạy cảm cao (loài *Mysidopsis bahia*) với mẫu có tỷ lệ 1/9 của dung dịch khoan/nước biển trong vòng 96 giờ cho thấy 99,9% DDK có LC50 (Nồng độ gây chết 50% cá thể sinh vật thử nghiệm) cao hơn 30.000 ppm.

Kết quả mô hình cho thấy nồng độ của DDK nền nước nhanh chóng được pha loãng từ 85-1000 lần sau 1h thải và do đó sẽ thấp hơn rất nhiều so với ngưỡng gây độc đến sinh vật biển thử nghiệm như đã nêu trên, khả năng gây ảnh hưởng độc cấp tính của DDK nền nước thải đến sinh vật biển được đánh giá là thấp.

Về tích tụ sinh học, theo nghiên cứu của Neff et al., 2010, khả năng tích tụ sinh học của các kim loại nặng trong DDK nền nước đến sinh vật biển chỉ ở mức thấp đối với Bari và Crom hoặc không tích tụ đối với các kim loại còn lại. Hàm lượng thủy ngân (Hg) và Cadimi (Cd) trong Barit dùng cho DDK nền nước sẽ bị khống chế nghiêm ngặt ở mức thấp hơn ngưỡng giới hạn quy định trong Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về DDK và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển (QCVN 36:2010/BTNMT) do đó có thể dự đoán hàm lượng Hg và Cd trong cột nước và trầm tích sẽ rất hạn chế và ở mức an toàn cho môi trường nên không có khả năng gây tích tụ sinh học trong quần thể sinh vật biển ở mức cần quan tâm.

Việc thải DDK nền nước có khả năng bị ảnh hưởng thấp đến sinh vật biển sống xung quanh vị trí thải do việc giảm ánh sáng xuyên qua tầng nước biển do tầng độ đục có thể giảm tạm thời năng suất sinh học của thực vật phù du. Các hạt rắn lơ lửng có thể làm tắc nghẽn mang hoặc đường tiêu hóa của động vật phù du còn các loài hải sản di động hư cá và động vật giáp xác thường tránh hoặc di chuyển ra khỏi các quãng thải, do đó giảm thiểu nguy cơ tác động.

Qua các phân tích nêu trên cho thấy, việc thải DDK nền nước không thể gây ra các tác động về độc tính và tích tụ sinh học đến sinh vật biển mà chỉ có khả năng gây ảnh hưởng đến hô hấp và tiêu hóa của sinh vật biển với cường độ ở mức ít tác động.

- Tác động đến chất lượng nước biển

Tổng lượng dung dịch khoan nền nước phát sinh từ Dự án khoảng 9.259 m³, trung bình tại mỗi giếng khoan là 1.850 m³. Việc thải DDK nền nước sẽ làm tăng độ đục và nồng độ các hóa chất trong cột nước biển xung quanh điểm thải. Tuy nhiên, lượng DDK nền nước thải tại một thời điểm là rất nhỏ so với môi trường tiếp nhận cộng thêm khả năng pha loãng mạnh của môi trường tiếp nhận nên khả năng DDK phân tán rất nhanh và kết quả quãng thải của DDK nền nước trong cột nước biển sẽ rất ngắn.

Theo kết quả mô hình, nồng độ của DDK nền nước nhanh chóng được pha loãng ngay sau 1-3 h thải và sau đó môi trường gần như phục hồi hoàn toàn. Thực vậy, theo kết quả nghiên cứu của Cơ quan bảo vệ môi trường của Mỹ (USEPA) cho thấy DDK nền nước thải ra biển sẽ được pha loãng nhanh trong vòng bán kính 1.000 – 2.000 m so với điểm thải. Đồng thời, tham khảo kết quả nghiên cứu “Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường và hệ sinh thái biển tại khu vực hoạt động dầu khí thuộc bồn trũng Cửu Long” [15] cho thấy các hoạt động khoan thăm dò và khai thác dầu khí không ảnh hưởng đến chất lượng nước biển xung quanh các mỏ dầu khí hiện có tại khu vực bồn trũng Cửu Long.

Từ các phân tích trên cho thấy, việc thải DDK nền nước có thể gây tác động tạm thời đến sinh vật biển và chất lượng nước biển xung quanh điểm thải. Tuy nhiên, do khả năng phân tán tự nhiên mạnh của môi trường tiếp nhận cũng như các đặc tính thân thiện môi trường của hệ dung dịch khoan nền nước sử dụng do đó cường độ tác động của DDK nền nước thải đến chất lượng nước biển được đánh giá nhỏ (**M=1**).

Phạm vi ảnh hưởng (S)

Dựa vào kết quả mô hình phân tán DDK nền nước của Dự án và các Dự án tương tự trong khu vực bồn trũng Cửu Long, DDK nền nước thải sẽ được hòa tan nhanh chóng trong bán kính 2.000 m từ điểm thải. Do đó, có thể ước tính việc thải DDK nền nước sẽ ảnh hưởng đến môi trường biển trong phạm vi 2.000 m xung quanh điểm thải (**S = 1**).

Thời gian hồi phục (R)

Tham khảo kết quả giám sát môi trường nước biển xung quanh các Dự án khai thác dầu khí sử dụng DDK nền nước tại khu vực bồn trũng Cửu Long cho thấy hầu hết

các thông số về đánh giá chất lượng nước biển xa bờ không thay đổi đáng kể so với môi trường nền và thấp hơn giá trị quy định của QCVN 10-MT:2015/BTNMT. Do đó, có thể dự báo rằng môi trường biển sẽ **phục hồi ngay lập tức (R = 1)** sau khi kết thúc xả thải.

Tần số (F)

DDK nền nước đã sử dụng sẽ thải ra sau khi kết thúc từng đoạn thân giếng (theo mẻ) trong suốt quá trình khoan tại các giàn, tuy nhiên tần suất ảnh hưởng của DDK nền nước đã qua sử dụng đến chất lượng nước biển là **hiếm khi xảy ra (F = 2)** do môi trường tiếp nhận có khả năng đồng hóa rất cao.

Pháp luật (L)

DDK nền nước đã sử dụng được phép thải trực tiếp ra biển tuân theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT (**L = 2**).

Chi phí (C)

DDK nền nước đã sử dụng được thải trực tiếp ra biển; do đó, HLJOC không cần đầu tư chi phí để quản lý và xử lý (**C = 1**).

Môi quan tâm của cộng đồng (P)

DDK nền nước sau khi sử dụng được thải ở ngoài khơi và không có tác động đến cộng đồng dân cư trên bờ (**P = 1**).

Mức độ tác động của DDK nền nước thải từ hoạt động khoan của Dự án được đánh giá ở mức độ nhỏ, cụ thể trong bảng sau.

Bảng 3.18 Mức độ tác động của DDK nền nước thải từ hoạt động khoan

Nguồn	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								
		M	S	R	F	L	C	P	TS	Mức độ
Thải DDK nền nước	Chất lượng nước biển và sinh vật biển	1	1	1	2	2	1	1	24	Nhỏ

2. Mùn khoan thải

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Mùn khoan nền nước đã qua sử dụng sẽ được thải bỏ trực tiếp xuống biển vào cuối chương trình khoan mà không cần phải xử lý. Theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT, mùn khoan nền không nước phải được xử lý đảm bảo lượng DDK nền dính bám trong mùn khoan nền không nước thải không vượt quá 9,5% (trọng lượng ướt) trước khi thải xuống biển.

Lượng mùn khoan thải phát sinh chủ yếu phụ thuộc vào thiết kế đường kính và chiều dài thân giếng và số lượng giếng. Căn cứ vào thiết kế giếng khoan điển hình và số lượng giếng khoan của Dự án (được nêu trong Chương 1), ước tính lượng mùn khoan phát sinh như trình bày ở bảng sau.

Bảng 3.19 Lượng mùn khoan thải nền nước và nền không nước

Đoạn thân giếng (inch)	DDK sử dụng	Chiều dài đoạn thân giếng (m)	Hệ số giãn nở	Lượng mùn khoan thải từ 1 giếng	
				m ³	tấn
26	Nền nước	701	2	1.920	4.416
16	Nền nước	2.057	1	1.067	2.454
12-1/4	Nền không nước	1.356	1	412	948
8-1/2	Nền không nước	810	1	119	273
6	Nền không nước	735	1	257	591
Tổng mùn khoan nền không nước của 5 giếng				3.940	9.060
Tổng mùn khoan nền nước của 5 giếng				14.935	34.350

Ghi chú: lượng mùn khoan thải được tính dựa vào thể tích đường kính thân giếng khoan với hệ số giãn nở thành hệ là 2,0 và 1,0 tương ứng cho 2 đoạn thân giếng 26”, 16” và các đoạn thân giếng khác và tỷ trọng mùn khoan là 2,3 tấn/m³.

Lượng DDK nền không nước bám dính trong mùn khoan nền không nước thải được ước tính tối đa theo QCVN 36:2010/BTNMT là 9,5% trọng lượng ướt của mùn khoan nền không nước thải, khoảng 860,5 tấn (trung bình 172,1 tấn/giếng).

b. Đánh giá mức độ tác động

Mùn khoan sinh ra từ hoạt động khoan sẽ được vận chuyển từ các tầng đá móng khoan lên sàn khoan bằng dung dịch khoan, sau đó mùn khoan được xử lý bằng hệ thống kiểm soát chất rắn trên giàn khoan để xử lý hàm lượng DDK nền không nước (Neoflo 1-58) bám dính trong mùn khoan nền không nước không vượt quá giới hạn 9,5% tính theo khối lượng ướt tuân thủ quy định của QCVN 36:2010/BTNMT trước khi thải ra biển.

Để dự báo sự phân bố của mùn khoan khi thải vào môi trường biển, báo cáo này sẽ sử dụng mô hình CHEMMAP (mô-đun MUDMAP) để mô phỏng quá trình thải mùn khoan. Do các giếng được khoan ở các giàn khác nhau, nên kịch bản sẽ mô phỏng với khối lượng mùn khoan phát sinh lớn nhất tại giàn H5-WHP (2 giếng).

Kịch bản mô hình

Thông số đầu vào của mô hình hóa sự lắng đọng của mùn khoan trên đáy biển được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.20 Kịch bản mô phỏng sự lắng đọng của mùn khoan thải

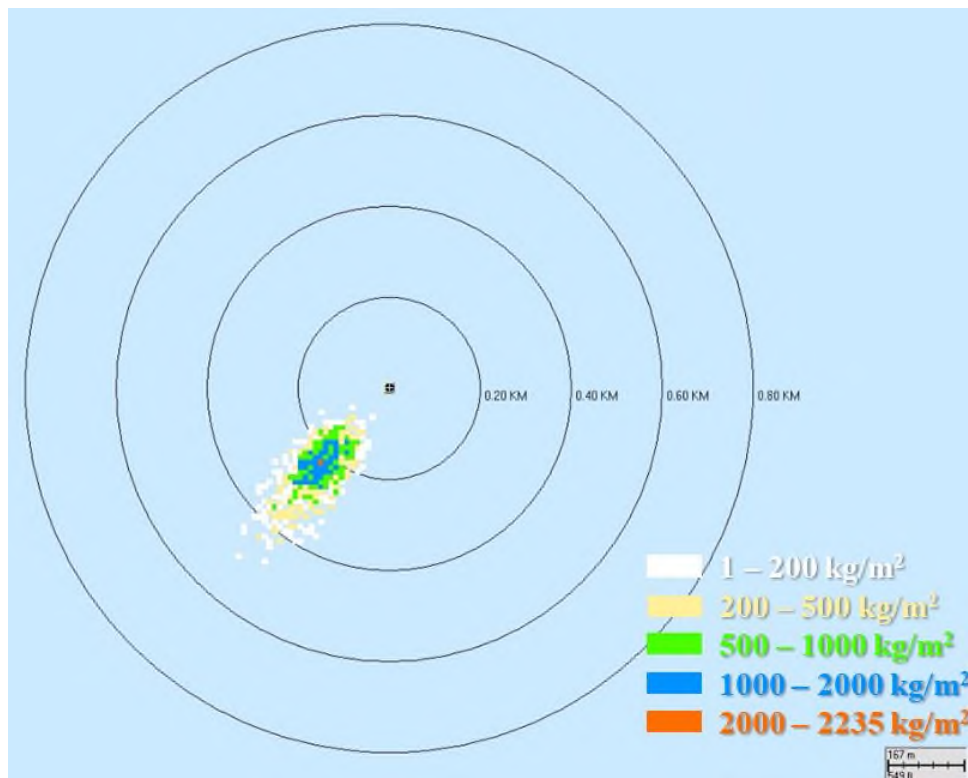
Thông số	Giá trị
Tọa độ giàn H5 (VN2000 BRVT, KT107°45’)	X: 518445,1 Y: 1092419,6
Độ sâu thải	Tầng mặt
Độ sâu đáy biển	40 m
Lượng mùn khoan thải (từ 2 giếng tại H5-WHP)	17.364 tấn
Số ngày thải (trong thời gian khoan 2 giếng tại H5-WHP)	74 ngày
Thời gian chạy mô hình (*)	Mô phỏng theo các mùa: Đông Bắc; Tây Nam và thời kỳ chuyển mùa (tháng 4 và tháng 10).

Ghi chú: () thời gian dự kiến khoan tại giàn H5-WHP rơi vào mùa gió Đông Bắc. Tuy nhiên, thời gian này có thể thay đổi tùy thuộc vào điều kiện thời tiết, quá trình chuẩn bị của dự án. Do đó, để dự phòng trong trường hợp thay đổi thời gian khoan, thời gian chạy mô hình được mở rộng cho cả năm để dự báo cho các vùng phát tán có thể xảy ra trong quá trình khoan của dự án.*

Kết quả mô hình:

➤ Thời kỳ gió mùa Đông Bắc

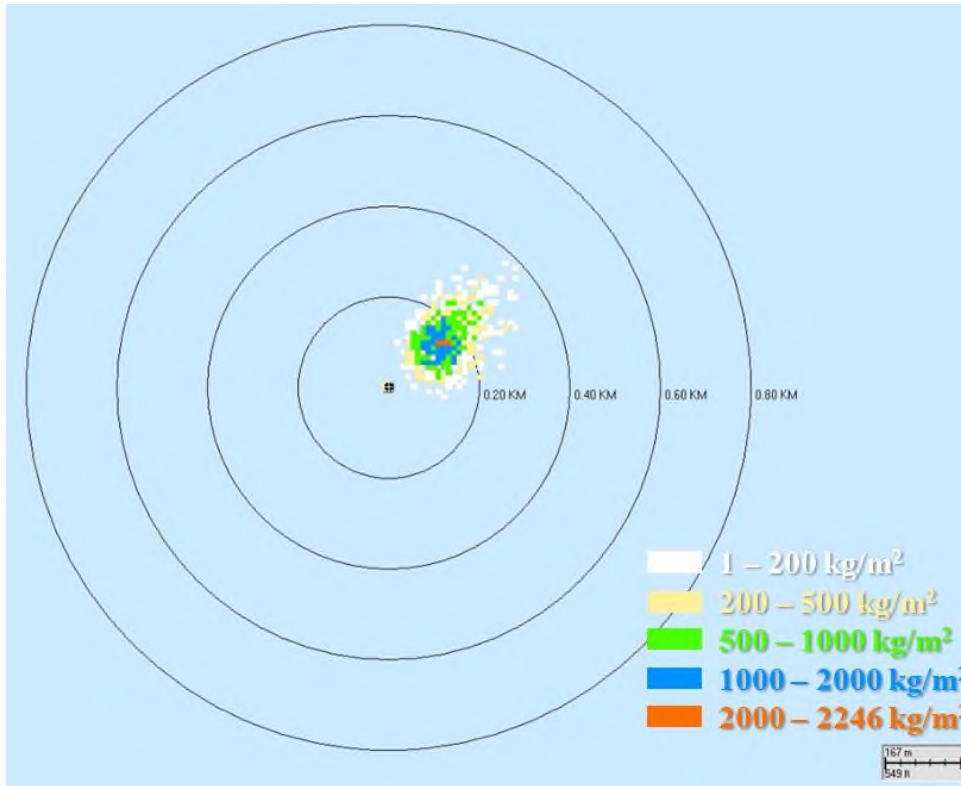
Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ gió mùa Đông Bắc phát tán chủ yếu theo hướng Tây Nam của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,5km, với diện tích phân bố khoảng 0,05km² về phía Tây Nam, mức độ tập trung trung bình là 514 kg/m².



Hình 3.10 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào mùa gió Đông Bắc

➤ **Thời kỳ gió mùa Tây Nam**

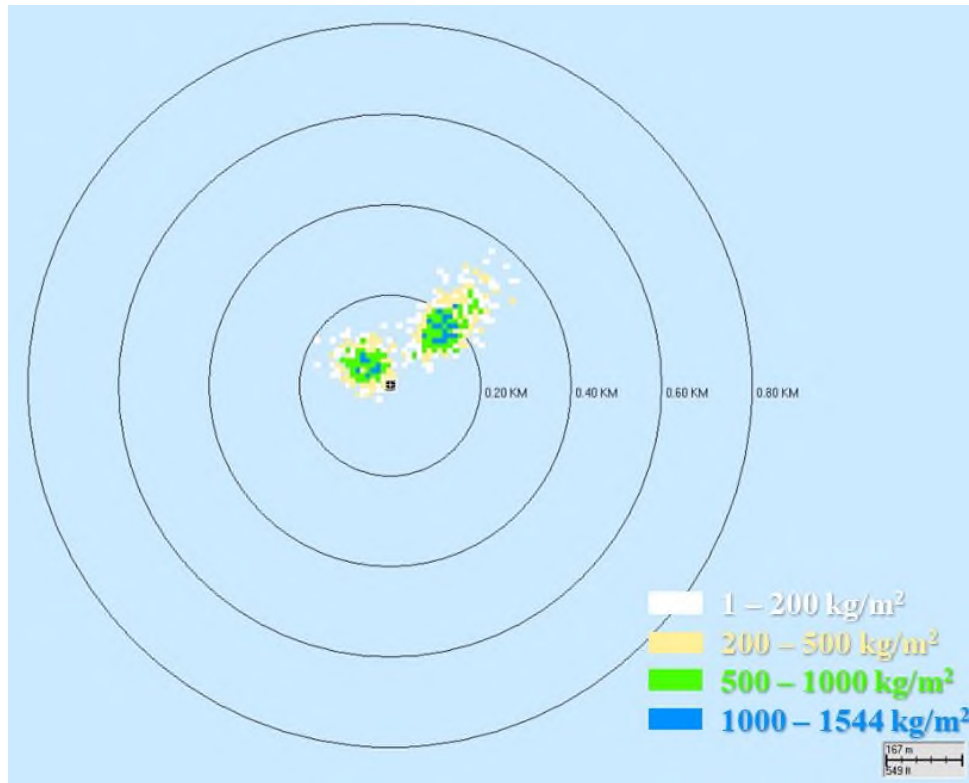
Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ gió mùa Tây Nam phát tán chủ yếu theo hướng Đông Bắc của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,4km, với diện tích phân bố khoảng 0,05km² về phía Đông Bắc, mức độ tập trung trung bình là 520 kg/m².



Hình 3.11 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào mùa gió Tây Nam

➤ **Thời kỳ chuyển mùa – Tháng 4**

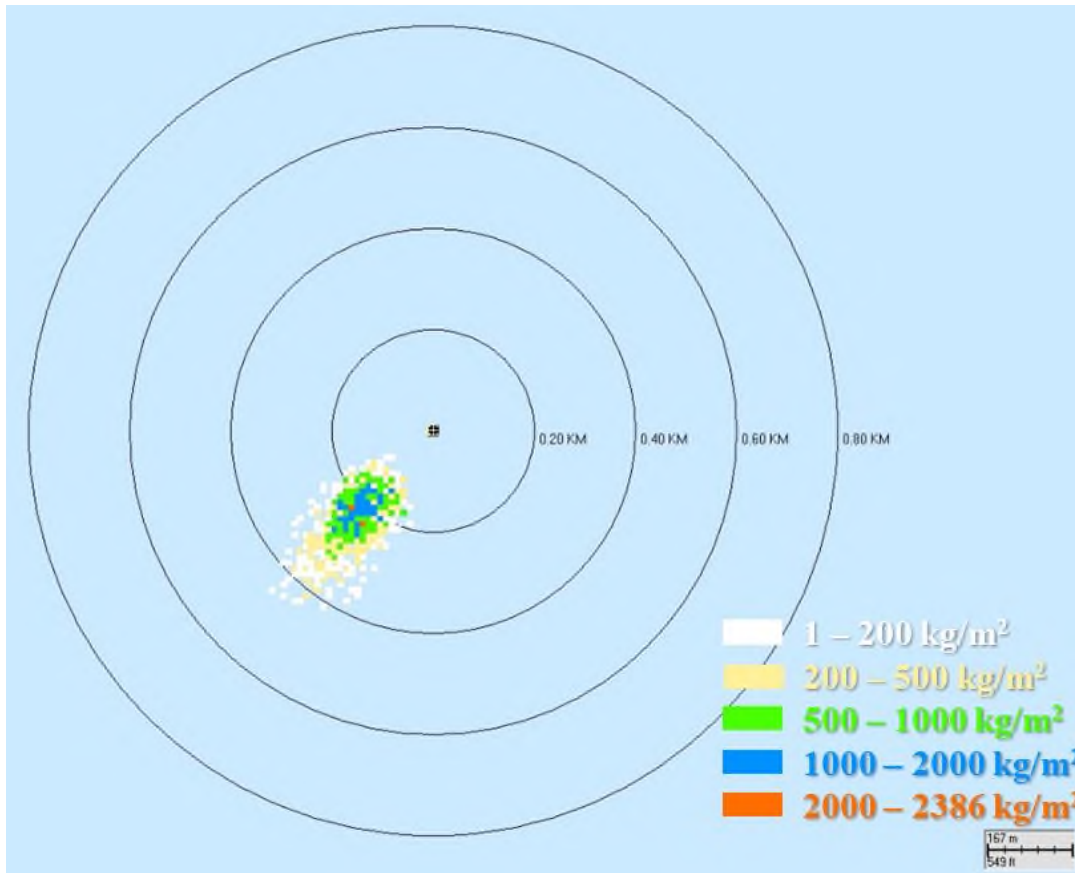
Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ chuyển mùa tháng 4 phát tán chủ yếu theo hướng Đông Bắc và Tây Bắc của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,4km, với diện tích phân bố khoảng 0,06km², mức độ tập trung trung bình là 443 kg/m².



Hình 3.12 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào tháng 4

➤ **Thời kỳ chuyển mùa – Tháng 10**

Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ chuyển mùa tháng 10 phát tán chủ yếu theo hướng Tây Nam của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,45km, với diện tích phân bố khoảng 0,05km², mức độ tập trung trung bình là 500 kg/m².



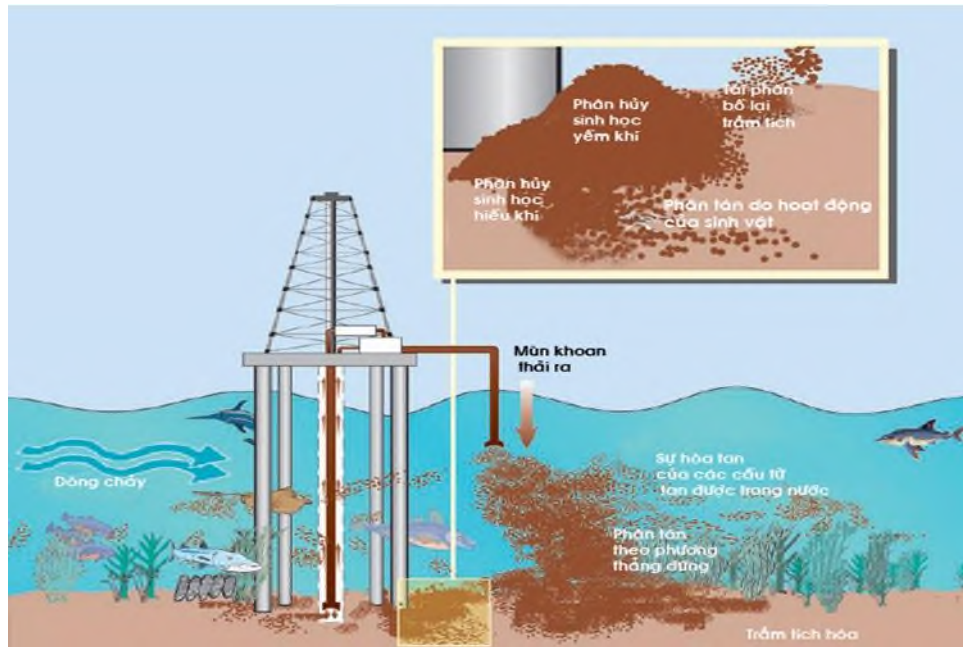
Hình 3.13 Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải vào tháng 10

Với việc thực hiện các biện pháp giảm thiểu tại mục 3.1.2, các tác động của việc thải mùn khoan đã qua xử lý trong hoạt động khoan giếng của Dự án được đánh giá như sau.

Cường độ tác động (M)

- Tác động lên trầm tích đáy biển

Trong quá trình khoan, mùn khoan sẽ được dẫn lên giàn khoan nhờ tác dụng của DDK. Sau đó mùn khoan được dẫn qua sàng rung để tách dung dịch khoan nhằm tuần hoàn dung dịch khoan. Đối với các đoạn thân giếng được khoan với DDK nền không nước, mùn khoan sẽ được dẫn qua hệ thống tách và kiểm soát hàm lượng DDK nền không nước bám dính dưới 9,5% trong mùn khoan. Sau quá trình tách dung dịch khoan, mùn khoan sẽ được thải liên tục xuống biển tuân thủ theo QCVN 36:2010/BTNMT. Sự phân tán của mùn khoan trong môi trường biển như hình bên dưới.



Hình 3.14 Diễn biến của hoạt động thải mùn khoan thải

Mùn khoan là hỗn hợp gồm các hạt đất đá với một lượng nhỏ DDK bám dính vào mùn khoan (đối với SBM, lượng bám dính nhỏ hơn hoặc bằng 9,5% trọng lượng mùn khoan) được thải xuống biển. Dung dịch khoan bám dính trong mùn khoan nền không nước từ hoạt động khoan giếng của Dự án là Neoflo 1-58 (hoặc một loại DDK tương đương được BTNMT cho phép). Neoflo 1-58 là dung dịch khoan được sử dụng phổ biến bởi các nhà thầu dầu khí tại Việt Nam. Theo kết quả thử nghiệm độ độc của DDK Neoflo 1-58 thực hiện bởi VPI-CPSE cho nhiều Dự án dầu khí tại Việt Nam cho thấy:

- Neoflo 1-58 có thể xếp loại vào nhóm E theo hệ thống phân loại hóa chất của OCNS, thuộc nhóm ít độc.
- PAHs: Internal Olefin C15 – C18 thuộc loại DDK nền không nước nhóm III theo phân loại của OSPAR.
- Neoflo 1-58 đạt các yêu cầu về độc tích trầm tích theo quy định của Việt Nam tại QCVN 36:2010/BTNMT.
- Tính chất dễ phân hủy sinh học hiếu khí đáp ứng yêu cầu phân hủy sinh học theo QCVN 36:2010/BTNMT.

Khi mùn khoan nền không nước thải xuống biển chúng có khuynh hướng kết dính lại thành các hạt có kích thước lớn hơn hạt mùn khoan nền nước và sa lắng xuống đáy biển nhanh hơn. Do đó, phạm vi phân tán của mùn khoan nền không nước thường hạn chế hơn nhiều so với phạm vi tác động của mùn khoan nền nước.

Khi mùn khoan lắng xuống đáy biển, khả năng duy trì các tính chất vật lý ban đầu của mùn khoan nền không nước sẽ phụ thuộc vào mức năng lượng tự nhiên của quá trình tái phân bố và dịch chuyển tại đáy biển cùng với quá trình phân hủy sinh học của mùn khoan nền không nước. Thêm vào đó, mùn khoan cũng có thể bị phong

hóa tự nhiên và phân hủy thành bùn/sét do quá trình hydrat hóa khi tiếp xúc với nước biển.

Các tác động của thải mùn khoan đến môi trường biển có thể xảy ra như sau:

- Tăng độ đục tại cột nước dẫn đến sự gia tăng hàm lượng các vật chất lơ lửng tạm thời và làm hạn chế khả năng ánh sáng xuyên qua;
- Vùi lấp các sinh vật đáy khi mùn khoan sa lắng xuống đáy biển;
- Thay đổi kích thước hạt trầm tích xung quanh vị trí khoan;
- DDK trong mùn khoan có thể gây độc cho các sinh vật đáy.

Sự lắng đọng của mùn khoan trên đáy biển có khả năng làm thay đổi đặc điểm vật lý của trầm tích như phân bố kích thước hạt (kích thước hạt mùn khoan thường nhỏ hơn 1cm, Neff, 2005; OLF, 2009) và đặc điểm hóa lý của trầm tích như thành phần Barite và Hydrocacbon tại khu vực đó (Boothe and Presley, 1989; Hinwood et al., 1994). Nhờ vào khả năng tự phân hủy của các chất trong lớp mùn khoan, độ dày và độ che phủ của lớp mùn khoan sẽ giảm dần theo thời gian.

Tham khảo kết quả quan trắc môi trường trầm tích đáy xung quanh các mỏ có sử dụng DDK nền nước và nền không nước khu vực bể Cửu Long cho thấy nồng độ DDK nền không nước (thể hiện qua thông số THC) giảm khoảng 90% so với lần giám sát đầu tiên sau 02 (hai) năm ngừng thải. Ngoài ra, cũng tham khảo kết quả nghiên cứu của Hiệp hội các nhà khai thác dầu khí quốc tế (IOGP) cho thấy nồng độ DDK nền không nước trong trầm tích biển giảm 99% so với lần giám sát đầu tiên sau 02 (hai) năm ngừng thải.

Với nghiên cứu thực tế trên Thế Giới và Việt Nam có thể đánh giá rằng tác động của việc thải mùn khoan nền nước và nền không nước đã qua xử lý đến chất lượng trầm tích biển là đáng kể trong 01 (một) năm đầu tiên và sau đó giảm dần tới mức tác động nhỏ sau khoảng 2-3 năm sau khi ngừng thải.

Do đó, cường độ tác động của hoạt động thải mùn khoan nền nước và nền không nước đã qua xử lý đến chất lượng trầm tích đáy biển đánh giá ở mức **trung bình (M = 2)**.

- **Tác động đến sinh vật đáy**

Mùn khoan thải có thể ảnh hưởng đến quần thể sinh vật đáy tại các khu vực thải và mức độ tác động chủ yếu do độc tính của DDK Neoflo 1-58. Kết quả thử nghiệm độc tính và khả năng phân hủy sinh học kỵ khí của DDK Neoflo 1-58 theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.21 Kết quả thử nghiệm độc tính trầm tích đối của DDK Neoflo 1-58 trên vẹm xanh *Perna viridis*

Chất kiểm tra	Nồng độ (mg/kg)	Ức chế khả năng sống		LC50 và khoảng tin cậy 95% (mg/kg)
		96 giờ (%)	10 ngày (%)	
NEOFLO 1-58 base fluid	0	0,00	0,00	96 giờ LC50 > 200.000 10 ngày LC50 = 165.272 ± 14.372
	10.000	5,26	15,79	
	50.000	15,79	26,32	
	100.000	10,53	31,58	
	150.000	15,79	42,11	
	200.000	21,05	57,89	
C16-C18 IO reference base fluid	0	0,00	0,00	96 giờ LC50 > 200.000 10 ngày LC50 = 143.100 ± 13.937
	25.000	0,00	5,26	
	50.000	0,00	10,53	
	75.000	10,53	21,05	
	100.000	21,05	47,37	
	200.000	31,58	63,16	

Bảng 3.22 Kết quả phân rã sinh học của DDK Neoflo 1-58 (60 ngày thử nghiệm)

Hàm lượng	Chất thử nghiệm	
	Neoflo 1-58	Chất đối chứng C16 - C18 Internal Olefin
Hàm lượng Carbon trong từng bình thử nghiệm (mg)	60,8	60,1
Lượng Carbon sinh ra trong pha khí (mg)	2,3	2,1
Lượng Carbon hòa tan trong pha lỏng (mg)	0,6	0,7
Tỷ lệ PRSH yếm khí tính toán từ lượng Carbon đo được trong pha khí (%)	3,8	3,4
Tỷ lệ PRSH yếm khí tính toán từ lượng Carbon đo được trong pha lỏng (%)	1,1	1,2
Tổng phần trăm PRSH yếm khí (%)	4,8	4,7

Các kết quả đánh giá thử nghiệm độc tính trầm tích và phân rã sinh học cho thấy:

- Giá trị của LC₅₀ 96 giờ và LC₅₀ 10 ngày của DDK Neoflo 1-58 trên vẹm xanh *Perna viridis* lần lượt là hơn 200.000 mg/kg và 165.272 mg/kg. Neoflo 1-58 có thể được xếp loại sơ bộ vào nhóm E (nhóm tốt nhất) theo hệ thống phân loại OCNS.
- Giá trị của LC₅₀ 10 ngày của DDK Neoflo 1-58 cao hơn giá trị của chất đối chứng C16-C18 Internal Olefin, điều này chứng tỏ rằng Neoflo 1-58 ít độc tính hơn so với C16-C18 Internal Olefin. Kết quả này đáp ứng yêu cầu về độc tính

trầm tích của QCVN 36: 2010/BTNMT.

- Tỷ lệ phân rã sinh học yếm khí của DDK Neoflo 1-58 là cao hơn so chất đối chứng C16-C18 Internal Olefin, đáp ứng các yêu cầu về phân rã sinh học yếm khí của QCVN 36:2010/BTNMT.

Nhìn chung, kết quả thử nghiệm độc tính sinh thái của Neoflo 1-58 trong môi trường biển đáp ứng các yêu cầu về độc tính trầm tích và khả năng phân rã sinh học của QCVN 36:2010/BTNMT.

Theo nghiên cứu của *Friedheim và Patel (1999)* cho thấy các hóa chất được tìm thấy trong mùn khoan, đặc biệt là dung dịch khoan nền không nước bám dính có ảnh hưởng sinh học rất thấp đối với các sinh vật biển. Các hóa chất này có rất ít hoặc không có khả năng tích lũy sinh học đến nồng độ có hại trong các mô của động vật đáy hoặc chuyển tiếp qua chuỗi thức ăn tới các loài hải sản quan trọng. Do đó, tác động chính của việc thải mùn khoan đối với các sinh vật đáy do quá trình sa lắng làm vùi lấp, xáo trộn tính chất hóa lý của trầm tích làm ảnh hưởng đến cộng đồng sinh vật đáy xung quanh vị trí thải.

Theo kết quả phân tích độ đa dạng quần thể động vật đáy tại khu vực Dự án (như trình bày Chương 2) cho thấy độ đa dạng của các loài động vật đáy là ở mức 5 (ở mức khá đa dạng) chiếm ưu thế là *Crustacea*, *Echinodermata*, *Mollusca* và *Polychaeta*, là các loài có khả năng chịu đựng được sự vùi lấp nên thành phần quần xã động vật đáy có thể sẽ thay đổi khi xảy ra vùi lấp. Quần xã sinh vật đáy sẽ phục hồi khi các loài quay lại sống trên lớp trầm tích mới.

Thực tế, tham khảo một số nghiên cứu hiện nay về tác động của mùn khoan thải nền nước và nền không nước Neoflo 1-58 đến sinh vật đáy của khu vực bể Cửu Long đã chỉ ra rằng với hàm lượng DDK nền không nước bám dính nằm trong giới hạn 9,5%, thời gian phục hồi của số loài và mật độ loài của quần xã động vật đáy có thể đạt được trong khoảng 3 năm sau khi dừng khoan nhờ vào sự phân hủy sinh học của DDK. Do đó, cường độ tác động của việc thải mùn khoan đối với các quần thể sinh vật đáy được đánh giá ở mức trung bình ($M = 2$).

Phạm vi tác động (S)

Dựa vào kết quả mô hình phân tán mùn khoan thải, diện tích lớn nhất đáy biển bị ảnh hưởng ước tính trong bán kính 600 m xung quanh điểm thải (giàn H5-WHP).

Kết quả này phù hợp với kết quả giám sát trầm tích đáy biển của các mỏ dầu hiện nay đã được khoan với DDK nền nước và nền không nước Neoflo 1-58 tại khu vực bồn trũng Cửu Long cho thấy nồng độ THC và Barite trong trầm tích cao hơn nồng độ môi trường nền trong phạm vi từ 500 m đến 1.000 m xung quanh vị trí thải.

Có thể đánh giá khu vực bị ảnh hưởng mùn khoan thải của Dự án ở phạm vi **xung quanh điểm thải (S = 1)**.

Thời gian phục hồi (R)

Theo kết quả giám sát chất lượng trầm tích đáy biển tại các mỏ dầu hiện tại trong khu vực bể Cửu Long cho thấy chất lượng trầm tích và các quần thể sinh vật đáy gần như phục hồi hoàn toàn 3 năm sau khi kết thúc thải mùn khoan (**R = 3**).

Tần suất (F)

Mùn khoan sẽ được thải ra biển theo mẻ hoặc từng đoạn khoan trong suốt quá trình khoan và khả năng mùn khoan thải ảnh hưởng đến chất lượng trầm tích và các quần thể sinh vật đáy xung quanh giàn sẽ xảy ra (**F=3**).

Luật pháp (L)

Mùn khoan nền nước/nền không nước được phép thải tại vùng biển ngoài khơi theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT (**L=2**).

Chi phí (C)

Mùn khoan nền không nước sẽ được thu gom và xử lý bằng hệ thống kiểm soát chất rắn được HLJOC thuê và lắp đặt trên giàn khoan để đảm bảo hàm lượng DDK nền bám dính đáp ứng các yêu cầu của QCVN 36:2010/BTNMT trước khi thải ra biển; do đó, chi phí được đánh giá là **nhỏ (C=1)** so với chi phí khoan.

Mối quan tâm cộng đồng (P)

Vị trí thải mùn khoan ở ngoài khơi cách xa cộng đồng ven bờ và khu dân cư, do đó cộng đồng sẽ ít quan tâm đến hoạt động thải (**P=1**).

Mức độ tác động của việc thải mùn khoan trong giai đoạn khoan phát triển được đánh giá ở mức độ nhỏ, cụ thể trong bảng sau.

Bảng 3.23 Mức độ tác động của mùn khoan

Nguồn tác động	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								Mức độ
		M	S	R	F	L	C	P	TS	
Thải mùn khoan nền nước/nền không nước	Chất lượng trầm tích đáy biển	2	1	3	3	2	1	1	72	Nhỏ
	Quần thể sinh vật đáy	2	1	3	3	2	1	1	72	Nhỏ

3.1.1.4 Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường)

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Lượng chất thải không nguy hại phát sinh trong giai đoạn khoan được ước tính dựa vào số lượng lao động, phương tiện và thời gian diễn ra hoạt động khoan giống với định lượng chất thải phát sinh theo kinh nghiệm từ các hoạt động khoan diễn ra trước đây tại các mỏ thuộc Lô 16-1 do HLJOC quản lý bao gồm:

- Chất thải thực phẩm: phát sinh khoảng 0,58 kg/người/ngày từ hoạt động của người làm việc trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ.

- Phế liệu để thu hồi, tái chế: phát sinh khoảng 0,5 tấn/tuần (tương đương khoảng 71,4 kg/ngày) từ hoạt động của giàn khoan và các tàu hỗ trợ. Thành phần chủ yếu gồm: phế liệu kim loại, nhựa, giấy, chai, lọ...
- Chất thải thông thường (CTTT) còn lại: phát sinh khoảng 0,85 kg/người/ngày từ hoạt động của người làm việc trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ.

Ước tính lượng chất thải không nguy hại phát sinh trong giai đoạn khoan của Dự án được thể hiện trong bảng sau.

Bảng 3.24 Ước tính lượng chất thải không nguy hại trong giai đoạn khoan

Nguồn thải	Số lượng	Số ngày huy động (ngày)	Nhân lực dự kiến (người)	Tổng lượng chất thải không nguy hại (tấn)		
				Chất thải thực phẩm	CTTT còn lại	Phế liệu để thu hồi, tái chế
<i>Khoan giếng tại giàn H1-WHP</i>						
Giàn khoan	1	35	150	3,0	4,5	2,5
Tàu hỗ trợ	2	35	20	0,8	1,2	2,5
<i>Khoan giếng tại giàn H4-WHP</i>						
Giàn khoan	1	36	150	3,1	4,6	2,6
Tàu hỗ trợ	2	36	20	0,8	1,2	2,6
<i>Khoan giếng tại giàn H5-WHP</i>						
Giàn khoan	1	74	150	6,4	9,4	5,3
Tàu hỗ trợ	2	74	20	1,7	2,5	5,3
<i>Khoan giếng thăm lượng</i>						
Giàn khoan	1	64	150	5,6	8,2	4,6
Tàu hỗ trợ	23	64	20	1,5	2,2	4,6
Tổng cộng (tấn)				22,9	33,8	30
Trung bình ngày (kg/ngày)				119,6	161,7	143,5

b. Đánh giá mức độ tác động

Cường độ tác động (M)

Chất thải thực phẩm

Tổng lượng chất thải thực phẩm phát sinh từ giai đoạn khoan khoảng 120 kg/ngày. Chất thải thực phẩm có thể làm tăng hàm lượng chất hữu cơ trong nước biển xung quanh vị trí thải, tuy nhiên, chất hữu cơ trong chất thải thực phẩm sẽ bị phân hủy nhanh chóng trong môi trường biển hoặc trở thành nguồn thức ăn cho các sinh vật. Do đó, cường độ tác động của chất thải thực phẩm đến chất lượng nước xung quanh vị trí thải được **đánh giá nhỏ (M=1)**.

Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại

Phế liệu để thu hồi, tái chế phát sinh trung bình khoảng 144 kg/ngày và chất thải thông thường còn lại khoảng 162 kg/ngày được vận chuyển vào bờ và chuyên giao cho đơn vị có chức năng để xử lý nên **không gây tác động** đến môi trường biển (**M=0**).

Phạm vi tác động (S)

Chất thải thực phẩm sẽ làm tăng cục bộ hàm lượng chất hữu cơ trong nước biển ở phạm vi **xung quanh điểm thải (S=1)**.

Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại được vận chuyển vào bờ, do đó không gây ảnh hưởng đến môi trường biển (**S=0**).

Thời gian phục hồi (R)

Chất thải thực phẩm thải ra biển sẽ gây ra tác động không đáng kể đến môi trường; do đó môi trường sẽ được **phục hồi nhanh chóng (R=0)**.

Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại được vận chuyển vào bờ, do đó không gây ảnh hưởng đến môi trường biển (**R=0**).

Tần suất (F)

Khả năng chất thải thực phẩm gây tác động đến chất lượng biển là **rất hiếm khi xảy ra (F=1)**.

Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại được vận chuyển vào bờ, do đó không gây ảnh hưởng đến môi trường biển (**F=0**).

Luật pháp (L)

Chất thải thực phẩm được nghiền đến kích thước nhỏ hơn 25 mm trước khi thải ra môi trường theo quy định của Công ước Marpol và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT (**L=2**).

Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại được quản lý theo Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT (**L=2**).

Chi phí (C)

Chất thải thực phẩm được nghiền đến kích thước nhỏ hơn 25 mm bằng thiết bị được lắp đặt sẵn trên tàu, giàn khoan (**C=1**).

Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại được vận chuyển vào bờ để xử lý. Chi phí vận chuyển và xử lý chất thải được đánh giá là **nhỏ** so với tổng chi phí thực hiện Dự án (**C=1**).

Mối quan tâm của cộng đồng (P)

Chất thải thực phẩm thải ra biển sẽ trở thành nguồn thực phẩm của các sinh vật biển. Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại chỉ đóng góp một lượng nhỏ chất thải tại cơ sở của đơn vị có chức năng xử lý trên bờ (**P=1**).

Tóm lại, trong quá trình lắp đặt và khoan giếng, chất thải thực phẩm tác động không đáng kể và cục bộ đến môi trường và sinh vật biển xung quanh giàn khoan và các tàu hỗ trợ (**TS=8**). Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn

lại không tác động đến môi trường và sinh vật biển khu vực Dự án (TS=0), cụ thể trong bảng sau.

Bảng 3.25 Mức độ tác động của các loại chất thải không nguy hại trong giai đoạn khoan

Nguồn gây tác động	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								
		M	S	R	F	L	C	P	TS	Mức độ
Chất thải thực phẩm		1	1	0	1	2	1	1	8	Không đáng kể
Phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại	Giảm chất lượng nước biển và tác động đến sinh vật biển	0	0	0	0	2	1	1	0	Không tác động

3.1.1.5 Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến chất thải nguy hại

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Lượng CTNH phát sinh trong giai đoạn khoan được ước tính dựa vào lượng CTNH phát sinh theo kinh nghiệm từ các hoạt động khoan giếng diễn ra trước đây tại các mỏ thuộc Lô 16-1 do HLJOC quản lý.

CTNH phát sinh trong hoạt động khoan giếng chủ yếu là chất thải nhiễm dầu như giẻ lau nhiễm dầu/hóa chất, thùng sơn/hóa chất đã qua sử dụng... với nước. Thành phần chính là chất thải nhiễm dầu như giẻ lau nhiễm dầu/hóa chất, thùng sơn/hóa chất đã qua sử dụng,...

Ước tính lượng CTNH trong giai đoạn khoan được trình bày trong bảng bên dưới.

Bảng 3.26 Ước tính khối lượng CTNH trong giai đoạn khoan

Phương tiện	Số lượng	Lượng CTNH phát sinh	Thời gian thực hiện	Tổng CTNH phát sinh (tấn)
Giàn khoan	01	0,5 tấn/tuần	209 ngày	15
Tàu hỗ trợ	02	0,1 tấn/tuần	209 ngày	6
Tổng cộng (tấn)				21
Trung bình ngày (tấn/ngày)				0,1

b. Đánh giá mức độ tác động

Cường độ tác động (M)

CTNH phát sinh từ giai đoạn khoan ước tính khoảng 21 tấn (trung bình khoảng 0,1 tấn/ngày) sẽ được lưu trữ tạm thời trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ, sau đó chuyển vào bờ và chuyển giao cho đơn vị có chức năng để xử lý nên **không gây tác động** đến môi trường biển (M=0).

Phạm vi tác động (S)

CTNH được vận chuyển vào bờ, do đó không gây ảnh hưởng đến môi trường biển (S=0).

Thời gian phục hồi (R)

Do CTNH không gây ảnh hưởng đến môi trường biển nên không cần thời gian để phục hồi (R=0).

Tần suất (F)

CTNH được vận chuyển vào bờ, do đó không gây ảnh hưởng đến môi trường biển (F=0).

Pháp luật (L)

CTNH được quản lý theo Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT (L=2).

Chi phí (C)

CTNH phát sinh từ giai đoạn khoan sẽ được vận chuyển vào bờ để xử lý. Chi phí vận chuyển và xử lý chất thải được đánh giá là **nhỏ** so với tổng chi phí thực hiện Dự án (C=1).

Mối quan tâm của cộng đồng (P)

CTNH được vận chuyển vào bờ và chỉ đóng góp một lượng nhỏ chất thải tại cơ sở của đơn vị có chức năng xử lý trên bờ (P=1).

Tóm lại, CTNH phát sinh từ giai đoạn khoan không tác động đến môi trường và sinh vật biển khu vực Dự án (TS=0), cụ thể trong bảng sau.

Bảng 3.27 Mức độ tác động của CTNH trong giai đoạn khoan

Nguồn	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								Xếp loại
		M	S	R	F	L	C	P	TS	
Chất thải nguy hại	Giảm chất lượng nước biển Tác động đến sinh vật biển	0	0	0	0	2	1	1	0	Không tác động

3.1.1.6 Đánh giá, dự báo tác động của tiếng ồn, độ rung

Hoạt động của các phương tiện/thiết bị trên tàu và giàn khoan sẽ phát sinh ra ồn và rung gây ảnh hưởng đến người lao động trực tiếp. Thời gian tác động sẽ diễn ra trong khoảng thời gian khoan giếng. Tác động do ồn, rung được đánh giá là nhỏ trong suốt thời gian khoan giếng, do các thiết bị tham gia phát ra tiếng động và rung không quá lớn và thời gian chịu tác động ngắn và không liên tục, sẽ chấm dứt khi các hoạt động kết thúc (TS=24).

Sự hiện diện của tàu và giàn khoan tham gia và độ ồn từ các phương tiện này sẽ gây tác động đến nguồn lợi hải sản của khu vực. Tuy nhiên các loài động vật biển ít bị tác động bởi tiếng ồn, rung và dễ dàng di chuyển ra xa khu vực hiện diện của các phương tiện. Do đó, tác động này được đánh giá chỉ ở mức không đáng kể (TS=4).

Bảng 3.28 Mức độ tác động của tiếng ồn, độ rung trong giai đoạn khoan

Nguồn	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								
		M	S	R	F	L	C	P	TS	Xếp loại
Tiếng ồn, độ rung	Sức khỏe người lao động	1	1	0	3	2	1	1	24	Nhỏ
	Ảnh hưởng động vật biển	1	1	0	1	0	1	1	4	Không đáng kể

3.1.1.7 Đánh giá, dự báo tác động đến đa dạng sinh học, di sản thiên nhiên, di tích lịch sử-văn hóa và các yếu tố nhạy cảm khác

Dự án nằm ngoài khơi, cách xa các khu bảo tồn (trên 90km) và khu vực sinh sống của người dân (trên 100km) nên không gây tác động đến đa dạng sinh học, di sản thiên nhiên, di tích lịch sử - văn hóa, các yếu tố nhạy cảm khác.

3.1.1.8 Đánh giá, dự báo các tác động không liên quan chất thải

Sự hiện diện của giàn khoan và các tàu hỗ trợ trong thời gian khoan giếng có thể gây cản trở hoạt động của các tàu cá và hàng hải do sự hiện diện của các phương tiện tham gia khoan giếng.

Do các hoạt động của Dự án nằm trong khu vực đang tiến hành khoan khai thác của HLJOC do đó, các tác động tới hoạt động đánh bắt và hàng hải tương tự như trong giai đoạn khai thác hiện hữu của mỏ TGT.

Trong hoạt động khai thác, về lý thuyết sự hiện diện của các công trình khai thác mỏ TGT, hệ thống đường ống ngầm dưới biển và các tàu trục ít nhiều cũng gây cản trở đến hoạt động đánh bắt và hoạt động vận tải. Như đã đề cập tại mục 2.1.2.1 – *Hoạt động ngư nghiệp*, khu vực Dự án nằm trong bãi vực vụ Bắc và vụ Nam. Do đó sự hiện diện của các công trình khai thác mỏ TGT sẽ ảnh hưởng đến hoạt động đánh bắt mực tại khu vực.

Khu vực lô Lô 16-1 đã được thiết lập khu vực an toàn với bán kính 500m tính từ điểm ngoài cùng của công trình TGT (theo quy định tại Điều 31, Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg). Khu vực này chỉ chiếm diện tích rất nhỏ so với toàn diện tích đánh bắt và vận tải trong vùng biển khu vực. Như đã đề cập tại mục 2.1.2.1 – *Hoạt động hàng hải*, mỏ TGT nằm cách xa các tuyến hàng hải trong khu vực. Tuyến hàng hải Hồ Chí Minh – Tokyo là tuyến đường có khoảng cách gần nhất tới mỏ TGT là 12km. Do đó các hoạt động tại mỏ TGT sẽ không gây tác động đến hoạt động hàng hải trong khu vực. Thực tế 12 năm triển khai các hoạt động khai thác của Dự án chưa ghi nhận bất kỳ sự cố nào liên quan đến va đụng tàu thuyền giữa tàu trục/giàn khai thác với các tàu đánh bắt và tàu vận tải. Do đó, tương tác vật lý của các công trình hiện hữu đến hoạt động ngư nghiệp và hàng hải trong khu vực được đánh giá là không đáng kể.

Tóm tắt mức độ tác động đến môi trường không liên quan đến chất thải trong giai đoạn khoan.

Bảng 3.29 Mức độ tác động không liên quan đến chất thải trong giai đoạn khoan

Nguồn tác động	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								
		M	S	R	F	L	C	P	TS	Xếp loại
Tương tác vật lý	Ảnh hưởng hoạt động đánh bắt hải sản và hàng hải	1	1	1	1	1	1	1	9	Không đáng kể

3.1.1.9 Đánh giá, dự báo tác động do rủi ro, sự cố trong giai đoạn khoan

Mỏ TGT hiện đang được vận hành khai thác với 3 giàn đầu giếng H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP và tàu FPSO Armanda TGT-1. Do đó các rủi ro, sự cố phát sinh trong các hoạt động phát triển mỏ TGT bao gồm các hoạt động khai thác và hoạt động khoan đã được nhận định và đánh giá trong các báo cáo ĐTM trước đây của dự án.

Các sự cố tiềm ẩn xảy ra trong quá trình khoan được trình bày tóm tắt lại trong bảng sau:

Bảng 3.30 Sự cố tiềm ẩn chính trong hoạt động khoan

Hoạt động	Sự cố	Hậu quả	Đối tượng tiếp nhận
Khoan giếng	Phun trào giếng khoan	Tràn dầu-khí, cháy nổ, hư hại thiết bị, nguy hại cho con người	Con người, nước biển, không khí, sinh vật biển
Sử dụng và lưu trữ hóa chất	Tràn đổ hóa chất	Gây hư hại thiết bị, nguy hại cho con người	Con người, nước biển, sinh vật biển
Huy động tàu và giàn khoan	Va đụng tàu	Tràn dầu nhiên liệu, hư hại thiết bị, nguy hại cho con người	Con người, nước biển, không khí, sinh vật biển

Các tác động do sự cố xảy ra trong giai đoạn khoan tương tự như các tác động do các sự cố xảy ra trong giai đoạn khai thác. Các tác động chi tiết do các sự cố xảy ra trong giai đoạn khoan sẽ được trình bày trong mục 3.2.1.3 của báo cáo dưới đây.

3.1.2 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường trong giai đoạn khoan

3.1.2.1 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với nước thải

Các loại nước thải phát sinh trong giai đoạn khoan bao gồm nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu. Các loại nước thải này sẽ được thu gom về hệ thống xử lý được trang bị trên giàn khoan/tàu để xử lý đạt các tiêu chuẩn môi trường trước khi thải bỏ, cụ thể như sau:

➤ Nước thải sinh hoạt

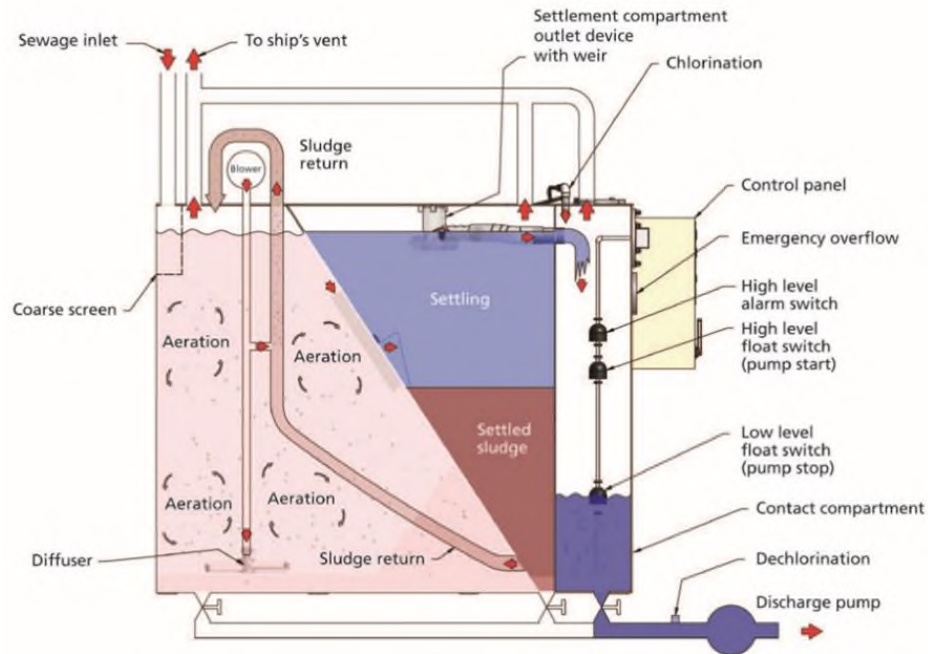
- Nước thải sinh hoạt phát sinh sẽ được thu gom và xử lý tuân theo các quy định của Thông tư 02/2022/BTNMT. Bên cạnh đó trên tàu và giàn khoan được lắp đặt thiết bị thu gom và xử lý nước thải sinh hoạt đáp ứng yêu cầu của Phụ lục IV của Công ước MARPOL về ngăn ngừa ô nhiễm nước thải từ tàu thuyền trước khi thải xuống biển và Thông tư 02/2022/BTNMT.
- HLJOC dự kiến sử dụng giàn khoan PVD I hoặc PVD VI. Nước thải sinh hoạt sẽ được thu gom và xử lý bằng hệ thống xử lý Hamworthy ST6A lắp đặt trên giàn khoan đáp ứng nhu cầu xử lý nước thải sinh hoạt cho 150 người hoạt động trên giàn khoan. Hệ thống này đã được kiểm tra và xác nhận đáp ứng các tiêu chuẩn và quy định về môi trường của Phụ lục IV - Công ước MARPOL về ngăn ngừa ô nhiễm nước thải từ tàu (đính kèm **Phụ lục 1**) với các đặc điểm như sau:
 - + Công suất xử lý 18,72 m³/ngày.
 - + Nước thải sau xử lý được thiết kế với chỉ tiêu: < 250 Coliform/100ml, tổng lượng chất rắn lơ lửng (TSS) < 50 mg/l, phù hợp với các yêu cầu của MARPOL.



Hình 3.15 Hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt Hamworthy ST6A

Nguyên tắc hoạt động của thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt Hamworthy ST6A:

Thiết bị xử lý này sử dụng quá trình phân hủy hiếu khí kết hợp với khử trùng trong 3 ngăn: ngăn sục khí, ngăn lắng và ngăn clo hóa (khử trùng). Không khí nén được sục vào nước thải để vi sinh vật thực hiện phân hủy hiếu khí chất hữu cơ thành CO₂ và nước. Nước thải sau ngăn lắng sẽ được khử trùng bằng clo trước khi thải ra biển. Bùn hoạt tính sẽ được tuần hoàn liên tục và sau một thời gian sẽ được lấy ra một phần để duy trì hoạt tính tối ưu hệ thống.



Hình 3.16 Nguyên tắc hoạt động của thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt Hamworthy ST6A

➤ **Nước sà n nhiễm dầu**

- Nước sà n nhiễm dầu phát sinh từ các khu vực công nghệ, đặt máy móc sẽ được thu gom và xử lý tuân theo quy định của Thông tư 02/2022/BTNMT và Phụ lục 1, Công ước MARPOL bằng thiết bị tách dầu/nước Hamworthy HS0.5-M lắp đặt trên giàn khoan PVD. Hệ thống này đã được kiểm tra và xác nhận đáp ứng các tiêu chuẩn và quy định của Công ước MARPOL về ngăn ngừa ô nhiễm nước thải từ tàu (đính kèm **Phụ lục 1**) với các đặc điểm như:

- + Công suất xử lý là 12 m³/ngày.
- + Hàm lượng dầu sau khi xử lý < 15mg/l trước khi thải xuống biển.
- + Lắp đặt thiết bị đo hàm lượng dầu tại vị trí trước khi thải xuống biển.

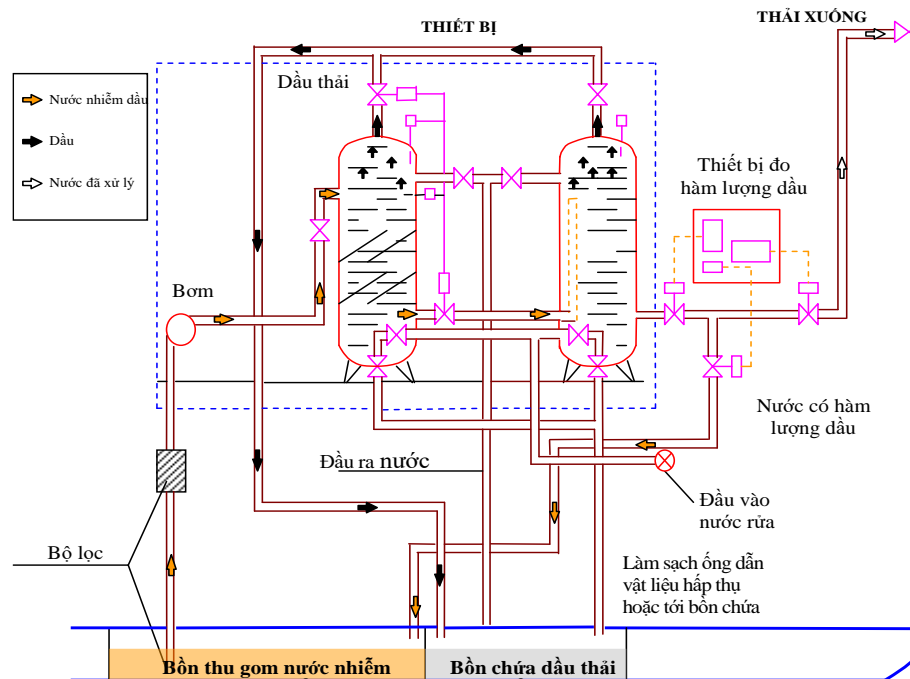


Hình 3.17 Thiết bị tách dầu/nước Hamworthy HS0.5-M

Quy trình xử lý của thiết bị tách dầu/nước Hamworthy HS0.5-M:

Hamworthy HS0.5-M là thiết bị tách dầu/nước hai bậc, bao gồm: xử lý sơ cấp bằng trọng lực và xử lý thứ cấp theo phương pháp hấp phụ dầu bằng vật liệu thấm hút dầu.

Nước nhiễm dầu được bơm đến thiết bị tách bằng một bơm phân ly để tránh gia tăng sự trộn lẫn dầu và nước. Nhờ sự khác biệt khối lượng riêng giữa dầu và nước, dầu sẽ nhanh chóng được tách ra sơ bộ nhờ trọng lực. Tiếp theo khi đi qua lớp vật liệu xốp nhiều mao mạch nhỏ được đặt trong thiết bị, các hạt dầu nhỏ nhất sẽ bị giữ lại trên bề mặt ưa dầu của vật liệu. Hệ thống xử lý này cũng được thiết kế với một thiết bị Bilge Alarm Monitor OMD 2005 tự động kiểm tra liên tục hàm lượng dầu ngay tại dòng thải sau xử lý. Một hệ thống van 3 nhánh cũng được lắp đặt ở đầu ra của thiết bị. Nếu nồng độ dầu trong dòng thải vượt quá 15 mg/l, van sẽ tự động chuyển hướng dòng thải quay trở lại hệ thống xử lý để xử lý lại.



Hình 3.18 Nguyên lý hoạt động của thiết bị tách dầu/nước Hamworthy HS0.5-M

Nhận xét: Các biện pháp giảm thiểu áp dụng đối với nguồn nước thải phát sinh đều được xử lý bởi các hệ thống tích hợp sẵn trên tàu và giàn khoan, được chứng nhận đăng kiểm. Do đó, các giải pháp đề xuất là phù hợp và có khả năng thực hiện trong thực tế. Mức độ tác động môi trường sau khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu sẽ ở mức không đáng kể.

Ngoài ra, các biện pháp giảm thiểu sau đây được áp dụng để đảm bảo nước thải đáp ứng các quy định hiện hành của Việt Nam.

- Tất cả nước bẩn trên sàn được ngăn bằng những gờ chắn để chảy qua các khu vực thu gom riêng biệt và được xử lý đến khi đạt tiêu chuẩn quy định trước khi thải xuống biển.
- Sử dụng các vật liệu hút dầu và thùng chứa khác nhau để làm sạch các đám dầu, mỡ, và dung môi rơi vãi, tích tụ quanh khu vực làm việc và sàn.
- Dầu, mỡ và các chất ô nhiễm khác được thu gom và chuyển đi trước khi tiến hành việc chùi rửa sàn và các khu vực làm việc khác.
- Hạn chế tối đa việc sử dụng chất tẩy mỡ, dung môi và dầu bôi trơn.
- Nước rửa sàn được dẫn đến thiết bị tách dầu-nước để xử lý trước khi thải xuống biển.
- Các mẫu nước thải được lấy định kỳ và kiểm soát nhằm đảm bảo hàm lượng dầu trong nước thải đạt các tiêu chuẩn theo quy định 13b Phụ chương I, Công ước MARPOL.

3.1.2.2 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với khí thải

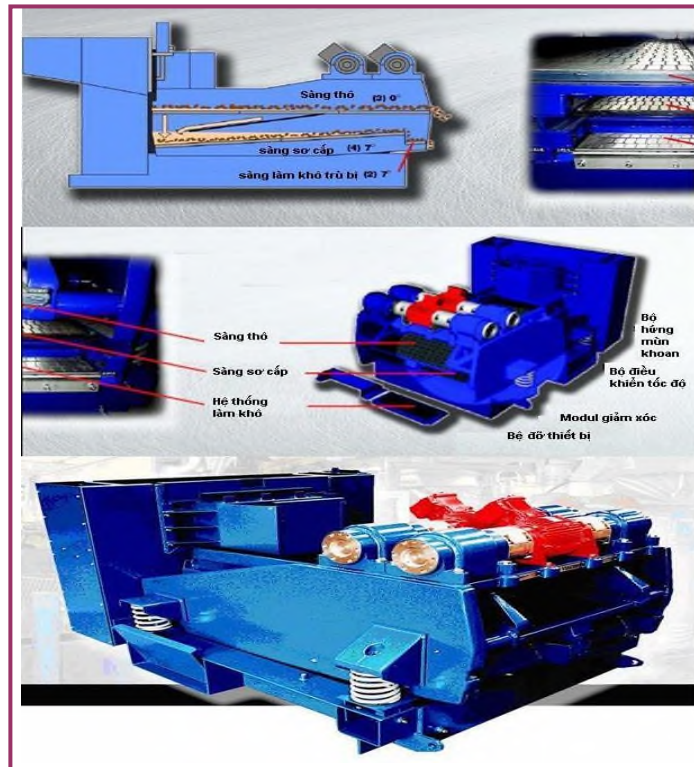
- Đảm bảo giàn khoan và tàu dịch vụ hỗ trợ có đầy đủ các chứng chỉ về ngăn ngừa ô nhiễm không khí theo Quy định 5, Phụ lục VI của Công ước MARPOL và QCVN 26:2018/BGTVT - Quy phạm các hệ thống ngăn ngừa ô nhiễm biển của tàu.
- Hệ thống đốt đốt trong quá trình thử vĩa được thiết kế với các đầu đốt ít khối có hiệu suất đốt cao để giảm thiểu phân khí không cháy hoàn toàn ra môi trường.
- Các thiết bị trên giàn khoan/tàu sẽ được bảo trì, bảo dưỡng định kỳ nhằm giảm thiểu tối đa lượng khí thải phát sinh ra từ các động cơ và máy phát điện.
- Các nhân viên đều được đào tạo chuyên môn để đảm bảo hiệu quả vận hành.

Nhận xét: Việc áp dụng các biện pháp quản lý kết hợp với chọn lựa nhiên liệu có chất lượng tốt sẽ giúp hạn chế tối đa lượng khí thải phát sinh. Các biện pháp này được đánh giá có tính khả thi và phù hợp với năng lực của nhà thầu. Sau khi áp dụng đầy đủ các biện pháp giảm thiểu đã đề cập, tác động môi trường của khí thải trong giai đoạn này đến môi trường không khí là không đáng kể.

3.1.2.3 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với chất thải khoan

DDK nền nước đã qua sử dụng, mùn khoan nền nước và mùn khoan nền không nước thải là những nguồn chất thải chính phát sinh từ các hoạt động khoan. Để bảo vệ môi trường, HLJOC và các nhà thầu liên quan sẽ tiến hành các biện pháp giảm thiểu cụ thể nhằm kiểm soát và hạn chế tác động của chất thải khoan đối với môi trường.

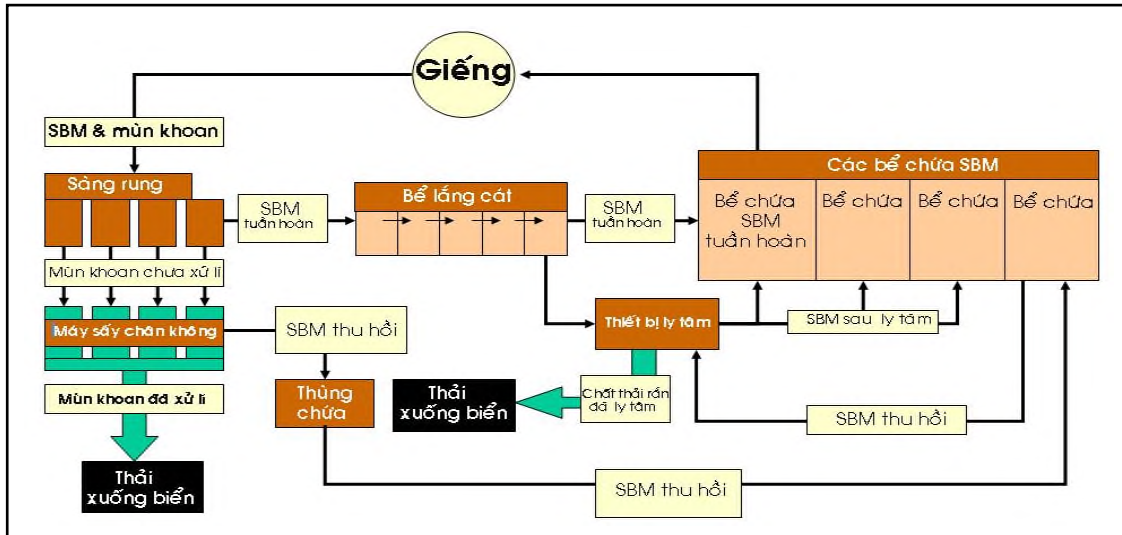
Nhằm tăng khả năng thu hồi, tái sử dụng DDK cũng như giảm thiểu lượng DDK bám dính vào mùn khoan trước khi thải bỏ xuống biển, HLJOC sẽ yêu cầu nhà thầu khoan lắp đặt một hệ thống kiểm soát chất rắn trên giàn khoan. Hệ thống này bao gồm các bộ phận như sau: Hệ thống sàng rung, thiết bị tách cát, tách bùn, tách khí. Hệ thống này có khả năng xử lý mùn khoan nền không nước đạt giới hạn cho phép (hàm lượng DDK bám dính <9,5%) trước khi thải.



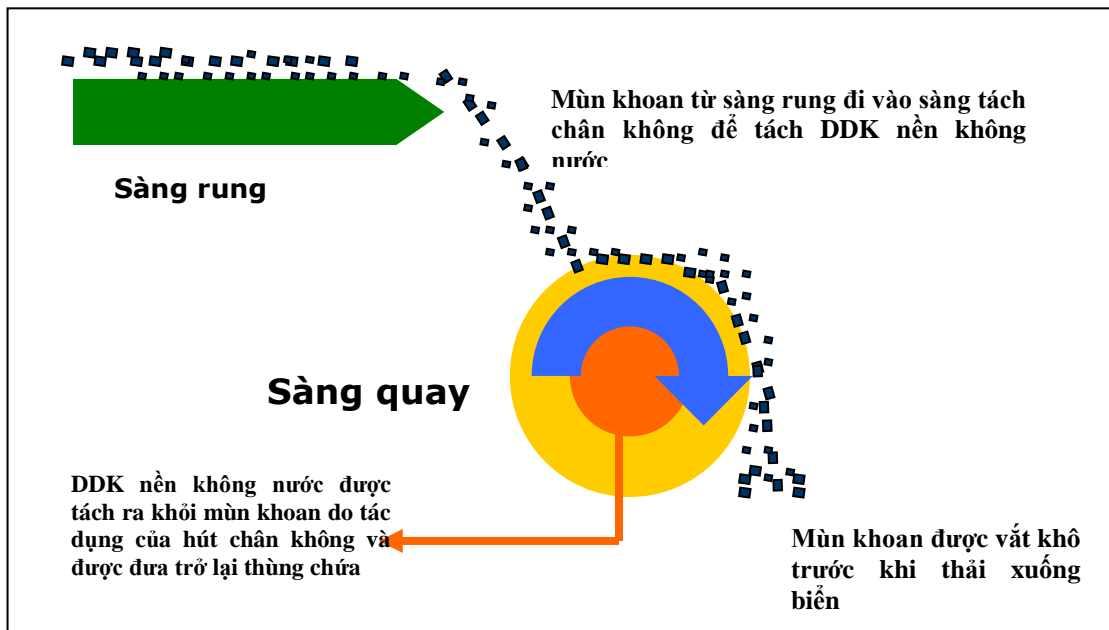
Hình 3.19 Hệ thống sàng rung trên giàn khoan

Nguyên tắc hoạt động của hệ thống kiểm soát chất rắn (**Hình 3.20**) được tóm lược như sau:

- Hỗn hợp DDK nền không nước và mùn khoan nền không nước từ giếng khoan sẽ được dẫn đến hệ thống sàng rung để tách sơ bộ mùn khoan và DDK. Từ đây, DDK được dẫn qua các bể lắng để tách triệt để lượng chất rắn còn lại trước khi được dẫn về bể chứa DDK để bơm tuần hoàn lại giếng khoan. Theo định kỳ, lượng mùn khoan mịn từ bể lắng sẽ được bơm đến máy ly tâm công suất cao để vắt khô trước khi thải bỏ xuống biển. DDK thu hồi từ máy ly tâm được tái sử dụng bằng cách dẫn vào các bể chứa DDK.
- Sau khi xử lý sơ bộ tại sàng rung, mùn khoan ướt sẽ rơi từ sàng rung lên mặt sàng quay của thiết bị xử lý làm khô mùn khoan để tách bớt DDK nền không nước ra khỏi mùn khoan. Mùn khoan sau khi qua thiết bị xử lý làm khô mùn khoan sẽ được thải xuống biển. DDK nền không nước thu hồi sẽ được vận chuyển quay lại dưới tác dụng của hút chân không và sau đó được bơm đến máy ly tâm để tách chất rắn trước khi bơm về lại bể chứa DDK.
- HLJOC đảm bảo hệ thống kiểm soát chất rắn được mô tả ở trên có khả năng xử lý hàm lượng DDK nền không nước bám dính trong mùn khoan thải đến mức bằng hoặc thấp hơn giới hạn cho phép (9,5% trọng lượng) theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về DDK và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển.



Hình 3.20 Lưu đồ hoạt động của hệ thống kiểm soát chất rắn



Hình 3.21 Nguyên lý hoạt động của thiết bị vắt khô mùn khoan bằng chân không

DDK nền nước đã qua sử dụng và mùn khoan thải nền nước được phép thải xuống biển. DDK nền không nước được ly tâm tách khỏi mùn khoan mịn nhỏ và thu hồi phần dung dịch để sử dụng cho chiến dịch khoan tiếp theo. DDK nền không nước sau sử dụng được lưu lại trong bể lưu trữ DDK trước khi chuyển vào bờ bằng tàu dịch vụ để giao lại cho nhà cung cấp tại Vũng Tàu.

Bên cạnh đó, các biện pháp giảm thiểu sau cũng được thực hiện để giảm lượng DDK và mùn khoan phát sinh:

- Lựa chọn các hóa chất phụ gia cho DDK và các hóa chất sử dụng làm sạch và hoàn thiện giếng có độ độc thấp và khả năng phân hủy sinh học cao. Giảm thiểu tổng lượng hóa chất sử dụng và hạn chế thải hóa chất ra môi trường.
- Tăng cường quay vòng và sử dụng lại dung dịch khoan.
- Tính toán cẩn thận lượng xi măng cần dùng cho việc trám xi măng để tránh dư thừa và đổ bỏ xuống biển.
- Bảo trì và giám sát hệ thống xử lý mùn khoan và DDK (như kiểm tra định kỳ các tấm chắn của các sàng rung bằng mắt thường hằng ngày) để giảm thiểu đổ tràn hóa chất và dung dịch xuống biển.

Đối với DDK nền nước

- Giảm thiểu xả thải DDK nền nước bằng cách tăng tối đa vòng đời sử dụng DDK bằng hệ thống tách rắn/lỏng hiệu quả, và thu hồi và tái sử dụng DDK nền nước bất cứ khi nào có thể.
- Sau quá trình khoan, mùn khoan và DDK nền nước sẽ được thải trực tiếp xuống biển theo ống thải nằm trên mực nước biển với mục đích làm tăng độ phân tán của mùn khoan.

Đối với DDK nền không nước

Để hạn chế các tác động tiềm ẩn của mùn khoan nền không nước thải vào môi trường biển, các biện pháp giảm thiểu sau đây sẽ được thực hiện:

- Thiết lập các quy trình quản lý tốt đối với việc sử dụng DDK nền không nước (kiểm tra đường bơm dẫn DDK, các van, tính toán cẩn thận các hóa chất, bảo dưỡng thiết bị), tuân thủ các quy trình nhằm loại trừ và giảm thiểu nguy cơ xảy ra sự cố tràn đổ DDK nền không nước. Thiết lập và thực hiện đúng quy trình bơm chặm, quy trình đóng ngắt các van của bể chứa DDK.
- DDK nền không nước sau khi sử dụng trong từng chiến dịch khoan sẽ được đem về bờ và lưu trữ tại cơ sở của nhà thầu cung cấp dung dịch khoan để dùng lại trong chiến dịch sau. DDK nền không nước đã qua sử dụng được chứa trong các bồn chứa và đặt tại khu vực có bờ bao vây chặn để tránh tràn đổ DDK ra môi trường. Sau khi khoan giếng cuối cùng, HLJOC sẽ thực hiện tiêu hủy lượng DDK nền không nước còn lại bằng cách chuyển giao cho nhà thầu xử lý chất thải nguy hại để đốt bỏ.
- Trước khi thải xuống biển, mùn khoan nền không nước sẽ được xử lý để đáp ứng QCVN 36:2010/BTNMT (hàm lượng DDK nền không nước bám dính không vượt quá 9,5% trọng lượng mùn khoan).
- HLJOC sẽ phối hợp với nhà thầu phụ có chức năng để kiểm tra thường xuyên hàm lượng DDK nền không nước bám dính trong mùn khoan thải thông qua việc phân tích hàm lượng DDK nền không nước bám dính trong mùn khoan với tần suất 2 lần/ngày ngay trên giàn khoan trong thời gian sử dụng DDK nền không nước.

- Các số liệu phân tích về DDK nền không nước trong mùn khoan sẽ được lưu giữ, và báo cáo cho HLJOC hàng ngày. HLJOC sẽ định kỳ gửi báo cáo quan trắc môi trường cho cơ quan có chức năng (PVN và Sở TNMT tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu) theo quy định.
- HLJOC sẽ thực hiện chương trình quan trắc môi trường đề ra để theo dõi, đánh giá các ảnh hưởng đến môi trường bởi việc thải mùn khoan nền không nước tại khu vực lân cận các công trình ngoài khơi.

Nhận xét: Các công trình xử lý chất thải khoan nhằm giảm thiểu tác động đều được tích hợp sẵn trên giàn khoan và được chứng nhận đăng kiểm trước khi đưa vào sử dụng. Do đó, các giải pháp đề xuất là phù hợp với nhà thầu khoan và có khả năng thực hiện trong thực tế. Mức độ tác động môi trường sau khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu sẽ ở mức không đáng kể.

3.1.2.4 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường)

Tất cả chất thải rắn phát sinh từ hoạt động khoan của dự án sẽ được thu gom, vận chuyển và xử lý đầy đủ theo quy định quản lý chất thải của Nghị định 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT. HLJOC đã ký hợp đồng với PTSC để vận chuyển và chuyển giao cho đơn vị xử lý có chức năng để xử lý/thải bỏ cuối cùng tuân thủ đầy đủ các quy định pháp luật Việt Nam hiện hành. HLJOC có trách nhiệm giám sát chặt chẽ việc xử lý chất thải của các nhà thầu phụ.

Các biện pháp giảm thiểu sau đây sẽ được HLJOC và các nhà thầu thực hiện:

- Chất thải không nguy hại (chất thải rắn sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường) phát sinh sẽ được thu gom và phân loại thành: chất thải thực phẩm, phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại theo quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.
- Trang bị các thùng chứa chất thải có nắp đậy để tránh rơi vãi chất thải ra boong tàu và môi trường. Đặt các lưới chắn để ngăn chặn sự rơi vãi từ trên tàu và phương tiện xuống biển.
- Chất thải thực phẩm sẽ được nghiền đến kích thước nhỏ hơn 25 mm bằng máy nghiền thực phẩm được trang bị trên giàn khoan trước khi thải xuống biển theo quy định của Thông tư 02/2022/TT-BTNMT và Công ước MARPOL.



Hình 3.22 Máy nghiền thức ăn HOBART FP-300

- Phế liệu và chất thải thông thường còn lại được phân loại, chứa trong các thiết bị, dụng cụ kín, có dán nhãn để nhận biết loại chất thải trên tàu và giàn khoan. sau đó định kỳ sẽ được vận chuyển về bờ bằng tàu có giấy chứng nhận vận chuyển hàng nguy hiểm do cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền cấp và sau đó chuyển giao cho đơn vị chức năng trên bờ tiếp nhận, xử lý theo đúng quy định.
- Ghi chép và báo cáo loại chất thải và lượng chất thải phát sinh, vận chuyển vào bờ và chuyển giao cho đơn vị có chức năng để xử lý.

Nhận xét: Mức độ tác động của chất thải thực phẩm đến chất lượng nước biển được đánh giá là không đáng kể và chất thải còn lại được thu gom vận chuyển vào bờ xử lý theo đúng quy định hiện hành. Các giải pháp đề xuất là phù hợp và có khả năng thực hiện trong thực tế. Do đó, mức độ tác động môi trường sau khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu sẽ không gây tác động đến chất lượng môi trường biển.

3.1.2.5 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với chất thải nguy hại

Các biện pháp quản lý, kiểm soát CTNH phát sinh trong giai đoạn khoan như sau:

- CTNH được thu gom vào các thiết bị, dụng cụ kín, có dán nhãn để nhận biết loại chất thải, lưu chứa trên các tàu và giàn khoan, định kỳ được vận chuyển về bờ bằng tàu có giấy chứng nhận vận chuyển hàng nguy hiểm do cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền cấp và hợp đồng với đơn vị chức năng trên bờ tiếp nhận, xử lý theo quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.
- Sau khi kết thúc hoạt động khoan, HLJOC chịu trách nhiệm thu gom chất rắn tách được từ quá trình xử lý mùn khoan nền không nước và giao cho nhà thầu có năng lực để xử lý theo quy định của pháp luật.
- Ghi chép và báo cáo lượng CTNH phát sinh, vận chuyển vào bờ và chuyển giao cho đơn vị có chức năng để xử lý.
- Kiểm tra và giám sát định kỳ việc thu gom, phân loại và lưu chứa CTNH tại nguồn, quá trình vận chuyển CTNH vào bờ và chuyển giao cho đơn vị có chức năng để xử lý.

Nhận xét: Các biện pháp quản lý chất thải nguy hại được thực hiện theo đúng quy định hiện hành. Các giải pháp đề xuất là phù hợp và có khả năng thực hiện trong thực tế. Do đó, mức độ tác động môi trường sau khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu sẽ không gây tác động đến chất lượng môi trường biển.

3.1.2.6 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với tiếng ồn và độ rung

Để hạn chế ảnh hưởng của tiếng ồn và rung từ hoạt động của các phương tiện/ thiết bị đến sức khỏe người lao động, các biện pháp sau sẽ được thực hiện:

- Bảo dưỡng động cơ của máy móc, thiết bị thường xuyên theo đúng hướng dẫn của nhà sản xuất.

- Trang bị đầy đủ các thiết bị bảo hộ lao động, tai nghe chống ồn cho người lao động khi làm việc ở khu vực phát sinh tiếng ồn lớn.

3.1.2.7 Các biện pháp, công trình bảo vệ môi trường đối với các tác động không liên quan đến chất thải

- HLJOC và nhà thầu sẽ thông báo đến Tổng công ty Bảo đảm An toàn Hàng hải Miền Nam về kế hoạch di chuyển, định vị giàn khoan, thời gian khoan trước khi bắt đầu các hoạt động khoan để ngăn ngừa việc gây ảnh hưởng đối với hoạt động của các đơn vị khác và hạn chế rủi ro va đụng.
- Giàn khoan/tàu sẽ được trang bị hệ thống chiếu sáng theo tiêu chuẩn an toàn SOLAS.
- Tàu trục mỏ sẽ trục tại khu vực dự án 24/24 để giám sát các hoạt động đánh bắt cá và tàu hàng qua lại tại khu vực.
- Thiết lập khu vực cấm hoạt động tại vị trí khoan, nghiêm cấm các tàu đánh cá vào trong khu vực này. Kiểm soát chặt chẽ hoạt động của ngư dân đánh bắt trong khu vực an toàn của dự án.

Tóm lại, các biện pháp giảm thiểu khí thải, nước thải, chất thải khoan, chất thải rắn, các tương tác vật lý nêu trên tương đối dễ dàng thực hiện. Sau khi áp dụng đầy đủ các biện pháp giảm thiểu đã đề cập, tác động của các nguồn thải trong giai đoạn này đến môi trường là không đáng kể.

3.1.2.8 Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường và phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường trong giai đoạn khoan

Các công trình và biện pháp bảo vệ môi trường áp dụng cho giai đoạn khoan được trình bày cụ thể như sau:

3.1.2.8.1 Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn dầu

Các biện pháp sau sẽ được thực hiện để giảm thiểu và ngăn ngừa sự cố tràn dầu:

- Thiết kế giếng khoan thỏa mãn các yêu cầu an toàn, bảo đảm chống phun trào trong suốt quá trình khoan và hoàn thiện giếng.
- Lắp đặt hệ thống thiết bị chống phun trào (Blow Out Preventor - BOP) để kiểm soát giếng khoan. Áp suất làm việc của hệ thống BOP cũng phải thỏa mãn yêu cầu kiểm soát giếng khoan. Hệ thống này thường xuyên được kiểm tra định kỳ và thử theo quy định;
- Đảm bảo hệ thống kiểm tra kỹ thuật khoan luôn luôn hoạt động để theo dõi tình trạng tuần hoàn dung dịch khoan nhằm phát hiện sớm khí xâm nhập, ngăn ngừa phun trào.
- Dự trữ sẵn một lượng dung dịch dập giếng khoan hoặc những phụ gia khác sao cho đủ để xử lý trong trường hợp cần phải dập một giếng đang khoan có nguy cơ bị phun trào;

- Bảo đảm rằng những người chịu trách nhiệm chính thi công giếng khoan cả trong văn phòng trên bờ và tại mỏ đều đã trải qua khóa học kiểm soát giếng khoan (well control). Quy định chi tiết và cụ thể các hành động của từng thành viên trong trường hợp kiểm soát giếng khoan trên mỗi giàn khoan. Đội khoan và những thành viên liên quan thường xuyên thực hiện diễn tập định kỳ về kiểm soát giếng khoan. Kiểm soát giếng khoan luôn là công việc trọng tâm được quan tâm nhiều nhất trong khi tiến hành hoạt động khoan.

Trong trường hợp có sự cố, HLJOC sẽ triển khai Quy trình UPSCTD hiện hữu của công ty hiện đang áp dụng cho mỏ TGT. Chi tiết của quy trình được trình bày trong mục 3.2.2.2.4 phía dưới của báo cáo.

3.1.2.8.2 Ngăn ngừa sự cố rò rỉ khí và cháy nổ

Ngoài các hệ thống phát hiện cháy và rò rỉ khí đã được lắp đặt sẵn trên các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP có chức năng phát hiện sự cố nhằm triển khai các hoạt động ứng phó sự cố khẩn cấp hiện hữu tại mỏ TGT. (Chi tiết quy trình UPSC khẩn cấp được trình bày trong mục 3.2.2.2.6 phía dưới của báo cáo, thì các biện pháp sau sẽ được thực hiện để ngăn ngừa sự cố rò rỉ khí:

- Kiểm tra áp suất đường ống để phát hiện rò rỉ.
- Lắp đặt van an toàn trong lòng giếng (van ở vị trí trong thân giếng, sâu dưới biển), cụm van đầu giếng (hệ thống van lắp ráp trên bề mặt).

3.1.2.8.3 Ngăn ngừa sự cố va đụng tàu thuyền

Các biện pháp ngăn ngừa sự cố va đụng tàu thuyền áp dụng trong giai đoạn khoan sẽ áp dụng tương tự các biện pháp áp dụng cho giai đoạn khai thác được trình bày trong mục 3.2.2.2.3 dưới đây. Đồng thời chủ Dự án cũng cần trang bị hệ thống đèn chiếu sáng và đèn hiệu hàng hải thích hợp trên giàn khoan tại khu vực giếng khoan thăm lượng.

3.1.2.8.4 Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn đổ hóa chất

Các biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố trong giai đoạn khoan sẽ áp dụng các biện pháp phòng ngừa và ứng phó sự cố tràn đổ hóa chất hiện hữu của mỏ TGT và được trình bày cụ thể trong mục 3.2.2.2.5 dưới đây.

3.2 ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG VÀ ĐỀ XUẤT CÁC BIỆN PHÁP, CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TRONG GIAI ĐOẠN VẬN HÀNH KHAI THÁC

3.2.1 Đánh giá, dự báo các tác động trong giai đoạn vận hành khai thác

Các nguồn tác động chính trong giai đoạn vận hành khai thác khi thêm các giếng khoan mới vào khai thác được trình bày trong bảng sau.

Bảng 3.31 Các nguồn thải chính của Dự án trong giai đoạn khai thác

Stt	Loại chất thải	Ghi chú
1	Nước thải	<u>Nước thải khai thác</u> - Chất ô nhiễm đặc trưng: dầu
2	Khí thải	Các công trình hiện hữu (gồm H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP và FPSO Armada TGT1) không phát sinh thêm các loại chất thải này. Các đánh giá đã được trình bày trong ĐTM phê duyệt tại Quyết định số 851/QĐ-BTNMT ngày 06/4/2020.
3	Các loại chất thải nguy hại và không nguy hại	
4	Tương tác vật lý	

3.2.1.1 Đánh giá, dự báo các tác động của nước khai thác thải trong giai đoạn vận hành khai thác

Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến nước khai thác thải phát sinh từ hoạt động của Dự án sẽ được đánh giá chi tiết như sau:

a. Định tính và định lượng nguồn thải

Sản lượng nước khai thác phát sinh thêm từ các giếng khai thác mới của Dự án dự kiến đạt cực đại vào năm 2025, khoảng 1.986 m³/ngày.

Như đã trình bày ở Bảng 1.7 trong Chương 1 của báo cáo, các công trình xử lý nước khai thác hiện hữu trên FPSO Armada TGT1 và H1-WHP (công suất thiết kế 23.850 m³/ngày) hoàn toàn có khả năng đáp ứng được yêu cầu xử lý hiện nay cũng như phát sinh thêm từ Dự án (tối đa 20,193 m³/ngày vào năm 2022).

b. Đánh giá mức độ tác động

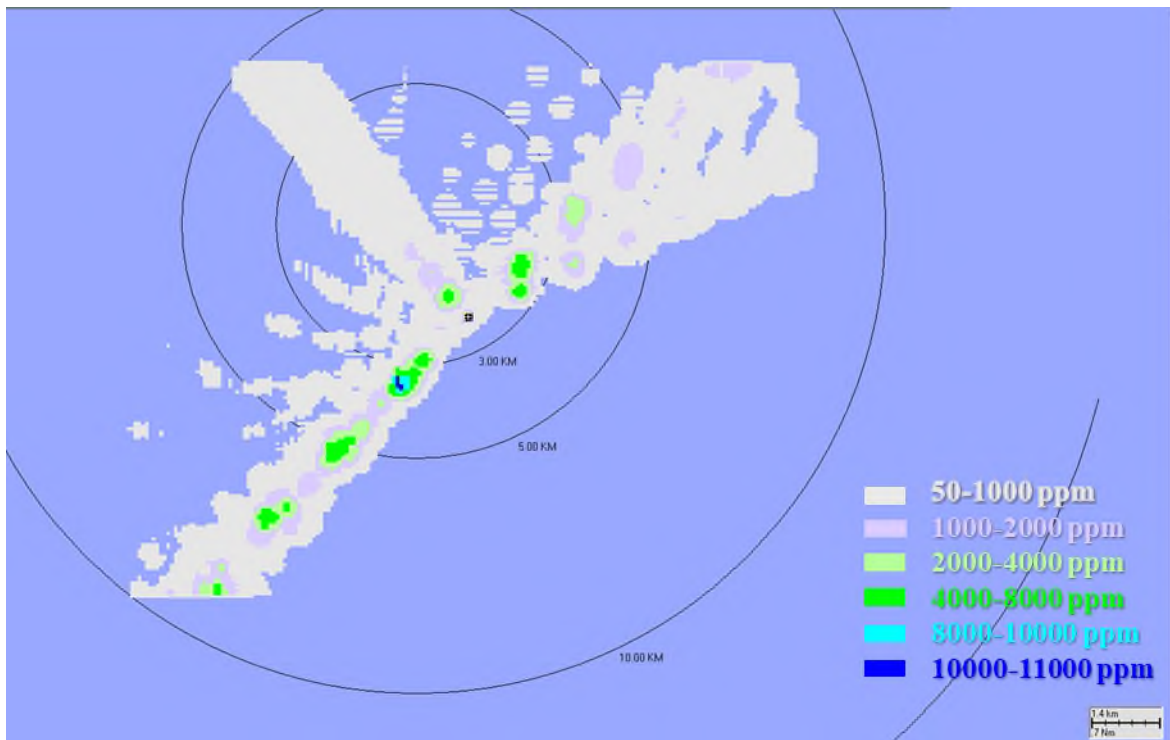
Cường độ tác động (M)

Về thành phần, nước khai thác là nước bị nhiễm dầu và một lượng nhỏ các loại hợp chất khác như muối hòa tan, các kim loại vết, các chất rắn lơ lửng và các ion như Na⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, K⁺, Cl⁻ (thường gặp trong nước biển) (Neff et al., 2011). Do đó, vấn đề môi trường đáng quan tâm của nước khai thác thải là tác động của dầu có trong nước khi thải ra biển. Hàm lượng dầu/hydrocarbon trong nước khai thác dao động từ 96 - 42.000 mg/l (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation -

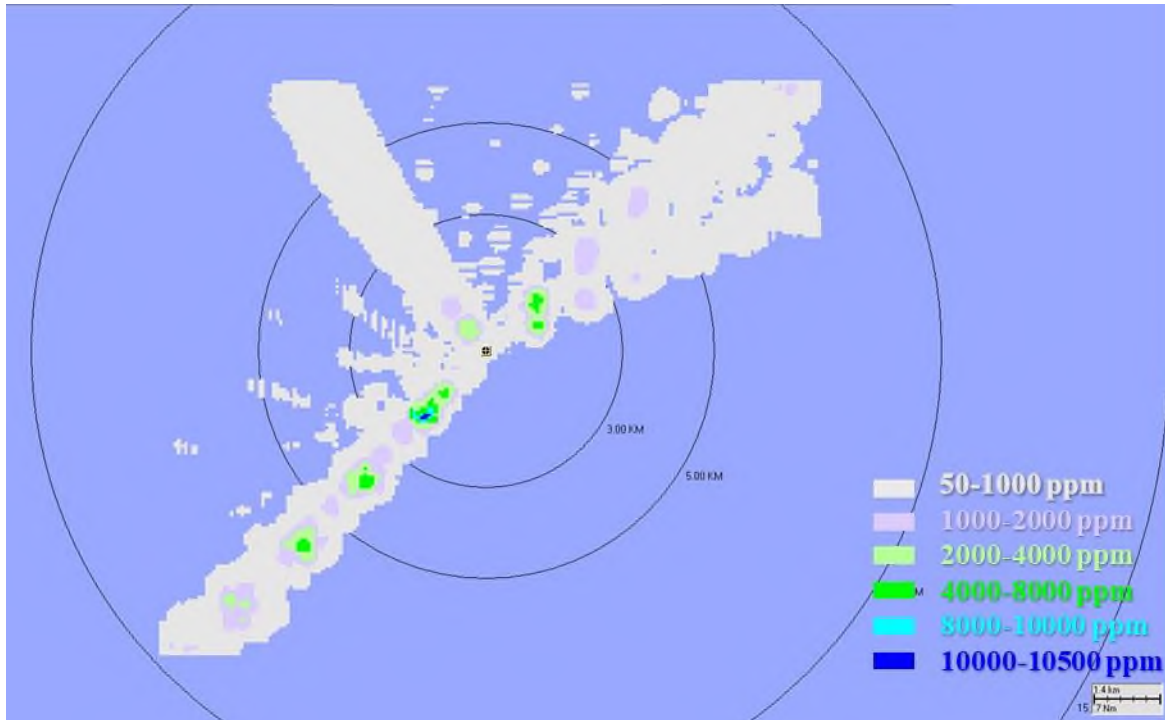
JOGMEC) và hàm lượng này cao hơn giá trị cho phép của QCVN 35:2010/BTNMT. Do đó, nguồn nước thải này phải được thu gom và xử lý để đảm bảo hàm lượng dầu trong nước đạt giới hạn cho phép 40 mg/l (trung bình ngày) của Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển QCVN 35:2010/BTNMT.

Tham khảo kết quả chạy mô hình phát tán nước khai thác thải trong báo cáo ĐTM cho dự án Kế hoạch phát triển toàn mô Tê Giác Trắng và đã được Bộ TNMT phê duyệt (Quyết định số 156/QĐ-BTNMT ngày 09/02/2017) cho thấy:

Nước khai thác thải sẽ phân tán theo các hướng thịnh hành. Sau khi thải, nước khai thác sẽ nhanh chóng phân tán, pha loãng trong cột nước theo các hướng dòng chảy thịnh hành trong khu vực. Nước khai thác nhanh chóng phân tán, pha loãng ngay từ những mét đầu tiên cách điểm thải. Do việc thải nước khai thác là liên tục trong suốt thời gian khai thác kết hợp với đặc thù dòng chảy của từng khu vực đã làm cho nồng độ nước khai thác còn lại trong cột nước sẽ khác nhau. Khu vực có xác suất tồn lưu nước khai thác cao là vị trí cách vị trí thải khoảng 2km về phía Tây Nam. Nồng độ cao nhất của nước khai thác tồn lưu là 11.000ppm, tức mức độ pha loãng nước khai thác vào cột nước đạt khoảng 90-100 lần (tương ứng với hàm lượng dầu trong nước khoảng 0,35-0,4 mg/l. Phần lớn khu vực biên còn lại có hàm lượng nước khai thác ở mức <1.000 ppm (tương ứng với hàm lượng dầu trong nước khoảng 0,035 mg/l) – mức độ pha loãng đạt >1.000 lần. Nồng độ này thấp hơn rất nhiều hàm lượng dầu gây chết tức thời cá trưởng thành (khoảng 50-100 ppm).



Hình 3.23 Kết quả mô hình phát tán nước khai thác sau khi xử lý tại FPSO Armada TGT1



Hình 3.24 Kết quả mô hình phát tán nước khai thác sau khi xử lý tại H1-WHP

Theo báo cáo của Hiệp hội các nhà khai thác Dầu khí quốc tế (OGP) thì các loại nước khai thác đều có độ độc rất thấp, hầu hết các chất hữu cơ đều bị phân hủy nhanh trong nước biển. Điều này cho thấy các tác động của nước khai thác thải đến môi trường biển chỉ ở mức nhỏ.

Ngoài ra, kết quả quan trắc định kỳ các năm 2013, 2016, 2019 cho thấy hàm lượng THC trong nước biển các đợt khảo sát trước đây có giá trị từ 0,014 – 0,019 mg/l, đến năm 2019 nồng độ THC tăng và nằm trong khoảng 0,03 – 0,04 mg/l do các hoạt động khai thác tại khu vực mỏ TGT. Các giá trị THC vẫn thấp hơn nhiều so với giá trị cho phép (0,5 mg/l) của QCVN 10:2015/BTNMT-*Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển*.

Như vậy, các tác động môi trường tiềm ẩn gây ra do nước khai thác thải từ các hoạt động của mỏ đến chất lượng nước biển được đánh giá ở cường độ tác động **nhỏ (M=1)**.

Phạm vi ảnh hưởng (S)

Dựa trên kết quả của mô hình phân tán nước khai thác cho thấy nước khai thác chủ yếu được phát hiện trong phạm vi 7km quanh điểm thải nên phạm vi ảnh hưởng của tác động dự kiến tại **cục bộ (S=1)**.

Thời gian phục hồi (R)

Kết quả giám sát chất lượng nước biển tại khu vực mỏ TGT cho thấy rằng hàm lượng THC trong nước biển có giá trị thấp hơn rất nhiều so với QCVN 10-MT:2015/BTNMT- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển, không có thay đổi đáng kể về chất lượng nước biển xung quanh các mỏ dầu khí hiện có.

Do đó, có thể kết luận rằng chất lượng nước biển xung quanh điểm thải sẽ được pha loãng và **phục hồi nhanh chóng (R=1)**.

Tàn suất (F)

Nước khai thác sẽ được thải liên tục được trong thời gian vận hành mỏ TGT, tuy nhiên môi trường biển có khả năng chịu tải rất lớn nên khả năng ảnh hưởng đến chất lượng nước biển và sinh vật biển xung quanh điểm thải là **rất hiếm khi xảy ra (F=1)**.

Luật pháp (L)

Nước khai thác được kiểm soát theo quy định của QCVN 35:2010/BTNMT (**L=2**).

Chi phí (C)

Chi phí xử lý nước thải được đánh giá là **trung bình (C=2)** so chi phí vận hành.

Môi quan tâm của cộng đồng (P)

Môi trường tiếp nhận ở ngoài khơi và cách rất xa khu vực sinh sống của người dân, do đó sẽ không ảnh hưởng đến cuộc sống và các hoạt động sống của cộng đồng xung quanh (**P=1**).

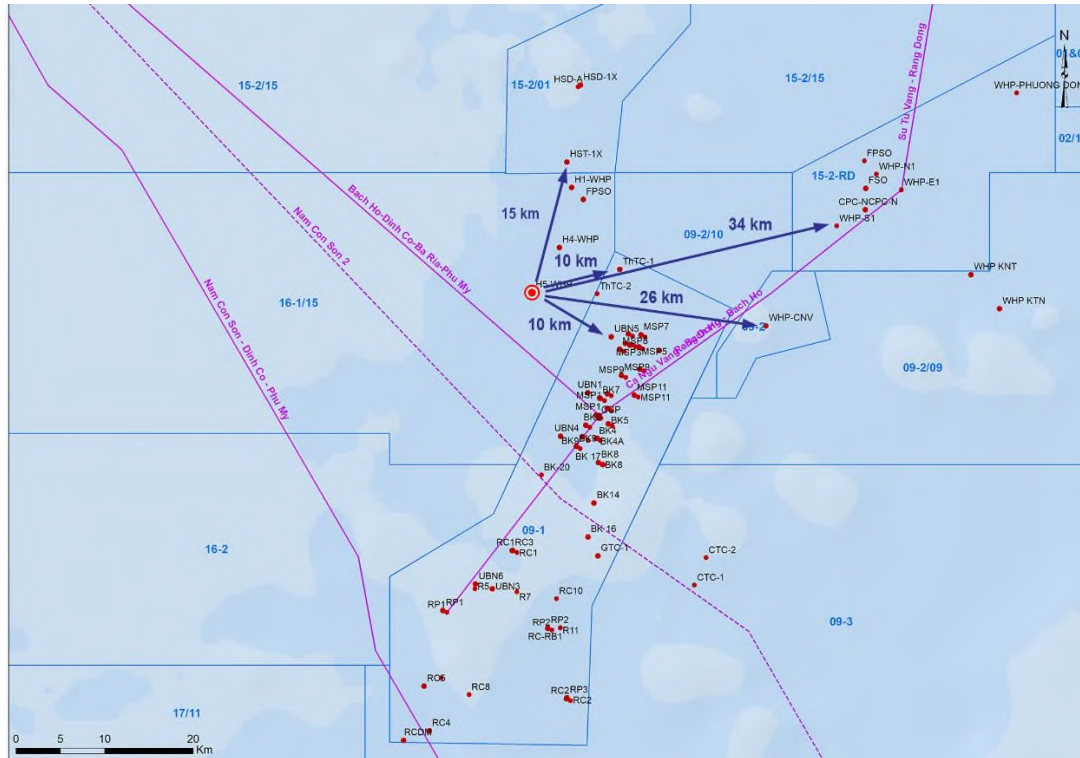
Nước thải phát sinh từ giai đoạn vận hành khai thác của Dự án tác động nhỏ và cục bộ đến chất lượng nước biển và sinh vật biển xung quanh khu vực thải (**TS=8-15**), cụ thể trong bảng sau.

Bảng 3.32 Mức độ tác động của nước thải trong giai đoạn vận hành khai thác

Nguồn	Tác động môi trường	Hệ thống định lượng tác động								Mức độ
		M	S	R	F	L	C	P	TS	
Nước khai thác	Tác động chất lượng nước biển và sinh vật biển	1	1	1	1	2	2	1	15	Nhỏ

3.2.1.2 Đánh giá, dự báo tác động cộng kết với hoạt động dầu khí lân cận Lô 16-1

Hiện nay xung quanh FPSO Armada TGT1 và H1-WHP tại mỏ TGT (Lô 16-1) đang có một số công trình dầu khí tại các mỏ dầu khí khác đang vận hành và thải nước khai thác, các nguồn thải này khi gần nhau có khả năng gây tác động cộng kết và ảnh hưởng đến môi trường nước biển ở mức lớn hơn.



Hình 3.25 Khoảng cách nguồn thải nước khai thác tại Lô 16-1 với các nguồn thải nước khai thác từ công trình khai thác khác

Tham khảo kết quả mô hình lan truyền nước khai thác thải từ các ĐTM của các mỏ lân cận đã được BTNMT phê duyệt, các kết quả nghiên cứu về nước khai thác thải và kết quả giám sát môi trường tại Lô 16-1, tổng quan các nghiên cứu này cho thấy:

- Sau khi thải nước khai thác sẽ được pha loãng nhanh chóng trong môi trường nước biển. Nước khai thác thải sẽ được pha loãng từ 90 - 100 lần tại vị trí cách 3-5km so với điểm xả, cách xa trên 10km thì nồng độ cao nhất của nước khai thác trong nước biển thấp hơn 50ppm.
- Giám sát chất lượng môi trường biển tại Lô 16-1 cho thấy: Hàm lượng dầu trung bình/ngày trong nước khai thác của các mỏ trong Lô 16-1 và các mỏ lân cận đều được xử lý thấp hơn giới hạn cho phép của QCVN 35:2010/BTNMT (40 mg/l);
- Ngoài ra, theo kết quả nghiên cứu của đề tài Đánh giá diễn biến chất lượng môi trường xung quanh các công trình dầu khí ngoài khơi Đông Nam Việt Nam do Trung tâm An toàn và Môi trường dầu khí thực hiện đã cho thấy chất lượng môi trường nước xung quanh các công trình dầu khí hầu như không có sự thay đổi đáng kể do hoạt động khai thác, đặc biệt hàm lượng dầu trong nước biển nằm ở mức xấp xỉ với giá trị nền (môi trường tự nhiên chưa bị tác động).

Do khoảng cách giữa vị trí thải nước khai thác tại Lô 16-1 đến các nguồn nước khai thác thải của các mỏ lân cận khác từ 10-35km. Như vậy, phạm vi phân tán và lan truyền của nước thải khai thác không chồng chéo và **không xảy ra các tác động**

cộng kết giữa các nguồn thải này. Do đó Dự án không cần áp dụng biện pháp bảo vệ môi trường đối với hạng mục này.

3.2.1.3 Đánh giá, dự báo tác động do rủi ro, sự cố và các biện pháp phòng ngừa, ứng phó với các rủi ro, sự cố cho giai đoạn vận hành khai thác

Các rủi ro và sự cố đã được nhận định và đánh giá trong các báo cáo ĐTM trước đây của dự án cho các hoạt động khoan và khai thác và được trình bày tóm tắt lại trong bảng sau:

Bảng 3.33 Sự cố tiềm ẩn chính trong các hoạt động khai thác

Sự cố	Hậu quả	Đối tượng tiếp nhận
Đứt gãy đường ống	Rò rỉ dầu-khí ra môi trường	Nước biển, không khí, sinh vật biển
Va đụng tàu	Tràn dầu nhiên liệu, hư hại thiết bị, nguy hại cho con người	Con người, nước biển, không khí, sinh vật biển
Ăn mòn các cấu trúc	Rò rỉ dầu-khí, hư hại các cấu trúc	Nước biển, không khí, hệ sinh vật biển
Thảm họa tự nhiên	Hư hại các cấu trúc, tràn dầu, cháy nổ và gây nguy hại cho con người	Nước biển, không khí, sinh vật biển
Tình hình bất ổn về an ninh (như ngoại bang xâm lấn, hành động gây phá hoại...)	Hư hại các cấu trúc, tràn dầu, cháy nổ và gây nguy hại cho con người	Nước biển, không khí, sinh vật biển

Các tác động do sự cố trong quá trình phát triển mỏ TGT sẽ được trình bày chi tiết dưới đây.

3.2.1.3.1 Đánh giá, dự báo các tác động liên quan đến sự cố tràn dầu

Các hoạt động của Dự án có khả năng gây ra sự cố tràn dầu trong quá trình khoan và khai thác. Tuy nhiên do lưu lượng khai thác của mỏ TGT sẽ giảm dần theo thời gian nên mức độ nghiêm trọng của sự cố tràn dầu tại mỏ sẽ không tăng mặc dù có khoan thêm 05 giếng mới của Dự án.

HLJOC đã xây dựng “Kế hoạch Ứng phó sự cố tràn dầu cho Phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1” (được Ủy ban Quốc gia Ứng phó sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn phê duyệt theo Quyết định số 13/QĐ-UB ngày 04/01/2018). Kế hoạch đã bao gồm tất cả các tình huống tràn dầu trong quá trình thực hiện các hoạt động dầu khí tại mỏ TGT, do đó trong báo cáo ĐTM này sẽ tham khảo và tóm tắt lại các kết quả mô phỏng tràn dầu đã được phê duyệt và được tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 3.34 Tóm tắt kết quả trôi dạt dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu tại các công trình tại khu vực mỏ TGT

Tháng	Khu vực bị ảnh hưởng			
	Sự cố va đụng tàu FPSO Armada TGT1	Sự cố phun trào giếng khai thác tại các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP	Sự cố đứt gãy đường ống nội mỏ dẫn lưu thể	Sự cố va đụng tàu dịch vụ
Gió mùa Đông Bắc Dầu di chuyển theo hướng Tây Nam và ảnh hưởng tới bờ biển				
1	– Bạc Liêu - Cà Mau sau 9-10 ngày; – Côn Đảo sau 2 ngày; – Thái Lan sau 23 ngày	– Bạc Liêu - Cà Mau sau 9-10 ngày; – Côn Đảo sau 3 ngày; – Thái Lan sau 23 ngày.	– Bạc Liêu - Cà Mau sau 9-10 ngày; – Côn Đảo sau 3 ngày; – Thái Lan sau 22 ngày.	– Không lan truyền vào khu vực ven bờ. Tuy nhiên dầu có thể trôi dạt vào bờ biển của Côn Đảo say 4 ngày với xác suất rất nhỏ <10%.
2	– Sóc Trăng - Cà Mau sau 6-8 ngày	– Sóc Trăng - Cà Mau sau 7-8 ngày.	– Sóc Trăng - Cà Mau sau 7-8 ngày.	– Sóc Trăng - Cà Mau sau 8-9 ngày.
3	– Bình Thuận – Vũng Tàu sau 3-4 ngày – Bến Tre - Cà Mau sau 5-12 ngày; – Vịnh Thái Lan sau 30 ngày.	Vũng Tàu - Cà Mau sau 4-8 ngày.	Vũng Tàu - Cà Mau sau 4-8 ngày.	– Trà Vinh - Sóc Trăng sau 6-9 ngày. Một phần dầu di chuyển theo hướng Tây Bắc và có thể đi vào khu vực bờ biển Vũng Tàu – Bình Thuận
Chuyển mùa tháng 4 Dầu di chuyển chủ yếu theo hướng Tây Nam và có thể đi vào khu vực bờ biển				
4	– Bình Thuận - Cà Mau sau 3-14 ngày.	– Vũng Tàu - Cà Mau sau 4-14 ngày.	– Vũng Tàu - Cà Mau sau 4-14 ngày.	– Vũng Tàu - Sóc Trăng sau 4-8 ngày.
Gió mùa Tây Nam Dầu di chuyển chủ yếu theo hướng Đông Bắc và có thể đi vào khu vực bờ biển				
5	– Phú Quý sau 2 ngày; – Bình Thuận – Khánh Hòa sau 6–13 ngày;	– Phú Quý sau 3 ngày; – Bình Thuận – Phú Yên sau 7 –11 ngày;	– Phú Quý sau 3 ngày; – Bình Thuận – Phú Yên sau 7 –11 ngày;	– Phú Quý sau 3 ngày. Một phần Dầu di chuyển theo hướng Tây Bắc và có thể đi vào

Tháng	Khu vực bị ảnh hưởng			
	Sự cố va đụng tàu FPSO Armada TGT1	Sự cố phun trào giếng khai thác tại các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP	Sự cố đứt gãy đường ống nội mỏ dẫn lưu thể	Sự cố va đụng tàu dịch vụ
	<ul style="list-style-type: none"> – Hoàng Sa sau 14 ngày; – Một phần Dầu di chuyển theo hướng Tây và có thể đi vào khu vực bờ biển từ Vũng Tàu – Tiền Giang sau 4-7 ngày; 	<ul style="list-style-type: none"> – Hoàng Sa sau 12 ngày. – Một phần Dầu di chuyển theo hướng Tây và có thể đi vào khu vực bờ biển từ Vũng Tàu – Trà Vinh sau 5-13 ngày 	<ul style="list-style-type: none"> – Hoàng Sa sau 12 ngày. – Một phần Dầu di chuyển theo hướng Tây và có thể đi vào khu vực bờ biển từ Vũng Tàu – Trà Vinh sau 5-10 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> khu vực bờ biển Vũng Tàu sau 5-6 ngày.
6	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Ninh Thuận – Khánh Hòa sau 5 ngày; – Hoàng Sa sau 10 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Ninh Thuận – Phú Yên sau 6 – 7 ngày; – Hoàng Sa sau 12 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Bình Thuận – Phú Yên sau 7 – 11 ngày; – Hoàng Sa sau 12 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Lượng dầu còn lại 16%.
7	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Ninh Thuận - Khánh Hòa sau 6 – 8 ngày; – Hoàng Sa sau 20 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Khánh Hòa – Phú Yên sau 8 – 9 ngày; – Hoàng Sa sau 20 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Khánh Hòa – Phú Yên sau 8 – 9 ngày; – Hoàng Sa sau 20 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Ninh Thuận – Phú Yên sau 6 – 8 ngày.
8	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 1 ngày; – Ninh Thuận - Khánh Hòa sau 7 ngày; – Hoàng Sa sau 29 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Khánh Hòa – Phú Yên sau 7 – 8 ngày; – Hoàng Sa sau 29 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Khánh Hòa – Phú Yên sau 7 – 8 ngày; – Hoàng Sa sau 29 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Ninh Thuận – Khánh Hòa sau 7 – 8 ngày.
9	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 2 ngày; – Bình Thuận – Quảng Trị sau 5 – 29 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Ninh Thuận – Huế sau 6 – 27 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Ninh Thuận – Huế sau 6 – 27 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Phú Quý sau 3 ngày; – Bình Thuận – Khánh Hòa sau 6 – 8 ngày.
Chuyển mùa tháng 10				
Dầu di chuyển chủ yếu theo hướng Tây Nam và có thể đi vào khu vực bờ biển				
10	<ul style="list-style-type: none"> – Côn Đảo sau 2 ngày; – Malaysia sau 13 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Côn Đảo sau 3 ngày; – Malaysia sau 13 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Côn Đảo sau 3 ngày; – Malaysia sau 13 ngày. 	<ul style="list-style-type: none"> – Côn Đảo sau 4 ngày.

Tháng	Khu vực bị ảnh hưởng			
	Sự cố va đụng tàu FPSO Armada TGT1	Sự cố phun trào giếng khai thác tại các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP	Sự cố đứt gãy đường ống nội mỏ dẫn lưu thể	Sự cố va đụng tàu dịch vụ
Gió mùa Đông Bắc Dầu di chuyển theo hướng Tây Nam và ảnh hưởng tới bờ biển				
11	– Côn Đảo sau 2 ngày; – Thái Lan, Malaysia sau 24-25 ngày.	– Côn Đảo sau 3 ngày; – Thái Lan, Malaysia sau 25 ngày.	– Côn Đảo sau 3 ngày; – Thái Lan, Malaysia sau 25-28 ngày	– Không vào bờ biển Việt Nam.
12	– Côn Đảo sau 2 ngày; – Thái Lan và Malaysia sau 14 -17 ngày.	– Côn Đảo sau 3 ngày; – Thái Lan và Malaysia sau 14 ngày.	– Côn Đảo sau 3 ngày; – Thái Lan và Malaysia sau 14 -16 ngày.	– Côn Đảo sau 4 ngày.

Bảng 3.35 Tóm tắt xác suất và thời gian ngắn nhất dầu có khả năng

Thời gian	Xác suất ảnh hưởng tới bờ biển (%)	Thời gian ngắn nhất dầu lan truyền vào bờ (giờ)(ngày)	Lượng dầu còn tồn lưu trong môi trường tại thời điểm dầu trôi đạt đến bờ biển (%)
<i>Kịch bản 1: Sự cố va đụng tàu FPSO Armada TGT1</i>			
Gió mùa Đông Bắc (tháng 11 – tháng 3)	88,6	61 (> 2 ngày)	62
Gió mùa Tây Nam (tháng 5 – tháng 9)	35,2	90 (> 3 ngày)	60
Chuyển mùa (tháng 4)	100	97 (> 4 ngày)	58
Chuyển mùa (tháng 10)	76	55 (>2 ngày)	50
<i>Kịch bản 2: Sự cố phun trào giếng khoan tại giàn đầu giếng</i>			
Gió mùa Đông Bắc (tháng 11 – tháng 3)	87,8	61 (> 2 ngày)	60
Gió mùa Tây Nam (tháng 5 – tháng 9)	33,8	90 (> 3 ngày)	59
Chuyển mùa (tháng 4)	100	97 (> 4 ngày)	58
Chuyển mùa (tháng 10)	75	55 (>2 ngày)	49
<i>Kịch bản 3: Sự cố đứt gãy đường ống nội mô</i>			
Gió mùa Đông Bắc (tháng 11 – tháng 3)	80	68 (> 2 ngày)	48
Gió mùa Tây Nam (tháng 5 – tháng 9)	30	73 (> 3 ngày)	47
Chuyển mùa (tháng 4)	100	115 (> 4 ngày)	45
Chuyển mùa (tháng 10)	70	72 (> 3 ngày)	43
<i>Kịch bản 4: Sự cố va đụng tàu dịch vụ với giàn đầu giếng</i>			
Gió mùa Đông Bắc (tháng 11 – tháng 3)	5	74 (> 3 ngày)	16
Gió mùa Tây Nam (tháng 5 – tháng 9)	33	39 (> 1 ngày)	26,5

Thời gian	Xác suất ảnh hưởng tới bờ biển (%)	Thời gian ngắn nhất dầu lan truyền vào bờ (giờ)(ngày)	Lượng dầu còn tồn lưu trong môi trường tại thời điểm dầu trôi đạt đến bờ biển (%)
Chuyển mùa (tháng 4)	63	107 (> 4 ngày)	15,9
Tháng 10 (chuyển mùa)	6	81 (> 3 ngày)	15,2

Các kết quả mô hình cho thấy trong trường hợp xảy ra sự cố vào thời điểm chuyển mùa tháng 4, 10 và gió mùa Đông Bắc, xác suất ảnh hưởng tới bờ biển từ 70-100% lớn hơn so với thời điểm gió mùa Tây Nam (từ 30-35,2%). Tuy nhiên thời gian để dầu lan truyền vào bờ ở các thời điểm trong năm đều sau hơn 2 ngày với lượng dầu còn tồn lưu lại là 43-62%.

Riêng trường hợp sự cố va đụng tàu dịch vụ với giàn đầu giếng xác suất để dầu vào bờ trong thời kỳ gió mùa Đông Bắc và chuyển mùa tháng 10 chỉ có 5-6% với lượng dầu tràn khoảng 16% và trong thời kỳ gió mùa Tây Nam và thời kỳ chuyển mùa tháng 10 là 33-63% với lượng dầu tràn còn lại 15,2- 26,5%.

Như vậy, trong trường hợp xảy ra sự cố tràn dầu đặc biệt vào các thời điểm tháng 4, tháng 10 và gió mùa Đông Bắc, HLJOC cần nhanh chóng có biện pháp khống chế và cô lập nguồn thải để dầu tràn không gây ảnh hưởng đến khu vực các tỉnh ven biển từ Ninh Thuận đến Cà Mau đặc biệt là khu vực đảo Côn Đảo.

Tác động môi trường từ sự cố tràn dầu được tóm tắt trong bảng sau.

Bảng 3.36 Tóm tắt mức độ tác động môi trường từ sự cố tràn dầu

Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Chất lượng không khí	Ảnh hưởng nhỏ và trong thời gian ngắn đến chất lượng không khí tại khu vực
Chất lượng nước biển	Diesel và dầu thô tràn sẽ hình thành nên một mảng dầu trôi dạt và làm tăng tạm thời nồng độ hydrocacbon trên mặt nước
Sinh vật nổi	Tác động trực tiếp đến các sinh vật nổi tại vùng ô nhiễm và có thể kéo dài trong vài tuần lễ nhưng nói chung các tác động chỉ gây ảnh hưởng rõ rệt trong khoảng một vài ngày. Nếu sử dụng chất phân tán dầu thì mức độ ảnh hưởng đến sinh vật nổi sẽ lớn hơn.
Cá và ấu trùng	Khu vực biển ven bờ từ Phú Yên đến mũi Cà Mau là nơi có mật độ trứng cá và cá con rất cao nên dầu tràn trôi dạt vào khu vực này có thể gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới nguồn lợi thủy sản và kinh tế địa phương
San hô	San hô tập trung trong vùng gần đảo Phú Quý, ngoài khơi Đông Nam Phan Thiết và xung quanh Côn Đảo. San hô nhạy cảm cao đối với sự lắng đọng và nhiễm bẩn dầu và những chất thải nguy hại khác và do nhu cầu quang hợp mà san hô dễ bị tổn thương do sự gia tăng của độ đục.

Đối tượng bị tác động	Mức độ tác động
Cỏ biển	Dầu tràn trên mặt biển cũng có thể hạn chế sự quang hợp của cỏ biển. Trong quá trình phong hóa của dầu, thành phần nặng của dầu sẽ chìm và kết dính với trầm tích và có thể gây bao phủ cỏ biển. Khi cỏ biển bị tàn phá hoặc chết, các sinh vật phụ thuộc liên quan cũng bị ảnh hưởng
Chim biển	Dầu tràn làm hạ thân nhiệt và giảm tỷ lệ trứng nở ảnh hưởng đến việc sinh sản của chim biển.
Hoạt động đánh bắt và nuôi trồng thủy sản	Các tác động đến hoạt động đánh bắt và nuôi trồng thủy sản phụ thuộc vào mùa xảy ra sự cố tràn dầu và vị trí dầu tràn. Khi sự cố tràn dầu lớn xảy ra, mức độ tác động có thể lớn, không chỉ ảnh hưởng hoạt động đánh bắt và nuôi trồng dọc theo vùng ven biển từ Phú Yên đến Cà Mau mà còn ảnh hưởng đến những quốc gia lân cận như Thái Lan, Malaysia...
Rừng ngập mặn	Cây ngập mặn có thể bị chết khi dầu bao phủ các rễ thở và làm cho các rễ ngấm thiếu dưỡng khí. Các cây ngập mặn cũng có thể bị chết do độc tính của các chất có trong dầu, đặc biệt các hợp chất thơm nhẹ. Các hợp chất độc này sẽ phá hủy các màng tế bào của bộ rễ ngấm, dẫn đến hoạt động thải muối của cây bị suy giảm, lượng muối tích lũy trong cây sẽ gia tăng và ngăn cản sự sinh trưởng của cây. Đồng thời, các sinh vật sống xung quanh hay trong rừng ngập mặn sẽ bị tác động. Thiệt hại do dầu gây ra cho rừng ngập mặn và hệ sinh thái trong nó có thể kéo dài nhiều năm và mức độ tác động được đánh giá ở mức nghiêm trọng.
Hoạt động du lịch	Trong trường hợp một lượng lớn dầu bị tràn, hoạt động giải trí trên các bãi biển hầu hết sẽ phải tạm ngưng vài ngày sau sự cố tràn dầu. Một lượng lớn khách du lịch sẽ giảm, đặc biệt là vào cuối tuần hay kỳ nghỉ hè (tháng 6 – tháng 8). Dầu tràn không chỉ phá hủy vẻ đẹp của khu du lịch mà còn gây tác động không nhỏ đến ngành du lịch.

3.2.1.3.2 Rò rỉ khí

Một sự cố phun trào có thể dẫn đến việc mất kiểm soát thiết bị dưới giếng và liên tục xả khí hoặc dung dịch tạo thành vào cột nước. Ngoài ra, khí còn có thể bị rò rỉ từ đường ống xuất hoặc ống đứng.

Trong hoạt động khai thác, nguy cơ rò rỉ khí sẽ giảm đáng kể với việc áp dụng các biện pháp phòng chống như lắp đặt các van an toàn dưới giếng, cây thông và van cách ly dưới biển....

Tóm lại, khí rò rỉ sẽ tác động đến môi trường ở mức thấp hơn nhiều so với sự ảnh hưởng của dầu thô và diesel, nhưng nguy cơ cháy nổ sẽ rất cao trong trường hợp này.

3.2.1.3.3 Cháy nổ

Các sự cố cháy nổ dễ xảy ra nhất khi có sự cố phun trào và/hoặc tràn dầu. Nổ thường đi kèm với cháy. Hậu quả của sự cố cháy nổ là tạo ra một khối lượng lớn các chất ô nhiễm vào không khí như CO₂, CO và NO_x. Sự cố cháy cũng sẽ tạo ra bức xạ nhiệt đáng kể. Các chất gây ô nhiễm không khí và bức xạ nhiệt sẽ ảnh hưởng tới sức khỏe con người. Hơn nữa, cháy nổ cũng sẽ gây hư hại nghiêm trọng cho môi trường và các thiết bị của mỏ TGT.

Tóm lại, tác động môi trường, thiệt hại tài sản và con người do cháy nổ sẽ từ mức đáng kể đến nghiêm trọng.

3.2.1.3.4 Sự cố va đụng tàu

Sự cố va đụng tàu có thể là nguyên nhân gây tràn đổ dầu, nhiên liệu, hoá chất, rò rỉ khí hydrocacbon ra môi trường, gây cháy nổ và có thể nguy hiểm đến tính mạng con người.

Theo thông kê trên thế giới sự cố va đụng tàu tại khu vực khai thác rất hiếm khi xảy ra. Hơn nữa HLJOC đã tiến hành lập, giám sát chặt chẽ cũng như bắt buộc các chủ tàu tuân thủ quy trình ra vào, tín hiệu hàng hải, đánh dấu khu vực có thiết bị ngầm,...nên nguy cơ xảy ra sự cố này là rất hiếm gặp.

3.2.1.3.5 Sự cố tràn đổ hóa chất

Rủi ro tràn đổ hóa chất vào môi trường có thể xuất hiện trong lưu trữ, sử dụng hóa chất. Các hóa chất trong giai đoạn khai thác được lưu trữ trong các bồn công nghệ trên giàn khai thác và được kết nối với các đường ống công nghệ. Trong giai đoạn khoan, xảy ra sự cố tràn đổ hóa chất chủ yếu là do va đập trong quá trình vận chuyển và khả năng xảy ra rò rỉ từ các mặt bích và bơm trong quá trình pha chế và bơm hóa chất. Hóa chất tràn đổ ra môi trường có thể gây ảnh hưởng trực tiếp tới người, tới môi trường nước và hệ sinh thái thủy sinh.

Như trình bày trong Chương 1, các hóa chất được sử dụng trong dự án là loại có độc tính thấp, thân thiện với môi trường ngoài khơi nên nếu bị tràn đổ ra biển thì ảnh hưởng môi trường cũng không lớn, chủ yếu tác động ở phạm vi cục bộ và mang tính tạm thời.

3.2.2 Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường đề xuất thực hiện trong giai đoạn vận hành khai thác

3.2.2.1 Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường đối với nước khai thác

Như đã mô tả ở trên, nguồn thải duy nhất phát sinh thêm thuộc phạm vi của dự án trong giai đoạn khai thác là nước thải khai thác từ các giếng mới. Lưu thể từ các giếng mới sẽ được gộp chung với lưu thể khai thác của các giếng khai thác hiện hữu của mỏ TGT và có cùng một quy trình xử lý. Do vậy, các biện pháp giảm thiểu tác động của nước khai thác hiện hữu tại mỏ TGT sẽ tiếp tục được áp dụng để giảm thiểu tác động môi trường phát sinh từ quá trình vận hành khai thác các giếng mới này mà

không lắp đặt thêm các công trình bảo vệ môi trường mới. Danh mục các công trình xử lý chất thải hiện hữu tại mỏ TGT đã được mô tả trong **Bảng 1.5**, mục 1.2.4.

Chi tiết biện pháp giảm thiểu tác động của nước khai thác thải như sau:

Toàn bộ nước khai thác phát sinh từ các giếng mới của Dự án cùng với các giếng khai thác hiện hữu sẽ tiếp tục được đưa về hệ thống xử lý nước khai thác hiện hữu trên giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1 để xử lý đạt quy chuẩn QCVN 35:3010/BTNMT trước khi xả thải:

- Sản phẩm khai thác của các giếng từ giàn H1-WHP và H4-WHP sẽ được chuyển đến bình tách ba pha trên giàn H1-WHP để xử lý sơ bộ, sau đó hỗn hợp dầu và khí sẽ được chuyển về tàu FPSO Armada TGT1 xử lý tiếp. Nước khai thác sau khi tách ra tại bình tách được tiếp tục xử lý đạt chuẩn trước khi thải xuống biển tại bình xử lý nước (CFU).
- Sản phẩm khai thác của mỏ HST/HSD, giàn H5-WHP và một phần sản phẩm khai thác còn lại của giàn H1-WHP/H4-WHP (không qua bình tách ba pha – nếu có) sẽ được vận chuyển đến tàu FPSO Armada TGT1 để xử lý như quy trình xử lý dầu- khí- nước hiện tại.

Các hệ thống xử lý này đã được Bộ Tài nguyên và Môi trường cấp chứng nhận hoàn thành công trình bảo vệ môi trường số 1856/TCMT ngày 03 tháng 11 năm 2011 và số 129/GXN-BTNMT ngày 02 tháng 11 năm 2018 (Đính kèm trong **Phụ lục 1**).

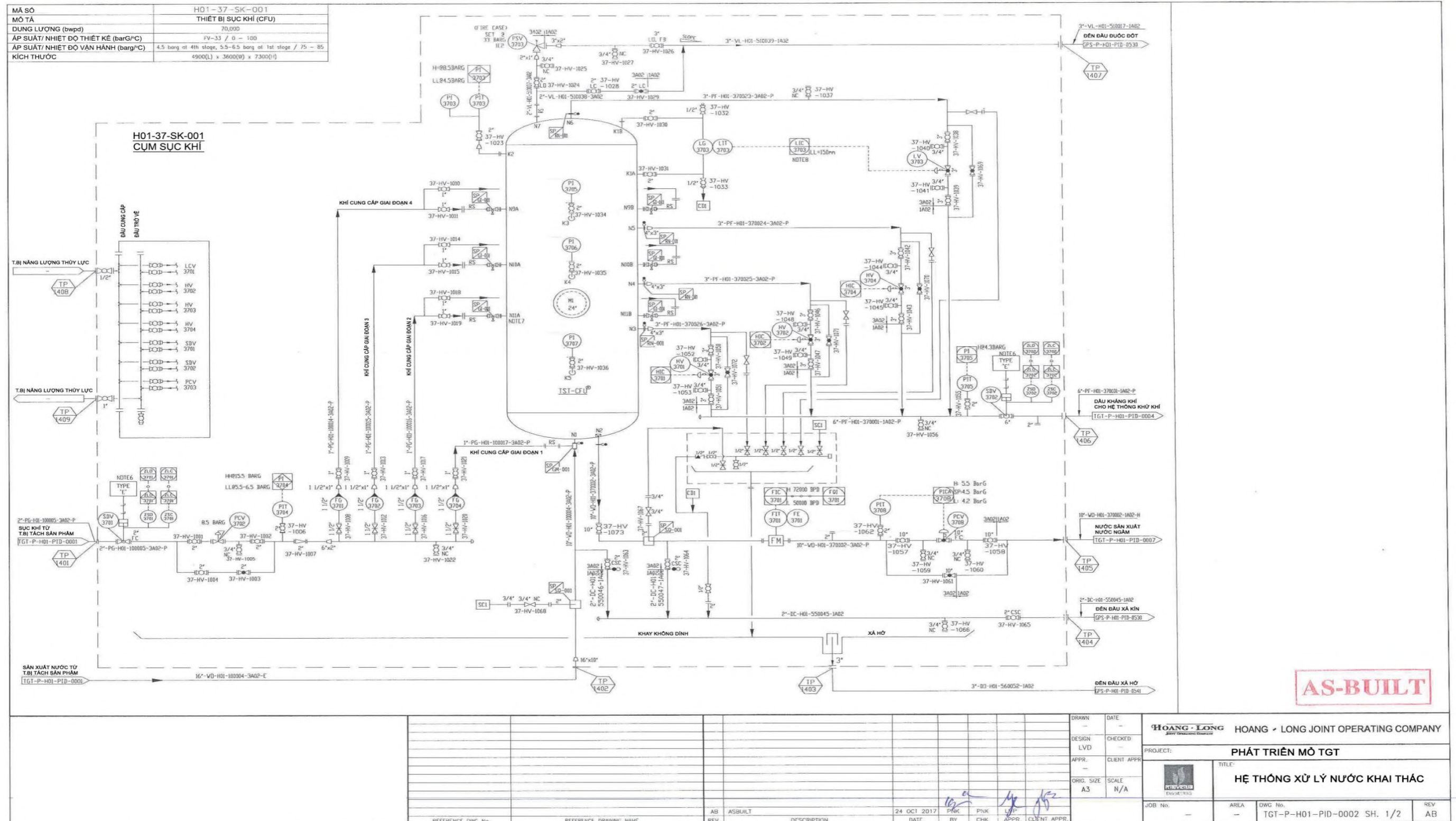
a. Hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP

Hình ảnh và sơ đồ nguyên lý hoạt động của hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP được thể hiện trong **Hình 3.26** và **Hình 3.27**.



Thiết bị đo hàm lượng dầu trực tuyến

Hình 3.26 Hình ảnh hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP



Hình 3.27 Sơ đồ hoàn công hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP

Quy trình xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP

Nước khai thác sau khi tách từ bình tách ba pha được chuyển đến hệ thống xử lý nước (CFU). Sự xuất hiện của khí trong CFU do áp suất của nước từ bình tách (bảo hòa khí) giảm khi đi qua van điều khiển sẽ hỗ trợ quá trình tách dầu trong nước. Một lượng khí nhỏ lấy trực tiếp từ bình tách ba pha được bơm vào CFU cùng với hóa phẩm khử nhũ tương (reverse demulsifier) cũng sẽ hỗ trợ quá trình xử lý nước khai thác trong CFU đạt tiêu chuẩn trước khi thả xuống biển.

Nước khai thác sau khi qua hệ thống xử lý nước có hàm lượng dầu nhỏ hơn 40 mg/l thỏa mãn quy định của QCVN 35:2010/BTNMT sẽ được thả trực tiếp xuống biển thông qua hệ thống ống xả ngầm đường kính 30”. Trong trường hợp hàm lượng dầu trong nước khai thác thải (OIW) cao hơn mức cho phép (40 mg/l), hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP tự động dừng hoạt động để các nhân viên vận hành kiểm tra. Ống xả ngầm được thiết kế đủ lớn để có thể lưu giữ lượng nước thải liên tục trong khoảng thời gian ít nhất 1 phút (thời gian ước tính từ khi phát hiện hàm lượng dầu trong nước khai thác thải cao hơn 40 mg/l đến khi hệ thống dừng hoạt động hoàn toàn). Lượng nước khai thác vượt ngưỡng được lưu giữ, phân tách trong ống xả ngầm sẽ được bơm tuần hoàn vào hệ thống xử lý bằng một bơm nhỏ (caisson sump pump). Ống xả ngầm được sơn phủ lớp sơn chống hà hoặc các sinh vật biển bám.

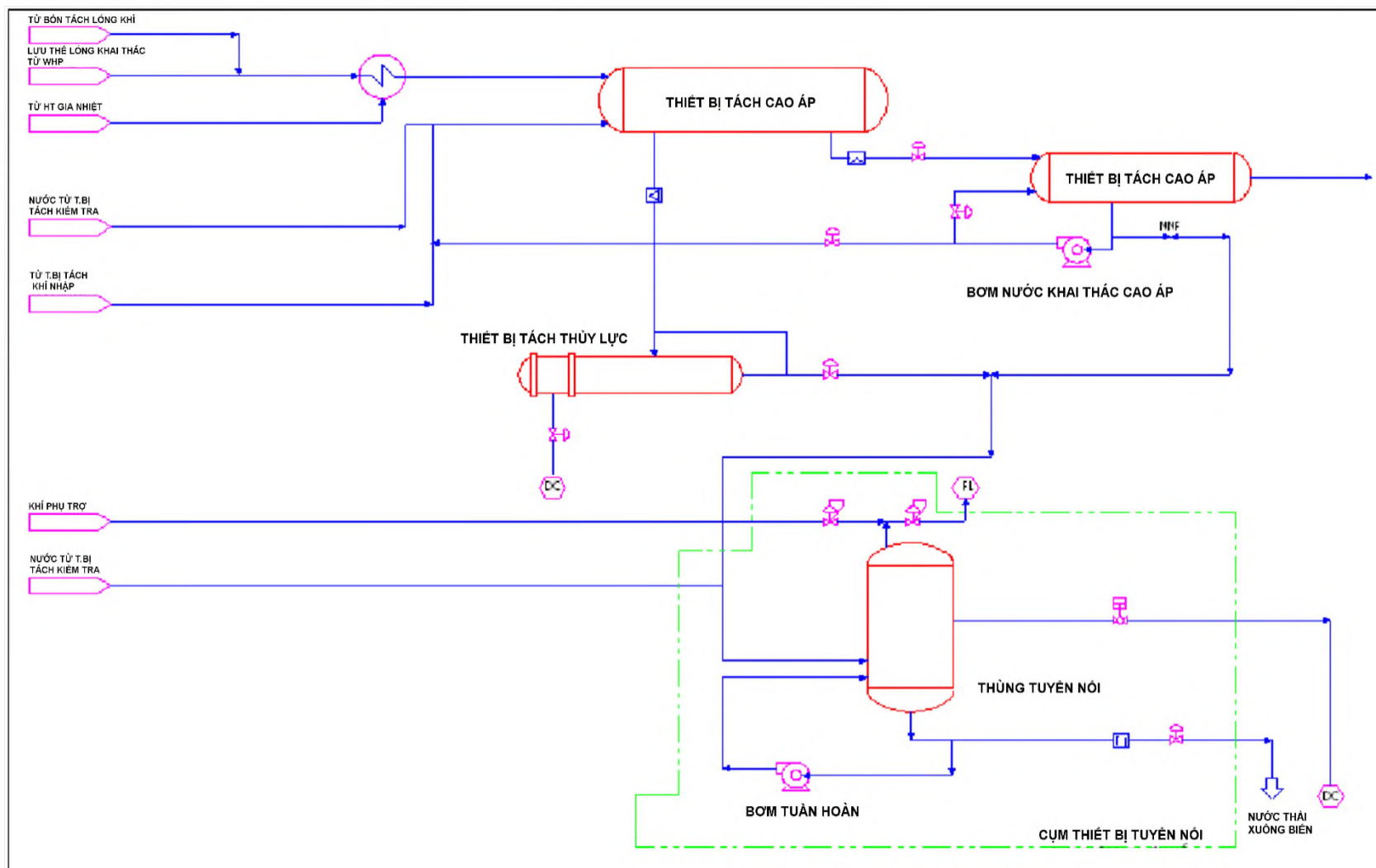
Dầu tách ra từ CFU được đưa đến hệ thống tách khí. Khí và chất lỏng sau khi qua hệ thống tách này sẽ được chuyển tương ứng về bình xả kín có áp và đường ống xuất.

b. Hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1

Sơ đồ quy trình công nghệ xử lý nước thải khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1 được thể hiện trong **Hình 3.29**.



Hình 3.28 Hình ảnh hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1



Hình 3.29 Sơ đồ hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1

Quy trình xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1

Nước khai thác được tách ra từ các thiết bị tách cao áp sẽ được chuyển đến cụm cyclone thủy lực đặt song song để xử lý sơ bộ. Thiết bị tách cao áp này có tác dụng làm giảm hàm lượng dầu trong nước khai thác. Sau khi đi qua các cyclone thủy lực, nước khai thác sẽ tiếp tục đi vào thùng tuyển nổi để tiếp tục công đoạn xử lý sau cùng, nhằm đảm bảo hàm lượng dầu giảm đến mức 40 mg/l tại đầu ra, thỏa mãn quy định của QCVN 35:2010/BTNMT về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển. Nước khai thác sau khi xử lý đạt nồng độ giới hạn cho phép sẽ được thải xuống biển. Dầu được thu gom từ hệ thống xử lý nước khai thác sẽ được đưa quay trở lại hệ thống xử lý dầu thô.

Hàm lượng dầu trong nước khai thác sau xử lý trên tàu FPSO Armada TGT1 sẽ được giám sát liên tục nhờ thiết bị giám sát hàm lượng dầu tự động trên đường ống xả. Khi hàm lượng dầu trong nước khai thác vượt quá 40 mg/l thì dòng nước khai thác tại đầu ra của hệ thống xử lý nước khai thác sẽ không được xả trực tiếp xuống biển mà sẽ được tự động dẫn trở lại hệ thống xử lý. Mẫu nước khai thác thải đã qua xử lý sẽ được lấy và phân tích trong phòng thí nghiệm trên tàu 1 lần/ngày nhằm so sánh kết quả với thiết bị đo tự động, đảm bảo thiết bị đo tự động hoạt động chính xác.

Định kỳ 3 tháng/lần, nước thải tại đầu ra của hệ thống xử lý sẽ được lấy mẫu và chuyển về phòng thí nghiệm trên bờ để phân tích các chỉ tiêu ô nhiễm.

Nhận xét: Các biện pháp giảm thiểu áp dụng đối với nước thải chủ yếu là sử dụng hệ thống xử lý có sẵn trên các công trình liên quan hiện hữu đảm bảo đáp ứng đủ công suất xử lý toàn bộ lượng nước khai thác của dự án đạt quy chuẩn cho phép. Do đó, các giải pháp đề xuất là phù hợp. Mức độ tác động môi trường sau khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu sẽ ở mức không đáng kể.

Tóm lại, trong giai đoạn vận hành dự án không lắp đặt mới công trình xử lý môi trường.

3.2.2.2 Các công trình, biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường

Để kiểm soát rủi ro và phòng ngừa sự cố trong suốt vòng đời dự án, HLJOC tiếp tục thực hiện các biện pháp đã và đang áp dụng tại mỏ TGT như sau:

3.2.2.2.1 Ngăn ngừa sự cố rò rỉ khí

- Duy trì bảo trì và bảo dưỡng hệ thống phát hiện cháy và rò rỉ khí trên giàn đầu giếng (nối mạng với phòng điều khiển). Hệ thống này sẽ báo động hoặc tự động ngắt khẩn cấp giàn đầu giếng khi phát hiện có sự cố cháy hoặc rò rỉ khí.
- Kiểm tra áp suất đường ống để phát hiện rò rỉ.
- Trang bị các hệ thống an toàn khác cho các giàn đầu giếng như: thiết bị chống sét, thiết bị phát hiện rò rỉ và cháy, thiết bị đèn báo tự động, thiết bị đóng ngắt an toàn,...

- Lắp đặt các van an toàn trong lòng giếng (van ở vị trí trong thân giếng sâu dưới mặt đáy biển), cụm van đầu giếng (hệ thống van lắp ráp trên bề mặt).

3.2.2.2.2 Ngăn ngừa sự cố cháy nổ

- Duy trì bảo trì và bảo dưỡng các hệ thống phát hiện cháy và dừng hoạt động khẩn cấp hiện hữu trên các giàn đầu giếng và tàu FPSO Armada TGT1.
- Kiểm tra định kỳ các thiết bị chữa cháy trên các giàn đầu giếng và tàu FPSO Armada TGT1 và trang bị bổ sung đối với những thiết bị bị hỏng/hết hạn sử dụng.
- Đào tạo kiến thức về phòng cháy chữa cháy cho các nhân viên làm việc tại mỏ và định kỳ thường xuyên tổ chức các buổi diễn tập.

3.2.2.2.3 Ngăn ngừa sự cố va đụng tàu thuyền

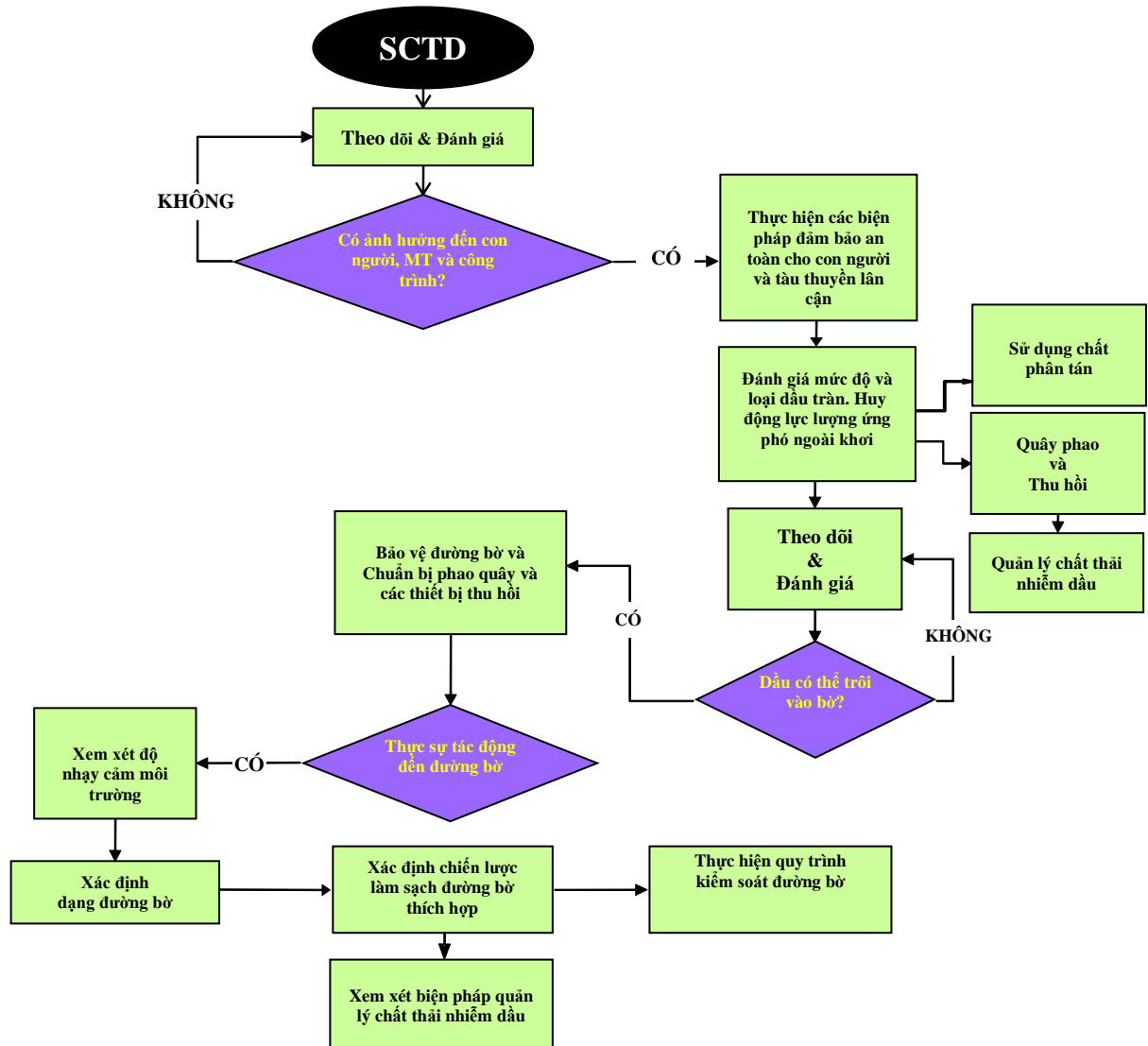
- Duy trì hoạt động Tàu trực (tàu hải quân) trực an ninh tại mỏ TGT nhằm giám sát xung quanh khu vực mỏ để đảm bảo không có tàu lạ đi vào khu vực an toàn của mỏ;
- Kiểm tra, bảo trì hệ thống đèn chiếu sáng và đèn hiệu hàng hải thích hợp trên giàn đầu giếng và tàu FPSO Armada TGT1;

3.2.2.2.4 Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn dầu

Tiếp tục thực hiện các giải pháp để phòng ngừa/ứng phó sự cố tràn dầu cho tất cả các hoạt động của mỏ Tê Giác Trắng tại Lô 16-1 đã được Ủy ban Quốc gia Ứng phó sự cố, Thiên tai và Tìm kiếm Cứu nạn phê duyệt theo Quyết định số 13/QĐ-UB ngày 04/01/2018 (Đính kèm trong Phụ lục 1). Nội dung chính của Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu như sau:

- **Chiến lược ứng cứu sự cố tràn dầu:** tổng thể đối với các SCTD xảy ra từ một trong các công trình khai thác như sau:
 1. Khi sự cố tràn dầu xảy ra, cần ưu tiên tiến hành các biện pháp ngăn chặn không cho dầu tiếp tục tràn từ nguồn (đóng giếng, đóng van, rút dầu từ tàu bị tai nạn...).
 2. Nguyên tắc chủ đạo là bao vây và thu hồi dầu ra khỏi môi trường bằng phương pháp cơ học càng nhanh, càng gần nguồn gây ô nhiễm càng tốt để tránh gây thêm tác hại cho môi trường do chính các hoạt động thu hồi dầu gây ra.
 3. Cần theo dõi sự lan truyền và dự tính hướng lan truyền dầu tiếp theo, dựa trên cơ sở cập nhật liên tục các thông tin về gió và dòng chảy, nhằm sẵn sàng bảo vệ tốt nhất các nguồn lợi rất nhạy cảm với môi trường được dự kiến ưu tiên hàng đầu, kể cả việc cảnh báo đối với các cơ quan có thẩm quyền địa phương về vùng đang bị nguy hiểm. Cần sử dụng kết hợp các số liệu về tràn dầu và thời tiết với bản đồ nhạy cảm môi trường để đưa ra các quyết định hành động ứng cứu thích hợp nhất trong quá trình ứng cứu.

4. Các phương pháp làm giảm tác hại khác như xử lý bằng chất phân tán hoặc phân hủy sinh học (biodegradation) v.v... có thể được sử dụng nếu như việc sử dụng các phương pháp này tạo nên sự giảm thiểu tổng thể các tác động đến môi trường hiệu quả hơn so với việc chỉ thu hồi dầu bằng phương pháp cơ học. Việc sử dụng các chất phân tán phải tuân theo các quy định hiện hành.
5. Chuẩn bị và tiến hành các biện pháp ứng cứu khi dầu trôi dạt vào khu vực gần bờ bằng cách làm chuyển hướng trôi dạt của dầu ra ngoài khơi hoặc vào bãi biển “hy sinh”.



Hình 3.30 Quy trình chung về ứng phó tràn dầu

➤ **Quy trình thông báo và Thông tin liên lạc**

Thông báo nội bộ

Trình tự thông báo sau khi xảy ra các vụ tràn dầu trên các công trình/phương tiện hoạt động ngoài khơi được tóm tắt như sau:

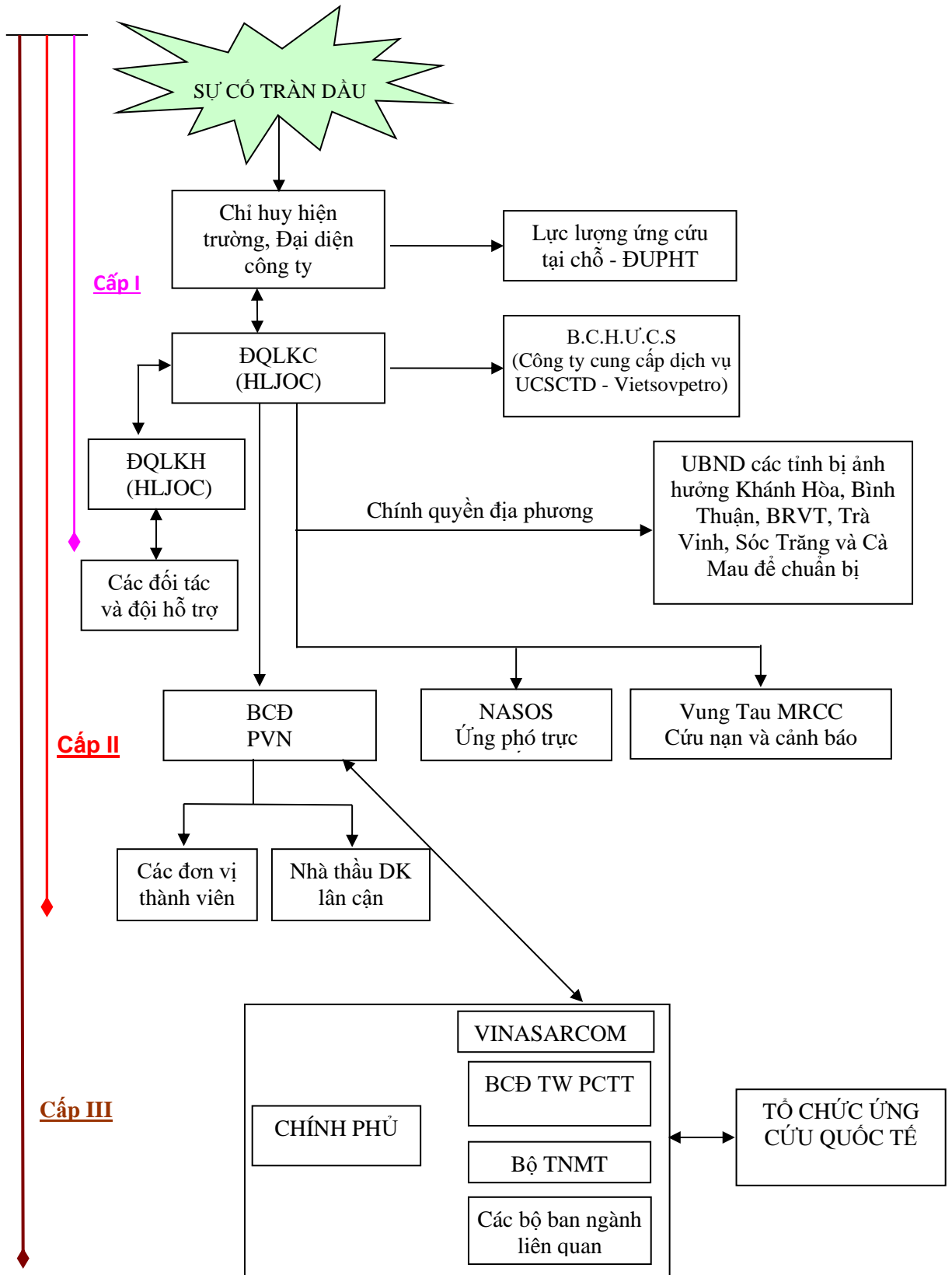
- Khi xảy ra sự cố tràn dầu, người phát hiện sự cố sẽ thông báo cho Chỉ huy hiện trường. Chỉ huy hiện trường sẽ đánh giá tình hình sự cố sau đó liên lạc với Đội ứng cứu tại hiện trường (để tiến hành các biện pháp ứng cứu ban đầu) và Đại diện của công ty.
- Đại diện của công ty sẽ thông báo cho Đội trưởng ĐQLKC. Đại diện Công ty là người đại diện tại hiện trường, được chỉ định sẽ là đầu mối liên hệ tất cả thông tin liên lạc giữa ĐQLKC và địa điểm/công trình tương ứng.
- ĐQLKC sẽ thông báo cho Ban chỉ huy ứng phó của công ty dịch vụ ứng cứu (Vietsovpetro).
- Diễn biến sự cố tràn dầu cũng như các hoạt động ứng cứu sẽ được ĐQLKC thông báo cho Tổng Giám đốc và Phó Tổng Giám đốc HLJOC.
- Nếu mức độ sự cố vượt quá khả năng ứng cứu tại hiện trường, HLJOC sẽ yêu cầu công ty dịch vụ ứng cứu huy động Đội ứng cứu tràn dầu tham gia ứng phó sự cố.

Thông báo ngoại vi

- HLJOC có trách nhiệm thông báo với PVN, Bộ TNMT và Sở TNMT tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu, NASOS cũng như các ban ngành khác.
- Khi xảy ra sự cố tràn dầu từ cấp độ 2 trở lên, tùy thuộc vào tình hình, qui trình thông báo ngoại vi sẽ được thực hiện như sau:
 - + ĐQLKC của HLJOC và công ty dịch vụ ứng cứu sẽ đánh giá và quyết định có cần yêu cầu hỗ trợ từ bên ngoài hay không.
 - + Ban lãnh đạo HLJOC sẽ thông báo cho Ban Ứng cứu các trường hợp khẩn cấp của PVN để huy động các nguồn lực ứng cứu khác hoặc các nhà thầu xung quanh.

Mọi thông tin và liên lạc với các bên liên quan, các nhà thầu phụ sẽ do các thành viên trong ĐQLKC thực hiện.

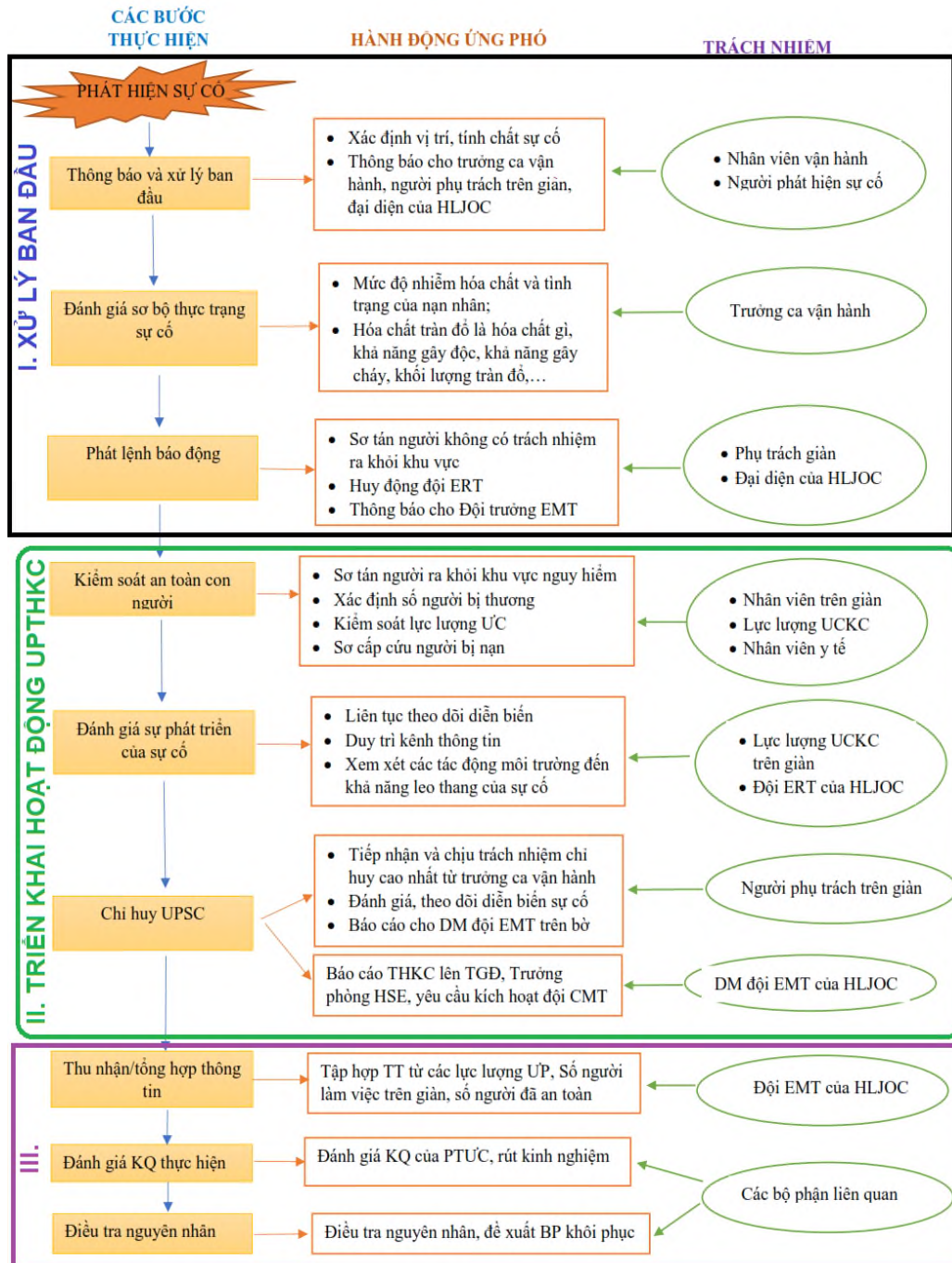
Trong trường hợp cần thiết BCD đối với các tình huống khẩn cấp của PVN sẽ thông báo trực tiếp cho các đơn vị thành viên, nhà thầu nước ngoài, VINASARCOM để kịp thời hỗ trợ ứng cứu.



Hình 3.31 Sơ đồ thông báo và phối hợp ứng phó SCTD

3.2.2.2.5 Phòng ngừa, ứng phó sự cố tràn đổ hóa chất

HLJOC đã cập nhật và ban hành biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hóa chất cho toàn bộ hoạt động của mô Tê Giác Trắng tại Lô 16-1 theo Quyết định số 19-02-032/HL/HSE ngày 27/02/2019. Quy trình UPSC tràn đổ hóa chất được mô tả trong hình sau.



Hình 3.32 Quy trình ứng phó sự cố tràn đổ hóa chất

Ngoài ra, HLJOC sẽ thực hiện các biện pháp sau để ngăn ngừa và giảm thiểu tác động môi trường từ các sự cố hóa chất:

- Phiếu an toàn hóa chất (MSDS) được sử dụng tại các khu vực làm việc có liên quan đến hóa chất và trong khâu vận chuyển hóa chất từ các tàu dịch vụ đến các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi.
- Giới hạn khối lượng hóa chất được lưu trữ ở mức tối ưu cần thiết.
- Các hóa chất sẽ được chứa trong các thiết bị chuyên dụng có dán nhãn theo quy định của Việt Nam và quốc tế.
- Bố trí các gờ bao xung quanh các bồn chứa/thiết bị công nghệ và khu vực chứa hóa chất và lắp đặt thiết bị thu gom hóa chất khi bị rò rỉ.
- Trang bị các vật liệu thấm hút như cát, các chất hấp phụ xung quanh các khu vực chứa hóa chất.

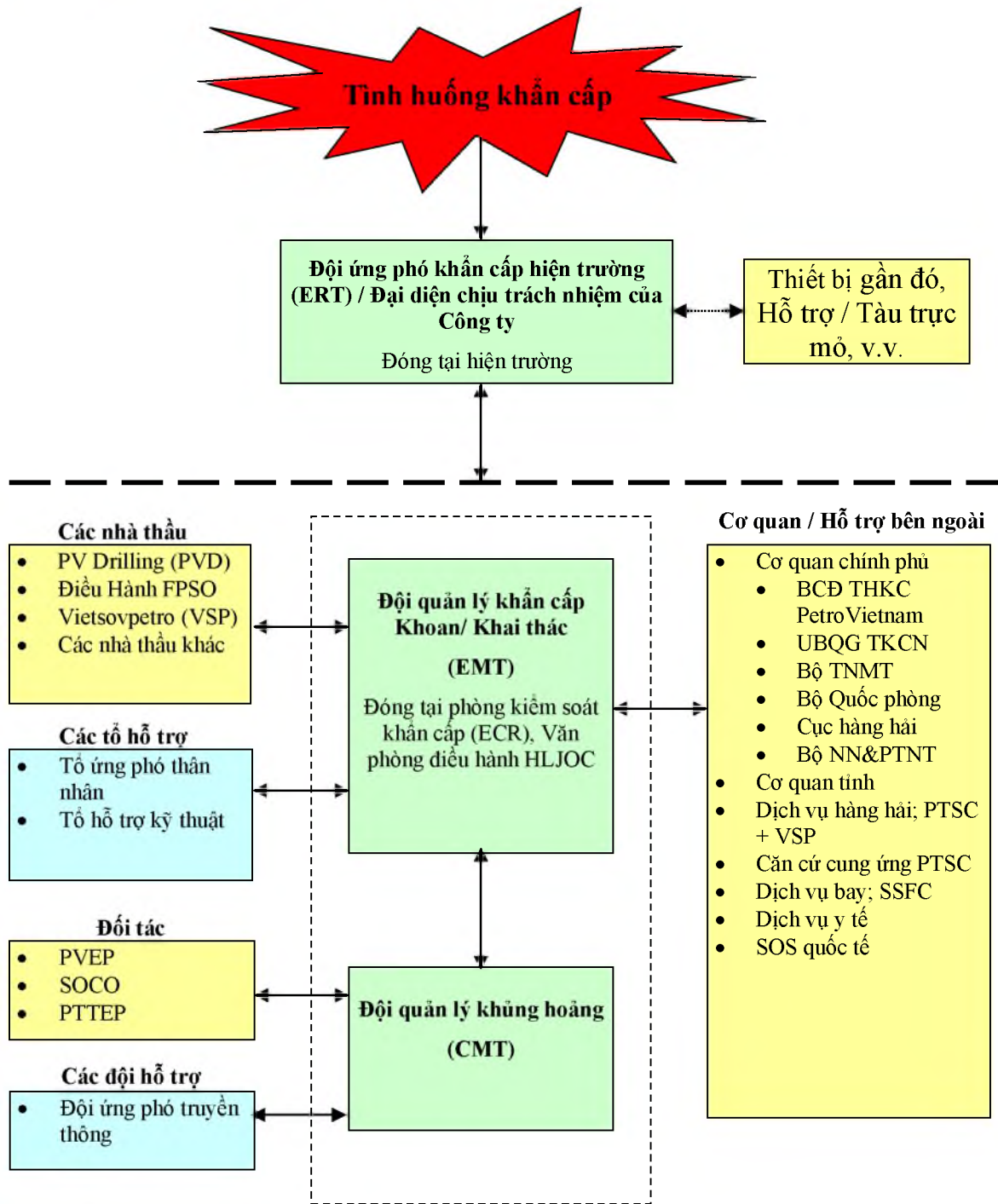
3.2.2.2.6 Quy trình ứng cứu khẩn cấp

HLJOC đã lập kế hoạch ứng phó sự cố khẩn cấp cho tất cả các hoạt động của công ty tại Lô 16-1 và đã được Bộ Công Thương phê duyệt tại Quyết định số 139/QĐ-ATMT ngày 01 tháng 11 năm 2011 và Quyết định số 170/QĐ-ATMT ngày 24 tháng 10 năm 2014.

Mục tiêu của kế hoạch này nhằm:

- Thiết lập chiến lược ứng cứu, bao gồm xác định tất cả các phương tiện và nguồn nhân lực có thể ứng phó với các THKC có thể xảy ra trong thời gian thực hiện dự án.
- Xây dựng cơ cấu tổ chức ứng cứu khẩn cấp có thể ứng phó với các THKC ở các cấp độ khác nhau.
- Quy định cụ thể trách nhiệm của từng thành viên trong cơ cấu tổ chức ứng cứu khẩn cấp.
- Chi tiết các thủ tục, quy trình thông báo nội bộ và bên ngoài cũng như các yêu cầu báo cáo các trường hợp khẩn cấp.
- Cung cấp các hướng dẫn cho từng trường hợp khẩn cấp cụ thể.
- Xác định chương trình huấn luyện các thành viên trong tổ chức ứng cứu khẩn cấp nhằm đảm bảo sẵn sàng thực hiện các nhiệm vụ trong trường hợp khẩn cấp.
- Tạo cơ sở để tích hợp vào hệ thống UCKC và các hoạt động thuộc kế hoạch UCKC của toàn mô Tê Giác Trắng.

Quy trình ứng cứu khẩn cấp được mô tả trong hình sau.



Hình 3.33 Quy trình ứng cứu khẩn cấp

3.3 TỔ CHỨC THỰC HIỆN CÁC CÔNG TRÌNH, BIỆN PHÁP BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG

Danh mục các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường của Dự án cũng như dự toán kinh phí và cách thức quản lý vận hành các công trình bảo vệ môi trường của dự án được trình bày tóm tắt trong bảng sau:

Bảng 3.37 Kế hoạch tổ chức và thực hiện các công trình bảo vệ môi trường

Công trình, biện pháp bảo vệ môi trường	Kế hoạch xây lắp	Kinh phí	Trách nhiệm quản lý, vận hành
GIAI ĐOẠN KHOAN			
<u>Khí thải</u> - Không cần lắp đặt các công trình bảo vệ môi trường.	Không	Không	
<u>Nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu</u> - Những chất thải này sẽ được thu gom và xử lý bằng hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu trên tàu và giàn khoan.	Các hệ thống xử lý nước thải này đã được lắp đặt sẵn trên tàu và giàn khoan	Bao gồm trong chi phí khoan	Nhà thầu khoan giếng
<u>Chất thải không nguy hại và chất thải nguy hại</u> - Chất thải thực phẩm: Được nghiền đến kích thước nhỏ hơn 25 mm bằng máy nghiền trên tàu/giàn khoan trước khi thải ra biển. - Các chất thải không nguy hại còn lại và chất thải nguy hại: + Được chứa trong các thùng chứa chuyên dụng và phân loại thành phế liệu để thu hồi, tái chế, chất thải thông thường còn lại và chất thải nguy hại trên các tàu và giàn khoan. + Được vận chuyển về bờ và giao cho các đơn vị có chức năng để xử lý và thải bỏ.	- Một máy nén rác đã được lắp đặt sẵn trên tàu và giàn khoan - Các thùng chứa chuyên dụng sẽ được trang bị sẵn trên tàu và giàn khoan	Bao gồm trong chi phí khoan	HLJOC, nhà thầu khoan giếng, PTSC và các nhà thầu phụ vận chuyển xử lý
<u>DDK và mùn khoan</u> - Những chất thải này sẽ	Thiết bị xử lý mùn	Thiết bị xử lý mùn khoan: bao gồm trong	Nhà thầu khoan giếng

Công trình, biện pháp bảo vệ môi trường	Kế hoạch xây lắp	Kinh phí	Trách nhiệm quản lý, vận hành
<p>được thu gom và xử lý bằng thiết bị xử lý mùn khoan hiệu suất cao (Cutting Dryer & Centrifuge) trên giàn khoan.</p> <p>- Giám sát/phân tích chất lượng mùn khoan thải với nhà thầu có đủ năng lực.</p>	<p>khoan được thuê và lắp đặt trên giàn khoan.</p>	<p>chi phí thuê giàn khoan.</p> <p>Chi phí phân tích mùn khoan thải khoảng 0,6 tỷ VNĐ (24.000 USD). (Các chi phí này nằm trong chi phí giếng khoan).</p>	
GIẢI ĐOẠN VẬN HÀNH KHAI THÁC			
<p><u>Nước khai thác</u></p> <p>- Hệ thống xử lý nước khai thác hiện hữu đã được lắp đặt trên giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1, công suất xử lý vẫn đảm bảo lượng thải của các giếng mới, hàm lượng dầu thải dưới 40 mg/l theo đúng quy định.</p> <p>- Hợp đồng phân tích định kỳ theo quý với Phòng thí nghiệm trên bờ để kiểm soát chất lượng nước thải.</p>	<p>- Không</p>	<p>Nằm trong chi phí vận hành khai thác</p>	<p>HLJOC và BAB/Vietsovpetro</p>

3.4 NHẬN XÉT VỀ MỨC ĐỘ CHI TIẾT, ĐỘ TIN CẬY CỦA CÁC KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ, DỰ BÁO

3.4.1 Mức độ chi tiết của ĐTM

Tác động tiềm ẩn được xác định và đánh giá đối với từng giai đoạn của Dự án. Các đánh giá với mức độ chi tiết cần thiết theo yêu cầu của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT như sau:

- Xác định nguồn gây tác động đến môi trường, phát sinh từ các hoạt động trong từng giai đoạn của Dự án.
- Xác định đối tượng bị tác động chính.
- Định lượng các nguồn tác động môi trường.

- Đánh giá mức độ tác động đến môi trường và kinh tế-xã hội.
- Xác định được các rủi ro có thể xảy ra trong quá trình thực thi Dự án.
- Dự đoán sự phân tán của mùn khoan thải và nước khai thác bằng phần mềm CHEMMAP.

3.4.2 Độ tin cậy của ĐTM

Độ tin cậy của quá trình đánh giá được thể hiện ở:

- Tính toàn diện và độ tin cậy của phương pháp ĐTM.
- Số liệu xác định phong môi trường nền được HLJOC kết hợp với VPI-CPSE.
- Số liệu giám sát môi trường sau khoan tại một số Dự án tương tự đã triển khai ở Việt Nam.
- Số liệu hải dương học và khí tượng hải văn giai đoạn 2017-2021 được thu thập từ Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ.
- Cập nhật số liệu mới về khí tượng thủy văn, điều kiện tự nhiên, môi trường và kinh tế-xã hội được HLJOC kết hợp với VPI-CPSE thu thập từ các sở ban ngành ở các tỉnh ven biển như tỉnh Bình Thuận và Ninh Thuận và các cơ quan nghiên cứu.
- Kinh nghiệm điều hành và hoạt động trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí của HLJOC.
- Hệ thống quản lý An toàn, Sức khỏe và Môi trường của HLJOC được thiết lập và thực hiện theo các tiêu chuẩn quốc tế dưới sự đóng góp của các bên tham gia và đặc biệt là các chuyên gia an toàn sức khỏe và môi trường;
- VPI-CPSE là đơn vị đầu ngành có nhiều kinh nghiệm nhất trong việc đánh giá tác động môi trường cho các Dự án dầu khí ngoài khơi.

CHƯƠNG 4. PHƯƠNG ÁN CẢI TẠO, PHỤC HỒI MÔI TRƯỜNG, PHƯƠNG ÁN BỒI HOÀN ĐA DẠNG SINH HỌC

Phương án cải tạo, phục hồi môi trường, phương án bồi hoàn đa dạng sinh học chỉ yêu cầu đối với các dự án khai thác khoáng sản, dự án chôn lấp chất thải, dự án có phương án bồi hoàn đa dạng sinh học. Do đó, dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022” là dự án khoan khai thác dầu khí nên không thuộc đối tượng thực hiện phương án cải tạo, phục hồi môi trường, phương án bồi hoàn đa dạng sinh học.

CHƯƠNG 5. CHƯƠNG TRÌNH QUẢN LÝ VÀ GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG

5.1 CHƯƠNG TRÌNH QUẢN LÝ MÔI TRƯỜNG

Với mục đích bảo vệ môi trường, giảm thiểu các tác động trong quá trình phát triển mỏ Tê Giác Trắng, Công ty HLJOC đã xây dựng một Chương trình quản lý Môi trường. Chương trình này sẽ được áp dụng cho toàn bộ hoạt động của Dự án tại mỏ TGT.

Nội dung cụ thể của chương trình quản lý môi trường được thể hiện trong các bảng sau.

Bảng 5.1 Chương trình quản lý môi trường cho dự án Phát triển toàn mở Tê Giác Trắng

Các giai đoạn của dự án	Các hoạt động của Dự án	Các tác động môi trường	Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường	Thời gian thực hiện
Giai đoạn khoan	<ul style="list-style-type: none"> • Hoạt động của các thiết bị/động cơ trên các tàu hỗ trợ và giàn khoan • Hoạt động thử vỉa 	<ul style="list-style-type: none"> • Khí thải làm giảm chất lượng môi trường không khí. • Góp phần tăng lượng khí nhà kính gây biến đổi khí hậu 	<ul style="list-style-type: none"> - Giàn khoan và tàu dịch vụ hỗ trợ sẽ có đầy đủ các chứng chỉ về ngăn ngừa ô nhiễm không khí theo Quy định 5, Phụ lục VI của Công ước MARPOL 73/78 - Quy phạm các hệ thống ngăn ngừa ô nhiễm biển của tàu. - Các thiết bị trên giàn khoan sẽ được bảo trì, bảo dưỡng định kỳ; - Các nhân viên đều được đào tạo chuyên môn để đảm bảo hiệu quả vận hành; - Hệ thống đốt được đốt trong quá trình thử vỉa được thiết kế với các đầu đốt có hiệu suất đốt cao giảm thiểu phân khí không cháy hoàn toàn ra môi trường. 	Trong suốt thời gian khoan
	<ul style="list-style-type: none"> • Hoạt động khoan 	<ul style="list-style-type: none"> • Chất thải khoan gây ảnh hưởng đến chất lượng nước biển, chất lượng trầm tích và động vật đáy 	<ul style="list-style-type: none"> - Sử dụng DDK nền nước và nền không nước thân thiện với môi trường, có độ phân rã sinh học cao và đã được BTNMT cấp phép. - Lắp đặt một hệ thống tuần hoàn DDK hiệu suất cao trên giàn khoan, công suất > 90%; - Lựa chọn các hóa chất phụ gia cho DDK có độ độc thấp và khả năng phân hủy sinh học cao. Giảm thiểu lượng hóa chất sử dụng và hạn chế thải ra môi trường; - Đảm bảo thiết bị kiểm soát hoạt động tốt để xử lý hàm lượng DDK nền không nước bám dính trong mùn khoan thải đến mức bằng hoặc thấp hơn giới hạn cho phép (9,5% trọng lượng) theo QCVN 36:2010/BTNMT - Tối ưu việc sử dụng & thu hồi DDK và xi măng; - Bảo trì và giám sát hệ thống xử lý mùn khoan và DDK để giảm thiểu đổ tràn hóa chất và dung dịch xuống biển. - DDK nền không nước sau khi sử dụng sẽ được đem về bờ và lưu trữ tại cơ sở của nhà thầu cung cấp dung dịch khoan để dùng lại trong 	Trong suốt thời gian khoan

Các giai đoạn của dự án	Các hoạt động của Dự án	Các tác động môi trường	Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường	Thời gian thực hiện
			chiến dịch sau và chuyển giao cho nhà thầu xử lý chất thải nguy hại để đốt bỏ sau khi ngừng sử dụng.	
	<ul style="list-style-type: none"> •Hoạt động của công nhân thi công trên các tàu hỗ trợ và giàn khoan •Hoạt động rửa sàn và các khu vực đặt thiết bị máy móc 	<ul style="list-style-type: none"> •Xả thải nước thải sinh hoạt, nước rửa sàn tàu và nước mưa chảy tràn làm ô nhiễm môi trường biển 	<ul style="list-style-type: none"> - Nước thải sinh hoạt phát sinh trên tàu và giàn khoan sẽ được thu gom và xử lý tuân theo các quy định của Thông tư 02/2022/BTNMT và đáp ứng yêu cầu của Phụ lục IV của Công ước MARPOL về ngăn ngừa ô nhiễm nước thải từ tàu thuyền trước khi thải xuống biển - Nước sàn nhiễm dầu phát sinh từ các khu vực công nghệ, đặt máy móc sẽ được thu gom và xử lý tuân theo quy định của Thông tư 02/2022/BTNMT và Phụ lục 1, Công ước MARPOL bằng thiết bị tách dầu/nước trước khi thải xuống biển. - Tất cả nước nhiễm dầu trên boong sàn sẽ được thu gom riêng biệt và được xử lý đạt tiêu chuẩn hàm lượng dầu trong nước thải <15 mg/l trước khi thải xuống biển; - Lắp đặt thiết bị đo hàm lượng dầu tại vị trí trước khi thải xuống biển 	Trong suốt thời gian khoan
	<ul style="list-style-type: none"> •Hoạt động khoan •Sinh hoạt của người lao động trên giàn khoan và tàu dịch vụ; 	Phát sinh chất thải rắn bao gồm: <ul style="list-style-type: none"> • Chất thải không nguy hại (chất thải thực phẩm, phế liệu để thu hồi, tái chế và chất thải thông thường còn lại) • Chất thải nguy hại 	<ul style="list-style-type: none"> - Phân loại chất thải rắn phát sinh tại nguồn theo đúng quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT. - Trang bị các thùng chứa chất thải có nắp đậy để tránh rơi vãi, đặt các lưới chắn để ngăn rơi vãi từ trên tàu và phương tiện xuống biển. - Thực phẩm thừa sẽ được nghiền nhỏ đến kích thước 25 mm trước khi thải. - Phế liệu để thu hồi, tái chế, chất thải thông thường còn lại và chất thải nguy hại được phân loại, chứa trong các thiết bị, dụng cụ kín, có dán nhãn để nhận biết loại chất thải và định kỳ được vận chuyển về bờ bằng tàu có giấy chứng nhận vận chuyển hàng nguy hiểm do cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền cấp và hợp đồng với đơn vị chức năng trên bờ tiếp nhận, xử lý theo quy định. 	<ul style="list-style-type: none"> • Trong suốt thời gian khoan

Các giai đoạn của dự án	Các hoạt động của Dự án	Các tác động môi trường	Các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường	Thời gian thực hiện
	<ul style="list-style-type: none"> Hoạt động của tàu dịch vụ từ Vũng Tàu đến mỏ TGT 	<ul style="list-style-type: none"> Tác động đến hoạt động giao thông biển. 	<ul style="list-style-type: none"> Ghi chép và báo cáo loại chất thải và lượng chất thải phát sinh, vận chuyển vào bờ. Kiểm tra và giám sát việc thu gom, dán nhãn và lưu chứa chất thải trên giàn khoan. Thông báo cho các nhà chức trách kế hoạch di chuyển, định vị giàn khoan, thời gian khoan trước khi bắt đầu các hoạt động khoan Tàu trực mỏ và tàu cảnh giới sẽ trực tại khu vực dự án 24/24 để giám sát 	<p>Trong suốt thời gian khoan</p>
<p>Giai đoạn vận hành khai thác</p>	<ul style="list-style-type: none"> Hoạt động khai thác từ 04 giếng khoan mới và 01 giếng thăm lượng của dự án 	<ul style="list-style-type: none"> Nước khai thác thải gây ảnh hưởng đến chất lượng nước biển ngoài khơi và hệ sinh thái biển 	<p>Duy trì áp dụng các biện pháp hiện hữu, bao gồm:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nước khai thác thải sẽ được xử lý bằng hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1 và giàn H1-WHP, đảm bảo hàm lượng dầu đầu ra không quá 40 mg/l của QCVN 35:2010/BTNMT; Định kỳ 03 tháng/lần, nước thải tại đầu ra của thiết bị xử lý nước khai thác được lấy mẫu và đưa vào bờ để phân tích. 	<p>Trong suốt giai đoạn vận hành khai thác</p>

5.2 CHƯƠNG TRÌNH QUAN TRẮC, GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG CỦA CHỦ DỰ ÁN

Chương trình giám sát môi trường (GSMT) được thiết lập với mục đích quan trắc chất lượng môi trường tại khu vực mỏ TGT nhằm đánh giá các tác động tiêu cực của dự án đến môi trường và kịp thời phát hiện các biến động bất thường để điều chỉnh các giải pháp giảm thiểu.

Chương trình GSMT của dự án bao gồm các chương trình sau:

- Chương trình giám sát chất thải tại nguồn;
- Chương trình giám sát môi trường xung quanh cho giai đoạn vận hành khai thác.

Các chương trình giám sát được trình bày cụ thể như sau:

5.2.1 Chương trình giám sát chất thải tại nguồn

5.2.1.1 Giai đoạn khoan

❖ Giám sát khí thải

Các tác động phát sinh khí thải trong giai đoạn khoan chủ yếu phát sinh từ hoạt động của các động cơ máy móc, thiết bị trên giàn khoan, tàu hỗ trợ và hoạt động thử vỉa. Hiện nay, Việt Nam chưa có quy định đặc thù về giám sát khí thải cho các phương tiện hoạt động ngoài khơi nên không thuộc đối tượng phải thực hiện giám sát khí thải.. HLJOC sẽ giám sát việc thực hiện các biện pháp giảm thiểu như đã trình bày trong mục 3.1.2.2, Chương 3.

❖ Giám sát nước thải

Nguồn nước thải phát sinh trong giai đoạn này chủ yếu là nước thải sinh hoạt, nước sần tàu nhiễm dầu từ sần tàu, giàn khoan tham gia khoan. Nước thải sinh hoạt, nước thải nhiễm dầu sẽ được thu gom, xử lý theo từng loại bằng các thiết bị được trang bị trên giàn khoan/ tàu.

- **Đối với nước thải sinh hoạt:** sẽ được thu gom, xử lý bằng các thiết bị xử lý có sẵn trên tàu đáp ứng các yêu cầu của Công ước Marpol và Thông tư 02/2022/TT-BTNMT. Theo khoản 6c Điều 44 của Thông tư 02/2022/TT-BTNMT, do dự án cách bờ khoảng 96km (lớn hơn 12 hải lý) nên nước thải sinh hoạt được thu gom, xử lý và được phép thải xuống biển. Vì vậy, sẽ không thuộc đối tượng phải thực hiện giám sát nước thải sinh hoạt.
- **Đối với nước thải nhiễm dầu:** sẽ được thu gom, xử lý bằng các thiết bị xử lý có sẵn trên tàu/giàn khoan đáp ứng các yêu cầu theo phụ lục I của Công ước Marpol và Khoản 5b Điều 44 của Thông tư 02/2022/TT-BTNMT là đạt hàm lượng dầu < 15 mg/l trước khi thải xuống biển. Hiện nay, Việt Nam chưa có quy định đặc thù về giám sát nước thải định kỳ cho các phương tiện hoạt động ngoài khơi nên không thuộc đối tượng phải thực hiện giám sát nước thải định

kỳ. HLJOC sẽ thường xuyên kiểm tra nhật ký vận hành của hệ thống xử lý nước thải nhằm đảm bảo hệ thống xử lý luôn hoạt động tốt.

❖ Giám sát chất thải rắn

Nhà thầu khoan sẽ áp dụng các biện pháp thu gom, vận chuyển và xử lý chất thải rắn như đã trình bày trong mục 3.1.2.4 và 3.1.2.5 Chương 3. HLJOC sẽ giám sát việc phân loại, chuyển giao chất thải rắn sinh hoạt, chất thải không nguy hại (chất thải thực phẩm, phế liệu để thu hồi, tái chế, chất thải thông thường còn lại) và chất thải nguy hại tại nguồn theo quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT

❖ Giám sát chất thải khoan

HLJOC dự kiến sử dụng dung dịch khoan nền nước và dung dịch khoan nền không nước trong suốt quá trình khoan của Dự án. Chương trình giám sát chất thải khoan bao gồm:

- Đối với dung dịch khoan nền nước và mùn khoan nền nước

Theo quy định của 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*, mùn khoan và DDK nền nước được phép thải bỏ tại vị trí cách bờ, khu nuôi trồng thủy sản, khu bảo vệ thủy sinh, khu vui chơi dưới nước hơn 3 hải lý. Khu vực Dự án cách bờ khoảng 96km (lớn hơn 3 hải lý) nên mùn khoan và dung dịch khoan nền nước của Dự án được phép thải xuống biển nên không thuộc đối tượng phải thực hiện giám sát tại nguồn.

- Đối với DDK nền không nước sau khi sử dụng được thu gom, vận chuyển vào bờ để tái sử dụng cho hoạt động khoan tiếp theo hoặc chuyển giao cho đơn vị có chức năng xử lý như chất thải nguy hại.
- Đối với mùn khoan nền không nước HLJOC sẽ thực hiện giám sát theo quy định của QCVN 36:2010/BTNMT như sau: Lấy mẫu mùn khoan đại diện tại đầu ra của hệ thống sàng rung và đầu ra của thiết bị ly tâm trước khi thải để phân tích hàm lượng dầu trong mùn khoan đảm bảo không vượt quá 9,5% tính theo trọng lượng ướt.

Tần suất và vị trí giám sát mùn khoan nền không nước được trình bày trong bảng sau.

Bảng 5.2 Tần suất và vị trí giám sát mùn khoan nền không nước thải

Loại chất thải	Tiêu chuẩn áp dụng	Thông số giám sát	Giá trị giới hạn	Tần suất	Số lượng mẫu	Vị trí lấy
Mùn khoan nền không nước	QCVN 36:2010 /BTNMT	DDK nền không nước trong mùn khoan	9,5% tính theo trọng lượng ướt	02 lần/ngày	2 mẫu	- Đầu ra của thiết bị xử lý làm khô mùn khoan. - Đầu ra của Thiết bị ly tâm trên giàn khoan.

5.2.1.2 Giai đoạn khai thác

❖ Giám sát khí thải

Dự án không phát sinh khí thải trong giai đoạn vận hành nên Dự án không thực hiện giám sát nguồn thải cho khí thải trong giai đoạn vận hành khai thác.

❖ Giám sát nước thải

Toàn bộ lưu lượng khai thác từ các giàn khai thác hiện hữu của mỏ Tê Giác Trắng được đưa về giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1 để xử lý. Do đó, nguồn thải định kỳ phát sinh từ mỏ Tê Giác Trắng hiện hữu cũng như các nguồn phát sinh từ dự án trong tương lai đều xử lý và thải tập trung tại giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1.

Do đó, Khi Dự án đi vào hoạt động, HLJOC sẽ tiếp tục thực hiện giám sát nước khai thác thải tại giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1. Chương trình GSMT nguồn thải cho Dự án tương tự chương trình GSMT đã được phê duyệt trong báo cáo ĐTM PTTM Tê Giác Trắng 2019 và cập nhật theo các quy định mới của Nghị định 08/2022/NĐ-CP ban hành ngày 10 tháng 01 năm 2022, cụ thể như sau:

➤ Giám sát nguồn thải tự động liên tục

Căn cứ Khoản 3a Điều 54 Nghị định 08/2022/NĐ-CP, các tổ chức tiến hành hoạt động dầu khí trên biển không phải thực hiện quan trắc nước thải tự động đối với nước khai thác thải.

➤ Giám sát nguồn thải định kỳ

Công tác quan trắc định kỳ đối với nước khai thác thải tại giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1 được thực hiện như sau.

Bảng 5.3 Vị trí và tần suất lấy mẫu của chương trình giám sát nguồn thải

Chất thải	Vị trí	Số lượng mẫu	Tần suất	Thông số giám sát	Quy chuẩn so sánh
Nước khai thác	- Đầu ra HTXL nước khai thác trên giàn H1-WHP - Đầu ra HTXL nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1	04 mẫu	Hàng quý	Hàm lượng dầu	QCVN 35:2010/BTNMT

❖ Giám sát chất thải rắn

HLJOC sẽ giám sát nhà thầu VSP (nhà thầu vận hành khai thác mỏ TGT) theo đúng các điều khoản của hợp đồng về việc thu gom, phân loại chất thải tại nguồn, giám sát quá trình vận chuyển bằng tàu có giấy chứng nhận vận chuyển hàng nguy hiểm và quá trình xử lý chất thải của đơn vị chức năng xử lý trên bờ đồng thời yêu cầu các đơn vị báo cáo về kết quả thực hiện bằng các chứng từ liên quan tuân thủ các quy định của Nghị định số 08/2022/NĐ-CP và Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT.

- Thông số giám sát: lượng chất thải rắn mỗi loại phát sinh (phế liệu để thu hồi, tái chế, chất thải thông thường còn lại, chất thải nguy hại), thực hiện ghi chép và theo dõi lượng chất thải.
- Tần suất giám sát: định kỳ trước khi giao cho nhà thầu xử lý.

5.2.2 Chương trình quan trắc môi trường định kỳ ngoài khơi

Việc triển khai Dự án không làm phát sinh thêm điểm thải mới trong giai đoạn khai thác của mỏ TGT. Hiện nay, mỏ TGT đang thực hiện chương trình quan trắc môi trường định kỳ tại mỏ theo Quyết định phê duyệt số 851/QĐ-BTNMT ngày 06 tháng 04 năm 2020 cho Báo cáo ĐTM dự án “Kế hoạch phát triển mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh”. Đối chiếu với hướng dẫn tại Khoản 2a Điều 53 của Thông tư 02/2022/TT-BTNMT ban hành ngày 10/01/2022. Theo đó, mạng lưới lấy mẫu và các thông số lấy mẫu hiện hành đều tương thích. Do đó, sau khi đưa Dự án vào khai thác, HLJOC đề xuất tiếp tục thực hiện chương trình giám sát môi trường định kỳ hiện đang thực hiện và cập nhật cho phù hợp với quy định hiện hành, cụ thể như sau:

➤ **Tần suất quan trắc**

- + Tiếp tục thực hiện định kỳ 3 năm/lần.

➤ **Mạng lưới quan trắc và chỉ tiêu phân tích**

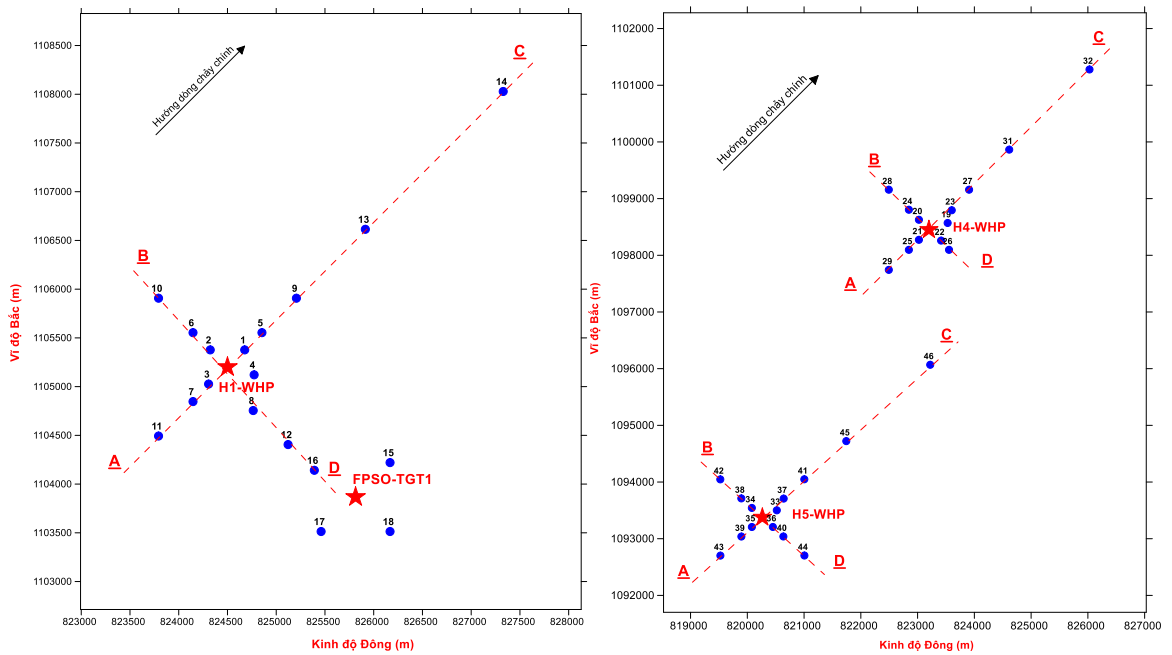
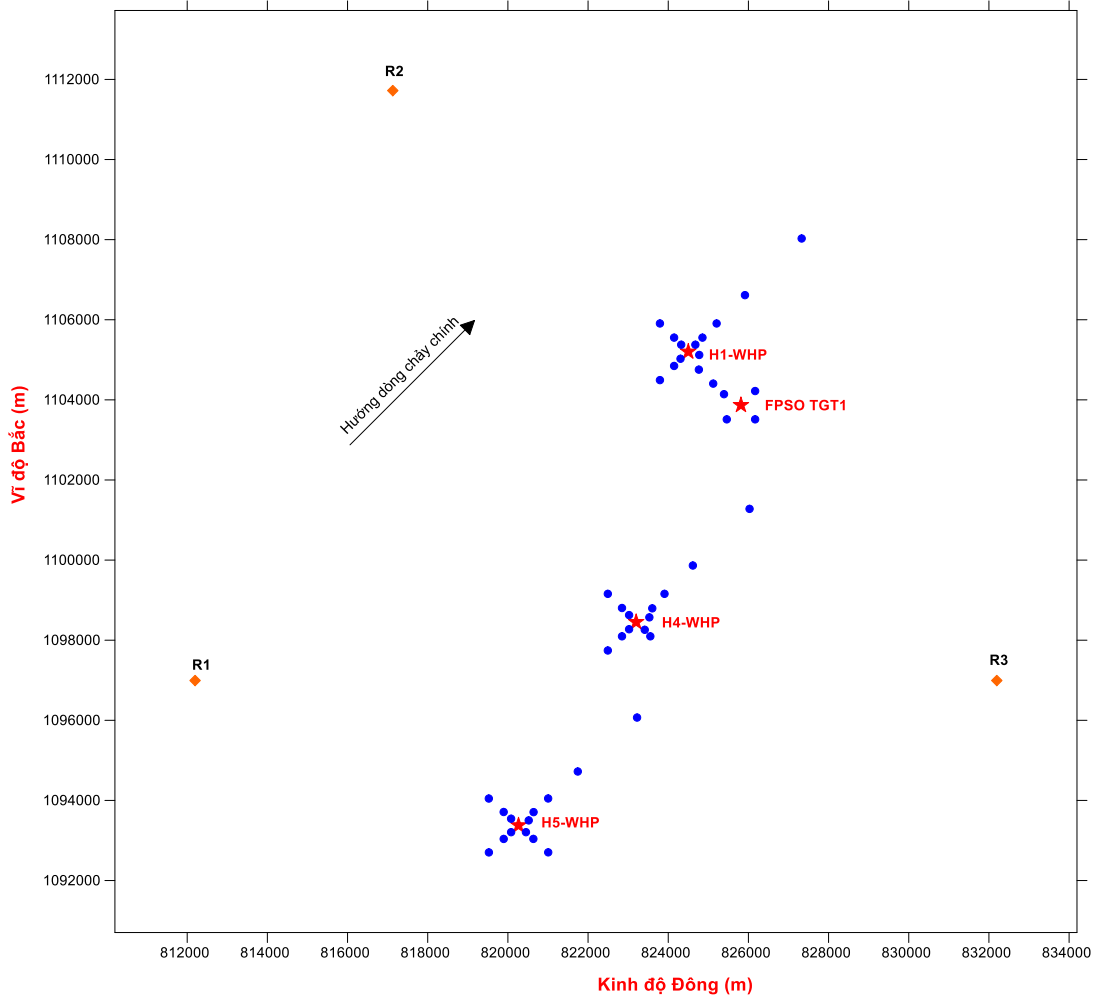
Mạng lưới quan trắc chất lượng môi trường được thiết lập theo mạng lưới tỏa tròn trên hai trục vuông góc với tâm mạng lưới là giàn H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP,

tàu FPSO Armada TGT1. Tọa độ các trạm lấy mẫu trình bày trong **Bảng 5.4**. Sơ đồ mạng lưới GSMT ngoài khơi được trình bày trong **Hình 5.1**.

Bảng 5.4 Tọa độ các trạm lấy mẫu quan trắc môi trường ngoài khơi

Tên trạm	Tọa độ lấy mẫu		Khoảng cách đến công trình (m)
	Vĩ độ Bắc (m)	Kinh độ Đông (m)	
H1-WHP	1104650	824200	-
1	1105368,8	824677,2	250
2	1105311,2	824316,6	250
3	1105025,4	824329,9	250
4	1104955,8	824631,0	250
5	1105547,7	824846,7	500
6	1105557,6	824152,6	500
7	1104833,5	824158,0	500
8	1104780,6	824788,9	500
9	1105897,8	825208,9	1.000
10	1105908,9	823802,9	1.000
11	1104486,6	823782,3	1.000
12	1104430,2	825149,6	1.000
13	1106612,9	825917,6	2.000
14	1108030,7	827326,8	4.000
FPSO Armada TGT1	1102882,2	825967,8	-
15	1104227,3	826145,2	500
16	1104174,7	825418,5	500
17	1103509,0	825464,3	500
18	1103516,7	826177,1	500
H4-WHP	1096993,5	822196,6	
19	1098638,1	823390,0	250
20	1098624,9	823036,8	250
21	1098277,5	823020,1	250
22	1098270,5	823375,9	250
23	1098815,2	823567,8	500
24	1098813,6	822860,8	500
25	1098101,8	822850,2	500

Tên trạm	Tọa độ lấy mẫu		Khoảng cách đến công trình (m)
	Vĩ độ Bắc (m)	Kinh độ Đông (m)	
26	1098088,1	823564,3	500
27	1099156,2	823909,4	1.000
28	1099176,6	822494,6	1.000
29	1098587,5	823205,4	1.000
30	1099851,0	824614,3	2.000
31	1101280,8	826018,8	4.000
32	1093552,3	820456,7	250
H5-WHP	1093375	820265	-
33	1093536,1	820072,3	250
34	1093215,6	820073,3	250
35	1093216,2	820452,7	250
36	1093717,7	820627,7	500
37	1093711,8	819880,9	500
38	1093049,1	819904,9	500
39	1093046,4	820636,6	500
40	1094053,4	820989,2	1.000
41	1094030,6	819560,4	1.000
42	1092712,4	819528,2	1.000
43	1092711,6	821000,2	1.000
44	1094733,5	821729,9	2.000
45	1096071,0	823224,7	4.000
Trạm tham khảo			
R1	1097017,6	812194,7	10.000
R2	1111692,6	817090,4	10.000
R3	1097007,4	832183,6	10.000



Hình 5.1 Mạng lưới giám sát môi trường ngoài khơi định kỳ

- **Thông số quan trắc**

Các thông số quan trắc chất lượng nước biển và trầm tích đáy cho khu vực khảo sát tuân thủ quy định của Thông tư số 02/2022/TT-BTNMT. Các thông số quan trắc được trình bày trong bảng sau:

Bảng 5.5 Các thông số giám sát môi trường

Đối tượng quan trắc	Thông số quan trắc
Mẫu nước biển	
Nước biển	<ul style="list-style-type: none"> - Các thông số đo đạc tại hiện trường: Nhiệt độ, pH, hàm lượng oxy hòa tan (DO), độ mặn. - Các thông số phân tích trong phòng thí nghiệm: Tổng hydrocacbon (THC), tổng chất rắn lơ lửng (TSS), kim loại (Zn, Hg, Cd, tổng Cr, Cu, As, Pb, Ba)
Mẫu trầm tích	
Phân tích hóa học	<ul style="list-style-type: none"> - Đặc điểm trầm tích đáy - Tổng hàm lượng vật chất hữu cơ (TOM) - Phân bố độ hạt, nhiệt độ, độ ẩm, pH - Tổng hàm lượng hydrocacbon (THC) - Hàm lượng của 16 hydrocacbon thơm đa vòng (PAH) và NPD và các đồng đẳng alkyl C1-C3 của NPD (NPD là tổng của naphthalene, phenanthrene / anthracene, dibenzothiophene) tại tất cả điểm thuộc vòng 250 m, một điểm thuộc vòng 1.000 m theo hướng dòng chảy ưu thế, các điểm đối chiếu và các điểm khi có hàm lượng Tổng hydrocarbon (THC) lớn hơn 50 mg/kg khô - Kim loại nặng (Cd, Pb, Ba, Cr, Cu, Zn, As, Hg)
Phân tích sinh học	<ul style="list-style-type: none"> - Quần xã động vật đáy (số loài, mật độ, danh sách loài, các loài chiếm ưu thế, chỉ số Hs, Pielou (J), ES100).

CHƯƠNG 6. KẾT QUẢ THAM VẤN

Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2022”, được triển khai tại vùng biển ngoài khơi Đông Nam Việt Nam và là khu vực đã và đang diễn ra các hoạt động khai thác dầu khí. Tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu là nơi tiếp nhận chất thải vào bờ của Dự án. Do đó, theo quy định tại Điều 33 Luật Bảo vệ môi trường và Điều 26 Nghị định 08/2022/NĐ-CP, Chủ dự án đã tiến hành tham vấn ý kiến của Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, ý kiến của 03 chuyên gia và đăng tải trên trang thông tin điện tử của Bộ TNMT (cơ quan thẩm định báo cáo ĐTM của Dự án) để hoàn thiện nội dung báo cáo theo đúng quy định của Nghị định 08/2022/NĐ-CP.

6.1 THAM VẤN CỘNG ĐỒNG

6.1.1 Quá trình tổ chức thực hiện tham vấn cộng đồng

6.1.1.1 Tham vấn thông qua đăng tải trên trang thông tin điện tử

Để thực hiện tham vấn thông qua đăng tải trên trang thông tin điện tử, HLJOC đã gửi văn bản số xxx/ATMT ngày xxx/xxx/2022 kèm theo báo cáo ĐTM và báo cáo tóm tắt ĐTM của Dự án gửi Bộ Tài nguyên Môi trường:

- Cơ quan quản lý trang thông tin điện tử: Cổng thông tin điện tử của Bộ TNMT
- Đường dẫn trên internet tới nội dung được tham vấn: xxx
- Thời điểm đăng tải: từ ngày xxx - xxx/2022
- Thời gian đăng tải: 15 ngày

Kết quả tham vấn báo cáo ĐTM của Dự án đăng tải trên Cổng thông tin điện tử của Bộ TNMT theo văn số xxx/VP-CTTĐT ngày xxx/2022 của Văn phòng Bộ TNMT được đính kèm trong Phụ lục 1 của báo cáo.

6.1.1.2 Tham vấn bằng văn bản

HLJOC đã gửi văn bản xin tham vấn số xxx/ATMT ngày xxx/2022 kèm theo báo cáo ĐTM của Dự án đến UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu để tham vấn.

Sau khi tham vấn Sở TNMT và các đơn vị có liên quan, UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu có văn bản số/UBND-... ngày ../xxx/2022 trả lời ý kiến tham vấn báo cáo ĐTM của Dự án (đính kèm trong Phụ lục 1 của báo cáo).

6.1.2 Kết quả tham vấn cộng đồng

Ý kiến, kiến nghị của các đối tượng được tham vấn cộng đồng và ý kiến giải trình tiếp thu kết quả tham vấn, hoàn thiện báo cáo đánh giá tác động môi trường của HLJOC được trình bày trong bảng sau

Bảng 6.1 Kết quả tham vấn ý kiến cộng đồng

Nội dung	Ý kiến góp ý	Nội dung tiếp thu, hoàn thiện hoặc giải trình	Cơ quan, tổ chức/cộng đồng dân cư/đối tượng quan tâm
I. Tham vấn thông qua đăng tải trên Hệ thống tham vấn đánh giá tác động môi trường và Công khai Báo cáo đề xuất cấp giấy phép môi trường của Bộ Tài nguyên và Môi trường			
-		-	
II. Tham vấn bằng văn bản đối với UBND tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu			
Vị trí thực hiện dự án đầu tư			
Tác động môi trường của dự án			
Biện pháp giảm thiểu tác động xấu đến môi trường	-		
Chương trình quản lý và giám sát môi trường; phương án phòng ngừa, ứng phó SCMT	-		
Các ý kiến khác			

6.2 THAM VẤN CHUYÊN GIA, NHÀ KHOA HỌC, CÁC TỔ CHỨC CHUYÊN MÔN

Dự án có lưu lượng xả tối đa của nước khai thác thải là 1.986 m³/ngày.

Theo quy định tại Khoản 4c Điều 26 Nghị định 08/2022/NĐ-CP ngày 10/01/2022, dự án được quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Nghị định này có lưu lượng xả trực tiếp ra môi trường nước thải <10.000 m³/ngày, trong quá trình lập báo cáo ĐTM phải thực hiện tham vấn ít nhất 03 chuyên gia, nhà khoa học.

HLJOC đã thực hiện tham vấn 03 chuyên gia (xxx) theo văn bản xxx/ATMT ngày xxx/xxx/2022 kèm theo báo cáo ĐTM của Dự án và nhận được ý kiến góp ý của các chuyên gia (đính kèm trong Phụ lục 1 của báo cáo). Chi tiết các ý kiến góp ý của các chuyên gia và việc giải trình tiếp thu kết quả tham vấn, hoàn thiện báo cáo ĐTM được trình bày trong bảng sau:

Bảng 6.2 Kết quả tham vấn các chuyên gia

Nội dung	Ý kiến góp ý	Nội dung tiếp thu, hoàn thiện hoặc giải trình	Tổ chức, chuyên gia, nhà khoa học
I. Tham vấn thông qua đăng tin trên trang thông tin điện tử			
Vị trí thực hiện dự án đầu tư		-	
Tác động môi trường của dự án		-	
Biện pháp giảm thiểu tác động xấu đến môi trường		-	
Chương trình quản lý và giám sát môi trường; phương án phòng ngừa, ứng phó SCMT			
II. Tham vấn bằng văn bản			
Vị trí thực hiện dự án đầu tư			
Tác động môi trường của dự án			
Biện pháp giảm thiểu tác động xấu đến môi trường			
Chương trình quản lý và giám sát môi trường; phương án phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường			
Các nội dung khác có liên quan đến dự án đầu tư			
III.			
Vị trí thực hiện dự án đầu tư	-		
Tác động môi trường của dự án đầu tư		-	-
Biện pháp giảm thiểu tác động xấu đến môi trường		-	-
Chương trình quản lý và giám sát môi trường; phương án phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường		-	-
Về các nội dung khác có liên quan đến dự án đầu tư		-	-

KẾT LUẬN, KIẾN NGHỊ VÀ CAM KẾT

1. KẾT LUẬN

Kế hoạch phát triển toàn mỏ TGT điều chỉnh năm 2022 được thực hiện nhằm tăng sản lượng khai thác cũng như tăng khả năng thu hồi dầu khí tại mỏ TGT, HLJOC sẽ tiến hành thực hiện Dự án với phạm vi như sau:

- Khoan 05 giếng, trong đó: 04 giếng đưa vào khai thác (01 giếng tại giàn H1-WHP, 01 giếng tại giàn H4-WHP, 02 giếng tại giàn H5-WHP) và 01 giếng thăm lượng tại tọa độ (X: 816375,2 ; Y: 1093220,6) (gần giàn H5-WHP).
- Khai thác mỏ TGT: Đưa 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H1-WHP, 1 giếng mới vào khai thác tại giàn H4-WHP, 2 giếng mới vào khai thác tại giàn H5-WHP.

Việc phát triển dự án sẽ đóng góp cho ngân sách Nhà nước một nguồn thu lớn từ lợi nhuận mà bên Việt Nam được hưởng theo hợp đồng chia sản phẩm, các loại thuế cũng như mang lại nhiều lợi ích xã hội khác từ quá trình cung cấp dịch vụ cho dự án, qua đó góp phần kích thích sự tăng trưởng của nền kinh tế Việt Nam. Tuy nhiên, bên cạnh những lợi ích mà dự án mang lại thì trong quá trình thực thi các hoạt động của dự án cũng sẽ gây ra một số tác động đến môi trường. Tất cả các tác động này đều đã được nhận diện và đánh giá một cách đầy đủ trong Chương 3. Đối với các tác động tiêu cực, HLJOC sẽ đề xuất và áp dụng các biện pháp quản lý và các biện pháp giảm thiểu khả thi nhất vào các hoạt động của Dự án.

Các tác động môi trường của dự án được tóm tắt như sau:

- **Tác động của khí thải:**

Trong giai đoạn khoan, khí thải từ các hoạt động của dự án chủ yếu phát sinh từ quá trình tiêu thụ nhiên liệu để vận hành các thiết bị/động cơ trên giàn khoan và các tàu hỗ trợ và hoạt động thử vỉa giếng thăm lượng. Tổng lượng các khí thải phát sinh trong giai đoạn khoan khoảng 152 tấn/ngày. Trong giai đoạn vận hành khai thác sẽ không phát sinh thêm khí thải do các giếng của Dự án được khai thác trên các giàn hiện hữu tại mỏ TGT.

Do môi trường tiếp nhận khí thải là vùng biển mở ngoài khơi không gần khu vực dân cư sinh sống, có chế độ sóng gió mạnh nên khả năng tiếp nhận và pha loãng khí thải tốt nên mức độ tác động của khí thải đến môi trường không khí ngoài khơi được đánh giá ở mức không đáng kể đến nhỏ.

Các biện pháp áp dụng để giảm thiểu tác động của khí thải chủ yếu là các biện pháp kiểm soát phương tiện và nhiên liệu trước khi đưa vào sử dụng. Đây là các biện pháp đơn giản, dễ kiểm tra và giám sát.

- **Tác động của mùn khoan và dung dịch khoan nền nước:**

Tổng lượng DDK nền nước và DDK khoan nền không nước sử dụng cho hoạt động khoan các giếng của Dự án lần lượt khoảng 9.250 m³ và 3.050 m³. Trong quá trình khoan, tổng lượng mùn khoan thải phát sinh ước tính khoảng 14.935 m³. Theo kết quả mô hình phân tán DDK và mùn khoan cho thấy:

- Sau 1h thải nồng độ của DDK nền nước nhanh chóng được pha loãng ở khoảng cách 2.500 m với nồng độ cao nhất của DDK trong nước biển khoảng 9.540 - 11.750 ppm (đạt mức pha loãng 85 lần) và nhanh chóng giảm xuống dưới 1.000 ppm (đạt mức pha loãng trên 1.000 lần). Ngoài ra, do thành phần của DDK nền nước thân thiện với môi trường nên quá trình thải bỏ này chỉ gây tác động nhỏ đến môi trường biển tiếp nhận.
- Mùn khoan thải sẽ sa lắng xuống đáy biển, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,5km, với diện tích phân bố khoảng 0,06km², mức độ tập trung trung bình trong khoảng 443-520 kg/m². Việc lắng đọng mùn khoan trên đáy biển sẽ làm thay đổi tính chất vật lý của trầm tích và chôn vùi cộng đồng sinh vật đáy xung quanh điểm thải. Tuy nhiên với việc chỉ sử dụng DDK nền nước nên tác động của mùn khoan thải đến môi trường sinh vật đáy được đánh giá ở mức nhỏ.

- **Tác động của chất thải lỏng:**

Nước thải sinh hoạt: Phát sinh từ nhân lực tham gia vào các hoạt động của dự án trong các giai đoạn khác nhau với tổng lượng phát sinh ước tính là:

- Giai đoạn khoan: 5.957 m³ (trung bình 29 m³/ngày);
- Giai đoạn khai thác: không phát sinh.

Nước thải nhiễm dầu: phát sinh từ các tàu, giàn tham gia vào các giai đoạn khác nhau của dự án với tổng lượng phát sinh ước tính là:

- Giai đoạn khoan: 418 m³ (trung bình 2 m³/ngày);
- Giai đoạn khai thác: không đáng kể, chủ yếu là nước khai thác thải.

Nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu sẽ được thu gom và xử lý đúng theo quy định của Công ước Marpol và QCVN 26:2018/BGTVT trước khi thải ra môi trường nên tác động môi trường được đánh giá ở mức nhỏ.

Nước khai thác thải: Dự án có lưu lượng xả tối đa của nước khai thác thải là 1.986 m³/ngày (Lưu lượng khai thác phát sinh tối đa là khoảng 20.193 m³/ngày tại HTXL tại mỏ TGT (năm 2025)). Nước khai thác được đưa về hệ thống xử lý nước khai thác hiện hữu trên FPSO Armada TGT1 và H1-WHP tại mỏ TGT (đủ công suất tiếp nhận và xử lý) để đạt hàm lượng dầu trong nước không vượt quá 40 mg/l trước khi thải theo quy định của QCVN 35:2010/BTNMT. Sau khi thải ra, nước khai thác sẽ nhanh chóng được phân tán, pha loãng trong môi trường nước nên tác động của nó đến môi trường và sinh vật biển ở mức nhỏ.

Các thiết bị xử lý nước thải phát sinh từ Dự án là các thiết bị lắp đặt sẵn trên tàu /giàn khoan và giàn dầu giếng đều được yêu cầu kiểm soát trước khi đưa vào sử

dụng, đảm bảo khả năng xử lý nước thải phát sinh từ Dự án. Do đó các biện pháp giảm thiểu này là khả thi và mang lại hiệu quả tốt sau khi áp dụng.

- **Tác động của chất thải không nguy hại (chất thải sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp thông thường) và chất thải nguy hại:**

Chất thải thực phẩm sẽ được nghiền nhỏ (dưới 25 mm) trước khi thải xuống biển. Phế liệu để thu hồi, tái chế, chất thải thông thường còn lại và CTNH sẽ được quản lý chặt chẽ và vận chuyển vào bờ để xử lý và thải theo quy định của Thông tư 02/2022/TT-BTNMT. Do vậy sẽ không gây tác động đáng kể nào đối với môi trường ngoài khơi.

Các biện pháp áp dụng trong việc giảm thiểu tác động của chất thải rắn bao gồm các hoạt động phân loại và chuyển giao cho các nhà thầu có chức năng để xử lý theo Hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo dưỡng các giàn ký với liên danh BAB/VSP, VSP chịu trách nhiệm thu gom, xử lý toàn bộ chất thải rắn phát sinh từ hoạt động khai thác dầu khí tại mỏ TGT. Đây là các biện pháp thông dụng và đã được HLJOC áp dụng hiệu quả trong suốt thời gian qua. Các biện pháp giảm thiểu đề xuất được đánh giá đơn giản, hiệu quả và mang lại kết quả tốt trong tất cả các giai đoạn triển khai của Dự án.

2. KIẾN NGHỊ

Toàn bộ các tác động môi trường từ Dự án đều được nhận diện và đánh giá cũng như đề xuất các giải pháp giảm thiểu. Việc triển khai dự án giúp tăng cường hiệu quả khai thác tài nguyên quốc gia, góp phần phát triển kinh tế nói chung và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia nói riêng. Việc chậm triển khai dự án sẽ gây ảnh hưởng chung đến các hoạt động khai thác ngoài khơi. Kính đề nghị Bộ TNMT sớm phê duyệt báo cáo ĐTM của Dự án để HLJOC triển khai dự án theo đúng tiến độ đề ra.

3. CAM KẾT CỦA CHỦ DỰ ÁN

Trong quá trình triển khai Dự án, HLJOC cam kết thực hiện đầy đủ các biện pháp bảo vệ môi trường đã đề cập trong báo cáo ĐTM của Dự án bao gồm:

- Đảm bảo chỉ triển khai các hoạt động của dự án sau khi báo cáo ĐTM được phê duyệt;
- Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về BVMT đối với Dự án;
- Thực hiện đầy đủ và nghiêm túc các biện pháp giảm thiểu tác động môi trường nhằm kiểm soát lượng chất thải phát sinh, quá trình thu gom và xử lý trong các giai đoạn triển khai của Dự án;
- Cập nhật các Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu và Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp hiện hữu cho Lô 16-1 khi cần thiết;
- Chủ động phòng ngừa và ứng phó các sự cố xảy ra trong vùng biển mà HLJOC quản lý;

- Thường xuyên theo dõi, giám sát và tuân thủ các biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố có thể xảy ra trong tất cả các giai đoạn triển khai của Dự án;
- Chấp hành nghiêm chỉnh các thủ tục nội bộ của HLJOC;
- Trong trường hợp xảy ra sự cố môi trường do các hoạt động từ Dự án, HLJOC sẽ chịu trách nhiệm thực hiện tất cả các biện pháp có thể để ứng phó và giảm thiểu các thiệt hại về con người, môi trường và tài sản.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh năm 2019, HLJOC
2. Đài khí tượng thủy văn khu vực Nam Bộ (2019), “Số liệu khí tượng thủy văn tại trạm Phú Quý 2014 - 2018”
3. Trung tâm cảnh báo bão liên hợp (2018), "Thống kê các cơn bão trong khu vực biển Đông giai đoạn 2013 - 2018"
4. Viện khoa học và công nghệ Việt Nam (2010), "Nguy hiểm động đất và sóng thần vùng ven biển Việt Nam"
5. Nguyễn Hồng Phương, Phạm Thế Truyền (2015), Tạp chí khoa học và công nghệ biển, pp. Tập 15, Số 1, pp. 77 - 90
6. Niên giám thống kê Việt Nam, 2018
7. Viện nghiên cứu hải sản (2018), "Báo cáo kết quả điều tra nguồn lợi hải sản biển Việt Nam giai đoạn 2011 - 2015".
8. Phạm Thược, 2010. Nguồn lợi biển Đông.
9. <https://www.researchgate.net/publication/279719532> Chapter 4 Barium in the Ocean
10. HLJOC. Báo cáo quan trắc môi trường khu vực mỏ Tê Giác Trắng năm 2013, 2016, 2019.

DANH MỤC PHỤ LỤC

**Phụ lục 1: Các văn bản pháp lý có liên quan
và phiếu phân tích môi trường**

**Phụ lục 2: Kết quả mô hình phân tán dung dịch khoan
& mùn khoan**

PHỤ LỤC 1A: CÁC VĂN BẢN PHÁP LÝ CÓ LIÊN QUAN

1.	Giấy phép đầu tư tại Lô 16-1 của HLJOC
2.	Quyết định phê duyệt Kế hoạch đại cương phát triển mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1
3.	Quyết định phê duyệt báo cáo ĐTM số 851/QĐ-BTNMT ngày 06/04/2020 của Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh”
4.	Quyết định phê duyệt báo cáo ĐTM số 156/QĐ-BTNMT ngày 09/02/2017 của Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”
5.	Quyết định phê duyệt báo cáo ĐTM số 2586/QĐ-BTNMT ngày 17/11/2014 của Dự án “Phát triển mỏ Tê Giác Trắng H5, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”
6.	Quyết định phê duyệt báo cáo ĐTM số 1192/QĐ-BTNMT ngày 01/07/2009 của Dự án “Phát triển mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”
7.	Giấy xác nhận số 1856/TCMT-TĐ ngày 03/11/2011 xác nhận việc đã thực hiện công trình bảo vệ môi trường đối với giàn H1-WHP thuộc Dự án “Kế hoạch Phát triển mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”
8.	Giấy xác nhận số 129/TCMT-TĐ ngày 12/11/2018 xác nhận việc đã thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của Dự án “Phát triển mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”
9.	Công văn số 1253/TCMT-TĐ ngày 02/07/2014 về việc xác nhận việc thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của Dự án “Phát triển và khai thác mỏ Hải Sư Trắng và Phát triển và khai thác sớm mỏ Hải Sư Đen, Lô 15-2/01, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam
10.	Quyết định phê duyệt KHUPSCTD cho Dự án “Phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng” số 13/QĐ-UB ngày 04/01/2018.
11.	Chấp thuận Báo cáo đánh giá rủi ro, Chương trình quản lý an toàn và Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp
12.	Quyết định ban hành biện pháp phòng ngừa và Ứng phó sự cố hóa chất cập nhật cho hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí
13.	Quyết định số 534/QĐ-BCT ngày 24/01/2013 của Bộ trưởng Bộ Công thương về việc phê duyệt Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-

Chủ dự án (ký tên)

14.	Các chứng chỉ đăng kiểm và ngăn ngừa ô nhiễm của giàn khoan
15.	Các chứng chỉ đăng kiểm và ngăn ngừa ô nhiễm của FPSO Armanda TGT1
16.	Hợp đồng vận hành mỏ TGT và sổ đăng ký chủ nguồn thải CTNH của Vietsovpetro, hợp đồng thu gom, vận chuyển và xử lý chất thải và giấy phép hành nghề quản lý CTNH của các đơn vị liên quan

Chú dự án (ký tên)

Số: 2146/GP

Hà Nội, ngày 8 tháng 12 năm 1999

**BỘ TRƯỞNG
BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ**

- Căn cứ Luật đầu tư nước ngoài tại Việt Nam được Quốc hội Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam thông qua ngày 12 tháng 11 năm 1996, Nghị định số 12/CP ngày 18 tháng 2 năm 1997 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và Nghị định số 10/1998/ND-CP ngày 23 tháng 1 năm 1998 của Chính phủ về một số biện pháp khuyến khích và bảo đảm hoạt động đầu tư trực tiếp nước ngoài tại Việt Nam;

- Căn cứ Luật dầu khí được Quốc hội Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam thông qua ngày 6 tháng 7 năm 1993,

- Căn cứ Nghị định số 75/CP ngày 1 tháng 11 năm 1995 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và tổ chức bộ máy của Bộ Kế hoạch và Đầu tư;

- Xét Đơn của **TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM** đề ngày 29 tháng 9 năm 1999 và Hợp đồng dầu khí (dưới đây gọi là "Hợp đồng") ký ngày 15 tháng 11 năm 1999 giữa **TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM, CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM** với **SOCO VIETNAM LTD, AMERADA HESS (VIETNAM), LIMITED** và **OPECO VIETNAM, LTD** là các Bên Hợp đồng,

QUYẾT ĐỊNH**Điều 1:**

Phê chuẩn Hợp đồng bao gồm toàn bộ các điều khoản và điều kiện đã được ký ngày 15 tháng 11 năm 1999, giữa:

- Các Bên Việt Nam:

+ **TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM**; được tổ chức và hoạt động theo luật của nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam; trụ sở đặt tại 22 Ngõ Quyền, Hà Nội;

+ **CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM**, một Công ty phụ thuộc sở hữu toàn phần của **TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM**, được tổ chức và hoạt động theo luật của nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam; trụ sở chính đặt tại 133 Thái Thịnh, thành phố Hà Nội, là một Bên Nhà thầu;



- Các Bên Nước ngoài tạo thành các Nhà thầu Nước ngoài, gồm:

+ SOCO VIETNAM LTD.: một công ty được thành lập và hoạt động hợp pháp theo luật của Cayman Islands và có trụ sở kinh doanh chính tại Swan House, 32/33 Old Bond Street, London, England;

+ AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED: một công ty được thành lập và hoạt động theo luật của England và Wales và có trụ sở đăng ký tại 33 Grosvenor Place, London SW1X 7HY, England;

+ OPECO VIETNAM, LTD.; một công ty được thành lập và hoạt động hợp pháp theo luật của Cook Islands và có trụ sở kinh doanh chính tại Trustnet (Cook Islands) Limited, CIDB Building, Avarua, Cook Islands,

để tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng, phát triển và khai thác dầu và khí tại lô 16-1 thuộc thềm lục địa Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam.

Điều 2:

Thời hạn hiệu lực của Hợp đồng là 25 (hai mươi lăm) năm kể từ ngày ký Giấy phép đầu tư này, có thể được gia hạn thêm 5 (năm) năm phù hợp với Điều 2.1 của Hợp đồng. Thời hạn của giai đoạn tìm kiếm, thăm dò có thể được gia hạn theo Điều 5.7 của Hợp đồng.

Điều 3:

Tỷ lệ quyền lợi tham gia ban đầu của các Bên Nhà thầu theo quy định của Hợp đồng như sau:

- CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM: 41% (bốn mươi một phần trăm).

- SOCO VIETNAM LTD.: 30% (ba mươi phần trăm);

- AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED: 24,5% (hai mươi bốn phẩy năm phần trăm);

- OPECO VIETNAM, LTD.: 4,5% (bốn phẩy năm phần trăm).

Việc phân chia quyền lợi sở hữu ban đầu cho từng Bên Nhà thầu trong Công ty Liên doanh Điều hành có cùng tỷ lệ với quyền lợi tham gia của mỗi Bên Nhà thầu trong Hợp đồng.

Điều 4:

Các Bên Nhà thầu chịu trách nhiệm đóng góp chi phí cho toàn bộ hoạt động tìm kiếm, thăm dò cho đến khi xác định Diện tích Phát triển dầu khí trên cơ sở tỷ lệ như sau:

- CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM: 5,4% (năm phẩy bốn phần trăm).

- SOCO VIETNAM LTD.: 54,6% (năm mươi tư phẩy sáu phần trăm).



- AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED: 33,7931% (ba mươi ba phẩy bảy chín ba một phần trăm).

- OPECO VIETNAM, LTD.: 6,2069% (sáu phẩy hai không sáu chín phần trăm).

Toàn bộ chi phí sau ngày xác định diện tích phát triển đầu tiên được các Bên Nhà thầu đóng góp với tỷ lệ tương ứng với các quyền lợi tham gia của họ theo quy định tại Hợp đồng. Các Bên Nhà thầu sẽ thu lại chi phí tương ứng của mình phù hợp với các quy định được áp dụng trong Hợp đồng.

Điều 5:

a) Từng Bên Nhà thầu chịu trách nhiệm thực hiện mọi nghĩa vụ quy định tại Hợp đồng và thực hiện đầy đủ mọi nghĩa vụ tài chính đối với Nhà nước Việt Nam được áp dụng cho Bên đó theo Hợp đồng với thuế suất như sau:

- Thuế lợi tức với thuế suất hàng 50% (năm mươi phần trăm).

- Các nghĩa vụ tài chính khác theo quy định tại Hợp đồng.

b) Từng Bên Nhà thầu nước ngoài phải trả thuế chuyển lợi nhuận với thuế suất 10% (mười phần trăm) của giá trị dầu/khí lãi thực sau thuế được chuyển ra ngoài Việt Nam.

c) Các Bên Nhà thầu, phù hợp với các quy định của Hợp đồng, phải yêu cầu các nhà thầu phụ nước ngoài tuân thủ pháp luật Việt Nam, phải nộp cho Nhà nước Việt Nam mọi khoản thuế được áp dụng và thực hiện các nghĩa vụ khác phù hợp với pháp luật Việt Nam.

Điều 6:

Phù hợp với Điều 13 của Hợp đồng, dầu/khí lãi thực đối với mọi mức sản lượng sẽ được chia cho các Bên Nhà thầu như sau:

- Bên Việt Nam (CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM): 41% (bốn mươi một phần trăm).

- Các Bên nước ngoài: 59% (năm mươi chín phần trăm).

Phương pháp tính và chia dầu/khí lãi sẽ được áp dụng phù hợp với các quy định của Hợp đồng.

Điều 7:

Cho phép các Bên Nhà thầu, gồm:

- CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM;

- SOCO VIETNAM LTD.;

- AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED;

- OPECO VIETNAM, LTD.,

thành lập Công ty Liên doanh Điều hành, như được hướng dẫn trong Thông tư số 07/1998/TT-BKH ngày 16 tháng 9 năm 1998, để thực hiện Hợp



đồng tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng, phát triển và khai thác dầu và khí tại lô 16 I thuộc thềm lục địa Công hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam.

Điều 8:

Công ty Liên doanh Điều hành có tên tiếng Việt là CÔNG TY HOÀNG LONG, tên tiếng Anh là GOLDEN DRAGON COMPANY; trụ sở chính đặt tại thành phố Hồ Chí Minh.

Công ty Liên doanh Điều hành hoạt động với tư cách là đại diện theo ủy quyền và thay mặt cho các Bên Nhà thầu trong điều hành thực hiện Hợp đồng.

Công ty Liên doanh Điều hành có tư cách pháp nhân, có con dấu riêng và được phép mở tài khoản tại ngân hàng phù hợp với Hợp đồng và Giấy phép đầu tư này.

Thời hạn hoạt động của Công ty Liên doanh Điều hành tương ứng với thời hạn của Hợp đồng.

Trong suốt thời hạn của Hợp đồng, Công ty Liên doanh Điều hành phải tuân thủ pháp luật Việt Nam, các quy định của Giấy phép đầu tư, các điều khoản của Hợp đồng và Thỏa thuận điều hành.

Điều 9:

Trong suốt thời hạn của Hợp đồng, tất cả và từng Bên Nhà thầu và Công ty Liên doanh Điều hành sẽ được hưởng tất cả các miễn giảm, quyền, lợi ích và các ưu đãi như quy định trong Hợp đồng và trong các Phụ lục kèm theo. Các quyền, lợi ích và ưu đãi sẽ bao gồm, nhưng không giới hạn như:

i. Việc thực hiện cách gọi thầu cụ thể như được quy định trong các Điều 10.5 và 10.6 của Hợp đồng;

ii. Việc thực hiện các chính sách về kế toán và kiểm toán được quy định trong Phụ lục B của Hợp đồng và trong Điều 18 của Hợp đồng;

iii. Việc thành lập và điều hành Công ty Liên doanh Điều hành như được quy định trong Điều 4 của Hợp đồng;

iv. Việc thành lập, duy trì và sử dụng các tài khoản ở nước ngoài như được quy định trong Điều 18.3 và 18.4 của Hợp đồng;

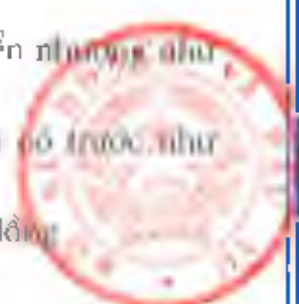
v. Việc áp dụng và thực hiện thuế VAT như được quy định trong Hợp đồng và được miễn các khoản thuế, phí hoặc phí tổn mà không được nêu trong Hợp đồng.

vi. Tất cả các quyền về ổn định, lợi ích và ưu đãi như được nêu trong Điều 21 của Hợp đồng;

vii. Các quyền trong trường hợp Vi phạm và/hoặc chuyển nhượng đầu được nêu trong Điều 26.7 và 28.4.4 của Hợp đồng;

viii. Việc bảo hộ đối với các điều kiện môi trường đã có trước như được nêu trong Điều 31 của Hợp đồng; và

ix. Quyền chấm dứt Hợp đồng theo Điều 27.2 của Hợp đồng.



Điều 10:

Giấy phép này đồng thời có giá trị là Giấy chứng nhận đăng ký hoạt động của Công ty Liên doanh Điều hành.

Điều 11:

Giấy phép này có hiệu lực kể từ ngày ký và được lập thành 7 (bảy) bản gốc; 5 (năm) bản cấp cho các Bên Hợp đồng, 1 (một) bản cấp cho Công ty Liên doanh Điều hành và 1 (một) bản đăng ký tại Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

**BỘ TRƯỞNG
BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ**



Trần Xuân Giáp

BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ



GIẤY PHÉP KINH DOANH



SỐ 2146/GP
NGÀY CẤP 09/12/1999

BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: 2146/GPĐC1

Hà Nội, ngày 16 tháng 4 năm 2002

BỘ TRƯỞNG
BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ

Căn cứ Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam năm 1996, Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam năm 2000 và Nghị định số 24/2000/NĐ-CP ngày 31 tháng 7 năm 2000 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam,

- Căn cứ Luật Dân khí năm 1993, Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Dân khí năm 2000 và Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12 tháng 9 năm 2000 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật Dân khí,

Căn cứ Nghị định số 75/CP ngày 1 tháng 11 năm 1995 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và tổ chức bộ máy của Bộ Kế hoạch và Đầu tư,

- Căn cứ Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê chuẩn **HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1** thuộc thềm lục địa Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Việt Nam,

- Xét đề nghị của **TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM** tại văn thư số 1460/CV-HTQT ngày 2 tháng 4 năm 2002 và hồ sơ kèm theo

QUYẾT ĐỊNH

Điều 1:

Chuyển y việc chuyển nhượng một phần quyền lợi và nghĩa vụ của **SOCO VIETNAM LTD.** trong **HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1** ký ngày 15 tháng 11 năm 1999 cho **PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED.** được thành lập theo luật của Cayman Islands, (trụ sở đăng ký tại P.O. Box 501, Cardinal Avenue, Grand Cayman, Cayman Islands) theo Hợp đồng chuyển nhượng ký ngày 13 tháng 2 năm 2002.



Chuẩn y việc CÔNG TY THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ, thuộc TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM, được thành lập theo luật của Việt Nam, trụ sở đăng ký tại Nhà G, Khách sạn Thanh Đa, phường 27, quận Bình Thạnh, thành phố Hồ Chí Minh, thay thế CÔNG TY GIÁM SÁT HỢP ĐỒNG CHIA SẢN PHẨM trong HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 ký ngày 15 tháng 11 năm 1999, theo Quyết định số 4546/QĐ-KH ngày 10 tháng 10 năm 2001 của TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM.

Điều 2 :

SOCO VIETNAM LTD và PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED thực hiện việc chuyển nhượng theo Hợp đồng ký ngày 13 tháng 2 năm 2002. Trong trường hợp phát sinh lợi nhuận do chuyển nhượng, SOCO VIETNAM LTD, có nghĩa vụ nộp cho Nhà nước Việt Nam thuế thu nhập doanh nghiệp theo quy định hiện hành của pháp luật Việt Nam.

Điều 3 :

Điều 3, Điều 4, Điều 6 và Điều 7 của Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999 được sửa đổi như sau:

Điều 3:

Tỷ lệ quyền lợi tham gia ban đầu của các Bên Nhà thầu theo quy định của Hợp đồng như sau:

- CÔNG TY THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ: 41% (bốn mươi một phần trăm);
- AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED: 24.5% (hai mươi bốn phẩy năm phần trăm);
- SOCO VIETNAM LTD: 15% (mười lăm phần trăm);
- PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED: 15% (mười lăm phần trăm);
- OPECO VIETNAM, LTD.: 4.5% (bốn phẩy năm phần trăm).

Việc phân chia quyền lợi sở hữu ban đầu cho từng Bên Nhà thầu trong Công ty Liên doanh Điều hành có cùng tỷ lệ với quyền lợi tham gia của mỗi Bên Nhà thầu trong Hợp đồng.

Điều 4:

Các Bên Nhà thầu chịu trách nhiệm đóng góp chi phí cho toàn bộ hoạt động tìm kiếm, thăm dò cho đến khi xác định Diện tích Phát triển đầu tiên trên cơ sở tỷ lệ như sau:



- CÔNG TY THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ: 5,4% (năm phẩy bốn phần trăm);

- AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED: 33,7931% (ba mươi ba phẩy bảy chín ba một phần trăm);

- SOCO VIETNAM LTD.: 27,3% (hai mươi bảy phẩy ba phần trăm);

- PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED: 27,3% (hai mươi bảy phẩy ba phần trăm);

- OPECO VIETNAM, LTD.: 6,2069% (sáu phẩy hai không sáu chín phần trăm).

Toàn bộ chi phí sau ngày xác định Diện tích Phát triển đầu tiên được các Bên Nhà thầu đóng góp với tỷ lệ tương ứng với các quyền lợi tham gia của họ theo quy định tại Hợp đồng. Các Bên Nhà thầu sẽ thu lại chi phí tương ứng của mình phù hợp với các quy định được áp dụng trong Hợp đồng.

Điều 6:

Phù hợp với Điều 13 của Hợp đồng, dầu/khí lãi thực đối với mọi mức sản lượng sẽ được chia cho các Bên Nhà thầu như sau:

- Bên Việt Nam (CÔNG TY THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ): 41% (bốn mươi một phần trăm);

- Các Bên nước ngoài: 59% (năm mươi chín phần trăm).

Phương pháp tính và chia dầu/khí lãi sẽ được áp dụng phù hợp với các quy định của Hợp đồng.

Điều 7:

Cho phép các Bên Nhà thầu, gồm:

- CÔNG TY THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ;

- AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED;

- SOCO VIETNAM LTD.;

- PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED;

- OPECO VIETNAM, LTD.,

thành lập Công ty Liên doanh Điều hành, như được hướng dẫn trong Thông tư số 07/1998/TT-RKH ngày 16 tháng 9 năm 1998, để thực hiện HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THĂM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 thuộc thềm lục địa Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

Điều 4 :

Mọi điều khoản khác của Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999 vẫn giữ nguyên giá trị pháp lý.



Điều 5 :

Giấy phép điều chỉnh này là bộ phận không tách rời của Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999, đồng thời có giá trị là Giấy chứng nhận sửa đổi những điều khoản liên quan đến Giấy phép điều chỉnh này của HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THĂM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 ký ngày 15 tháng 11 năm 1999 và có hiệu lực từ ngày ký.

Điều 6 :

Giấy phép điều chỉnh này được lập thành 9 (chín) bản gốc; 6 (sáu) bản cấp cho các Bên Hợp đồng, 1 (một) bản cấp cho Công ty Liên doanh Điều hành, 1 (một) bản gửi Ủy ban nhân dân thành phố Hồ Chí Minh và 1 (một) bản đăng ký tại Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

**KT. BỘ TRƯỞNG
BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ
Thứ trưởng**



Vũ Huy Hoàng

BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: 2146/GPĐC2

Hà Nội, ngày 14 tháng 11 năm 2002

BỘ TRƯỞNG
BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ

- Căn cứ Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam năm 1996, Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam năm 2000 và Nghị định số 24/2000/NĐ-CP ngày 31 tháng 7 năm 2000 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam;

- Căn cứ Luật Dầu khí năm 1993, Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Dầu khí năm 2000 và Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12 tháng 9 năm 2000 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí;

- Căn cứ Nghị định số 75/CP ngày 1 tháng 11 năm 1995 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và tổ chức bộ máy của Bộ Kế hoạch và Đầu tư;

- Căn cứ Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê chuẩn HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 thuộc thềm lục địa Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Giấy phép điều chỉnh số 2146/GPĐC.1 ngày 16 tháng 4 năm 2002;

- Xét đề nghị của TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM tại văn thư số 4932/CV-HIQT ngày 17 tháng 10 năm 2002 và hồ sơ kèm theo.

QUYẾT ĐỊNH

Điều 1:

Chuẩn y việc chuyển nhượng một phần quyền lợi và nghĩa vụ của OPECO VIETNAM LTD. trong HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THĂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 ký ngày 15 tháng 11 năm 1999 cho AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED theo Hợp đồng chuyển nhượng ký giữa các Bên liên quan ngày 23 tháng 6 năm 2002.

Chuẩn y việc chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED trong HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM,



THĂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 ký ngày 15 tháng 11 năm 1999 cho SOCO VIETNAM LTD. và PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED theo các Hợp đồng chuyển nhượng và sửa đổi Hợp đồng chuyển nhượng ký giữa các Bên liên quan ngày 14 tháng 6 năm 2002, ngày 2 tháng 8 năm 2002 và ngày 11 tháng 9 năm 2002.

Điều 2 :

OPECO VIETNAM. LTD., AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED, SOCO VIETNAM LTD. và PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED thực hiện việc chuyển nhượng theo các Hợp đồng và sửa đổi Hợp đồng ký ngày 11 tháng 6 năm 2002, ngày 14 tháng 6 năm 2002, ngày 2 tháng 8 năm 2002 và ngày 11 tháng 9 năm 2002. Trong trường hợp phát sinh lợi nhuận do chuyển nhượng, OPECO VIETNAM. LTD., AMERADA HESS (VIETNAM) LIMITED có nghĩa vụ nộp cho Nhà nước Việt Nam thuế thu nhập doanh nghiệp theo quy định hiện hành của pháp luật Việt Nam.

Điều 3 :

Điều 3, Điều 4 và Điều 7 của Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999 được sửa đổi như sau:

Điều 3:

Tỷ lệ quyền lợi tham gia hạn đầu của các Bên Nhà thầu theo quy định của Hợp đồng như sau:

- CÔNG TY THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ: 41% (hơn mười một phần trăm);

- SOCO VIETNAM LTD.: 28,5% (hai mươi tám phẩy năm phần trăm);

- PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED: 28,5% (hai mươi tám phẩy năm phần trăm);

- OPECO VIETNAM. LTD.: 2% (hai phần trăm).

Việc phân chia quyền lợi sở hữu hạn đầu cho từng Bên Nhà thầu trong Công ty Liên doanh Điện hành có cùng tỷ lệ với quyền lợi tham gia của mỗi Bên Nhà thầu trong Hợp đồng.

Điều 4:

Các Bên Nhà thầu chịu trách nhiệm đóng góp chi phí cho toàn bộ công việc động tìm kiếm, thăm dò cho đến khi xác định Diện tích Phát triển Lưu trữ trên cơ sở tỷ lệ như sau:



- CÔNG TY THÂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ: 5,4% (năm phẩy bốn phần trăm);

- SOCO VIETNAM LTD.: 45,9207% (bốn mươi lăm phẩy chín hai không bảy phần trăm);

- PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED: 45,9207% (bốn mươi lăm phẩy chín hai không bảy phần trăm);

- OPECO VIETNAM, LTD.: 2,7586% (hai phẩy bảy năm tám sáu phần trăm).

Toàn bộ chi phí sau ngày xác định Điện tích Phát triển đầu tiên được các Bên Nhà thầu đóng góp với tỷ lệ tương ứng với các quyền lợi tham gia của họ theo quy định tại Hợp đồng. Các Bên Nhà thầu sẽ thu lại chi phí tương ứng của mình phù hợp với các quy định được áp dụng trong Hợp đồng.

Điều 7:

Cho phép các Bên Nhà thầu, gồm:

- CÔNG TY THÂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ;

- SOCO VIETNAM LTD.;

- PTTEP HOANG-LONG COMPANY LIMITED;

- OPECO VIETNAM, LTD.;

thành lập Công ty Liên doanh Điều hành, như được hướng dẫn trong Thông tư số 07/1998/TT-BKH ngày 16 tháng 9 năm 1998, để thực hiện HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THÂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 thuộc thềm lục địa Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

Điều 4 :

Mọi điều khoản khác của Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999 và Giấy phép điều chỉnh số 2146/GPĐC1 ngày 16 tháng 4 năm 2002 vẫn giữ nguyên giá trị pháp lý.

Điều 5 :

Giấy phép điều chỉnh này là bộ phận không tách rời của Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 8 tháng 12 năm 1999, đồng thời có giá trị là Giấy chứng nhận sửa đổi những điều khoản liên quan đến Giấy phép điều chỉnh này của HỢP ĐỒNG TÌM KIẾM, THÂM DÒ, THẨM LƯỢNG, PHÁT TRIỂN VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ TẠI LÔ 16-1 ký ngày 15 tháng 11 năm 1999 và có hiệu lực từ ngày ký.



Điều 6 :

Giấy phép điều chỉnh này được lập thành 9 (chín) bản gốc; 6 (sáu) bản cấp cho các Bên Hợp đồng, 1 (một) bản cấp cho Công ty Liên doanh Điều hành, 1 (một) bản gửi Ủy ban nhân dân thành phố Hồ Chí Minh và 1 (một) bản đăng ký tại Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

**KT. BỘ TRƯỞNG
BỘ KẾ HOẠCH VÀ ĐẦU TƯ**
Thư trưởng



Vũ Huy Hoàng
Vũ Huy Hoàng

047725903



PETROVIETNAM

VIETNAM OIL AND GAS GROUP

18, Lang Ha Street, Ha Noi, Vietnam

Phone: (84-4) 8252526

Fax : (84-4) 8265942 ; (84-4) 8249125

FACSIMILE TRANSMISSION

TO :	Dr. Ngo Huu Hai, General Manager, HLJOC	Fax: 08.8226106
CC. :	Dr. Nguyen Quoc Thap, President & CEO, PVEP	Fax: 04.7726027
	Dr. Somporn Vongvuthipornchai, MC Member, PTTEP	Fax: 66 25374695
	Mr. Edward Story, MC Member, SOCO Vietnam Ltd. & Opeco Vietnam Ltd.	Fax: 14032337354
FROM:	PETROVIETNAM	
	No.: 2833 /KTDK	Date: 26/9/2008
	No. of pages (incl. The cover sheet): 4	

SUBJECT: APPROVAL OF TE GIAC TRANG FIELD ODP – BLOCK 16-1 OFFSHORE VIETNAM

Dear Sirs,

Concerning the above subject and contents of the ODP Committee Meeting on the 15th of September, 2008 at PVN's headquarter, please be informed that PVN hereby approves the Outline Development Plan for Te Giac Trang Field – Block 16-1 Offshore Vietnam with the following remarks:

- The selected development option for Te Giac Trang Field is 1A with option of expandability to accommodate the production from nearby fields. The selected option shall be basis for the accomplishment of FDP.
- HLJOC is requested:
 - a. To carry out and complete the FDP for approval by Authorities within Q1 2009 to allow the next development steps.
 - b. To take best efforts in implementation of the development plan to achieve the set first oil date.
 - c. To finalize the unitization agreement with TLJOC on the H1.1 area that locates in the Block 15-2/01.
 - d. To set a plan to collect associated gas for utilization; no gas flare will be allowed.
 - e. To consider adding extra capacity for development facilities in the FDP so that the future production can be accommodated.
 - f. To take into account all comments from the PVN's expert team and VPI during the meeting during the accomplishment of the FDP.

Best regards,

Phung Dinh Thuc
Vice President, Petrovietnam

Hà Nội, ngày **06** tháng **4** năm 2020

QUYẾT ĐỊNH

**Phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của
“Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh”**

BỘ TRƯỞNG BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG

Căn cứ Luật Bảo vệ môi trường ngày 23 tháng 6 năm 2014;

Căn cứ Nghị định số 36/2017/NĐ-CP ngày 04 tháng 4 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Căn cứ Nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật bảo vệ môi trường;

Căn cứ Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14 tháng 02 năm 2015 của Chính phủ quy định về quy hoạch bảo vệ môi trường, đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường;

Căn cứ Thông tư số 25/2019/TT-BTNMT ngày 31 tháng 12 năm 2019 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định chi tiết thi hành một số điều của Nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật Bảo vệ môi trường và quy định về quản lý hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường;

Theo đề nghị của Chủ tịch hội đồng thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh” họp ngày 07 tháng 12 năm 2019;

Xét nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh” đã được chỉnh sửa, bổ sung gửi kèm theo Văn bản giải trình số 20-02-017/HL/HSE ngày 13 tháng 02 năm 2020 của Công ty Hoàng Long;

Xét đề nghị của Tổng Cục trưởng Tổng cục Môi trường,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Phê duyệt nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh” (sau đây gọi là Dự án) của Công ty Hoàng Long (sau đây gọi là Chủ dự án) thực hiện tại Lô 16-1 thuộc bồn trũng Cừ Long, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam với các nội dung chính tại phụ lục ban hành kèm theo Quyết định này.

Điều 2. Chủ dự án có trách nhiệm:



1. Niêm yết công khai quyết định phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường theo quy định của pháp luật (nếu có).

2. Thực hiện nghiêm túc nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt tại Điều 1 Quyết định này.

Điều 3. Quyết định phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án là căn cứ để cơ quan nhà nước có thẩm quyền kiểm tra, thanh tra, giám sát việc thực hiện các yêu cầu về bảo vệ môi trường của Dự án.

Điều 4. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký./.

Nơi nhận:

- Bộ trưởng Trần Hồng Hà (để báo cáo);
- Công ty Hoàng Long;
- Bộ Công Thương;
- UBND tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam;
- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- Sở TN&MT tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Lưu: VT, VPMC, TCMT (02), VTH.11.

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỦ TRƯỞNG**

Võ Tuấn Nhân



PHỤ LỤC

Các nội dung, yêu cầu về bảo vệ môi trường của
Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh”
(Kèm theo Quyết định số 851 /QĐ-BTNMT ngày 06 tháng 4 năm 2020
của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường)

1. Thông tin về Dự án

1.1. Thông tin chung

- Tên Dự án: “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng điều chỉnh”
(sau đây gọi là Dự án).

- Địa điểm thực hiện: Lô 16-1 thuộc bồn trũng Cửu Long, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam.

- Chủ đầu tư: Công ty Hoàng Long (HLJOC). Địa chỉ: Phòng 2001, Tòa nhà Mê Linh Point, Số 2 Ngô Đức Kế, Quận 1, thành phố Hồ Chí Minh.

1.2. Phạm vi, quy mô, công suất

- Dự án được thực hiện nhằm tăng sản lượng khai thác cũng như tăng khả năng thu hồi dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng.

- Hạng mục, công trình chính của Dự án bao gồm:

+ Khoan 7 giếng khai thác nội mỏ tại ba giàn đầu giếng H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP. Trong đó, 4 giếng tại giàn H1-WHP, 2 giếng tại giàn H4-WHP, 1 giếng tại giàn H5-WHP. Tổng sản lượng dầu khai thác từ 7 giếng mới khoảng 5,6 triệu thùng dầu.

+ Kết nối 7 giếng mới vào hệ thống khai thác hiện hữu bao gồm: 03 giàn đầu giếng H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP; 01 tàu xử lý, chứa và xuất bán dầu FPSO Armada TGT1; hệ thống đường ống nội mỏ.

Tọa độ các giếng khoan mới của Dự án

Số lượng giếng sẽ khoan	Giàn đầu giếng	Tọa độ VN2000 BRVT (KT107°45')
4 giếng	H1-WHP	X: 522773,9 Y: 1104197,9
2 giếng	H4-WHP	X: 521419,3 Y: 1097465,4
1 giếng	H5-WHP	X: 518445,1 Y: 1092419,6

- Công nghệ khai thác và xử lý sản phẩm của Dự án như sau:

+ Sản phẩm khai thác của giàn H1-WHP và H4-WHP được chuyển đến bình tách ba pha trên giàn H1-WHP để tách sơ bộ (tách ba pha). Nước khai thác sau khi xử lý tại bình tách được chuyển đến thiết bị xử lý nước (CFU) để tiếp tục xử lý đạt chuẩn trước khi thải xuống biển. Dầu và khí sẽ được hợp dòng và chuyển về tàu FPSO Armada TGT1 xử lý tiếp.

+ Sản phẩm khai thác từ mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen (Công ty điều hành chung Thăng Long - TL JOC), giàn H5-WHP và một phần sản phẩm khai

thác còn lại của giàn H1-WHP/H4-WHP (không qua bình tách ba pha) được vận chuyển đến tàu FPSO Armada TGT1 để xử lý.

+ Trên tàu FPSO Armada TGT1, dòng lưu thể khai thác từ mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen và các giàn H1-WHP, H4-WHP và H5-WHP sẽ được đưa qua thiết bị trao đổi nhiệt. Sau khi được gia nhiệt, dòng lưu thể này được chuyển tới hệ thống bình tách. Hệ thống bình tách thực hiện quá trình tách lưu thể khai thác thành các dòng khí, nước khai thác và dòng dầu thô. Dầu được xử lý sau cùng tại thiết bị xử lý đông tụ nhằm đạt chuẩn hàm lượng Nước/Cặn của dầu thô thương phẩm. Cuối cùng, dầu thô được bơm đến các bồn chứa của tàu FPSO Armada TGT1 trước khi xuất đi.

+ Khí thu gom từ các bình tách được dẫn vào hệ thống xử lý khí đồng hành. Tại hệ thống này, dòng khí được xử lý để loại bỏ condensat và nước thông qua các quá trình rửa khí, làm nguội và tách nước (sử dụng TEG). Khí sau xử lý cuối cùng được phân phối đến các hệ thống khí nâng và khí nhiên liệu. Lượng khí còn lại được dẫn tới giàn nén trung tâm của mỏ Bạch Hồ để xuất vào bờ theo hệ thống đường ống Bạch Hồ - Dinh Cố hiện hữu.

+ Nước khai thác thu hồi từ các bình tách cao áp và trung áp được tập hợp và chuyển đến hệ thống xử lý nước khai thác (gồm các cyclon thủy lực). Hệ thống xử lý nước khai thác được thiết kế nhằm đảm bảo hàm lượng dầu trong nước đã xử lý tại đầu ra của hệ thống này không vượt quá 40 mg/l, đạt quy chuẩn trước khi thải xuống biển. Dầu được thu gom từ hệ thống xử lý nước khai thác được đưa quay trở lại hệ thống xử lý dầu thô.

Phạm vi của báo cáo đánh giá tác động môi trường này không bao gồm nội dung đánh giá tác động môi trường đối với hoạt động chế tạo, lắp đặt các thiết bị trên bờ phục vụ Dự án.

2. Các tác động môi trường chính, chất thải phát sinh từ Dự án

2.1. Các tác động môi trường chính của Dự án

- Tác động liên quan đến khí thải: nguồn khí thải chủ yếu phát sinh từ hoạt động của tàu, giàn khoan trong giai đoạn khoan và từ hoạt động đốt nhiên liệu của các động cơ, máy phát điện trên tàu FPSO Armada TGT1, được đốt, tàu trực và trực thăng trong giai đoạn khai thác.

- Tác động liên quan đến nước thải: nguồn nước thải sinh hoạt phát sinh từ hoạt động của công nhân trên tàu/giàn khoan; nước thải nhiễm dầu từ giàn khoan và tàu hỗ trợ; dung dịch khoan đã qua sử dụng, mùn khoan thải từ hoạt động khoan 7 giếng mới trong giai đoạn khoan; trong giai đoạn khai thác, nước thải gồm: nước thải sinh hoạt của lực lượng vận hành trên tàu FPSO, nước thải nhiễm dầu và nước khai thác thải.

Tổng lượng mùn khoan thải phát sinh từ hoạt động khoan 7 giếng mới theo ước tính khoảng 47.832 tấn. Việc thải mùn khoan từ hoạt động khoan của Dự án sẽ làm tăng độ đục và nồng độ các hóa chất trong nước biển ở phạm vi cục bộ quanh vị trí thải.

- Tác động liên quan đến chất thải rắn và chất thải nguy hại (CTNH): chất thải rắn và CTNH phát sinh từ hoạt động của công nhân trên tàu, giàn khoan và của công nhân trên tàu FPSO Armada TGT1 và trong hoạt động khai thác.

2.2. Quy mô, tính chất của nước thải

- Trong giai đoạn khai thác: lượng nước khai thác của 7 giếng mới tối đa khoảng 32.353 thùng/ngày tương đương với 5.144 m³/ngày. Tính chất của nước khai thác có chứa thành phần dầu và phải được xử lý để kiểm soát hàm lượng dầu trước khi thải ra biển.

- Nước thải nhiễm dầu: trên các tàu, giàn khoan tham gia có thể phát sinh nước nhiễm dầu do các quá trình rửa sàn và các thiết bị máy móc trên tàu, giàn khoan. Nước nhiễm dầu thường chứa hỗn hợp các chất bao gồm nước biển, dầu và cặn bẩn. Dựa trên số lượng phương tiện được huy động, lượng nước nhiễm dầu phát sinh do hoạt động khoan giếng mới được ước tính phát sinh khoảng 2 m³/ngày.

2.3. Quy mô, tính chất của bụi, khí thải

Dự án chủ yếu phát sinh khí thải từ hoạt động của tàu, giàn khoan, động cơ đốt và máy phát điện trên giàn khai thác. Lượng khí CO₂ tương đương phát sinh trong giai đoạn khoan ước tính khoảng 60.984 tấn/năm.

2.4. Quy mô, tính chất của các chất thải rắn, chất thải nguy hại

Trong giai đoạn khoan, tổng lượng chất thải rắn phát sinh từ Dự án ước tính khoảng 2.314,5 tấn. Trong đó có khoảng 24,6 tấn thực phẩm thừa phát sinh sẽ được nghiền nhỏ và thải xuống biển. Phần còn lại khoảng 2.289,9 tấn sẽ được phân loại thành chất thải rắn công nghiệp thông thường và chất thải nguy hại. Tất cả các chất thải này sẽ được lưu trữ trong các thùng chứa thích hợp, ghi nhãn và lưu trữ tạm thời trên các giàn khoan, tàu FPSO Armada TGT1, sau đó được vận chuyển vào bờ và chuyển giao theo hợp đồng dịch vụ cho các nhà thầu để xử lý theo quy định.

3. Các công trình và biện pháp bảo vệ môi trường của Dự án

3.1. Về thu gom và xử lý nước thải

- Đối với nước thải sinh hoạt: trên tàu và giàn khoan có trang bị hệ thống thu gom xử lý nước thải sinh hoạt được lắp đặt đồng bộ cùng với tàu và giàn khoan. Các hệ thống này được kiểm soát cùng quá trình đăng kiểm của tàu, giàn khoan theo Công ước quốc tế về ngăn ngừa ô nhiễm từ tàu (Công ước MARPOL).

- Đối với nước khai thác thải: Nước khai thác phát sinh từ các giếng mới của Dự án cùng với các giếng khai thác hiện hữu sẽ được đưa về hệ thống xử lý nước khai thác hiện hữu trên giàn H1-WHP và tàu FPSO Armada TGT1 để xử lý đạt tiêu chuẩn QCVN 35:3010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển trước khi xả thải.

Nước khai thác sau khi qua hệ thống xử lý nước có hàm lượng dầu nhỏ hơn 40 mg/l theo quy định của QCVN 35:2010/BTNMT sẽ được thải trực tiếp xuống

biên thông qua ống xả.

- Yêu cầu về bảo vệ môi trường:

Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về dung dịch khoan, mùn khoan thải và nước khai thác thải trong toàn bộ các hoạt động khoan, khai thác của Dự án đạt các Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về môi trường: 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 và QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển; bảo đảm vận hành liên tục hệ thống quan trắc tự động hàm lượng dầu trong nước khai thác thải và nước thải nhiễm dầu trước khi thải ra môi trường.

3.2. Về xử lý mùi và xử lý bụi, khí thải:

Việc kiểm soát các nguồn phát sinh bụi, khí thải từ quá trình hoạt động Dự án từ các tàu và giàn khoan thông qua các chứng chỉ ngăn ngừa ô nhiễm không khí của giàn khoan, tàu theo đúng thông lệ quốc tế của Công ước MARPOL.

3.3. Công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải rắn công nghiệp thông thường và chất thải sinh hoạt:

- Bố trí các thùng chứa chất thải rắn công nghiệp thông thường và chất thải sinh hoạt tại các thùng chứa thích hợp, ghi nhãn và lưu trữ tạm thời tại nguồn và lưu chứa trên các giàn khoan và tàu FPSO Armada TGT1, sau đó được vận chuyển vào bờ và chuyển giao theo hợp đồng dịch vụ cho các nhà thầu xử lý theo quy định.

- Yêu cầu về bảo vệ môi trường:

+ Phân loại, thu gom, lưu giữ và quản lý chất thải rắn công nghiệp thông thường và chất thải sinh hoạt trên công trình dầu khí trên biển: Chất thải rắn sinh hoạt và chất thải rắn công nghiệp thông thường được thu gom và phân loại thành 03 nhóm bao gồm: nhóm rác thực phẩm, nhóm phế liệu để thu hồi tái chế và nhóm chất thải thông thường còn lại; Nhóm rác thực phẩm được thải xuống biển sau khi nghiền đến kích thước nhỏ hơn 25 mm; Nhóm phế liệu để thu hồi, tái chế và nhóm chất thải thông thường còn lại phải thu gom và vận chuyển vào bờ.

+ Vận hành các thiết bị, công trình bảo vệ môi trường bảo đảm các chất thải phát sinh của Dự án được quản lý, phân loại, thu gom, lưu giữ, xử lý, thải bỏ và vận chuyển về đất liền theo đúng quy định tại Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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.

3.4. Công trình, biện pháp thu gom, lưu giữ, quản lý, xử lý chất thải nguy hại:

- Phân loại, thu gom và lưu giữ chất thải nguy hại trên công trình dầu khí ngoài khơi: a) Chất thải nguy hại phải phân loại theo tính chất nguy hại; b) Các loại chất thải nguy hại có cùng tính chất nguy hại, cùng biện pháp xử lý và

không phản ứng với nhau được để chung trong một dụng cụ kín; c) Dụng cụ chứa chất thải nguy hại phải có nhãn rõ ràng để nhận biết loại chất thải được thu gom.

- Vận chuyển chất thải về đất liền: a) Chất thải nguy hại và không nguy hại sau khi được phân loại, lưu trữ riêng trong các thùng chứa được vận chuyển riêng lẻ hoặc được đặt chung trong công-ten-nơ để đưa về đất liền bằng các tàu dịch vụ; b) Vận chuyển chất thải bằng các tàu dịch vụ phải tuân thủ các quy định hiện hành về quản lý chất thải nguy hại.

3.5. Công trình, biện pháp phòng ngừa và ứng phó sự cố môi trường:

- Đối với sự cố phun trào giếng khoan: Thiết kế giếng khoan theo các yêu cầu an toàn; Lắp đặt trên giàn khoan các hệ thống ngăn ngừa phun trào dầu khí; Quản lý chặt chẽ việc thực hiện chương trình khoan; Dự trữ sẵn một lượng dung dịch dập giếng khoan hoặc những phụ gia khác đảm bảo sẵn sàng xử lý trong trường hợp khẩn cấp; Sẵn sàng phương án sơ tán toàn bộ nhân viên khỏi giàn khi giếng khoan không thể kiểm soát. Triển khai chương trình ứng phó khẩn cấp đối với sự cố phun trào giếng khoan.

- Đối với sự cố va đụng tàu thuyền: Cập nhật vị trí của các giàn H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP, tàu FPSO và các tuyến ống nội mỏ trên bản đồ hàng hải và thông báo với các cơ quan chức năng theo quy định; Kiểm soát khu vực an toàn xung quanh các giàn đầu giếng và tàu FPSO Armada TGT1 đã được thiết lập và thông báo cho Cục hàng hải Việt Nam và các tàu không được neo đậu trong khu vực an toàn này nếu chưa được cho phép; Giàn khoan, giàn khai thác được trang bị hệ thống đèn chiếu sáng và đèn hiệu hàng hải thích hợp; Bố trí tàu trực 24/24 để giám sát và cảnh báo cho các tàu đánh bắt cá và tàu lưu thông đến gần; Tuyên truyền về khu vực hoạt động của dự án và các nguy hiểm có thể xảy ra với các ngư dân địa phương thông qua chính quyền địa phương.

- Đối với sự cố đứt gãy tuyến ống: thuê tàu Hải quân trực bảo vệ mỏ để không cho tàu cá vào vùng mỏ và bảo vệ công trình tuyến ống; thực hiện quy trình kiểm soát các tàu hoạt động trong vùng mỏ.

- Đối với các sự cố khẩn cấp như tràn dầu, rò rỉ khí, cháy nổ, tràn hóa chất: Lắp đặt hệ thống phát hiện cháy và rò rỉ khí trên các công trình; Theo dõi áp suất đường ống để phát hiện rò rỉ; Trang bị các hệ thống an toàn khác cho giàn khoan như: thiết bị chống sét, thiết bị phát hiện rò rỉ và cháy, thiết bị đèn báo tự động, thiết bị đóng ngắt an toàn,... Lắp đặt các van an toàn trong lòng giếng, cụm van đầu giếng khi hoàn thiện và sửa chữa giếng; Trang bị các hệ thống phát hiện cháy và dừng hoạt động khẩn cấp trên các công trình; Trang bị các bình chữa cháy trên các giàn đầu giếng và hệ thống nước, bọt cứu hỏa trên tàu FPSO; Đào tạo về phòng cháy chữa cháy cho các nhân viên làm việc tại mỏ, tổ chức đội phòng cháy chữa cháy tại chỗ và thường xuyên tổ chức các buổi diễn tập theo quy định; Thực hiện kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu, biện pháp phòng ngừa ứng phó sự cố hóa chất, kế hoạch ứng cứu khẩn cấp đã được cơ

quan có thẩm quyền phê duyệt theo quy định của pháp luật.

- Yêu cầu về bảo vệ môi trường: Lập kế hoạch cụ thể, chi tiết và thực hiện nghiêm túc các biện pháp quản lý và kỹ thuật để phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường, sự cố cháy, nổ và các sự cố môi trường khác trong toàn bộ các hoạt động của Dự án.

4. Danh mục công trình bảo vệ môi trường chính của Dự án:

Sử dụng chung các thiết bị xử lý nước thải sinh hoạt, nước thải nhiễm dầu và thiết bị nghiền thực phẩm thừa hiện hữu, đã lắp đặt sẵn trên giàn khoan, tàu đang vận hành khai thác. Cụ thể, bao gồm:

- Hệ thống xử lý nước khai thác lắp đặt sẵn trên tàu FPSO Armada TGT1, giàn H1-WHP;

- Hệ thống xử lý nước thải sinh hoạt và thiết bị xử lý nước nhiễm dầu lắp đặt sẵn trên tàu FPSO Armada TGT1.

5. Chương trình quản lý và giám sát môi trường của chủ dự án

5.1. Trong hoạt động khoan phát triển mỏ phải thực hiện quan trắc môi trường như sau:

- Quan trắc môi trường công trình hoặc cụm công trình: thực hiện quan trắc môi trường nền 01 lần trước khi tiến hành các hoạt động khoan phát triển và khai thác mỏ; quan trắc môi trường 01 lần trong thời gian 01 năm kể từ thời điểm thu được dòng dầu hoặc khí thương mại đầu tiên từ mỏ. Thực hiện chương trình quan trắc định kỳ 3 năm/lần tính từ thời điểm thực hiện chương trình quan trắc môi trường đầu tiên sau khoan phát triển mỏ.

- Địa điểm, vị trí, thời gian, tần suất, thông số quan trắc thực hiện theo quy định tại Phụ lục 2 của Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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.

5.2. Đối với nước thải:

- Trong giai đoạn khoan:

+ Giám sát nước thải sinh hoạt và nước thải nhiễm dầu đối với các nhà thầu khoan theo Công ước MARPOL. Giám sát thành phần và khối lượng chất thải rắn phát sinh trước khi bàn giao cho nhà thầu xử lý.

+ Giám sát mùn khoan thải:

++ Vị trí giám sát: Tại các đầu ra sau xử lý của hệ thống xử lý (thiết bị kiểm soát chất rắn và xử lý mùn khoan);

++ Chỉ tiêu giám sát: Hàm lượng dung dịch gốc tổng hợp bám dính trên mùn khoan (tính theo trọng lượng ướt);

++ Quy chuẩn so sánh: 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 và Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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;

++ Tần suất giám sát: 2 lần/ngày trong suốt thời gian khoan.

- Trong giai đoạn khai thác:

+ Giám sát nước khai thác thải:

++ Vị trí giám sát: đầu ra hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn H1-WHP và đầu ra hệ thống xử lý nước khai thác trên tàu FPSO Armada TGT1;

++ Chỉ tiêu giám sát: Hàm lượng dầu trong nước khai thác;

++ Quy chuẩn so sánh: QCVN 35:3010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển và Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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;

++ Tần suất giám sát: tự động, liên tục bằng thiết bị đo trực tuyến.

5.3. Đối với chất thải rắn, chất thải nguy hại:

- Tần suất giám sát: thường xuyên và liên tục.

- Vị trí giám sát: điểm lưu giữ tạm thời chất thải rắn, chất thải nguy hại.

- Thông số giám sát: khối lượng, chủng loại và hóa đơn, chứng từ giao nhận chất thải.

- Quy định áp dụng: Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24 tháng 4 năm 2015 của Chính phủ về quản lý chất thải và phế liệu, Nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật Bảo vệ môi trường, Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30 tháng 6 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường về quản lý chất thải nguy hại và Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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.

6. Các điều kiện có liên quan đến môi trường:

6.1. Trước khi sử dụng dung dịch khoan nền không nước, tổ chức dầu khí gửi hồ sơ đề nghị sử dụng dung dịch khoan nền không nước đến Bộ Tài nguyên và Môi trường, nêu rõ lý do bắt buộc phải sử dụng dung dịch khoan nền không nước, phương án sử dụng, phương án xử lý và các biện pháp giám sát theo quy định tại Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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.

6.2. Chỉ được sử dụng những hóa chất được phép sử dụng tại Việt Nam trong quá trình triển khai Dự án và tuân thủ các quy định của pháp luật về hóa chất; thực hiện các biện pháp quản lý và kỹ thuật để phòng ngừa, ứng cứu và khắc phục các sự cố môi trường, sự cố hóa chất, sự cố cháy, nổ và các quy định

pháp luật khác có liên quan trong toàn bộ các hoạt động của Dự án.

6.3. Thực hiện các hoạt động tháo dỡ, thu dọn mỏ, các công trình, thiết bị bảo đảm các yêu cầu về bảo vệ môi trường và các quy định tại Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21 tháng 12 năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí.

6.4. Thực hiện kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu, kế hoạch ứng phó sự cố hóa chất được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt theo đúng quy định của pháp luật; đầu tư các phương tiện, trang thiết bị cần thiết và có kế hoạch phối hợp với chính quyền địa phương, cơ quan chức năng sẵn sàng ứng phó, khắc phục với các sự cố tràn dầu, sự cố hóa chất xảy ra trong toàn bộ các hoạt động của Dự án.

6.5. Bảo đảm tuân thủ các quy định của pháp luật về bảo tồn đa dạng sinh học, tài nguyên, môi trường biển và hải đảo trong quá trình triển khai Dự án. Việc sử dụng diện tích mặt biển của Dự án phải tuân thủ quy định tại Luật Biển Việt Nam và Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo; chỉ được sử dụng diện tích mặt biển khi được cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền giao khu vực biển theo quy định.

6.6. Tuân thủ nghiêm các quy định của Luật Dầu khí và Luật Hóa chất trong mọi hoạt động của Dự án; thực hiện các nghĩa vụ tài chính đối với công tác bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí theo quy định của pháp luật; bảo đảm kinh phí để thực hiện các hoạt động bảo vệ môi trường và chương trình quan trắc, giám sát môi trường.

6.7. Tuân thủ các yêu cầu về an toàn lao động, vệ sinh công nghiệp, phòng chống cháy, nổ trong quá trình thực hiện Dự án theo quy định của pháp luật hiện hành.

6.8. Tuân thủ quy định tại Thông tư số 09/2019/TT-BGTVT ngày 01 tháng 3 năm 2019 của Bộ Giao thông vận tải ban hành quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về các hệ thống ngăn ngừa ô nhiễm biển của tàu (QCVN 26:2018/BGTVT)/.

Số: 156 /QĐ-BTNMT

Hà Nội, ngày 04 tháng 02 năm 2017

QUYẾT ĐỊNH

**Phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của
“Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1,
ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”**

BỘ TRƯỞNG BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG

Căn cứ Luật Bảo vệ môi trường ngày 23 tháng 6 năm 2014;

Căn cứ Nghị định số 21/2013/NĐ-CP ngày 04 tháng 3 năm 2013 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Căn cứ Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14 tháng 02 năm 2015 của Chính phủ quy định về quy hoạch bảo vệ môi trường, đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường;

Căn cứ Thông tư số 27/2015/TT-BTNMT ngày 29 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường;

Theo đề nghị của Hội đồng thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường của “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” họp ngày 04 tháng 11 năm 2016 tại Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Xét nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường của “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” đã được chỉnh sửa, bổ sung gửi kèm theo Văn bản số 16-11-097/HL/HSE ngày 18 tháng 11 năm 2016 của Công ty Hoàng Long;

Xét đề nghị của Tổng Cục trưởng Tổng cục Môi trường,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của “Kế hoạch phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” (sau đây gọi là Dự án) của Công ty Hoàng Long (sau đây gọi là Chủ dự án) với các nội dung chủ yếu sau đây:



1. Phạm vi, quy mô, công suất của Dự án:
 - Khoan 16 giếng mới;
 - Cải hoán và lắp đặt thêm hệ thống xử lý nước khai thác trên giàn đầu giếng H1-WHP hiện hữu;
 - Vận hành khai thác mỏ Tê Giác Trắng.

Phạm vi của báo cáo đánh giá tác động môi trường này không bao gồm nội dung đánh giá tác động môi trường đối với hoạt động chế tạo, lắp đặt các thiết bị trên bờ phục vụ Dự án.

2. Yêu cầu về bảo vệ môi trường đối với Dự án:

- 2.1. Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về dung dịch khoan, mùn khoan thải và nước khai thác thải trong toàn bộ các hoạt động khoan, khai thác của Dự án đạt các Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về môi trường (QCVN): 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 và QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển; bảo đảm vận hành liên tục hệ thống quan trắc tự động hàm lượng dầu trong nước khai thác thải và nước thải nhiễm dầu trước khi thải ra môi trường.

- 2.2. Vận hành các thiết bị, công trình bảo vệ môi trường bảo đảm các chất thải phát sinh của Dự án được phân loại, thu gom, lưu giữ, quản lý và vận chuyển theo đúng quy định tại Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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.

- 2.3. Thu gom, phân loại, lưu giữ, vận chuyển và xử lý toàn bộ các loại chất thải sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp và chất thải nguy hại trong quá trình thi công xây dựng và hoạt động của Dự án bảo đảm các yêu cầu về vệ sinh, môi trường và tuân thủ các quy định tại Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24 tháng 4 năm 2015 của Chính phủ về quản lý chất thải và phế liệu và Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30 tháng 6 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định về quản lý chất thải nguy hại.

- 2.4. Sử dụng đúng các hóa chất trong hoạt động khoan, khai thác như đã nêu trong báo cáo đánh giá tác động môi trường và được chấp thuận của cơ quan có thẩm quyền theo đúng quy định của pháp luật; Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về an toàn hóa chất; thực hiện các biện pháp quản lý và kỹ thuật để phòng ngừa, ứng cứu và khắc phục các sự cố đứt gãy đường ống, rò rỉ khí, hóa chất và chất thải, sự cố cháy, nổ, sự cố môi trường và các quy định pháp luật khác có liên quan trong toàn bộ các hoạt động của Dự án.

2.5. Tuân thủ các quy định của pháp luật hiện hành đối với hoạt động dầu khí trong quá trình triển khai xây dựng và Dự án đi vào hoạt động; thực hiện các nghĩa vụ tài chính đối với công tác bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí theo quy định của pháp luật; bảo đảm kinh phí để thực hiện các hoạt động bảo vệ môi trường và chương trình quan trắc, giám sát môi trường.

2.6. Thực hiện quan trắc môi trường theo đúng quy định tại Thông tư số 22/2015/TT-BTNMT ngày 28 tháng 5 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định 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; số liệu quan trắc phải được lưu giữ để cơ quan nhà nước có thẩm quyền kiểm tra.

2.7. Thực hiện các hoạt động tháo dỡ, thu dọn mỏ bảo đảm đáp ứng các yêu cầu về an toàn, vệ sinh môi trường và các quy định của Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí được ban hành kèm theo Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 15 tháng 11 năm 2005 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp, Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện sử dụng trong các hoạt động dầu khí và các quy chuẩn kỹ thuật quốc tế đang được áp dụng đối với ngành dầu khí.

3. Các điều kiện kèm theo:


Thực hiện kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu, kế hoạch ứng phó sự cố hóa chất được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt theo đúng quy định của pháp luật; đầu tư các phương tiện, trang thiết bị cần thiết và có kế hoạch phối hợp với chính quyền địa phương, cơ quan chức năng sẵn sàng ứng phó, khắc phục với các sự cố tràn dầu xảy ra trong toàn bộ các hoạt động của Dự án.

Điều 2. Chủ dự án có trách nhiệm:

1. Lập và gửi kế hoạch quản lý môi trường của Dự án để niêm yết công khai theo quy định pháp luật.

2. Thực hiện nghiêm túc các yêu cầu về bảo vệ môi trường, các điều kiện nêu tại Khoản 2 Điều 1 Quyết định này và các nội dung bảo vệ môi trường khác đã đề xuất trong báo cáo đánh giá tác động môi trường.

3. Trong quá trình thực hiện nếu Dự án có những thay đổi so với báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt, Chủ dự án phải có văn bản báo cáo và chỉ được thực hiện những thay đổi sau khi có văn bản chấp thuận của Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Điều 3. Quyết định phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án là căn cứ để cấp có thẩm quyền xem xét, quyết định các bước tiếp theo của Dự án theo quy định tại Khoản 2 Điều 25 Luật Bảo vệ môi trường. 

Điều 4. Ủy nhiệm Tổng cục Môi trường chủ trì, phối hợp với Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu thực hiện kiểm tra các nội dung bảo vệ môi trường trong báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt tại Quyết định này.

Điều 5. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký./.

Nơi nhận:

- Công ty Hoàng Long;
- Bộ trưởng Trần Hồng Hà (để báo cáo);
- UBND tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Sở TN&MT tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Dầu khí quốc gia Việt Nam;
- Thanh tra Bộ, Tổng cục Biên và Hải đảo Việt Nam;
- Lưu: VT, VPMC, TCMT(05).BT15

am *2*

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**



Võ Tuấn Nhân

Hà Nội, ngày 17 tháng 11 năm 2014

QUYẾT ĐỊNH

**Phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường
của Dự án “Phát triển mỏ Tê Giác Trắng H5, Lô 16-1,
ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”**

BỘ TRƯỞNG BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG

Căn cứ Luật Bảo vệ môi trường ngày 29 tháng 11 năm 2005;

Căn cứ Nghị định số 21/2013/NĐ-CP ngày 04 tháng 3 năm 2013 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Căn cứ Nghị định số 29/2011/NĐ-CP ngày 18 tháng 4 năm 2011 của Chính phủ quy định về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường;

Căn cứ Thông tư số 26/2011/TT-BTNMT ngày 18 tháng 7 năm 2011 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định chi tiết một số điều của Nghị định số 29/2011/NĐ-CP ngày 18 tháng 4 năm 2011 của Chính phủ quy định về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường;

Theo đề nghị của Hội đồng thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án họp ngày 26 tháng 8 năm 2014 tại Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Xét nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án “Phát triển mỏ Tê Giác Trắng H5, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” đã được chỉnh sửa, bổ sung kèm theo Văn bản số 14-10-061/HL/HSE ngày 08 tháng 10 năm 2014 của Công ty liên doanh Điều hành chung Hoàng Long;

Theo đề nghị của Tổng Cục trưởng Tổng cục Môi trường,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án “Phát triển mỏ Tê Giác Trắng H5, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” (sau đây gọi là Dự án) được lập bởi Công ty liên doanh Điều hành chung Hoàng Long (sau đây gọi là Chủ dự án) với các nội dung chủ yếu sau đây:

1. Phạm vi, quy mô, công suất của Dự án:

- Lắp đặt 01 giàn đầu giếng không người tại khối H5;

- Khoan mới 12 giếng;
- Lắp đặt 01 đường ống 12 inch dài 12,5 km dẫn chất lưu khai thác đa pha từ giàn H5-WHP về kết nối ngầm với hệ thống đường ống đa pha giàn H1-WHP;
- Lắp đặt 01 đường ống 8 inch dài 5,5 km dẫn nước bơm ép từ vị trí kết nối ngầm gần giàn H4-WHP về giàn H5-WHP;
- Lắp đặt 01 đường ống 6 inch dài 5,5 km dẫn khí nâng (gaslift) từ vị trí kết nối ngầm gần giàn H4-WHP về giàn H5-WHP;
- Nâng cấp hệ thống xử lý nước khai thác trên FPSO Armada TGT-1 từ 75.000 thùng/ngày lên 125.000 thùng/ngày;
- Phạm vi của báo cáo đánh giá tác động môi trường này không bao gồm nội dung đánh giá tác động môi trường đối với hoạt động xây lắp và chế tạo thiết bị phục vụ Dự án được thực hiện ở trên bờ.

2. Yêu cầu về bảo vệ môi trường đối với Dự án:

2.1. Thực hiện đầy đủ các quy định của pháp luật hiện hành đối với hoạt động dầu khí trong quá trình triển khai xây dựng và Dự án đi vào hoạt động;

2.2. Thiết kế, lắp đặt và vận hành các thiết bị, công trình bảo vệ môi trường, bảo đảm nước thải sinh hoạt, nước thải nhiễm dầu và các nguồn khí thải của Dự án phải được kiểm soát và được xử lý đạt các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật hiện hành bắt buộc áp dụng và các điều ước quốc tế có liên quan mà nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam là thành viên trước khi thải ra môi trường;

2.3. Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về dung dịch khoan, mùn khoan thải và nước khai thác thải trong toàn bộ các hoạt động khoan, khai thác của Dự án đạt các Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về môi trường (QCVN): 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 và QCVN 35:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển; bảo đảm thiết kế, lắp đặt và vận hành liên tục hệ thống quan trắc tự động hàm lượng dầu trong nước khai thác thải và nước thải nhiễm dầu; kết quả quan trắc phải được lưu giữ, quản lý để cơ quan có thẩm quyền kiểm tra, theo dõi;

2.4. Thu gom, phân loại, lưu giữ, vận chuyển và xử lý toàn bộ các loại chất thải sinh hoạt, chất thải rắn công nghiệp và chất thải nguy hại trong quá trình thi công, xây dựng và vận hành Dự án bảo đảm các yêu cầu về vệ sinh, môi trường và tuân thủ các quy định tại Nghị định số 59/2007/NĐ-CP ngày 09 tháng 4 năm 2007 của Chính phủ về quản lý chất thải rắn và Thông tư số 12/2011/TT-BTNMT ngày 14 tháng 4 năm 2011 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định về quản lý chất thải nguy hại;

2.5. Sử dụng đúng các hóa chất trong hoạt động khoan, khai thác và thử thủy lực như đã nêu trong báo cáo đánh giá tác động môi trường và được chấp thuận của cơ quan có thẩm quyền theo đúng quy định của pháp luật; Tuân thủ nghiêm ngặt các quy định về an toàn hoá chất; thực hiện các biện pháp quản lý và kỹ thuật để phòng ngừa, ứng cứu và khắc phục các sự cố đứt gãy đường ống, rò rỉ khí, hóa chất và chất thải, sự cố cháy, nổ, sự cố môi trường và các quy định pháp luật khác có liên quan trong toàn bộ các hoạt động của Dự án;

2.6. Thực hiện các hoạt động tháo dỡ, thu dọn mỏ bảo đảm đáp ứng các yêu cầu về an toàn, vệ sinh môi trường và các quy định của Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí được ban hành kèm theo Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 15 tháng 11 năm 2005 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp, Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện sử dụng trong các hoạt động dầu khí và các quy chuẩn kỹ thuật quốc tế đang được áp dụng đối với ngành dầu khí;

2.7. Thực hiện đầy đủ các nghĩa vụ tài chính đối với công tác bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí theo quy định của pháp luật; bảo đảm kinh phí để thực hiện các hoạt động bảo vệ môi trường và chương trình quan trắc, giám sát môi trường.

3. Các điều kiện kèm theo:

Xây dựng và thực hiện kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt theo đúng quy định của pháp luật; đầu tư các phương tiện, trang thiết bị cần thiết và có kế hoạch phối hợp với chính quyền địa phương, cơ quan chức năng sẵn sàng ứng phó, khắc phục với các sự cố tràn dầu xảy ra trong toàn bộ các hoạt động của Dự án.

Điều 2. Chủ dự án có trách nhiệm sau đây:

1. Lập, phê duyệt và niêm yết công khai kế hoạch quản lý môi trường của Dự án trước khi triển khai thực hiện Dự án;

2. Thực hiện nghiêm túc các yêu cầu về bảo vệ môi trường quy định tại khoản 2 Điều 1 Quyết định này và các trách nhiệm khác theo quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường.

Điều 3. Trong quá trình triển khai thực hiện nếu Dự án có những thay đổi so với các khoản 1 và 2 Điều 1 của Quyết định này, Chủ dự án phải có văn bản báo cáo và chỉ được thực hiện những nội dung thay đổi đó sau khi có văn bản chấp thuận của Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Điều 4. Quyết định phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án là căn cứ để quyết định việc đầu tư Dự án; là cơ sở để các cơ quan quản lý

nhà nước có thẩm quyền kiểm tra, thanh tra việc thực hiện công tác bảo vệ môi trường của Dự án.

Điều 5. Giao Tổng cục Môi trường chủ trì, phối hợp với Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và các đơn vị liên quan thuộc Bộ Tài nguyên và Môi trường thực hiện việc kiểm tra, giám sát việc thực hiện các nội dung bảo vệ môi trường trong báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt tại Quyết định này.

Điều 6. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký./.

Nơi nhận:

- Công ty liên doanh Điều hành chung Hoàng Long;
- Bộ trưởng Nguyễn Minh Quang (để báo cáo);
- UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu;
- Sở TN&MT tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu;
- Lưu: VT, TCMT(02), BT12.

Handwritten initials

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**



Bùi Cách Tuyên



FAX NO. :

Dec. 25 2004 06:07AM P1

gửi chú Đình V. Lan

BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: *1192* /QĐ-BTNMT

Hà Nội, ngày *01* tháng *7* năm 2009

QUYẾT ĐỊNH

**Về việc phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường
của Dự án Phát triển mỏ Tê Giác Trắng tại Lô 16-1,
ngoài khơi Đông Nam Việt Nam**

BỘ TRƯỞNG BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG

Căn cứ Luật Bảo vệ môi trường ngày 29 tháng 11 năm 2005;

Căn cứ Nghị định số 80/2006/NĐ-CP ngày 09 tháng 8 năm 2006 của Chính phủ về việc quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường;

Căn cứ Nghị định số 21/2008/NĐ-CP ngày 28 tháng 02 năm 2008 của Chính phủ về sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 80/2006/NĐ-CP ngày 09 tháng 8 năm 2006 của Chính phủ về việc quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường;

Căn cứ Nghị định số 25/2008/NĐ-CP ngày 04 tháng 3 năm 2008 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Tài nguyên và Môi trường;

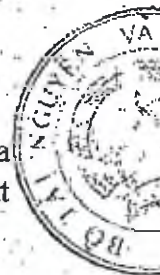
Căn cứ Thông tư số 05/2008/TT-BTNMT ngày 08 tháng 12 năm 2008 của Bộ Tài nguyên và Môi trường hướng dẫn về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và cam kết bảo vệ môi trường;

Căn cứ Quyết định số 13/2006/QĐ-BTNMT ngày 08 tháng 9 năm 2006 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành Quy chế về tổ chức và hoạt động của Hội đồng thẩm định báo cáo đánh giá môi trường chiến lược, Hội đồng thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường;

Theo đề nghị của Hội đồng thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án Phát triển mỏ Tê Giác Trắng tại Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam họp ngày 03 tháng 01 năm 2009 tại trụ sở cơ quan Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Xét nội dung báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án Phát triển mỏ Tê Giác Trắng tại Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam đã được chỉnh sửa, bổ sung kèm theo Văn bản giải trình số HL/GM/090410-02-03 ngày 10 tháng 4 năm 2009 của Công ty liên doanh điều hành chung Hoàng Long;

Theo đề nghị của Tổng cục trưởng Tổng cục Môi trường,



QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án Phát triển mỏ Tê Giác Trắng tại Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam (dưới đây gọi là Dự án) của Công ty liên doanh điều hành chung Hoàng Long (dưới đây gọi là Chủ dự án) kèm theo Quyết định này.

Điều 2. Chủ dự án có trách nhiệm thực hiện đầy đủ những nội dung đã được nêu trong báo cáo đánh giá tác động môi trường và những yêu cầu bắt buộc sau đây:

1. Thực hiện đầy đủ nghĩa vụ nộp phí, thuế bảo vệ môi trường và khai thác tài nguyên khoáng sản theo quy định của pháp luật; thực hiện quy chế khai thác tài nguyên dầu khí, quy chế bảo vệ môi trường và các quy định của pháp luật khác có liên quan đến hoạt động dầu khí trong quá trình triển khai xây dựng và đưa Dự án vào hoạt động.

2. Thiết kế, lắp đặt và vận hành các thiết bị, công trình bảo vệ môi trường, bảo đảm các chất thải của Dự án phải được kiểm soát và được xử lý đạt các Tiêu chuẩn Việt Nam về môi trường: TCVN 5945:2005 cột B đối với nước thải; TCVN 5939:2005 cột B và TCVN 5940:2005 đối với khí thải; các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật hiện hành khác và các điều ước quốc tế mà nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam là thành viên có liên quan trước khi thải ra môi trường.

3. Thiết kế, lắp đặt và vận hành liên tục hệ thống quan trắc tự động hàm lượng dầu trong nước thải công nghiệp như được nêu trong báo cáo đánh giá tác động môi trường. Kết quả quan trắc phải được lưu giữ, quản lý để cơ quan có thẩm quyền kiểm tra, theo dõi.

4. Thu gom, phân loại, lưu giữ, vận chuyển và xử lý các loại chất thải sinh hoạt, chất thải công nghiệp và đặc biệt là chất thải nguy hại của Dự án bảo đảm các yêu cầu về bảo vệ môi trường và theo đúng các quy định tại Nghị định số 59/2007/NĐ-CP ngày 09 tháng 4 năm 2007 của Chính phủ về quản lý chất thải rắn, Quyết định số 23/2006/QĐ-BTNMT ngày 26 tháng 12 năm 2006 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường về việc ban hành Danh mục chất thải nguy hại và Thông tư số 12/2006/TT-BTNMT ngày 26 tháng 12 năm 2006 của Bộ Tài nguyên và Môi trường hướng dẫn điều kiện hành nghề và thủ tục lập hồ sơ, đăng ký, cấp phép hành nghề, mã số quản lý chất thải nguy hại.

5. Xây dựng và tổ chức thực hiện kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu theo quy định của pháp luật; đầu tư các phương tiện, trang thiết bị cần thiết và có kế hoạch phối hợp với chính quyền địa phương, cơ quan chức năng sẵn sàng ứng phó với sự cố môi trường xảy ra trong quá trình xây dựng và vận hành Dự án.

6. Thực hiện các hoạt động tháo dỡ, thu dọn mỏ bảo đảm đáp ứng các yêu cầu về an toàn, vệ sinh môi trường và các quy định của Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí được ban hành kèm theo Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 15 tháng 11 năm 2005 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp,

Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện sử dụng trong các hoạt động dầu khí và các quy chuẩn kỹ thuật quốc tế đang được áp dụng đối với ngành dầu khí.

Điều 3. Chủ dự án phải tuân thủ nghiêm túc chế độ thông tin, báo cáo về việc thực hiện nội dung của báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt và các yêu cầu của Quyết định này theo quy định tại Nghị định số 80/2006/NĐ-CP ngày 09 tháng 8 năm 2006 của Chính phủ về việc quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Bảo vệ môi trường và Thông tư số 05/2008/TT-BTNMT ngày 08 tháng 12 năm 2008 của Bộ Tài nguyên và Môi trường hướng dẫn về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và cam kết bảo vệ môi trường.

Điều 4. Báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án và những yêu cầu bắt buộc tại Điều 2 và Điều 3 của Quyết định này là cơ sở để các cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền thanh tra, kiểm soát việc thực hiện công tác bảo vệ môi trường của Dự án.

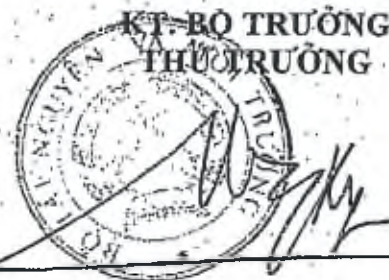
Điều 5. Trong quá trình triển khai thực hiện Dự án, nếu có những thay đổi về nội dung của báo cáo đánh giá tác động môi trường được phê duyệt, Chủ dự án phải có văn bản báo cáo và chỉ được thực hiện những nội dung thay đổi đó sau khi có văn bản chấp thuận của Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Điều 6. Ủy nhiệm Tổng cục Môi trường chủ trì, phối hợp với Sở Tài nguyên và Môi trường các tỉnh: Bình Thuận, Bà Rịa - Vũng Tàu và các đơn vị có liên quan thuộc Bộ Tài nguyên và Môi trường thực hiện việc kiểm tra, giám sát và xác nhận việc thực hiện các nội dung bảo vệ môi trường trong báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được phê duyệt và các yêu cầu nêu tại Điều 2 của Quyết định này.

Điều 7. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký./.

Nơi nhận:

- Công ty liên doanh điều hành chung Hoàng Long;
- Bộ trưởng Phạm Khải Nguyên (để báo cáo);
- Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- UBND tỉnh: Bình Thuận, BRVT;
- Sở TN&MT tỉnh: Bình Thuận, BRVT;
- Tổng cục Môi trường; Thanh tra Bộ;
- Lưu: VT, HS, TĐ, BT17.



Nguyễn Xuân Cường

Số: 1856/TCMT

Hà Nội, ngày 15 tháng 11 năm 2011

**GIẤY XÁC NHẬN
VIỆC ĐÃ THỰC HIỆN CÁC CÔNG TRÌNH, BIỆN PHÁP
BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG PHỤC VỤ GIAI ĐOẠN VẬN HÀNH**
của giàn đầu giếng H1-WHP và FPSO Armada TGT1
thuộc Dự án Phát triển mỏ Tê Giác trắng tại Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam

TỔNG CỤC TRƯỞNG TỔNG CỤC MÔI TRƯỜNG

Căn cứ Luật Bảo vệ môi trường ngày 29 tháng 11 năm 2005;

Căn cứ Nghị định số 25/2008/NĐ-CP ngày 04 tháng 3 năm 2008 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Căn cứ Nghị định số 29/2011/NĐ-CP ngày 18 tháng 4 năm 2011 của Chính phủ quy định về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường;

Căn cứ Quyết định số 132/2008/QĐ-TTg ngày 30 tháng 9 năm 2008 của Thủ tướng Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Tổng cục Môi trường trực thuộc Bộ Tài nguyên và Môi trường;

Căn cứ Thông tư số 26/2011/TT-BTNMT ngày 18 tháng 7 năm 2011 của Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định chi tiết một số điều của Nghị định số 29/2011/NĐ-CP ngày 18 tháng 4 năm 2011 của Chính phủ quy định về đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường, cam kết bảo vệ môi trường;

Căn cứ kết quả kiểm tra việc thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của Dự án Phát triển mỏ Tê Giác trắng tại Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam thực hiện vào ngày 15 tháng 10 năm 2011; Văn bản giải trình số 11-10-241/HI/GM ngày 24 tháng 10 năm 2011 của Công ty Điều hành chung Hoàng Long,

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Thẩm định và Đánh giá tác động môi trường,

XÁC NHẬN

Điều 1. Công ty Điều hành chung Hoàng Long (sau đây gọi là Chủ dự án) đã thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của giàn đầu giếng H1-WHP và FPSO Armada TGT1 thuộc Dự án Phát triển mỏ Tê Giác trắng tại Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam sau đây:

I. Công trình, thiết bị, biện pháp thu gom, xử lý nước thải:

- Đã lắp đặt công trình xử lý nước thải khai thác với công suất thiết kế 85 000

thùng nước thải/ngày, kèm theo thiết bị kiểm soát chất lượng nước sau khi xử lý để đảm bảo hàm lượng dầu có trong nước thải sau khi xử lý nhỏ hơn 35 ppm trước khi thải ra biển.

- Đã lắp đặt hệ thống xử lý nước thải phát sinh từ các nhà vệ sinh trên FPSO Armada TGT1 (không bao gồm nước thải do hoạt động tắm, giặt) với công suất thiết kế cho 110 người.

- Đã trang bị hệ thống thu gom, xử lý nước thoát sàn kín, nước thoát sàn hở, kèm theo thiết bị quan trắc tự động đảm bảo đạt hàm lượng dầu nhỏ hơn 15ppm trước khi thải xuống biển.

2. Công trình, thiết bị, biện pháp lưu giữ, thu gom, vận chuyển, xử lý chất thải nguy hại, chất thải rắn thông thường:

- Đã được Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu cấp Sổ đăng ký chủ nguồn thải chất thải nguy hại số 77.000021.T ngày 16 tháng 02 năm 2009 cho giàn khoan thăm dò dầu khí tại Lô 16-1.

- Đã ký hợp đồng tổng thể số HI-09-TGTC09 có hiệu lực từ ngày 01 tháng 9 năm 2009 với Bumi Armada và Liên doanh VietsovPetro để vận hành và bảo trì FPSO, trong đó có nội dung về quản lý chất thải rắn và chất thải nguy hại.

- Đã trang bị máy nghiền đối với chất thải rắn là thức ăn thừa trước khi thải xuống biển.

- Đã bố trí các thùng chứa chất thải rắn, chất thải nguy hại theo đúng quy cách.

3. Công trình, thiết bị, kế hoạch phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường và các công trình, biện pháp, giải pháp kỹ thuật bảo vệ môi trường khác:

- Đã được Cục Cảnh sát Phòng cháy chữa cháy và Cứu nạn cứu hộ xác nhận giàn đầu giếng HI-WHP và FPSO Armada TGT1 đủ các điều kiện về phòng cháy và chữa cháy tại văn bản số 732/PCCC&CNCH-P2 ngày 29 tháng 6 năm 2011 và số 998/ĐK-PCCC ngày 18 tháng 8 năm 2011.

- Đã được Chủ tịch Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu cấp Quyết định số 2049/QĐ-UBND ngày 20 tháng 8 năm 2010 về việc phê duyệt kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho Dự án phát triển mỏ Tê Giác trắng tại Lô 16-1 ngoài khơi Đông Nam Việt Nam của Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long.

- Đã ký hợp đồng dịch vụ kỹ thuật số HI-OPS-10-066 có hiệu lực từ ngày 25 tháng 5 năm 2010 với Công ty TNHH dịch vụ kỹ thuật dầu khí biển PVD (PVD Offshore) về cung cấp dịch vụ và thiết bị ứng cứu tràn dầu.

Điều 2. Chủ dự án có trách nhiệm thực hiện các yêu cầu bắt buộc sau đây trong giai đoạn tiếp theo của Dự án:

1. Thực hiện thủ tục đề nghị cơ quan nhà nước có thẩm quyền cấp sổ đăng ký chủ nguồn thải chất thải nguy hại bổ sung cho chất thải nguy hại phát sinh từ giàn đầu giếng HI-WHP và FPSO Armada TGT1 trong quá trình vận hành khai thác mỏ theo đúng quy định của pháp luật.

2. Tiếp tục triển khai thực hiện các hạng mục/phân kỳ đầu tư tiếp theo của Dự

án, đảm bảo các quy định, tiêu chuẩn, quy chuẩn về môi trường có liên quan và lập hồ sơ, gửi Tổng cục Môi trường để được tiếp tục kiểm tra, xác nhận việc đã thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của Dự án.

3. Vận hành các công trình xử lý chất thải đã được nêu tại Điều 1 Giấy xác nhận này theo đúng thiết kế, đảm bảo các quy trình, quy phạm kỹ thuật.

4. Tiếp tục thực hiện các biện pháp bảo vệ môi trường, đảm bảo các quy định, quy chuẩn, tiêu chuẩn môi trường có liên quan của pháp luật hiện hành.

5. Chủ động xử lý, khắc phục kịp thời các sự cố và các tình huống bất lợi xảy ra gây ảnh hưởng tiêu cực đến môi trường trong suốt quá trình vận hành của Dự án và báo cáo ngay cho cơ quan quản lý nhà nước về bảo vệ môi trường và các cơ quan nhà nước có liên quan khác để được hướng dẫn, hỗ trợ.

6. Chịu sự kiểm tra, giám sát của các cơ quan quản lý nhà nước về bảo vệ môi trường theo quy định của pháp luật hiện hành.

Điều 3. Giấy xác nhận này có giá trị kể từ ngày ký./.

Nơi nhận:

- Cty Điều hành chung Hoàng Long;
- Sở TN&MT tỉnh Hà Rịa - Vũng Tàu;
- Sở TN&MT tỉnh Bình Thuận;
- Lưu: VT, TD Tuấn 7

TỔNG CỤC TRƯỞNG



Rùi Cách Tuyên

Thứ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường

BỘ TRƯỞNG VIỆT NAM

Số 129 /GXN-BTNMT

Hà Nội, ngày 02 tháng 11 năm 2018

GIẤY XÁC NHẬN
HOÀN THÀNH CÔNG TRÌNH BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG
Đối với giàn H1-WHP thuộc Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mở Tê Giác Trắng,
Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”

BỘ TRƯỞNG BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG XÁC NHẬN

I. Thông tin chung về dự án/cơ sở:

- Tên chủ dự án: Công ty Liên doanh Điều hành chung Hoàng Long
- Địa chỉ văn phòng: Phòng 2001, tòa nhà Mê Linh Point, số 2 Ngô Đức Kế, Quận 1, Thành phố Hồ Chí Minh.
- Địa điểm thực hiện dự án: Lô 16-1 thuộc bồn trũng Cửu Long, cách tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu 105 km về phía Đông Nam.
- Điện thoại: 84-028-38299359 Fax: 84-028-38226106
- Giấy phép đầu tư số 2146/GP ngày 08/12/1999, thay đổi lần 1 ngày 16/4/2002, thay đổi lần 02 ngày 14/11/2002 do Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp.
- Quyết định phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án số 156/QĐ-BTNMT ngày 09/02/2017 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường.

II. Nội dung xác nhận:

Xác nhận hoàn thành các công trình bảo vệ môi trường đối với giàn H1-WHP thuộc Dự án “Kế hoạch phát triển toàn mở Tê Giác Trắng, Lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” (tại Phụ lục kèm theo).

III. Trách nhiệm của chủ dự án:

Tuân thủ các quy định của pháp luật về bảo vệ môi trường; thường xuyên vận hành và lập nhật ký vận hành các công trình bảo vệ môi trường đã nêu tại Mục 1, 2, 3 và 4 của Phụ lục kèm theo Giấy xác nhận này; thực hiện chế độ báo cáo về bảo vệ môi trường và chương trình giám sát môi trường theo quy định của pháp luật.

IV. Tổ chức thực hiện:

Giấy xác nhận này là căn cứ để cơ quan nhà nước có thẩm quyền kiểm tra, thanh tra việc chấp hành pháp luật về bảo vệ môi trường trong quá trình hoạt động của cơ sở. /

Nơi nhận:

- Như mục I (02);
- Bộ trưởng Trần Hồng Hà (để báo cáo);
- UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu;
- Sở TN&MT tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu;
- VPMC, Bộ TN&MT;
- Lưu: VT, KSMT (02). Đ10

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG


Võ Tuấn Nhân

**BỘ TÀI NGUYÊN VÀ MÔI TRƯỜNG
TỔNG CỤC MÔI TRƯỜNG**

**CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

Số: 1053/TCMT-TĐ

Hà Nội, ngày 04 tháng 7 năm 2014

V/v xác nhận việc thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của Dự án “Phát triển và khai thác mỏ Hải Sư Trắng và Phát triển và khai thác sớm mỏ Hải Sư Đen, lô 15-2/01, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”

Kính gửi: Công ty Điều hành chung Thăng Long

Tổng cục Môi trường nhận được Văn bản số TL-HSE/1181-13 ngày 03 tháng 12 năm 2013, Văn bản số TL/HSE/001-2014 ngày 02 tháng 01 năm 2014 và Văn bản số TL-HSE/407-14 ngày 11 tháng 6 năm 2014 của Công ty Điều hành chung Thăng Long về việc đề nghị kiểm tra, xác nhận việc thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của Dự án “Phát triển và khai thác mỏ Hải Sư Trắng và Phát triển và khai thác sớm mỏ Hải Sư Đen tại lô 15-2/01, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” (Dự án) và bổ sung hồ sơ nêu trên (kèm theo hồ sơ đề nghị các thông tin liên quan đến bảo vệ môi trường của Dự án. Về vấn đề này, sau khi xem xét hồ sơ, Tổng cục Môi trường có ý kiến như sau:

1. Dự án “Phát triển và khai thác mỏ Hải Sư Trắng và Phát triển và khai thác sớm mỏ Hải Sư Đen tại lô 15-2/01, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” bao gồm 02 giàn đầu giếng HSD và HST là giàn đầu giếng không người. Toàn bộ lưu thể khai thác từ 02 giàn đầu giếng HSD và HST được dẫn về FPSO Armada TGT-1 thông qua giàn đầu giếng H1-WHP (thuộc dự án “Phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng tại lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam”) để tách pha dầu, khí, nước và xử lý tại hệ thống xử lý nước khai thác lắp đặt trên FPSO Armada TGT-1 (các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường trên giàn đầu giếng H1-WHP và FPSO Armada TGT-1 đã được kiểm tra và cấp Giấy xác nhận số 1856/TCMT ngày 03 tháng 11 năm 2011 của Tổng cục Môi trường về việc thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của giàn đầu giếng H1-WHP và FPSO Armada TGT-1 thuộc Dự án “Phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng tại lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” trước khi đi vào vận hành chính thức).

2. Trên 02 giàn HSD và HST không người có hệ thống thu gom, xử lý nước thoát sản phẩm và nước thoát sản phẩm, toàn bộ hydrocarbon được tách và gộp với dòng lưu thể khai thác đưa về FPSO Armada TGT-1 xử lý.

3. Trong giai đoạn tiếp theo của Dự án, Công ty Điều hành chung Thăng Long có trách nhiệm thực hiện các yêu cầu sau đây:

- Tự chịu trách nhiệm đối với các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường

đã được thực hiện có thay đổi, điều chỉnh so với báo cáo đánh giá tác động môi trường được phê duyệt, đảm bảo các quy định, tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật có liên quan của pháp luật hiện hành.

- Vận hành các công trình xử lý chất thải đã được nêu tại Giấy xác nhận 1856/TCMT ngày 03 tháng 11 năm 2011 của Tổng cục Môi trường về việc thực hiện các công trình, biện pháp bảo vệ môi trường phục vụ giai đoạn vận hành của giàn đầu giếng H1-WHP và FPSO Armada TGT-1 thuộc Dự án “Phát triển toàn mỏ Tê Giác Trắng tại lô 16-1, ngoài khơi Đông Nam Việt Nam” trước khi đi vào vận hành chính thức và hệ thống thu gom, xử lý nước thoát sàn kín và nước thoát sàn hở trên 02 giàn HSD và HST theo đúng thiết kế, đảm bảo các quy trình, quy phạm kỹ thuật.

- Tiếp tục thực hiện các biện pháp bảo vệ môi trường, đảm bảo các quy định, quy chuẩn, tiêu chuẩn môi trường có liên quan của pháp luật hiện hành.

- Chủ động xử lý, khắc phục kịp thời các sự cố và các tình huống bất lợi xảy ra gây ảnh hưởng tiêu cực đến môi trường trong suốt quá trình vận hành của Dự án và báo cáo ngay cho cơ quan quản lý nhà nước về bảo vệ môi trường và các cơ quan nhà nước có liên quan khác để được hướng dẫn, hỗ trợ.

- Chịu sự kiểm tra, giám sát của các cơ quan quản lý nhà nước về bảo vệ môi trường theo quy định của pháp luật hiện hành.

Trên đây là ý kiến của Tổng cục Môi trường gửi Công ty Điều hành chung Thăng Long thực hiện./.

Nơi nhận:

- Như trên;
- Bộ trưởng Nguyễn Minh Quang (để báo cáo);
- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- UBND các tỉnh Bình Thuận, Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Sở TN&MT các tỉnh Bình Thuận, Bà Rịa-Vũng Tàu;
- Lưu: VT, HS. BT12.



Bùi Cách Tuyên

**ỦY BAN QUỐC GIA ỨNG
PHÓ SỰ CỐ, THIÊN TAI
VÀ TÌM KIẾM CỨU NẠN**

**CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

Hà Nội, ngày 04 tháng 01 năm 2018

Số: 13 /QĐ-UB

QUYẾT ĐỊNH

**Phê duyệt Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho Dự án
phát triển toàn mỏ Tê giác trắng của Hoàng Long JOC**

**CHỦ TỊCH ỦY BAN QUỐC GIA ỨNG PHÓ
SỰ CỐ, THIÊN TAI VÀ TÌM KIẾM CỨU NẠN**

Căn cứ Quyết định số 129/2001/QĐ-TTg ngày 29 tháng 8 năm 2001 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt Kế hoạch Quốc gia ứng phó sự cố tràn dầu; Quyết định số 02/2013/QĐ-TTg ngày 14 tháng 01 năm 2013 của Thủ tướng Chính phủ ban hành Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu.

Xét đề nghị của Tập đoàn dầu khí Việt Nam tại Công văn 8312/DKVN-ATMT ngày 28 tháng 12 năm 2017 và Chánh Văn phòng Ủy ban Quốc gia Tìm kiếm cứu nạn tại Tờ trình số: 04 /TTr-VP ngày 02 tháng 01 năm 2018 về việc phê duyệt Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho Dự án phát triển toàn mỏ Tê giác trắng của Hoàng Long JOC.

QUYẾT ĐỊNH

Điều 1. Phê duyệt kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho Dự án phát triển toàn mỏ Tê giác trắng của Hoàng Long JOC. (Có thuyết minh Kế hoạch kèm theo).

Điều 2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Công ty Hoàng Long JOC có trách nhiệm phổ biến tài liệu này cho các cơ quan, đơn vị, địa phương liên quan và thực hiện đúng nội dung được nêu trong Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu đã được phê duyệt.

Điều 3. Trong quá trình hoạt động nếu có điều chỉnh sửa đổi, bổ sung nội dung Kế hoạch để phù hợp với thực tế và hướng dẫn, quy định hiện hành, Công ty Hoàng Long JOC phải có văn bản báo cáo nội dung sửa đổi, bổ sung với cơ quan thẩm định, phê duyệt và thông báo đơn vị, địa phương liên quan.

Điều 4. Quyết định có hiệu lực kể từ ngày ký.

Điều 5. Giám đốc Công ty Hoàng Long JOC và Thủ trưởng các cơ quan liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này. /

Nơi nhận:

- Chủ tịch UBQG UPSCTT&TKCN (Để b/c);
- Văn phòng UBQG UPSCTT&TKCN;
- Trung tâm UPSCTDKV miền Nam;
- Tập đoàn DKVN;
- Công ty Hoàng Long JOC;
- Lưu: VT, PUPSCTD, V 09

**KT. CHỦ TỊCH
PHÓ CHỦ TỊCH THƯỜNG TRỰC**



Phạm Ngọc Minh

Gửi: Địa Vị Lan - Phòng An toàn

BỘ CÔNG THƯƠNG
CỤC KỸ THUẬT AN TOÀN
VÀ MÔI TRƯỜNG CÔNG NGHIỆP

CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: 139 /QĐ-ATMT

Hà Nội, ngày 01 tháng 11 năm 2011

QUYẾT ĐỊNH

Chấp thuận Chương trình quản lý an toàn; Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp cho Dự án phát triển mỏ Tê Giác Trắng của Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long

CỤC TRƯỞNG CỤC KỸ THUẬT AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG CÔNG NGHIỆP

Căn cứ Quyết định số 0788/QĐ-BCT ngày 30 tháng 01 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Cục Kỹ thuật an toàn và Môi trường công nghiệp;

Xét đề nghị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 8987/DKVN-ATMT ngày 04 tháng 10 năm 2011 về việc đề nghị Cục Kỹ thuật an toàn và Môi trường công nghiệp - Bộ Công Thương xem xét chấp thuận Chương trình quản lý an toàn; Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp cho Dự án phát triển mỏ Tê Giác Trắng của Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long;

Xét Báo cáo của Hội đồng thẩm định ngày 28 tháng 10 năm 2011 và các tài liệu đã chỉnh sửa, bổ sung của Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long;
Theo đề nghị của Trưởng phòng An toàn Mỏ và Dầu khí,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Chấp thuận Chương trình quản lý an toàn; Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp cho Dự án phát triển mỏ Tê Giác Trắng của Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long.

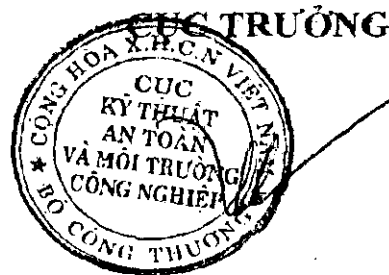
Điều 2. Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long phải thực hiện Chương trình quản lý an toàn và các phương án trong Kế hoạch ứng cứu khẩn cấp để đảm bảo an toàn cho Dự án.

Điều 3. Quyết định có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký.

Chánh Văn phòng Cục, Trưởng các phòng chuyên môn nghiệp vụ, Tổng Giám đốc Công ty Công ty liên doanh điều hành Hoàng Long chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

- Như điều 3;
- Lưu: VT, MDK.



Đỗ Quang Vinh



Số: 19-02-032/HL/HSE

TP. Hồ Chí Minh, ngày 25 tháng 02 năm 2019



QUYẾT ĐỊNH

**Về việc ban hành Biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hóa chất của
hoạt động khoan và khai thác dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng**

TỔNG GIÁM ĐỐC CÔNG TY LIÊN DOANH ĐIỀU HÀNH CHUNG HOÀNG LONG

Căn cứ Luật hóa chất ngày 21 tháng 11 năm 2007;

Căn cứ Quyết định số 2146/GP ngày 08 tháng 12 năm 1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu Tư quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Công ty;

Căn cứ Nghị định số 113/2017/NĐ-CP ngày 09 tháng 10 năm 2017 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất;

Căn cứ Thông tư số 32/2017/TT-BCT ngày 28 tháng 12 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định cụ thể và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất và Nghị định số 113/2017/NĐ-CP ngày 09 tháng 10 năm 2017 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất;

Theo đề nghị của Trưởng Nhóm An toàn Sức khỏe Môi trường,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Ban hành Biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hóa chất cho hoạt động khoan và khai thác dầu khí tại mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 thuộc bồn trũng Cửu Long do Công ty liên doanh điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) quản lý;

Điều 2. HLJOC và các nhà thầu liên quan có trách nhiệm thực hiện đúng những nội dung trong Biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hoá chất, tuân thủ quy định tại Luật hóa chất, Nghị định số 113/2017/NĐ-CP ngày 09 tháng 10 năm 2017 và Thông tư số 32/2017/TT-BCT ngày 28 tháng 12 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định cụ thể và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật hóa chất;

Điều 3. Biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hóa chất này là cơ sở để Công ty, nhóm AT-SK-MT, phòng khoan và phòng khai thác, các cá nhân thực hiện công tác kiểm soát an toàn trong các hoạt động của mình;

Điều 4. Biện pháp phòng ngừa, ứng phó sự cố hóa chất này là căn cứ cho các cơ quan quản lý kiểm tra, giám sát việc thực hiện các nội dung của Biện pháp và sẽ được xuất trình các cơ quan thẩm quyền khi có yêu cầu;

Điều 5. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký.

Trưởng nhóm AT-SK-MT, Trưởng phòng khoan, Trưởng phòng khai thác và các nhà thầu có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

- Như Điều 5;
- Lưu:
 - + AT-SK-MT
 - + Khoan
 - + KT



TS. CÙ XUÂN BẢO



A handwritten signature in blue ink at the bottom right corner of the page.

Số: **534** /QĐ-BCT

Hà Nội, ngày 24 tháng 01 năm 2013

QUYẾT ĐỊNH
Về việc phê duyệt Kế hoạch thu dọn mỏ
Tê Giác Trắng, Lô 16-1

BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG

Căn cứ Nghị định số Nghị định 95/2012/NĐ-CP ngày 12 tháng 11 năm 2012 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí;

Căn cứ Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25 tháng 11 năm 2005 của Bộ Công nghiệp (nay là Bộ Công Thương) về việc ban hành Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí;

Căn cứ Công văn số 12-12-171/HL/GM ngày 17 tháng 12 năm 2012 về việc trình Kế hoạch Thu dọn mỏ Tê Giác Trắng của Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC);

Theo đề nghị của Tổng Cục trưởng Tổng Cục Năng lượng,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Phê duyệt Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 do Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) lập (dự kiến triển khai thực hiện vào năm 2021), bao gồm những công trình, thiết bị, phương tiện cơ bản sau:

STT	Tên công trình
1	Giàn đầu giếng H1-WHP: - Chân đế H1-WHP: 2099,826 tấn - Sàn đỡ đầu giếng H1: 343,735 tấn - Khối thượng tầng H1-WHP: 2033,929 tấn - 16 Ống dẫn hướng (16 ống kép): 16 giếng khoan (11 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép và 2 giếng thăm lượng)

2	<p>Giàn đầu giếng H4-WHP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Chân đế H4-WHP: 2013,666 tấn - Sàn đỡ đầu giếng H4: 313,320 tấn - Khối thượng tầng H4-WHP: 1734,780 tấn - 16 Ống dẫn hướng (10 ống kép và 6 ống đơn) : 9 giếng khoan (5 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép và 1 giếng thăm lượng)
3	<p>Hệ thống đường ống nội mỏ: (12,2 km)</p> <ul style="list-style-type: none"> + Từ H1-WHP tới PLEM: 1,8 km <ul style="list-style-type: none"> - 4 x 10” Đường ống đa pha - 1 x 10” Đường ống vận chuyển nước bơm ép - 1 x 8” Đường ống vận chuyển khí cho gas lift + Từ H4-WHP tới H1-WHP: 7 km <ul style="list-style-type: none"> - 1 x 16” Đường ống đa pha - 1 x 8” Đường ống vận chuyển nước bơm ép - 1 x 6” Đường ống vận chuyển khí cho gas lift + Từ PLEM tới SSIV: 0.8 km <ul style="list-style-type: none"> - 1 x 8” Đường ống xuất khí + Từ H1-WHP tới PLEM và SSIV: 2,6 km <ul style="list-style-type: none"> - 1 x 8” Đường điều khiển bằng thủy lực
4	<p><u>Tàu FPSO Armada TGT1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + Ống mềm <ul style="list-style-type: none"> - 5 x 9.1” Ống mềm (4 Đường khai thác + 1 Đường bơm ép nước) - 2 x 7.4” Ống mềm (1 Đường khí Gas lift + 1 Đường khí xuất) + 1 x Chân đế trung gian: 330,717 tấn + 1 x Khung định hướng ngầm (SGS) + Hệ thống xích neo <ul style="list-style-type: none"> - 12 Xích neo và 12 Cọc neo
5	<p><u>PLEM và SSIV</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - PLEM/PILE: 158,62 tấn - SSIV: 52,49 tấn

Điều 2. Giao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) thực hiện các nhiệm vụ sau:

1. Khi Kế hoạch phát triển của mỏ Tê Giác Trắng được cập nhật, điều chỉnh, bổ sung trong quá trình khai thác đến năm 2021, được cấp thẩm quyền phê duyệt, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) có trách nhiệm trình Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt lại Kế hoạch thu dọn mỏ (đối với hạng mục bổ sung, nếu có).

2. Căn cứ Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng đã được phê duyệt, chậm nhất 01 (một) năm trước khi tiến hành thu dọn mỏ, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) phải cập nhật, điều chỉnh, bổ sung nội dung và dự toán của Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, đặc biệt là xây dựng chi tiết về kế hoạch thực hiện, quản lý dự án và chế độ kiểm tra, công tác đảm bảo an toàn và lập Báo cáo quan trắc môi trường (Báo cáo quan trắc môi trường trình Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt), báo cáo PVN và trình Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt.

3. Trong quá trình thực hiện việc thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, PVN và Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) tuân theo quy định của Luật Dầu khí, Luật Bảo vệ môi trường, Nghị định số 115/2009/NĐ-CP ngày 24 tháng 12 năm 2009, Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12 tháng 9 năm 2000 của Chính phủ về việc quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí, Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí, Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25 tháng 11 năm 2005 của Bộ Công nghiệp (nay là Bộ Công Thương) về việc ban hành Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí và các văn bản pháp luật khác có liên quan.

Điều 3. Về kinh phí thu dọn mỏ Tê Giác Trắng:

1. Ghi nhận tổng chi phí thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 tại thời điểm tháng 10 năm 2012 là **118,724** triệu USD (chưa bao gồm trượt giá), làm cơ sở thực hiện việc trích lập Quỹ thu dọn mỏ.

2. Giao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chỉ đạo Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) trích lập và thực hiện quản lý Quỹ thu dọn mỏ theo quy định tại mục 1 Điều 22 của Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ. Trước Quý I hàng năm, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) báo cáo Bộ Công Thương về tình hình trích lập Quỹ thu dọn mỏ.

Điều 4. Chánh Văn phòng Bộ, Tổng Cục trưởng Tổng Cục Năng lượng, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:

- Như Điều 4;
- Bộ TC, KHĐT, TNMT;
- Lưu: VT, TCNL.



Hà Nội, ngày 18 tháng 01 năm 2013

BIÊN BẢN HỌP THẨM ĐỊNH
KẾ HOẠCH THU DỌN MỎ TÊ GIÁC TRẮNG, LÔ 16-1

Thời gian: 8 giờ 30, Ngày 18 tháng 01 năm 2013.

Địa điểm: Trụ sở Bộ Công Thương - 54 Hai Bà Trưng, Hà Nội.

Nội dung: Thẩm định Báo cáo “Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1”.

I. Thành phần tham dự:

- Ông Lê Dương Quang, Thứ trưởng Bộ Công Thương, Chủ tịch Hội đồng.
- Ông Trần Thanh Tùng, Vụ trưởng vụ Thăm dò và Khai thác Dầu khí, Tổng cục Năng lượng, Bộ Công Thương, Phó chủ tịch Hội đồng, kiêm thư ký.
- Thành viên Hội đồng và khách mời (Phụ lục 1).
- Đại diện Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) (Phụ lục 2).

II. Nội dung cuộc họp:

Hội đồng Thẩm định đã nghe:

- Đại diện HLJOC trình bày tóm tắt nội dung Báo cáo “Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1” bao gồm: Mô tả phạm vi công việc tổng thể, phương pháp và kế hoạch thực hiện, ước tính giá sơ bộ cho việc thu dọn hoàn toàn các công trình theo Luật pháp hiện hành và Hợp đồng dầu khí Lô 16-1.

III. Kết quả kiểm phiếu

- Số phiếu phát ra: 13 phiếu; Số phiếu thu về: 13 phiếu;
- Số phiếu đồng ý thông qua: 13 phiếu; Số phiếu không đồng ý: 00 phiếu.

IV. Kết luận

Trên cơ sở nội dung Báo cáo, trả lời câu hỏi của đại diện Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC), ý kiến thảo luận và trao đổi của các thành viên Hội đồng thẩm định kế hoạch thu dọn mỏ, Hội đồng đã thống nhất kết luận những nội dung sau:

1. Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng đã được biên soạn trên cơ sở các quy định hiện hành của Việt Nam về thu dọn mỏ dầu khí, an toàn, bảo vệ môi trường và các văn bản pháp luật khác có liên quan, có tham khảo các quy định của quốc tế về thu dọn mỏ, bảo vệ môi trường và an toàn hàng hải.

2. Kiến nghị Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt Kế hoạch thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 dự kiến triển khai vào năm 2021, bao gồm các nội dung chính sau:

a. Danh mục các công trình, thiết bị và phương tiện cơ bản của mỏ Tê Giác Trắng cần thu dọn:

STT	Tên công trình
1	<p>Giàn đầu giếng H1-WHP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Chân đế H1-WHP: 2099,826 tấn - Sàn đỡ đầu giếng H1: 343,735 tấn - Khối thượng tầng H1-WHP: 2033,929 tấn - 16 Ống dẫn hướng (16 ống kép): 16 giếng khoan (11 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép và 2 giếng thăm lượng)
2	<p>Giàn đầu giếng H4-WHP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Chân đế H4-WHP: 2013,666 tấn - Sàn đỡ đầu giếng H4: 313,320 tấn - Khối thượng tầng H4-WHP: 1734,780 tấn - 16 Ống dẫn hướng (10 ống kép và 6 ống đơn) : 9 giếng khoan (5 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép và 1 giếng thăm lượng)
3	<p>Hệ thống đường ống nội mỏ: (12,2 km)</p> <ul style="list-style-type: none"> + Từ H1-WHP tới PLEM: 1,8 km <ul style="list-style-type: none"> - 4 x 10" Đường ống đa pha - 1 x 10" Đường ống vận chuyển nước bơm ép - 1 x 8" Đường ống vận chuyển khí cho gas lift + Từ H4-WHP tới H1-WHP: 7 km <ul style="list-style-type: none"> - 1 x 16" Đường ống đa pha - 1 x 8" Đường ống vận chuyển nước bơm ép - 1 x 6" Đường ống vận chuyển khí cho gas lift + Từ PLEM tới SSIV: 0.8 km <ul style="list-style-type: none"> - 1 x 8" Đường ống xuất khí + Từ H1-WHP tới PLEM và SSIV: 2,6 km <ul style="list-style-type: none"> - 1 x 8" Đường điều khiển bằng thủy lực
4	<p><u>Tàu FPSO Armada TGT1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + Ống mềm <ul style="list-style-type: none"> - 5 x 9.1" Ống mềm (4 Đường khai thác + 1 Đường bơm ép nước) - 2 x 7.4" Ống mềm (1 Đường khí Gas lift + 1 Đường khí xuất) + 1 x Chân đế trung gian: 330,717 tấn + 1 x Khung định hướng ngầm (SGS) + Hệ thống xích neo <ul style="list-style-type: none"> - 12 Xích neo và 12 Cọc neo
5	<p><u>PLEM và SSIV</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - PLEM/PILE: 158,62 tấn - SSIV: 52,49 tấn

b. Khi kế hoạch phát triển của mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 được cập nhật, điều chỉnh, bổ xung trong quá trình khai thác đến năm 2021, được cấp thẩm quyền phê duyệt, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) có trách

nhệm trình Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt lại Kế hoạch thu dọn mỏ (đối với các hạng mục bổ xung, nếu có).

c. Trong quá trình thực hiện công việc thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) có trách nhiệm giám sát, đôn đốc Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) tuân thủ Luật Dầu khí, Luật Bảo vệ môi trường, Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12 tháng 9 năm 2000 của Chính phủ về quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí; Nghị định 115/2009/NĐ-CP ngày 24 tháng 12 năm 2009 của Chính phủ về sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 48/2000/NĐ-CP và Quy chế đấu thầu dự án tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ban hành kèm theo Nghị định số 34/2001/NĐ-CP của Chính phủ; Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí; Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25 tháng 11 năm 2005 của Bộ Công Nghiệp (nay là Bộ Công Thương) về việc ban hành quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí và các văn bản phát luật khác có liên quan.

d. Ghi nhận tổng chi phí thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1 tại thời điểm tháng 10 năm 2012 là **118,724** triệu USD (chưa bao gồm trượt giá), làm cơ sở thực hiện việc trích lập Quỹ thu dọn mỏ.

e. Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) trích lập và thực hiện quản lý Quỹ thu dọn mỏ theo quy định tại mục 1 Điều 22 của Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21 tháng 3 năm 2007 của Thủ tướng Chính phủ. Trước Quý I hàng năm, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) báo cáo Bộ Công Thương về tình hình trích lập Quỹ thu dọn mỏ.

f. Chậm nhất 01 (một) năm trước khi tiến hành công việc thu dọn mỏ Tê Giác Trắng, Lô 16-1, Công ty Điều hành chung Hoàng Long (HLJOC) phải cập nhật, điều chỉnh, bổ sung nội dung và dự toán tài chính của Kế hoạch thu dọn mỏ, đặc biệt là xây dựng kế hoạch thực hiện chi tiết về quản lý dự án, chế độ kiểm tra, công tác đảm bảo an toàn, làm sạch mỏ sau khi thu dọn và lập Báo cáo quan trắc môi trường (trình Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt), báo cáo PVN và trình Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt Kế hoạch thu dọn mỏ chi tiết./.

Cuộc họp kết thúc vào hồi 11h00 cùng ngày.

ỦY VIÊN KIỂM THƯ KÝ



**Vụ trưởng TDDK
Tổng cục Năng lượng
Trần Thanh Tùng**

CHỦ TỊCH HỘI ĐỒNG


**Thủ trưởng Bộ Công Thương
Lê Dương Quang**

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM



GIẤY CHỨNG NHẬN
ĐĂNG KÝ TÀU BIỂN VIỆT NAM
CERTIFICATE OF VIETNAM SHIP REGISTRY

CƠ QUAN ĐĂNG KÝ TÀU BIỂN KHU VỰC SÀI GÒN.....
THE REGIONAL SHIP REGISTRAR

Chứng nhận tàu biển có các thông số dưới đây đã được đăng ký vào Sổ đăng ký tàu biển quốc gia Việt Nam:

Hereby certifies that the ship with the following particulars has been registered into The Vietnam National Ships Registration Book:

Tên tàu: PV DRILLING I Hồ hiệu / Số IMO: 3.W.N.X.8768684.....
Name of Ship Call sign / IMO Number

Chủ tàu hoặc người đề nghị đăng ký (tên, địa chỉ): T. CÔNG TY. CP. KHOAN & DV. KHOAN. DẦU KHI
Shipowner or name of applicant (name, address)
(PETROVIETNAM DRILLING AND WELL SERVICES CORP SỐ 12-NAM KỲ KHỐI NGHĨA-Q.1-TP.HCM.)

Người quản lý/khai thác (tên, địa chỉ): PETROVIETNAM DRILLING AND WELL SERVICES CORP.
Manager/operator (name, address)

NT.....

Nội dung đăng ký:

Content of registration:

Loại tàu: GIÀN KHOAN TỰ NÀNG Nơi đóng / Năm đóng: SINGAPORE-2007.....
Type of ship Place of build / Year of build

Chiều dài lớn nhất: 71,32 M Chiều rộng: 63,4 M Chiều cao mạn: 7,8 M
Length over all Breadth Depth

Mớn nước: 4,877 M Tổng dung tích: 10058 GT Dung tích thực: 3017 NT
Draught Gross tonnage Net tonnage

Công suất máy chính: 04X1717 KW Trọng tải toàn phần:
M.E. power Dead weight

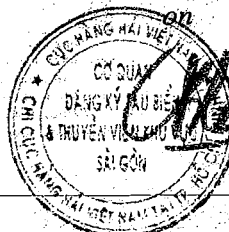
Tổ chức đăng kiểm: VR-ABS Cảng đăng ký: SÀI GÒN
Ship register Port of Registry

Tàu: PV DRILLING I được phép mang cờ quốc tịch Việt Nam
The ship authorized to fly the Vietnamese flag

Cấp tại: TP.HCM ngày 26 tháng 6 năm 2008
Issued at

Số đăng ký: VNSG-1807-GK.
Number of registration

Số giấy CNDKTB: 378-2008-ĐKSG
Number of Certificate



GIAM ĐỐC
LÊ ĐOÀN HẠNH

TO INSTALLATION

CL.MOB 1/3

BỘ GIAO THÔNG VẬN TẢI
CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: 039/2017CTB-CL.MOB
No.

GIẤY CHỨNG NHẬN PHÂN CẤP
CLASSIFICATION CERTIFICATE

Cấp theo Tiêu chuẩn (*)/ Quy chuẩn (*) : Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về phân cấp và giám sát kỹ thuật giàn di động trên biển - QCVN 48: 2012/BGTVT

Issued under the provisions of the National Standard (*)/ Regulation (*) : National technical regulation for classification and technical supervision of mobile offshore units - QCVN 48: 2012/BGTVT

THÂN - HULL

Tên công trình biển: PV DRILLING I	Số phân cấp: VR 072533
Name of Offshore Unit	Class Number
Chức năng công trình biển: Drilling	Chiều dài: 71.32 (m)
Function of Offshore Unit	Length
Cảng đăng ký: SAIGON	Chiều rộng: 63.40 (m)
Port of Registry	Breadth
Quốc tịch: VIETNAM	Chiều cao mạn: 7.80 (m)
Flag	Depth
Hồ hiệu: 3WNX	Chiều chìm: 4.877 (m)
Signal Letters	Draught
Tổng dung tích: 10058	Trọng tải toàn phần: N/A (T)
Gross Tonnage	Deadweight
Vật liệu thân: STEEL	Năm và nơi đóng: 2007- SINGAPORE
Material of hull	Year and Place of Build
Số IMO: 8768684	Năm và nơi hoàn cải:
IMO Number	Year and Place of Conversion
Chủ: PETROVIETNAM DRILLING & WELL SERVICES JSC	
Owner	
Công ty: PETROVIETNAM DRILLING & WELL SERVICES JSC	
Company	

MÁY CHÍNH - MAIN ENGINES

Kiểu: N/A	Tổng công suất: N/A	HP
Type	Total Power	
Số lượng: N/A	Năm và nơi chế tạo: N/A	
Number	Year and Place of Build	

Căn cứ kết quả kiểm tra đã tiến hành, chứng nhận rằng công trình biển này và các trang thiết bị của công trình biển thỏa mãn các yêu cầu của Tiêu chuẩn (*)/ Quy chuẩn (*) QCVN 48:2012/BGTVT, do đó công trình biển được nhận cấp/ phục hồi cấp (*) với ký hiệu dưới đây:

This is to certify that, as a result of the survey performed, the Offshore Unit, her equipment and arrangements are found to be in compliance with the requirements of the National Standard (*)/ Regulation (*) QCVN 48:2012/BGTVT, based on which class with the following notation is assigned/renewed(*) to the Installation

*** VRH SELF-ELEVATING UNIT DRILLING HLDK CRANE POSMOOR DRILL**

Các hạn chế thường xuyên: The unit is going to be within 25° North latitude and 25° South latitude as requested by unit owner.

Permanent restrictions

Các đặc tính khác:

Other characteristics

Giấy chứng nhận có hiệu lực đến ngày 05/03/2022 với điều kiện phải có xác nhận hàng năm phù hợp với Tiêu chuẩn (*)/ Quy chuẩn (*).

This Certificate is valid until...**5 March 2022**... Subject to annual confirmation in accordance with the National Standard(*)/Regulation(*)

Cấp tại HANOI Ngày 18/8/2017
Issued at Date

(*) Gạch bỏ khi không thích hợp.
Delete as appropriate.



Chú ý: Giấy chứng nhận này sẽ bị mất hiệu lực trong các trường hợp quy định điều 3.2.4.1 tại QCVN 48:2012/BGTVT.

Note: This Certificate shall cease to be valid in the cases under the provisions of the clause 3.2.4.1 of the National Regulation QCVN 48:2012/BGTVT.

CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM
VIET NAM REGISTER



CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM

TO INSTALLATION

Số: 039/2017CTB-MODUS
No.

GIẤY CHỨNG NHẬN AN TOÀN GIÀN KHOAN DI ĐỘNG (1989)
MOBILE OFFSHORE DRILLING UNIT SAFETY CERTIFICATE (1989)

Theo ủy quyền của CHÍNH PHỦ NƯỚC CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM, CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM cấp theo các điều khoản của Bộ luật IMO về chế tạo và trang bị của Giàn khoan di động ngoài khơi, 1989 và các bổ sung sửa đổi
Issued under the provisions of the IMO Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units, 1989 as amended relating thereto under the authority of the GOVERNMENT OF THE SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM by VIETNAM REGISTER

Tên gọi hoặc số phân biệt Distinctive Identification (Name or Number)	Kiểu (Mục 1.3 của Bộ Luật) Type (Section 1.3 of the Code)	Cảng đăng ký Port of Registry	Ngày đặt sống chính hoặc giai đoạn đóng mới tương tự hoặc ngày bắt đầu hoán cải. Date on which keel was laid or the unit was at a similar stage of construction or on which major conversion was commenced.
PV DRILLING I	SELF-ELEVATING UNIT	SAIGON	31 OCTOBER 2005

CHỨNG NHẬN RẰNG:
THIS IS TO CERTIFY:

- Giàn nói trên đã được kiểm tra phù hợp với Bộ Luật về chế tạo và trang bị của Giàn khoan di động ngoài khơi, 1989.
That the above-mentioned unit has been duly surveyed in accordance with the applicable provisions of the Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units, 1989.
- Kết quả kiểm tra cho thấy: Kết cấu, trang thiết bị, máy, trang bị VTD, vật liệu của Giàn và trạng thái của chúng thỏa mãn các yêu cầu tương ứng của Bộ Luật.
That the survey showed that the structure, equipment, fittings, radio station arrangements and materials of the unit and the conditions thereof are in all respects satisfactory and that the unit complies with the relevant provisions of the Code.
- Phương tiện cứu sinh trên Giàn dùng cho tổng số không quá **120** người, bao gồm:
That the life-saving appliances provided for a total number of persons and no more as follows:

04 xuồng cứu sinh chờ được life boats/ capsules for	275 người;	10 phao tròn; life buoys;
06 bè cứu sinh chờ được liferafts for	200 người ;	240 phao áo cứu sinh; life jackets.
- Theo mục 1.4 của Bộ Luật, các điều khoản của Bộ Luật được miễn giảm cho Giàn đối với hạng mục sau:
That in accordance with section 1.4 of the Code, the provisions of the Code are modified in respect of the unit in the following manner:

The immersions as requirement suit 10.11 are exempted. The unit is going to be within 25° North latitude and 25° South latitude as requested by unit owner.

- Giàn được chấp thuận chương trình kiểm tra liên tục thay thế cho kiểm tra cấp mới và trung gian về các phần:
That this unit has been issued with approval for the continuous survey techniques under 1.6.4 of the Code in lieu of renewal and intermediate surveys in respect of:

Thân :

Hull

Máy:

Machinery

Giấy chứng nhận này có hiệu lực đến :
This Certificate is valid until

05/03/2022

Cấp tại

HANOI

Ngày

18/8/2017

CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM
VIETNAM REGISTER



CỤC TRƯỞNG
Trần Kỳ Hình

AMERICAN BUREAU OF SHIPPING



CHARTERED
1862

NUMBER
07161245

CERTIFICATE OF CLASSIFICATION

PV DRILLING I

Description SELF ELEVATING DRILLING UNIT

Dimensions, Length 71.3232 m

Breadth 63.3984 m

Depth 7.62 m

Tonnage, Gross 10058

Net 3017

Owner PETROVIETNAM DRILLING & WELL SERVICES COPORATION

Shipbuilder KEPPEL FELS LTD. SINGAPORE

Engine Builder -

Year of Build 07 March 2007

Hull Number B270

This is to Certify that the above has been surveyed in accordance with the Rules of this Bureau and entered in the Record with the Class

A1, Self Elevating Drilling Unit

10 May 2017

Issue Date

11 April 2022

Expiration Date

J. A.
Chief Surveyor

M. C. Adams
Assistant Secretary

NOTE: This certificate evidences compliance with one or more of the Rules, Guides, standards or other criteria of American Bureau of Shipping and is issued solely for the use of the Bureau, its committees, its clients or other authorized entities. The classification certificate is a representation only that the vessel, structure, item of material, equipment or machinery or any other item covered by this certificate has met one or more of the Rules of American Bureau of Shipping. The certificate is governed by the terms and conditions on the reverse side hereof, and governed by the Rules and standards of American Bureau of Shipping who shall remain the sole judge thereof.

CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM
VIETNAM REGISTER



CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM

TO INSTALLATION

Số: 039/2017CTB-IAPP
No.

**GIẤY CHỨNG NHẬN QUỐC TẾ
VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM KHÔNG KHÍ**
INTERNATIONAL AIR POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE

Theo ủy quyền của CHÍNH PHỦ NƯỚC CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM, CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM cấp theo các điều khoản của Nghị định thư 1997, được sửa đổi bởi nghị quyết MEPC.176(58) năm 2008, của CÔNG ƯỚC QUỐC TẾ VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM DO TÀU GÂY RA, 1973, được bổ sung sửa đổi bởi Nghị định thư 1978 (sau đây gọi là "Công ước").

Issued under the provisions of the Protocol of 1997, as amended by resolution MEPC.176(58) in 2008, to amend the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 related thereto (hereinafter referred to as "the Convention") under the authority of the Government of the Socialist Republic of Vietnam by Vietnam Register.

Đặc điểm tàu:

Particulars of Ship

Tên tàu Name of Ship	Số đăng ký hoặc hồ hiệu Distinctive Number or Letters	Số IMO* IMO Number	Cảng đăng ký Port of Registry	Tổng dung tích Gross Tonnage
PV DRILLING I	3WNX	8768684	SAI GON	10058

CHỨNG NHẬN RẰNG:
THIS IS TO CERTIFY:

- Tàu nói trên đã được kiểm tra phù hợp với Quy định 5 Phụ lục VI của Công ước.
That the ship has been surveyed in accordance with Regulation 5 of Annex VI of the Convention; and
- Đợt kiểm tra cho thấy rằng các thiết bị, hệ thống, việc bố trí lắp đặt và vật liệu của tàu hoàn toàn phù hợp với mọi yêu cầu phải áp dụng của Phụ lục VI của Công ước.
That the survey shows that the equipment, systems, fittings, arrangement and materials fully comply with the applicable requirements of Annex VI of the Convention.



Ngày hoàn thành kiểm tra làm cơ sở cấp giấy chứng nhận này:
Completion date of the survey on which this certificate is based

24/05/2017

Giấy chứng nhận này có hiệu lực đến:
This Certificate is valid until

05/03/2022

với điều kiện các lần kiểm tra theo quy định 5 của Phụ lục VI của Công ước được thực hiện.
subject to surveys in accordance with regulation 5 of Annex VI of the Convention.

Cấp tại
Issued at

HANOI

Ngày cấp
Date of issue

18/08/2017

CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM
VIETNAM REGISTER



CỤC TRƯỞNG
Trần Kỳ Hình

* Theo Nghị quyết A.600(15), Số phân biệt IMO của tàu.
In accordance with IMO ship identification number scheme adopted by the Organization by resolution A.600(15).



Số: 039/2017CTB-IOPP
No.

TO INSTALLATION

GIẤY CHỨNG NHẬN QUỐC TẾ VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM DO DẦU GÂY RA INTERNATIONAL OIL POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE

Kèm theo Giấy chứng nhận này phải có BẢN GHI NHẬN VỀ KẾT CẤU VÀ TRANG BỊ
This Certificate shall be supplemented by a RECORD OF CONSTRUCTION AND EQUIPMENT

Theo ủy quyền của CHÍNH PHỦ NƯỚC CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM, CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM cấp theo các điều khoản của CÔNG ƯỚC QUỐC TẾ VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM DO TÀU GÂY RA, 1973, đã được bổ sung sửa đổi bởi Nghị định thư 1978 và các bổ sung sửa đổi (dưới đây gọi là "Công ước").

Issued under the provisions of the INTERNATIONAL CONVENTION FOR THE PREVENTION OF POLLUTION FROM SHIPS, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto, as amended (hereinafter referred to as the Convention) under the authority of the GOVERNMENT OF THE SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM by VIETNAM REGISTER.

Đặc điểm tàu:

Particulars of Ship

Tên tàu Name of Ship	Số đăng ký hoặc hô hiệu Distinctive Number or Letters	Cảng đăng ký Port of Registry	Tổng dung tích Gross Tonnage	Trọng tải tàu ¹ (tấn) Deadweight of Ship ¹ (tonnes)	Số IMO IMO Number
PV DRILLING I	3WNX	SAI GON	10058	N/A	8768684

Kiểu tàu²:

Type of ship²:

Tàu dầu
Oil tanker

Tàu không phải là tàu dầu nhưng có các két hàng thuộc phạm vi áp dụng của Quy định 2.2 Phụ lục I của Công ước
Ship other than an oil tanker with cargo tanks coming under Regulation 2.2 of Annex I of the Convention

Tàu không thuộc các kiểu nói trên
Ship other than any of the above

CHỨNG NHẬN RẰNG:

THIS IS TO CERTIFY:

- Tàu nói trên đã được kiểm tra phù hợp với Quy định 6 Phụ lục I của Công ước; và
That the ship has been surveyed in accordance with Regulation 6 of Annex I of the Convention; and
- Đợt kiểm tra cho thấy rằng kết cấu, các hệ thống và trang thiết bị, việc bố trí lắp đặt và vật liệu của tàu cũng như trạng thái của chúng hoàn toàn thỏa mãn và tàu phù hợp với mọi yêu cầu phải áp dụng của Phụ lục I, Công ước.
That the survey shows that the structure, equipment, systems, fittings, arrangements and material of the ship and the condition thereof are in all respects satisfactory and that the ship complies with the applicable requirements of Annex I of the Convention.

1 Chỉ áp dụng đối với tàu chở dầu.
For oil tankers.

2 Ghi "X" vào ô thích hợp.
Mark appropriate box with "X".

Giấy chứng nhận này có hiệu lực đến ³:

05/03/2022

This Certificate is valid until ³

với điều kiện phải tiến hành các đợt kiểm tra phù hợp với Quy định 6 của Phụ lục I của Công ước.

subject to surveys in accordance with Regulation 6 of Annex I of the Convention.

Ngày hoàn thành kiểm tra làm cơ sở cấp giấy chứng nhận này:

24/05/2017

Completion date of the survey on which this certificate is based

Cấp tại

HANOI

Ngày

18/08/2017

Issued at

Date

CỤC ĐĂNG KÍ VIỆT NAM
VIETNAM REGISTERCỤC TRƯỞNG
Trần Kỳ Hình

³ Ghi ngày hết hạn do Chính quyền hàng hải quy định theo Quy định 10.1 Phụ lục I của Công ước. Ngày và tháng của ngày này tương ứng với ngày ấn định kiểm tra hàng năm như định nghĩa ở Quy định 1.27 của Phụ lục I của Công ước, trừ khi được sửa đổi phù hợp với Quy định 10.8 của Phụ lục I của Công ước.

Insert the date of expiry as specified by the Administration in Regulation 10.1 of Annex I of the Convention. The day and the month of this date correspond to the anniversary date as defined in Regulation 1.27 of Annex I of the Convention, unless amended in accordance with Regulation 10.8 of Annex I of the Convention.



CỤC ĐĂNG KIỂM VIỆT NAM
VIETNAM REGISTER

TO INSTALLATION

**PHỤ BẢN CỦA GIẤY CHỨNG NHẬN QUỐC TẾ VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM DẦU
SUPPLEMENT TO THE INTERNATIONAL OIL POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE**

Số: **039/2017CTB-IOPP.SA** BẢN GHI VỀ KẾT CẤU VÀ TRANG THIẾT BỊ CHO TÀU KHÔNG PHẢI TÀU DẦU
No. **RECORD OF CONSTRUCTION AND EQUIPMENT FOR SHIPS OTHER THAN OIL TANKERS**

Bản ghi này phải được thường xuyên đính kèm theo Giấy chứng nhận ngăn ngừa ô nhiễm dầu (OPP) số: **039/2017CTB-IOPP**
This record shall be permanently attached to the Certificate for Oil Pollution Prevention (OPP) No.:

Theo các điều khoản của Phụ lục I Công ước quốc tế về ngăn ngừa ô nhiễm biển do tàu gây ra 1973, đã được sửa đổi bởi Nghị định thư 1978 liên quan (dưới đây gọi tắt là "Công ước").

In respect of the provisions of Annex I of the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto (hereinafter referred to as "the Convention").

**1. ĐẶC ĐIỂM TÀU
PARTICULARS OF SHIP**

1.1 Tên tàu: Name of ship	PV DRILLING I
1.2 Số phân biệt hoặc hô hiệu: Distinctive number or letters	3WNX
1.3 Cảng đăng ký: Port of registry	SAI GON
1.4 Tổng dung tích: Gross tonnage	10058
1.5 Ngày đóng tàu: Date of build	
1.5.1 Ngày ký hợp đồng đóng mới: Date of building contract	22 February 2005
1.5.2 Ngày đặt sống chính hoặc tàu ở giai đoạn đóng mới tương tự: Date on which keel was laid or ship was at a similar stage of construction	31 October 2005
1.5.3 Ngày bàn giao: Date of delivery	08 March 2007
1.6 Hoán cải lớn (nếu có): Major conversion (if applicable)	
1.6.1 Ngày ký hợp đồng hoán cải: Date of conversion contract	N/A
1.6.2 Ngày bắt đầu công việc hoán cải: Date on which conversion was commenced	N/A
1.6.3 Ngày kết thúc công việc hoán cải: Date of completion of conversion	N/A

1.7 Tàu được Chính quyền hàng hải công nhận là "bàn giao vào hoặc trước ngày 31 tháng 12 năm 1979" theo quy định 1.28.1 do chậm trễ ngoài kế hoạch trước khi bàn giao

The ship has been accepted by the Administration as a "ship delivered on or before 31 December 1979" under regulation 1.28.1 due to unforeseen delay in delivery.

- Lưu ý: 1. Biểu mẫu này được sử dụng cho kiểu tàu thứ ba trong Giấy chứng nhận IOPP, "Tàu không thuộc các kiểu nói trên". Đối với các tàu dầu và tàu không phải tàu dầu nhưng có các kết hàng theo quy định 2.2 Phụ lục I của Công ước, thì phải sử dụng mẫu B.
This form is to be used for the third type of ships as categorized in the IOPP Certificate, i.e. "ships other than any of the above". For oil tankers and ships other than oil tankers with cargo tanks coming under regulation 2.2 of Annex I of the Convention, Form B shall be used.
2. Biểu mẫu này phải thường xuyên đi kèm theo Giấy chứng nhận IOPP. Giấy chứng nhận IOPP phải luôn có trên tàu.
This Record shall be permanently attached to the IOPP Certificate. The IOPP Certificate shall be available on board the ship at all times.
3. Ghi dấu "X" cho câu trả lời là "Có" và "Áp dụng" hoặc dấu "--" cho câu trả lời là "Không" và "Không áp dụng" vào các ô tương ứng.
Entries in boxes shall be made by inserting either a cross "X" for the answers "Yes" and "Applicable" or a dash "--" for the answers "no" and "Not applicable" as appropriate.
4. Các quy định nêu trong Bản ghi này là những quy định của Phụ lục I của Công ước và các Nghị quyết được Tổ chức Hàng hải quốc tế thông qua.
Regulations mentioned in this Record refer to regulations of Annex I of the Convention and Resolutions refer to those adopted by the International Maritime Organization.

2. THIẾT BỊ KIỂM SOÁT THẢI DẦU TỪ LA CANH BUỒNG MÁY VÀ KẾT NHIÊN LIỆU (Các quy định 16 và 14)
EQUIPMENT FOR THE CONTROL OF OIL DISCHARGE FROM MACHINERY SPACE BILGES AND OIL FUEL TANKS (Regulations 16 and 14)

2.1 Chứa nước dằn trong các kết nhiên liệu:

Carriage of ballast water in oil fuel tanks

- 2.1.1 Tàu có thể chứa nước dằn trong kết nhiên liệu ở điều kiện bình thường
 The ship may under normal conditions carry ballast water in oil fuel tanks

2.2 Kiểu thiết bị lọc dầu được trang bị:

Type of filtering equipment fitted:

- 2.2.1 Thiết bị lọc dầu (15 phần triệu) (Quy định 14.6)
 Oil filtering (15 ppm) equipment (Regulation 14.6)
- 2.2.2 Thiết bị lọc dầu (15 phần triệu) có thiết bị báo động và dừng thải tự động theo Quy định 14.7
 Oil filtering (15 ppm), equipment with alarm and automatic stopping device (Regulation 14.7)

2.3 Các tiêu chuẩn phê duyệt:

Approval standards

2.3.1 Thiết bị phân ly/lọc:

The separating/filtering equipment

- .1 đã được duyệt theo Nghị quyết A.393(X)
 has been approved in accordance with Resolution A.393(X)
- .2 đã được duyệt theo Nghị quyết MEPC.60(33)
 has been approved in accordance with Resolution MEPC.60(33)
- .3 đã được duyệt theo Nghị quyết MEPC.107(49)
 has been approved in accordance with Resolution MEPC.107(49)
- .4 đã được duyệt theo Nghị quyết A.233(VII)
 has been approved in accordance with Resolution A.233(VII)
- .5 đã được duyệt theo các Tiêu chuẩn quốc gia không dựa vào Nghị quyết A.393(X) hoặc A.233(VII).....
 has been approved in accordance with National Standards not based upon Resolution A.393(X) or A.233(VII)
- .6 không được duyệt
 has not been approved

- 2.3.2 Thiết bị xử lý đã được duyệt theo Nghị quyết A.444(XI)
 The process unit has been approved in accordance with Resolution A.444(XI)

2.3.3 Thiết bị đo hàm lượng dầu:

The oil content meter

- .1 đã được duyệt theo Nghị quyết A.393(X)
 has been approved in accordance with Resolution A.393(X)
- .2 đã được duyệt theo Nghị quyết MEPC.60(33)
 has been approved in accordance with Resolution MEPC.60(33)
- .3 đã được duyệt theo Nghị quyết MEPC.107(49)
 has been approved in accordance with Resolution MEPC.107(49)

- 2.4 Lưu lượng lớn nhất của hệ thống này là 0.5 (m³/h)
 Maximum throughput of the system is

2.5 Không áp dụng Quy định 14:

Waiver of Regulation 14

- 2.5.1 Theo Quy định 14.5 không phải áp dụng các yêu cầu của Quy định 14.1 hoặc 14.2.
 The requirements of regulation 14.1 or 14.2 are waived in respect of the ship in accordance with regulation 14.5.

- 2.5.1.1 Tàu đảm bảo chỉ hoạt động trong vùng đặc biệt
 The ship is engaged exclusively on voyages within Special Area(s)

- 2.5.1.2 Tàu được chứng nhận theo Bộ luật quốc tế về an toàn tàu cao tốc và có lịch trình khai thác tàu với hành trình hai chiều không quá 24 giờ.....
 The ship is certified under the International Code of Safety for High-Speed Craft and engaged on a scheduled service with a turn-around time not exceeding 24 hours

- 2.5.2 Trên tàu có lắp đặt két chứa để chứa toàn bộ nước la canh lẫn dầu như sau:
- The ship is fitted with holding tank(s) for the total retention on board of all oily bilge water as follows

Số hiệu két Tank Identification	Két - Tank		Thể tích (m ³) Volume (m ³)
	Từ sườn - Tới sườn Frames (from) - (to)	Vị trí theo phương ngang Lateral position	
Tổng thể tích Total Volume			

- 2A.1 Tàu yêu cầu đóng theo quy định 12A và thoả mãn các điều khoản của:
The ship is required to be constructed according to regulation 12A and complies with the requirements of:
mục 6 và 7 hoặc 8 (kết cấu vỏ kép)
paragraphs 6 and either 7 or 8 (double hull construction)
mục 11 (tính toán tràn dầu nhiên liệu khi sự cố)
paragraph 11 (accidental oil fuel outflow performance)
- 2A.2 Tàu không yêu cầu thoả mãn các điều khoản của quy định 12A
The ship is not required to comply with the requirements of regulation 12A.

3. PHƯƠNG TIỆN ĐỂ GIỮ LẠI VÀ LOẠI BỎ DẦU CẶN (DẦU LẮNG (Quy định 12) VÀ (CÁC) KÉT GIỮ NƯỚC LẤN DẦU ĐÁY TÀU LẤN DẦU*
MEANS FOR RETENTION AND DISPOSAL OF OIL RESIDUES (SLUDGE) (Regulation 12) AND OILY BILGE WATER HOLDING TANK(S)*

- 3.1 Tàu được trang bị các két giữ dầu cặn (dầu lắng) để giữ lại dầu cặn (dầu lắng) trên tàu như sau:
The ship is provided with oil residue (sludge) tanks for retention of oil residues (sludge) on board as follows:

Số hiệu két Tank Identification	Két - Tank		Thể tích (m ³) Volume (m ³)
	Từ sườn - Tới sườn Frames (from) - (to)	Vị trí theo phương ngang Lateral position	
Dirty Oil Tank P	Fr.31-Fr.32	30' Off centreline to P	8.325
Tổng thể tích Total Volume			8.325

- 3.2 Phương tiện xử lý dầu cặn (dầu lắng) được giữ trong các két dầu cặn (dầu lắng):
Means for the disposal of oil residues (sludge) retained in oil residue (sludge) tanks
- 3.2.1 Thiết bị đốt dầu cặn (dầu lắng)
Incinerator for oil residues (sludge)
- 3.2.2 Nồi hơi phụ phù hợp để đốt dầu cặn (dầu lắng)
Auxiliary boiler suitable for burning oil residues (sludge)
- 3.2.3 Các phương tiện được chấp nhận khác, mô tả:
Other acceptable means, state which

* Công ước không yêu cầu (các) két chứa nước đáy tàu lẫn dầu, nếu có (các) két như vậy thì phải liệt kê trong Bảng 3.3.
Oily bilgewater holding tank(s) are not required by the Convention; if such tank(s) are provided they shall be listed in Table 3.3.

3.3 Tàu được trang bị (các) két chứa để chứa nước đáy tàu lẫn dầu như sau:

The ship is provided with holding tank(s) for the retention on board of oily bilge water as follows:

Số hiệu két Tank Identification	Két - Tank		Thể tích (m ³) Volume (m ³)
	Từ sườn - Tới sườn Frames (from) - (to)	Vị trí theo phương ngang Lateral position	
Hull skimmer tank No.34A(P) Separator tank (P)	Fr.34-Fr.35	20' off centreline to P	33.685
	Fr.34-Fr.35	40' off centreline to P	4.610
Tổng thể tích Total Volume			38.295

4. BÍCH NỐI TIÊU CHUẨN (Quy định 13)

STANDARD DISCHARGE CONNECTION (Regulation 13)

- 4.1 Tàu được trang bị đường ống nối với bích nối tiêu chuẩn theo Quy định 13 để thải cặn dầu từ lacanh buồng máy và két cặn đến thiết bị tiếp nhận

The ship is provided with a pipeline for the discharge of residues from machinery bilges and sludges to reception facilities, fitted with a standard discharge connection in accordance with Regulation 13

5. KẾ HOẠCH ỨNG CỨU Ô NHIỄM DẦU/ BIỂN (Quy định 37)

SHIPBOARD OIL/ MARINE POLLUTION EMERGENCY PLAN (Regulation 37)

- 5.1 Tàu có bản kế hoạch ứng cứu ô nhiễm dầu thỏa mãn Quy định 37

The ship is provided with a shipboard oil pollution emergency plan in compliance with Regulation 37

- 5.2 Tàu có bản kế hoạch ứng cứu ô nhiễm biển thỏa mãn Quy định 37.3

The ship is provided with a shipboard marine pollution emergency plan in compliance with Regulation 37.3

6. MIỄN GIẢM

EXEMPTION

- 6.1 Theo Quy định 3.1, Chính quyền hàng hải cho phép miễn giảm việc áp dụng các yêu cầu của Chương 3, Phụ lục I của Công ước này đối với các hạng mục được liệt kê theo các mục như dưới đây

Exemption have been granted by the Administration from the requirements of Chapter 3 of Annex I of the Convention in accordance with Regulation 3.1 on those items listed under paragraph(s)

của Bản ghi này
of this Record

7. TƯƠNG ĐƯƠNG (Quy định 5)

EQUIVALENTS (Regulation 5)

- 7.1 Các thay thế tương đương đối với một số yêu cầu cụ thể của Phụ lục I đã được Chính quyền hàng hải duyệt cho các hạng mục được liệt kê trong mục

Equipvalents have been approved by the Administration for certain the requirements of Annex I on those items listed under paragraph(s)

của Bản ghi này
of this Record

CHỨNG NHẬN RẰNG Bản ghi này là hoàn toàn đúng về mọi mặt.

THIS IS TO CERTIFY that this Record is correct in all respects.

Cấp tại
Issued at

HANOI

Ngày
Date

18/08/2017



Nguyễn Thanh Bình

10/2014

Số: 039/2017CTB-ISPP
No.

TO INSTALLATION

**GIẤY CHỨNG NHẬN QUỐC TẾ
VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM DO NƯỚC THẢI
INTERNATIONAL SEWAGE POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE**

Theo ủy quyền của CHÍNH PHỦ NƯỚC CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM, CỤC ĐĂNG KIỆM VIỆT NAM cấp theo các điều khoản của CÔNG ƯỚC QUỐC TẾ VỀ NGĂN NGỪA Ô NHIỄM DO TÀU GÂY RA, 1973, đã được bổ sung sửa đổi bởi Nghị định thư 1978 và các bổ sung sửa đổi (dưới đây gọi là "Công ước").

Issued under the provisions of the INTERNATIONAL CONVENTION FOR THE PREVENTION OF POLLUTION FROM SHIPS, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto, as amended (hereinafter referred to as "the Convention") under the authority of the GOVERNMENT OF THE SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM by VIETNAM REGISTER.

Đặc điểm tàu

Particulars of Ship

Tên tàu Name of Ship	Số đăng ký hoặc hồ hiệu Distinctive Number or Letters	Cảng đăng ký Port of Registry	Tổng dung tích Gross Tonnage	Số người tàu được phép chở Number of persons which the ship is certified to carry	Số IMO IMO Number
PV DRILLING I	3WNX	SAI GON	10058	120	8768684

- Tàu mới / -Tàu hiện có *
- New Ship / -Existing Ship *
- Kiểu tàu áp dụng quy định 11.3
- Type of ship for the application of regulation 11.3
- Tàu khách mới / -Tàu khách hiện có *
- New passenger ship / -Existing passenger ship *
- Tàu không phải tàu khách*
- Ship other than a passenger ship*

Ngày đặt sống chính hoặc tàu ở giai đoạn đóng mới tương tự hoặc, nếu phù hợp, ngày bắt đầu công việc hoàn cải hoặc sửa đổi hoặc thay đổi đặc trưng chính của tàu
Date on which keel was laid or ship was at a similar stage of construction or, where applicable, date on which work for a conversion or an alteration or modification of a major character was commenced

31/10/2005

CHỨNG NHẬN RẰNG:
THIS IS TO CERTIFY:

1. Tàu đã được trang bị hệ -hệ thống xử lý nước thải/thiết bị nghiền /kết chừa * và đường ống thải phù hợp với Quy định 9 và 10 của Phụ lục IV của Công ước, như sau:

That the ship is equipped with a -sewage treatment plant/comminuter /holding-tank * a sewage treatment plant/comminuter/holding tank and a discharge pipeline in compliance with regulations 9 and 10 of Annex IV of the Convention as follows:

- 1.1 -Hệ thống xử lý nước thải*
-Description of the sewage treatment plant*

Kiểu MARINE-SANITATION DIVICE ST6A SUPER TRIDENT
Type of sewage treatment plant

Nhà chế tạo HAMWORTHY KSE.,LTD
Name of manufacturer

Hệ thống xử lý nước thải được Chính quyền Hàng hải chứng nhận thỏa mãn tiêu chuẩn dòng thải nêu trong nghị quyết -
MEPC.2(VI) / MEPC.159(55) / - *.
The sewage treatment plant is certified by the Administration to meet the effluent standards as provided for in resolution -
MEPC.2(VI) / MEPC.159(55) / - *.

* Gạch bỏ nếu không phù hợp.
Delete as appropriate.

1.2 -Thiết bị nghiền*
-Description of comminuter*

Kiểu **N.A**
Type of comminuter

Nhà chế tạo
Name of manufacturer

Tiêu chuẩn của nước thải sau tẩy uế
Standard of sewage after disinfection

1.3 -Két chứa*
-Description of holding tank equipment*

Tổng thể tích kết: **N.A**
Total capacity of the holding tank

Vị trí
Location

1.4 Đường ống xả nước thải tới thiết bị tiếp nhận được trang bị bích nối tiêu chuẩn.
A pipeline for the discharge of sewage to a reception facility, fitted with a standard shore connection.

2. Tàu đã được kiểm tra phù hợp với quy định 4, Phụ lục IV của Công ước.
That the ship has been surveyed in accordance with Regulation 4 of Annex IV of the Convention.

3. Đợt kiểm tra cho thấy kết cấu, các hệ thống và trang thiết bị, việc bố trí lắp đặt và vật liệu của tàu cũng như trạng thái của chúng hoàn toàn thỏa mãn và tàu phù hợp với mọi yêu cầu phải áp dụng của Phụ lục IV của Công ước.
That the survey shows that the structure, equipment, systems, fittings, arrangements and materials of the ship and the condition thereof are in all respects satisfactory and that the ship complies with the applicable requirements of Annex IV of the Convention.

Giấy chứng nhận này có hiệu lực đến ngày: **05/03/2022** với điều kiện là tàu phải được kiểm tra
This Certificate is valid until subject to surveys in accordance
phù hợp với quy định 4 Phụ lục IV của Công ước.
with regulation 4 of the Annex IV of the Convention.

Ngày hoàn thành kiểm tra làm cơ sở cấp giấy chứng nhận này: **24/05/2017**
Completion date of the survey on which this certificate is based

Cấp tại **HANOI** Ngày **18/08/2017**
Issued at Date



* Gạch bỏ nếu không phù hợp.
Delete as appropriate.



INTERNATIONAL AIR POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE

Issued under the provisions of
the Protocol of 1997, as amended by resolution MEPC.176(58) in 2008,
to amend the International Convention for the Prevention of Pollution from
Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 related thereto
(hereinafter referred to as "the Convention")
under the authority of the Government of:

Republic of the Marshall Islands

(name of state)

by American Bureau of Shipping

Particulars of Ship

Name of Ship		Distinctive Number or Letters	
ARMADA TGT 1		3899	
IMO Number ¹	Port of Registry	Gross Tonnage	
9107722	Majuro	82967	

THIS IS TO CERTIFY:

1. That the ship has been surveyed in accordance with regulation 5 of Annex VI of the Convention; and
2. That the survey shows that the equipment, systems fittings, arrangements and materials fully comply with the applicable requirements of Annex VI of the Convention.

This Certificate is valid only when Supplement IAPPC-VI 2008 issued at Offshore Vung Tau, Vietnam
on 06 October 2016 is attached.

This certificate is valid until 30 September 2021 ² subject to surveys in accordance with regulation 5 of Annex VI of the Convention.

Completion date of the survey on which this certificate is based: 06 October 2016
Issued at Offshore Vung Tau, Vietnam. on 06 October 2016
(Place of Issue of Certificate) *(Date of Issue)*



Vu, Huu Quyet, Ho Chi Minh Port

Surveyor, American Bureau of Shipping

¹ In accordance with IMO ship identification number scheme, adopted by the Organization by resolution A.600(15).
² Insert the date of expiry as specified by the Administration in accordance with regulation 9.1 of Annex VI of the Convention. The day and month of this date correspond to the anniversary date as defined in regulation 2.3 of Annex VI of the Convention, unless amended in accordance with regulation 9.8 of Annex VI of the Convention.

ENDORSEMENT FOR ANNUAL AND INTERMEDIATE SURVEYS

THIS IS TO CERTIFY that, at a survey required by Regulation 5 of Annex I of the Convention, the ship was found to comply with the relevant requirements of the Convention.

Annual Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

Annual / Intermediate³ Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

Annual / Intermediate³ Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

Annual Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____



ABS

³ Delete as appropriate

ANNUAL / INTERMEDIATE SURVEY IN ACCORDANCE WITH REGULATION 9.8.3

THIS IS TO CERTIFY that, at an annual / intermediate³ survey in accordance with Regulation 9.8.3 of Annex I of the Convention, the ship was found to comply with the relevant provisions of the Convention.

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

**ENDORSEMENT TO EXTEND THE CERTIFICATE IF VALID FOR LESS THAN 5 YEARS
WHERE REGULATION 9.3 APPLIES**

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with Regulation 9.3 of Annex I of the Convention, be accepted as valid until _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

**ENDORSEMENT WHERE THE RENEWAL SURVEY HAS BEEN COMPLETED
AND REGULATION 9.4 APPLIES**

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with Regulation 9.4 of Annex I of the Convention, be accepted as valid until _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

**ENDORSEMENT TO EXTEND THE VALIDITY OF THE CERTIFICATE UNTIL REACHING THE PORT OF
SURVEY OR FOR A PERIOD OF GRACE WHERE REGULATION 9.5 OR 9.6³ APPLIES**

This Certificate shall, in accordance with regulation 10.5 /10.6¹ of Annex I of the Convention, be accepted as valid until _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

³ Delete as appropriate

**ENDORSEMENT FOR ADVANCEMENT OF ANNIVERSARY DATE
WHERE REGULATION 9.8 APPLIES**

In accordance with Regulation 9.8 of Annex I of the Convention, the new anniversary date is _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

In accordance with Regulation 9.8 of Annex I of the Convention, the new anniversary date is _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

COPY ONLY
SIGNATURE ONLY ON ORIGINAL COPY





COPY ONLY
SIGNATURE ONLY ON ORIGINAL COPY

Certificate No.: 9627402-3208953-005

INTERNATIONAL OIL POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE

(This Certificate shall be supplemented by a Record of Construction and Equipment)

Issued under the Provisions of the
International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973,
as modified by the Protocol of 1978 relating thereto and as amended,
(hereinafter referred to as "the Convention")
under the authority of the Government of

Republic of the Marshall Islands

(name of state)

by American Bureau of Shipping

Particulars of Ship

Name of Ship	Distinctive Number or Letters	Port of Registry
ARMADA TGT 1	3899	Majuro
Gross Tonnage ¹ a) According to footnote ² b) According to footnote ³	Maximum Deadweight of Ship (metric tons) ⁴	IMO Number
ARMADA TGT 1	N/A	9107722

Type of Ship¹:

~~Oil Tanker~~

~~Ship other than an oil tanker with cargo tanks coming under Regulation 2(2) of Annex I of the Convention~~

Ship other than any of the above

THIS IS TO CERTIFY:

- That the ship has been surveyed in accordance with Regulation 6 of Annex I of the Convention;
- That the survey shows that the structure, equipment, systems, fittings, arrangement and material of the ship and the condition thereof are in all respects satisfactory and that the ship complies with the applicable requirements of Annex I of the Convention.

This Certificate is valid only when Supplement F issued at Offshore Vung Tau, Vietnam
on 06 October 2016 is attached.

This certificate is valid until 30 September 2021 ⁵ subject to surveys in accordance with Regulation 6 of Annex I of the Convention.

Completion date of the survey on which this certificate is based: 06 October 2016

Issued at Offshore Vung Tau, Vietnam. on 06 October 2016
(Place of Issue of Certificate) (Date of Issue)



ABS

Vu, Huu Quyet, Ho Chi Minh Port

Surveyor, American Bureau of Shipping

1 Delete as appropriate
2 The above gross tonnage has been determined in accordance with the International Convention on Tonnage Measurement of Ships, 1969.
3 The above gross tonnage has been determined by the authorities of the Administration in accordance with the national tonnage rules which were in force prior to the coming into force for existing ships of the International Convention on Tonnage Measurement of Ships, 1969.
4 For oil tankers.
5 Insert the date of expiry as specified by the Administration in accordance with regulation 10.1 of Annex I of the Convention. The day and the month of date corresponds to the anniversary date as defined in regulation 1.27 of Annex I of the Convention, unless amended in accordance with regulation 10.8 of Annex I of the Convention.

ENDORSEMENT FOR ANNUAL AND INTERMEDIATE SURVEYS

THIS IS TO CERTIFY that, at a survey required by Regulation 6 of Annex I of the Convention, the ship was found to comply with the relevant requirements of the Convention.

Annual Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

Annual / Intermediate¹ Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

Annual / Intermediate¹ Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

Annual Survey:

Signed: _____

(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____



ABS

¹ Delete as appropriate

ANNUAL / INTERMEDIATE SURVEY IN ACCORDANCE WITH REGULATION 10.8.3

THIS IS TO CERTIFY that, at an annual / intermediate¹ survey in accordance with Regulation 10.8.3 of Annex I of the Convention, the ship was found to comply with the relevant provisions of the Convention.

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

**ENDORSEMENT TO EXTEND THE CERTIFICATE IF VALID FOR LESS THAN 5 YEARS
WHERE REGULATION 10.3 APPLIES**

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with Regulation 10.3 of Annex I of the Convention, be accepted as valid until _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

**ENDORSEMENT WHERE THE RENEWAL SURVEY HAS BEEN COMPLETED
AND REGULATION 10.4 APPLIES**

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with Regulation 10.4 of Annex I of the Convention, be accepted as valid until _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

**ENDORSEMENT TO EXTEND THE VALIDITY OF THE CERTIFICATE UNTIL REACHING THE PORT OF
SURVEY OR FOR A PERIOD OF GRACE WHERE REGULATION 10.5 OR 10.6 ¹ APPLIES**

This Certificate shall, in accordance with regulation 10.5 /10.6¹ of Annex I of the Convention, be accepted as valid until _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

¹ Delete as appropriate

**ENDORSEMENT FOR ADVANCEMENT OF ANNIVERSARY DATE
WHERE REGULATION 10.8 APPLIES**

In accordance with Regulation 10.8 of Annex I of the Convention, the new anniversary date is _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

In accordance with Regulation 10.8 of Annex I of the Convention, the new anniversary date is _____

Signed: _____
(Surveyor, American Bureau of Shipping)

Place: _____

Date: _____

COPY ONLY
SIGNATURE ONLY ON ORIGINAL COPY





INTERNATIONAL SEWAGE POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE

Issued under the provisions of
the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973
as modified by the Protocol of 1978 relating thereto,
and as amended by resolution MEPC.115(51), (hereinafter referred to as "the Convention")
under the authority of the Government of:

Republic of the Marshall Islands

(name of state)

by **American Bureau of Shipping**

Particulars of Ship:

Name of ship	Distinctive number or letters	Port of Registry
ARMADA TGT 1	3899	Majuro
Gross tonnage	Number of persons which the ship is certified to carry	IMO Number ¹
82967	100	9107722

New Ship/ Existing Ship *

Type of ship for the application of regulation 11.3:*

New / Existing passenger ship *

Ship other than a passenger ship

Date on which keel was laid or ship was at a similar stage of construction or where applicable, date on which work for a conversion or an alteration or modification of a major character was commenced 09 March 1996

THIS IS TO CERTIFY:

- (1) That the ship is equipped with a Sewage Treatment Plant / Comminuter / Holding Tank * and a discharge pipeline in compliance with regulations 9 and 10 of Annex IV of the Convention as follows:

***(1.1) Description of the sewage treatment plant :**

Type of sewage treatment plant Biological / Activated Sludge

Name of manufacturer Hamworthy

The sewage treatment plant is certified by the Administration to meet the effluent standards as provided for in resolution MEPC.159 (55).

***(1.2) Description of comminuter :**

Type of comminuter N/A

Name of manufacturer N/A

Standard of sewage after disinfection N/A

***(1.3) Description of holding tank :**

Total capacity of the holding tank N/A m³

Location N/A

- (1.4) A pipeline for the discharge of sewage to a reception facility, fitted with a standard shore connection.

* Delete as appropriate

¹ In accordance with resolution A.600(15) - IMO Ship Identification Number Scheme, this information may be included voluntarily

- (2) The ship has been surveyed in accordance with regulation 4 of Annex IV of the Convention.
- (3) That the survey shows that the structure, equipment, systems, fittings, arrangements and material of the ship and the condition thereof are in all respects satisfactory and the ship complies with the applicable requirements of Annex IV of the Convention.

N/A

This certificate is valid until 30 September 2021² subject to surveys in accordance with regulation 4 of Annex IV of the Convention.

Completion date of the survey on which this certificate is based: 06 October 2016

Issued at Offshore Vung Tau, Vietnam. on 06 October 2016



Vu, Huu Quyet, Ho Chi Minh Port
 Surveyor, American Bureau of Shipping

² Insert the date of expiry as specified by the Administration in accordance with regulation 8.1 of Annex IV of the Convention. The day and the month of this date correspond to the anniversary date as defined in regulation 1.8 of Annex IV of the Convention.

Endorsement to extend the Certificate if valid for less than 5 years where regulation 8.3 applies.

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with regulation 8.3 of Annex IV of the Convention, be accepted as valid until _____ .

Signed: _____
(Signature of authorized official)

Place: _____

Date: _____

(Seal or Stamp of the authority, as appropriate)

Endorsement where the renewal survey has been completed and regulation 8.4 applies.

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with regulation 8.4 of Annex IV of the Convention, be accepted as valid until _____ .

Signed: _____
(Signature of authorized official)

Place: _____

Date: _____

(Seal or Stamp of the authority, as appropriate)

Endorsement where the renewal survey has been completed and regulation 8.5 or 8.6 applies.

This Certificate shall, in accordance with regulation 8.5 or 8.6 of Annex IV of the Convention, be accepted as valid until _____ (DD/MM/YYYY) .

Signed: _____
(Signature of authorized official)

Place: _____

Date: _____

(Seal or Stamp of the authority, as appropriate)

HOANG · LONG
JOINT OPERATING COMPANY

TGT FIELD DEVELOPMENT PROJECT

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT
FOR A FLOATING PRODUCTION STORAGE AND OFFLOADING (FPSO)
FACILITY

EXHIBIT A

SCOPE OF WORK

TABLE OF CONTENTS

	PAGE No.
1. INTRODUCTION	4
1.1 PURPOSE	4
1.2 THE TGT FIELD	4
1.3 DEVELOPMENT CONCEPT	5
1.4 DEVELOPMENT PHASING GENERAL	6
1.5 INTERFACES AND KEY ISSUES	6
1.5.1 RESPONSIBILITIES	6
1.6 GENERAL	9
1.7 CONTRACTOR'S PROFILE	11
1.8 FPSO OVERVIEW	12
2. DELIVERABLES REQUIRED IN THE BID PROPOSAL (NOT APPLICABLE)	13
3. EPCI SCOPE OF WORK – DELIVERABLES REQUIRED IN THE SUBSEA SYSTEM AND FPSO DESIGN, CONVERSION, CONSTRUCTION, INSTALLATION AND DELIVERY PHASE.....	14
3.1 DESIGN	14
3.1.1 MANDATORY REQUIREMENTS FOR FPSO	14
3.1.2 GENERAL DESIGN REQUIREMENTS	17
3.1.3 TOPSIDES DESIGN	18
3.1.4 MOORING DESIGN	19
3.1.5 RISER DESIGN	19
3.1.6 DONOR VESSEL	22
3.1.7 TANK MODEL TESTING	24
3.1.8 OWNERSHIP OF DRAWINGS, PLANS AND SPECIFICATIONS	24
3.1.9 AS-BUILT DOCUMENT AND FINAL DOCUMENTATION	24
3.2 CONNVERSION, CONSTRUCTION, INSTALLATION AND DELIVERY	24
3.2.1 INTRODUCTION	24
3.2.2 GENERAL CONSTRUCTION REQUIREMENTS CONVERSION PHASE	25
3.2.3 INSPECTION AND TESTING	25
3.2.4 PERFORMANCE OF THE WORK	26
3.2.5 PROJECT PERSONNEL	28
3.2.6 PROJECT OFFICES	30
3.2.7 PROJECT CONTROL	32
3.2.8 EXECUTION PLAN	32
3.2.9 CONTRACTOR'S MATERIALS AND SUPPLIES	33
3.2.10 ACCESS TO SITES AND CONTRACTOR TO PROVIDE	33
3.2.11 COMPANY PROVIDED DATA, DRAWINGS, AND SPECIFICATIONS	34
3.2.12 QUALITY ASSURANCE AND QUALITY CONTROL	34
3.2.13 SAFETY	36
3.2.14 COMMISSIONING AND COMMISSIONING PROCEDURES	37
3.2.15 ONSHORE COMPLETION CERTIFICATE AND READY FOR SAIL AWAY	38
3.2.16 OFFSHORE PREPARATORY COMMISSIONING –'READY FOR FIRST OIL'	38
3.2.17 HYDROCARBON START-UP AND HYDROCARBON COMMISSIONING	40
3.2.18 OFFSHORE COMPLETION	40
3.2.19 ACCEPTANCE TESTING	41
3.2.20 CERTIFICATE OF FINAL ACCEPTANCE	42
3.2.21 PERFORMANCE AND ACCEPTANCE TESTS; GENERAL	43
3.2.22 MOBILISATION OF FPSO AND EQUIPMENT	44
3.3 OFFSHORE INSTALLATION	44
3.4 PRESERVATION PROCEDURES	45

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

4.	SCOPE OF CHARTER SERVICES FOR FPSO AND H1-WHP (H4-WHP FUTURE) DELIVERABLES REQUIRED IN SCOPE OF OPERATION AND MAINTENANCE SERVICES FOR FPSO AND H1-WHP (H4-WHP FUTURE)	47
4.1	CONTRACTOR'S PROFILE	47
4.2	OPERATIONS AND MAINTENANCE PHILOSOPHY	47
4.3	GENERAL OPERATING REQUIREMENTS	49
4.4	CARGO OPERATIONS	50
4.5	INSPECTION AND MAINTENANCE REQUIREMENTS	52
4.6	TRAINING.....	54
4.7	EMERGENCY RESPONSE AND OIL SPILL RESPONSE.....	55
4.8	LOGISTICS AND SHORE SUPPORT	56
4.9	OPERATION AND MAINTENANCE PERSONNEL.....	56
4.10	OFFSHORE RESPONSIBILITIES, AUTHORITY AND REPORTING RELATIONSHIPS	58
4.11	ASSIGNMENT OF RESPONSIBILITIES OFFSHORE	58
4.12	PILOTS, TUGS AND STEVEDORES.....	63
4.13	SUPERNUMERARIES (COMPANY OPERATORS AND THIRD PARTIES)	64
4.14	SPACE AVAILABLE TO COMPANY.....	64
4.15	UTILISATION	64
4.16	CONDUCT OF CONTRACTOR'S PERSONNEL	64
4.17	INJURIOUS CARGOES	64
4.18	INSTRUCTIONS AND LOGS.....	64
4.19	BILLS OF LADING	65
4.20	DRY-DOCKING.....	65
4.21	FPSO AND SUPPORT VESSEL INSPECTIONS.....	65
4.22	INVENTORIES AND CONSUMABLE OIL AND STORES	65
4.23	DEMobilISATION FROM THE LOCATION.....	65
5.	CAPACITY FOR FUTURE EXPANSION	67

TABLE OF FIGURES

FIGURE 1 - 1	BLOCK 16-1 AND TGT FIELD LOCATION MAP	4
FIGURE 1 - 2	DEVELOPMENT CONCEPT – LEASED FPSO / H1 PRIOR TO H4	5
FIGURE 1 - 3	RESPONSIBILITY SCHEME.....	6

TABLE OF TABLES

TABLE 1 - 1	RESPONSIBILITY MATRIX.....	8
TABLE 3 - 1	LOAD CASE MATRIX FOR RISER DESIGN	21
TABLE 4 - 1	SUMMARY: RESPONSIBILITY FOR SUPPLY OF CHARTER AND FIXED FACILITIES SERVICES	59

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

1. INTRODUCTION

1.1 Purpose

Capitalised terms used in this Scope of Work have the meanings provided herein and/or in the body of the Contract / Charter Party.

This document defines the Scope of Work (SoW) for the design, fabrication and installation of a Subsea System and the conversion and installation [and charter] of an FPSO. The PLEM and the Fixed Facilities associated with Phase 1 and Phase 2 of the TGT field development, Offshore Vietnam will be supplied by others as part of a separate contract (See split of responsibilities in Section 1.5.1). This includes the H1-WHP and H4-WHP, infield pipelines, PLEM (pipeline end manifold), umbilicals and gas export pipeline.

1.2 The TGT Field

The Te Giac Trang (TGT or White Rhinoceros) Field ("Field") is located offshore Vietnam, in the northern part of Block 16-1, in the Cuu Long Basin some 100km southeast of Vung Tau, 20km northwest of the Bach Ho Field and 35km west of the Rang Dong Field.

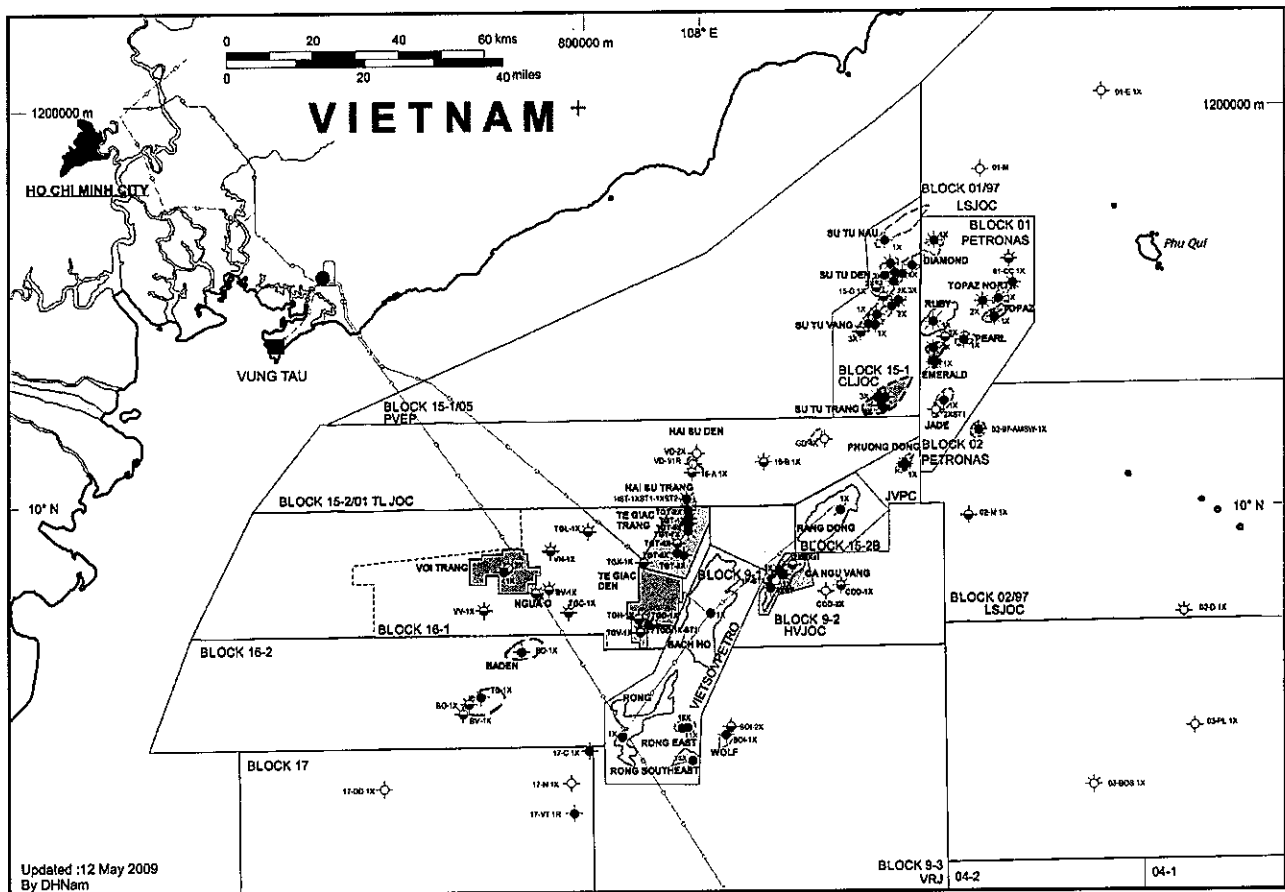


Figure 1 - 1 Block 16-1 and TGT Field Location Map

TGT is an oil field which comprises numerous separate accumulations in the Lower Bach Ho Formation (of Early Miocene age) and the Upper Tra Tan Formation (of Upper Oligocene age). Given the limitations and technical risks associated with extended reach drilling at least two drilling centres will be required to develop the TGT reserves.

1.3 Development Concept

The main features of the selected development concept are summarised below:

- H1-WHP structure to be located in a water depth of 43.0m (LAT);
- H4-WHP structure to be located in a water depth of 43.7m (LAT);
- The WHP's are to be normally unattended installations;
- No processing on the WHP with full wellstreams transfer to the CPF;
- A Central Production Facility (CPF), based on an FPSO, situated 2km southeast of H1-WHP, in a water depth of 43.4m (LAT);
- Oil export by shuttle tanker;
- Dry gas export by pipeline to a tie-in point local to the Bach Ho facility.

The distances between the facilities are summarised below:

- H1 to H4 6.9 km
- H1 to FPSO 2.0 km

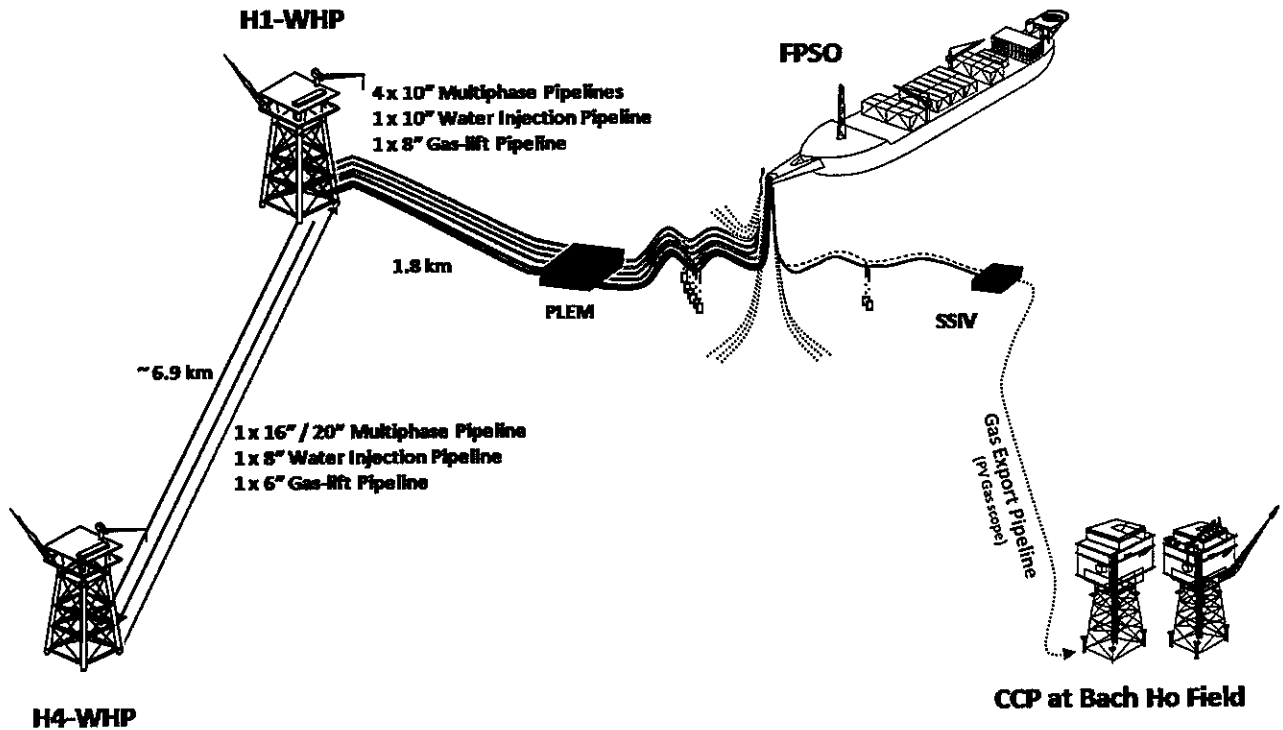


Figure 1 - 2 Development Concept – Leased FPSO / H1 prior to H4

1.4 Development Phasing General

The recommended development scheme for the Field involves phasing the development of reserves from the TGT area. In Phase 1, the FPSO, H1-WHP and interconnecting flowlines, gas export pipeline and umbilicals are installed. In Phase 2 the H4-WHP and interconnecting flowlines to H1-WHP are installed.

The FPSO will be equipped with sufficient capacity for oil separation, oil and gas processing, water injection and gas compression. Produced gas (less fuel gas) will be exported via the export pipeline to the designated tie-in point in the Bach Ho infrastructure.

Phase 1

The Contractor should assume the project schedule is controlled by the time required to design, construct and install the FPSO.

Phase 2

The subsequent H4-WHP will be tied back to H1-WHP by subsea pipelines. Phase 2 is not optional; it is required in order to make the overall development commercially viable.

1.5 Interfaces and key issues

1.5.1 Responsibilities

The demarcation of areas of responsibility has been illustrated below and in Table 1-1.

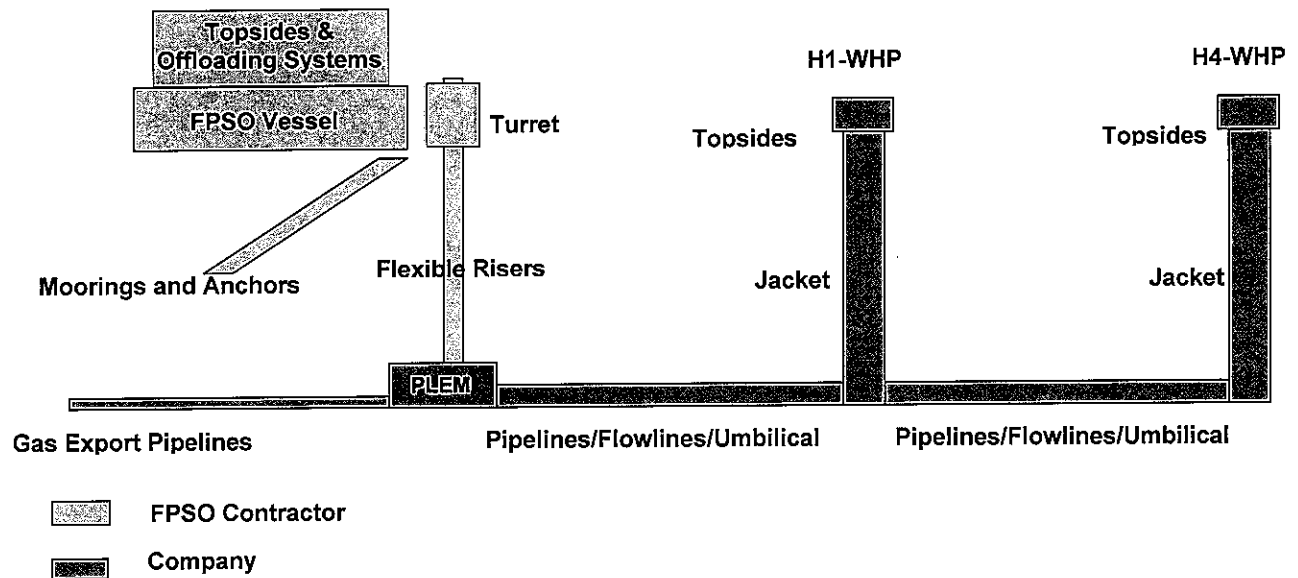


Figure 1 - 3 Responsibility Scheme

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

Responsibilities are assigned as follows:

- COMPANY HLJOC or their appointed agent
- TGT Engineering Contractor The TGT Engineering Contractor (GPS)
- FPSO Contractor The FPSO Owner or their subcontractor (BAB and VSP)
- Fabrication Contractor The contractor selected to build the WHP jacket(s) and deck(s) (PTSC)
- Installation Contractor The contractor selected to provide offshore installation services (PTSC)
- Pipe-lay Contractor The contractor selected to provide offshore pipe-lay service (PTSC)
- Other Third party contractor appointed by COMPANY

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

Item	Design	Procurement	Installation	Operation	Maintenance	Decommission
FPSO Topsides	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor
FPSO Substructure	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor
Moorings and Anchors	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor
Flexible Risers and support system	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor
Dynamic umbilicals and support system	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor
Export Tanker Hawser and Hose	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor
Subsea Architecture (incl SSIV)	TGT Engineering Contractor	COMPANY	Pipe-lay Contractor / FPSO Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	COMPANY
Subsea Gas export pipelines	PetroVietnam Gas	PetroVietnam Gas	PetroVietnam Gas	PetroVietnam Gas	PetroVietnam Gas	PetroVietnam Gas
WHP Deck	TGT Engineering Contractor	LLIs & Primary Steel by COMPANY Everything else by Fabrication Contractor	Installation Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	COMPANY
Wellhead Jacket	TGT Engineering Contractor	LLIs & Primary Steel by COMPANY Everything else by Fabrication Contractor	Installation Contractor	FPSO Contractor	FPSO Contractor	COMPANY
Wellheads	COMPANY	COMPANY	COMPANY	COMPANY	COMPANY Well control systems on FPSO	COMPANY

Table 1 - 1 Responsibility Matrix

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

1.6 General

This Exhibit A – Scope of Work, describes the responsibilities and duties of Contractor and details the minimum technical requirements for the Conversion / Construction, Equipping, Outfitting, Installation and Commissioning of the Donor Vessel to the approved FPSO and the subsequent operations and maintenance of the FPSO together with Fixed Facilities, (including H1-WHP (and future WHP's) subsea pipelines valves, SSIV complete with hydraulic power unit (HPU) and subsea umbilical (Gas Export) and PLEM's) for the duration of the Charter Period.

This Scope Of Work shall be read in conjunction with TGT 08/0041 FPSO Functional Design Specification ("Functional Specification") which may not be all inclusive and compliance does not relieve the Contractor of his responsibility for executing the work in such a manner that the facilities are suitable for the performance of their intended service. Particular mention should be made to Flow Assurance and the waxing and emulsion forming potential of the Well Product. The flowlines, process package, storage system and the export system will require co-ordinated wax and emulsion mitigation measures.

The FPSO converted from Donor Vessel shall have, but not limited to, the following summary particulars:

- Be classed by one of the Classification Societies ABS, BV, DNV, or LRS for the Charter Period and cover the scope of equipment from subsea pipeline tie-ins through to export tanker end of the export floating hose. FPSO will also need to be certified by Vietnam Register (VRes),
- Company has represented the Notation required by Company for the FPSO based on the Classification Society American Bureau of Shipping (ABS). Should Contractor desire to engage an alternate Classification Society than ABS, Company will consider the IACS bodies of Bureau Veritas (BV), Det Norske Veritas (DNV) or Lloyds Register of Shipping (LRS) as approved alternates to ABS. However, FPSO will also need to be certified by VRes,
- The Class Notation shall be inclusive of whatever suitable and agreed Mooring system the Contractor Proposes, Risers, PLEM and tie in spools, as components of the import system, connecting the Company subsea pipelines flow of Well Product to the FPSO, for process and tandem offtake system including floating export hose, hawser systems together with Gas export and Water treatment / Injection at the location throughout the Charter Period,
- Class Notation shall be inclusive of all main equipment, structures and systems of the FPSO, including Lifting Appliances, Life Saving Appliances, Helideck, Custody Metering etc. and be surveyable items for the duration of the Charter Period,
- Be capable of heating and maintaining Well Product as per TGT 08/0041 FPSO Functional Design Specification,
- If applicable, provide all interfaces for receiving, temporary storage, preservation, Insurance, Installing, Commissioning, operation and maintenance of Company supplied equipment,
- Undertake the Charter Services, including operation and maintenance of the FPSO and at the beginning of the field life H1-WHP. Contractor should note that there is a possibility of multiple WHP's in the future together with subsea pipelines valves and PLEM's in accordance with the terms and conditions of the Contract throughout the Charter Period; and
- To demobilise the FPSO, and return any Company supplied equipment, to Company nominated onshore yard, at end of the Charter Period.

In general, this Exhibit shall include, but not necessarily be limited to, the following and is indicative of the minimum Work for the conversion of Donor Vessel to an FPSO, engineering and fabrication of the Subsea System and their installation at the Installation Site and the Charter Services to be to be undertaken by Contractor:

- Design, Engineering, Procurement and Fabrication for the Conversion, Equipping, Outfitting and Commissioning of Donor Vessel to an FPSO;
- Design, Engineering, Procurement and Fabrication of any hull attachment appendages or structural changes required for the Approved Mooring system to the FPSO. Contractor shall take account, at the

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY
FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT
CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

start of the project, the requirement to schedule design and resultant procurement of long lead items for all aspects of the FPSO systems and mooring requirements; and

- Design, Engineering, Procurement, Fabrication, Installation and Maintenance of the Mooring system and Risers, inclusive of PLEM and tie in spools, from the inlet flanges on the Mooring / Turret arrangement or other, to Company installed subsea pipeline termination flanges. Contractor may also like to consider the use of flexible pipe(s) from H1-WHP to FPSO. Particular attention is to be taken with regards to the mooring and riser design. Contractor to have extensive experience in this field of design, taking into account flow assurance, temperature and heat loss. Also to take into account the 42m water depth and all relevant site specific Data, Metocean, Bathymetry and Geophysical site conditions. Company may at its discretion, obtain third party assurance in Contract ORS design. Where necessary, model testing is to be carried out to support any analytical calculations.
- Design, Engineering, Fabrication, Procurement, Installation and Commissioning of all new, overhauled and converted systems to be incorporated as equipment for converting the Donor Vessel to a fully operational FPSO.
- Critical plant redundancy shall be fully considered by the Contractor, in its Design and Engineering of the FPSO. Contractor shall provide 100% redundancy for all product, marine, power generation, hotel and accommodation service and safety systems, including but not limited to, rotating equipment. For example, the Accommodation system shall include all systems that could impact on normal living conditions within the accommodation space. In the case of systems where full redundancy is not practical, for example, an electrical control panel for the Fire and Gas systems, then Contractor shall provide spare parts for all unique equipment and components within that particular system that could by reasons, of failure shut that system down or make it inoperable. Contractor shall demonstrate to Company's approval, the approach to be adopted by Contractor, in the Design and Engineering of all critical plant and systems by way of an availability study. This study shall be a deliverable within the detailed design document register and shall be subject to Company approval.
- Design, Engineering, Procurement, Fabrication, Installation and Commissioning of an Approved Emergency Shut Down (ESD) system, which shall be located in the FPSO Central Control Room (CCR) and capable of controlling ESD functions on the FPSO and H1-WHP (and future WHP's). The ESD system shall have dual redundancy including its power supplies.
- Design, Engineering, Procurement, Fabrication and Installation of a helideck, suitable for helicopter type SUPA PUMA A322-L2 and MI-172 or equivalent, including all support facilities, as may be required by the Classification Society and Governmental Authorities. As a minimum, CAP 437 shall be used as the base document for layout and functional design of the helideck, computer simulation could be used in lieu of Wind Tunnel Testing;
- Gas systems shall be Designed and Engineered in accordance with Classification Society, ANSI 31.3 and NFPA Rules for Burning Natural Petroleum Gas in Boilers and from the specification for Company supplied Well Product pursuant to TGT 08/0041 FPSO Functional Design Specification;
- Design, engineering and provision of all offloading and off take facilities;
- Design, engineering and construction of Company approved Fire Protection system, including, but not limited to, deluge system and alternative safe refuge for personnel, within the accommodation unit and forward of main deck, trapped in an emergency situation. In the case of protection for personnel trapped forward of the main deck, Company approved evacuation provisions, life saving apparatus, and communications equipment shall be provided. The design, drawings and pertaining documents should be issued to the Vietnamese Fire Bureau for information and approvals where required;
- Design, Engineering and Provision of accommodation and Life support systems. Contractor shall only use Company approved materials and fixtures / fittings throughout the accommodation and life support systems. Reuse of any existing fixture, fitting or panelling shall be subject to Company prior approval;
- Receive, preserve to Company approval, insure, store, install Company supplied equipment during the conversion period in the shipyard and thereafter Commission, operate and maintain for the Charter Period;
- Enforcing Company approved quality assurance and project planning standards and procedures

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- Prepare and obtain Company approval of all Mechanical Completion, Pre-Commissioning and Commissioning procedures and activities of all the FPSO systems not requiring Well Product and / or Gas and / or an export tanker prior to the FPSO leaving the Conversion Shipyard;
- Mobilisation, Transportation, Hook-Up, Offshore Installation and Final Commissioning of the Subsea System, the FPSO and its systems;
- Attainment of approval and certification by Classification Society, Flag State and the Governmental Authority (where required) to Install, Hook-Up, Commission and Operate the FPSO at the location;
- Contractor shall be responsible for the Administration, Procurement, Transportation, Installation and Commissioning of all the FPSO equipment to Company and Classification Society approval;
- Attainment of unconditional ABS CAP 2 condition report (or equivalent) for the FPSO by Offshore Completion and maintaining the FPSO CAP 2 condition for the duration of the Charter Period;
- Provision of the Charter Services in respect of the FPSO and Fixed Facilities for the duration of the Charter Period;
- Risk & safety assessments and provision of Company approved Safety Cases;
- Overall management of the Work for the Contract period;
- Overall management of the Charter Services for Charter Period;
- Tank cleaning, gas freeing and de-slopping during and after the completion of the Charter Period; and
- Demobilisation of the FPSO on completion of the Charter Period;
- Obtain required insurance for the Offshore Work and Conversion Work during the term of the Contract;
- Ensure the FPSO, Support Vessels (Optional) and all Contractor Property is fully insured at all times during the Charter Period in accordance with the Charter Party.

The Conversion Shipyard shall be fully equipped with suitable yard facilities, capabilities and demonstrable capacity required to convert the Donor Vessel into a fully operational FPSO in accordance with the Contract and Contract Schedule requirements to ensure Contractor achieves the Completion Date. Contractor shall further maintain and report to Company by means of detailed audit reports and commensurate achievements towards Execution Plan that the Conversion Shipyard subcontracted has the capacity, resources, facilities and necessary Project Management Team and workforce (amongst other existing, committed works or future works) to meet the required schedule, quality and safety criteria required by this Contract.

1.7 Contractor's Profile

Contractor shall ensure the Donor Vessel Conversion Shipyard Subcontractor (where applicable) has, within the last three (3) years, completed at least three (3) similar FPSO contract for the Design, Engineering, Procurement of major equipment, Conversion, Installation, Commissioning and that the FPSO operation and maintenance Subcontractor has at least three (3) years proven experience with operating and maintaining of an FPSO and facilities similar to the Fixed Facilities.

In the event the Contractor or ship conversion subcontractor employs the services of a 3rd party technical consultant, Company shall approve use of nominated consultant, such approval shall not be unreasonably withheld (in disciplines such as Design, Engineering, Procurement, Construction / Conversion, Installation, Commissioning and operations and maintenance) during the relevant phases of the Contract period and participation of such technical consultants shall be detailed in the Execution Plan. The technical consultants shall, as a minimum, participate in the following key elements of the Work;

- The survey and determining the scope of repair and conversion for the Donor Vessel;
- Design and Engineering, Procurement, Equipping, Outfitting, Construction / Conversion, Commissioning and Installation activities of the Donor Vessel to deliver the FPSO approved by the Classification Society and Governmental Authorities at the Installation Site and achieve Offshore Completion and subsequent Certificate of Final Acceptance of the FPSO in accordance with the Contract;

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- The appointment and maintaining of Key Personnel and crew for the Charter Services throughout the Charter Period.

1.8 FPSO Overview

The FPSO shall:

- The candidate vessel proposed should not be more than Fifteen (15) years old counting from their year of construction, at the date of Sail-away.
- Be sized, designed and outfitted to be efficient in performance and cost effective to operate and maintain throughout the Charter Period with specific consideration given to minimising breakdowns and maximising availability of the FPSO for the Charter Period;
- Be designed and outfitted for minimum of fifteen (15) years continuous service at the location without the requirement for dry docking;
- Designed and outfitted to be available on location and without damage during the 100-year storm.
- Be fitted with a permanent Mooring / Turret (or other) system with capability and Class approval for a one mooring chain leg broken condition (temporary) in accordance with the Classification Society published Guidelines for Building and Classing Floating Production Installations and applicable API codes and standards;
- Be in Class, inclusive of Mooring / Turret (or other) system, import systems and tandem offtake system, including floating export hose;
- Comply with all applicable rules, regulations and legislation, which may be in force at the location and applicable to the Charter Services;
- Contain no asbestos materials or any other harmful products, of any kind. Where asbestos is fitted on the Donor Vessel it shall be safely removed, including any adjacent materials that could trap asbestos dust (e.g. Rockwool insulation fitted behind accommodation linings), to Company's approval, prior to the start of conversion / construction Work of the FPSO. Encapsulation of the asbestos, or adjacent contaminated materials, shall not be allowed.

The converted Donor Vessel's maximum capacity, as an FPSO for storage of product, shall be presented to Company for approval and such volume shall be maintained throughout the Charter Period. The FPSO's total storage capacity for crude oil in excess of 500,000 bbls, subject to Company prior approval, may be temporarily reduced during periods of scheduled inspection and any periods agreed with Company necessary for repairs. Contractor shall submit for Company review and approval, details of how this minimum storage capacity shall be available at all times.

The FPSO shall be designed and have the ability to process as per TGT 08/0041 FPSO Functional Design Specification, a live multi phase crude stream containing significant quantities of produced water and associated gas (including returning gas lift gas) at a rate of more than 45,000 bopd. The FPSO shall be designed to process at least 45,000 bopd coincident with 120,000 bpd total liquids production.

Contractor shall note that the Well Product and Gas contains CO₂ and other compounds, such as mercury, and shall take due consideration of this fact in its design of the respective systems, from an availability, safety, corrosion, cleaning (including final cleaning and de-mucking) perspective. In this respect, Contractor shall incorporate in its design and engineering, appropriate and suitable specifications for the coating systems, material selections, piping and equipment configurations and layouts to reduce and address corrosion and limit the contact of produced water. Compliance with NACE material specifications required.

Crude Rheology provided in TGT 07/0001 Basis of Design details the composition from the sampled Well Product however, Company accepts no liability whatsoever for any contamination or damage to the FPSO, arising or allegedly, which may arise from the actual Well Product and / or the Well Product properties.

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

2. **DELIVERABLES REQUIRED IN THE BID PROPOSAL (NOT APPLICABLE)**

4. SCOPE OF CHARTER SERVICES FOR FPSO AND H1-WHP (H4-WHP FUTURE) - DELIVERABLES REQUIRED IN SCOPE OF OPERATION AND MAINTENANCE SERVICES FOR FPSO AND H1-WHP (H4-WHP FUTURE)

4.1 Contractor's Profile

Contractor shall have as a minimum three (3) years continuous proven experience, and have operated and maintained at least three (3) similar Floating Production Storage Offloading Facilities (FPSO's) and platforms within Viet Nam.

The Contractor shall provide and maintain Key Personnel and crew for the operations period in the Operation and Maintenance of the FPSO throughout the Charter Period. These personnel shall have as a minimum three (3) years continuous proven experience, and have operated and maintained the FPSO in both Marine and Process systems.

4.2 Operations and Maintenance Philosophy

4.2.1 Shall be as per TGT 08/0041 FPSO Functional Design Specification.

All production facilities on the FPSO will incorporate operational and maintenance requirements and these will be determined and optimised during the detailed engineering design phase. The underlying premise will be based on the application of Reliability and Safety principles ensuring proven, cost-effective and reliable; easily operated and maintained facilities consistent with normally unmanned platforms and concepts. Field maintenance personnel will be landed on the unmanned wellhead platform as maintenance routines dictate (or under emergency conditions) but the FPSO will be fully manned at all times to perform routine production and maintenance tasks and rotated as shift patterns dictate.

A comprehensive Maintenance Management System will form the basis of the Field Operations Plan. Spare part levels will be determined via a structured Maintenance Strategy Review process identifying critical components essential to achieve the required 97.3% overall field uptime target and safe operation. Operations and Maintenance procedures and processes will be developed based on consideration of the following:

- o Asset Integrity
- o Schedule of Inspection and Maintenance
- o Planned Preventive Maintenance
- o Predictive and Breakdown Maintenance
- o Reliability Analysis
- o Condition Based Monitoring
- o Operability
- o Materials and Turnaround Support
- o Vendor Alliance
- o Consolidated maintenance periods

It is the FPSO Contractor's Responsibility for operation and maintenance of the system from the wellheads on H1-WHP (H4-WHP Future) to the point of export into the export tankers (Oil) and to the base of the riser on the export pipeline (Gas), when installed. In addition the FPSO Contractor will be responsible for the Operation and Maintenance of the unmanned wellhead platforms, and flowlines between the FPSO and the wellheads shall include, but not necessarily be limited to:

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- 4.2.2 To keep and maintain the FPSO and H1-WHP (H4-WHP Future), including all its equipment, and any Company supplied equipment, in compliance with the Contract;
- 4.2.3 To plan and be responsible for and carry out on a continuous basis all maintenance, overhauls, replacements, modifications and repairs necessary to ensure availability of the FPSO in accordance with the Charter Party, equipment manufacturer's recommendations and good and prudent practice for FPSO operators, and shall maintain the FPSO in such condition generally so as to comply with all applicable laws, regulations and requirements to which the FPSO and the crew may be subjected to from time to time at the location;
- To plan and be responsible for and carry out on a continuous basis all maintenance necessary to ensure availability of the Fixed Facilities in accordance with the Operation and Maintenance Agreement, equipment manufacturer's recommendations, and shall maintain the Fixed Facilities in such condition generally so as to comply with all applicable laws, regulations and requirements.
- 4.2.4 To maintain the FPSO in Class at all times and furnish Company, within thirty (30) days following each anniversary of the commencement of the Charter Period, a certificate of confirmation from the Classification Society that such class is maintained;
- 4.2.5 To be in possession and maintain a current Condition Assessment Program survey (CAP) Grade 2 Certificate at Provisional Delivery and receive renewal of the Certificate by the issue of a Statement of Fact recording full compliance to CAP 2 condition after each Annual, Special or Intermediate survey. The Company will conduct its own audits in conjunction with those of the Classification Society and will expect original CAP 2 levels of condition to be maintained throughout the Charter Period. The CAP survey shall be inclusive of hull, equipment and machinery on the FPSO;
- 4.2.6 To be in every way fit for purpose and to perform the Charter Services including but not limited to:
- o being tight, staunch, strong and in good order and condition and in a seaworthy condition;
 - o having its equipment, including Process, the Custody Meter Skid, machinery, boilers, hull, SPM, floating hoses, marine electrical / electronic systems and associated equipment in a good and thoroughly efficient state;
 - o all tanks, valves and pipelines being oil and gas tight;
 - o be in every way fit to receive Well Product, Load, Process, Store, Heat, De-Water, export Export Product, Process Water, Re-Inject and Custody Transfer all in accordance with the Contract;
 - o have on board all valid certificates, documents and equipment required, from time to time, by any applicable law and / or regulations, to enable the FPSO to function at the location, in accordance with the Charter Party without any delay;
 - o be able to Heat product, to prescribed temperatures required to separate emulsion and prevent waxing in the production tanks and piping; and
 - o be able to consume Gas as the primary fuel source.
- 4.2.7 To be at all times in compliance with the requirements and Specifications set out in the Charter Party and in particular, in strict compliance with the finalised description of same, updated, by Contractor and approved by Company, to represent the equipment, Design and Engineering of the FPSO;
- 4.2.8 To maintain the FPSO in good running condition at all times, and any replacement required shall be of equivalent or superior quality and performance and in compliance with the respective equipment to that which it is replacing;
- 4.2.9 To maintain proper safety devices to prevent pollution of the sea or other body of water and to protect against accidental hazards;
- 4.2.10 To be in good condition in accordance with all rules and regulations of the Government Authorities, Company, Contractor and / or the FPSO at the location;
- 4.2.11 To have, at all times, sufficient, water, chemicals (Company Supplied), food and spares and other supplies to enable the FPSO to function fully in accordance with the requirements set out in this Contract for the duration of the Charter Period

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- 4.2.12 At its own expense, to maintain in force for the FPSO all insurances, safety, radio, load line and other certificates whatsoever and all licences and permits in relation to the FPSO which may from time to time be prescribed by the Governmental Authorities or any applicable law or regulation;
- 4.2.13 To promptly pay all tolls, dues and other outgoings whatsoever in respect of the FPSO, and shall furnish satisfactory evidence when requested by Company, that the wages and allotments, and the insurance and pension contributions in respect of the crew are being regularly paid, that all deductions from crews wages on account of tax and / or social security contributions have been properly made and accounted for to the relevant authorities and that the OIM has no claim for disbursements other than those incurred by him in the ordinary course of trading;
- 4.2.14 To submit the FPSO and H1-WHP (H4-WHP future) regularly to such periodical surveys, special surveys or other surveys as may be required by the Classification Society or other regulatory authority and supply Company promptly with copies of all survey reports and certificates issued in this respect;
- 4.2.15 At its own expense, to man, victual, navigate, operate, maintain, supply, and repair the FPSO and H1-WHP (H4-WHP future) whenever required during the Contract period and shall pay all charges and expenses of every kind and nature whatsoever incidental to the Operation and Maintenance of the FPSO and H1-WHP (H4-WHP future) under this Contract, including any foreign, general, municipality and/or state taxes;
- 4.2.16 To comply with all laws and regulations from time to time applicable to the crew who shall be the servants of Contractor for all purposes whatsoever;
- 4.2.17 To implement and maintain a Safety Management System ("SMS") which complies in all aspects with the Contract, laws, rules and regulations, and with all the codes, guidelines and standards recommended by the International Maritime Organisation (including without limitation, the International Management Code for the Safe Operation of Ships and for Pollution Prevention as adopted by the International Maritime Organisation as Resolutions A.741 (18) and A.788 (19) (as amended from time to time, the "ISM Code")), any relevant Flag State and the Classification Society, which may from time to time be applicable to the FPSO and / or Company and / or Contractor, and which is otherwise appropriate having regard to Contractor's obligations under this Contract;
- 4.2.18 At all times to operate under a Safety Case regime, and undertake review and revisions periodically or as requested by Company;
- 4.2.19 Have in place an approved International Ship and Port Facility Code (ISPS) system in accordance with the requirements of IMO;
- 4.2.20 To obtain and maintain in force at all times valid certificates evidencing compliance with the requirements of the Section 4.2.20, including without limitation, a valid document of compliance in relation to itself and a valid safety management certificate in respect of the FPSO as required by the ISM Code;
- 4.2.21 To provide Company with copies of all documents of compliance and Safety Management System certificate(s) upon issuance;
- 4.2.22 To keep on board the FPSO at all times a copy of all documents relating to Class certification, statutory certificates of compliance and the original certificates of equipment used onboard for safe operation of the FPSO;
- 4.2.23 Whenever the passage of time, wear and tear or any event, requires steps to be taken to restore the conditions stipulated in this Contract, exercise due diligence and maintain or restore the FPSO to the extent of the FPSO limits described in the Contract.

4.3 General Operating Requirements

- 4.3.1 All tasks associated with the operation and maintenance of the FPSO and the Fixed Facilities shall be the responsibility of Contractor for the duration of the Charter Period. This, as a minimum, shall include:

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- - the provision of all services required for the FPSO to remain on location in a state of complete readiness pursuant to the Contract and in particular the requirements of this Exhibit;
 - the provision of food supplies, spares, lubricants and all other consumables for the FPSO to cater and function in accordance with the Contract and in particular the requirements in this Exhibit;
 - the provision of all necessary ancillary functions such as logistical support, personnel, catering, and Support Vessels (Optional).
- 4.3.2 The Contractor may be permitted use of the Company Support Vessels for FPSO support functions such as transporting spares, supplies and crew transfer at the cost of Contractor. However, if a Support Vessel is required by Contractor to support Custody Transfer, including mooring and unmooring of export tanker, line handling, personnel transfer between the export tanker and the FPSO, then the Support Vessel shall be made available to Contractor at no charge to the Contractor.
- 4.3.3 Operation of the FPSO shall be strictly in accordance with all applicable International Chamber of Shipping (ICS) publications and in particular with the Oil Companies International Marine Forum (OCIMF) and International Safety Guide for Oil Tankers & Terminals (ISGOTT), particularly sections which are applicable to the Operation of a FPSO. Contractor shall take due cognisance of these documents and shall embody all aspects which are applicable to the safe and proper Operation of the FPSO in Contractor's operating practices and procedures. In the event that these documents contradict the Classification Society rules as they apply to the FPSO, then the Classification Society document shall take precedence.
- 4.3.4 Contractor shall comply with all applicable Vietnamese legislation and codes.
- 4.3.5 Contractor shall operate and maintain the FPSO, the Fixed Facilities and Support Vessels (Optional) under a Permit to Work (PTW) System to the satisfaction and approval of Company.

4.4 Cargo Operations

- 4.4.1 Shall be as per TGT 08/0041 FPSO Functional Design Specification.
- 4.4.2 Contractor shall be fully responsible for all Cargo Operations including Loading, Storing, Heating, De-Watering, Custody Transfer, Stripping, free water separation and discharge, Ballasting, tank cleaning, Inert Gas and gas freeing, calibration of instrumentation and proving of meters, sampling and lab testing of product, maintaining inventories and logs and preparing, for signature by Master of the export tanker, the Bills Of Lading.
- 4.4.3 Laboratory testing of product shall be in accordance with American Society for the Testing of Materials (ASTM) and API. A representative product sample of each Custody Transfer shall be tested as follows by Contractor:
 - Water and Sediment (BS&W) in Crude Oil by Centrifuge method;
 - Density, Relative Density (specific gravity) or API Gravity of Crude Oil Petroleum;
 - Reid Vapour Pressure (RVP);
 - Pour Point determination;
 - Cloud Point determination; and
 - Emulsion Testing;
- 4.4.4 Reports to be prepared and submitted by Contractor at each Custody Transfer shall include:
 - CARGO Manifest;
 - Certificate of Origin;
 - Certificate of Quality;
 - Certificate of Quantity;
-

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- Bill of Lading;
 - Metering Station Reports;
 - Proof Report;
 - Delivery Report;
 - Hourly Rate by Meter Stream;
 - Batch Report;
 - Meter Factor Report;
 - Gauging versus Metering Ticket Report (before and after Custody Transfer); and
 - FPSO Cargo Tank Offload Measurement.
- 4.4.5 Contractor shall prepare and submit Daily Reports to Company, and such other reports as requested by Company. The format of the Daily Report shall be subject to Company approval and shall be submitted to Company by 0600 hour each day, including weekends and public holidays. The Daily Reports, shall as a minimum, include the following information and the required content may be amended during the Charter Period:
- Daily marine activities of Operation and Maintenance;
 - Bunker used / received / transferred inclusive of Support Vessels;
 - Fresh Water, Water produced, used and transferred;
 - Support Vessel activity statements, including standby and periods on the buoys;
 - Helicopter crew change and booking form;
 - Number of Personal on Board statement (POB);
 - Availability and system status and system breakdown reports, relative to downtime allowance and system allowances; and
 - Details of any incidents or near misses involving personnel, the FPSO and its equipment, Support Vessels and / or other vessels at the location.
- 4.4.6 Monthly FPSO reports to be provided within three (3) days of month end by Contractor are as follows:
- Ullage Report;
 - Monthly People on Board (POB) Report;
 - Monthly Consumption Report for the FPSO and Support Vessels;
 - Monthly Closing Stock Inventory;
 - Tank by Tank Laboratory Report (in addition to Custody Transfer Report);
 - Maintenance and Operation Report;
 - Statutory Requirements Status Report;
 - Maintenance Schedule (Updated) for the next three (3) months;
 - Used spares, spares on order and remaining spare status.
- 4.4.7 Safety Management System and Operating Procedures reporting requirements are as provided in Company's Health and Safety Manual and as further prescribed in Exhibit E of the Charter Party.
- 4.4.8 Contractor may be required, at no additional costs to Company, to produce additional forms or reports or to make changes to the existing forms during the Contract period.

4.5 Inspection and Maintenance Requirements

- 4.5.1 Contractor shall develop and maintain, for the duration of the Charter Period, a Computerised Maintenance Management system (CMMS) for the inspection and Maintenance of the FPSO, its systems and equipment. The CMMS shall also be expanded to include tracking, recording and reporting of system downtime and downtime allowance in accordance with Exhibit G of the Charter Party. The CMMS is a requirement of Offshore Completion pursuant to EPCI Contract and shall be subject to Classification Society and Company approval. The CMMS shall be updated as and when required and replicated in Contractor's onshore office.
- 4.5.2 The CMMS shall record all of the FPSO - Marine, Process, H1-WHP systems, equipment, components and material. In this respect, Company envisages the CMMS will be categorised into a multi tiered pyramid matrix, starting with the FPSO systems. The second tier of the matrix shall list all of the sub-systems and / or major equipment, making up the system (described in the first tier of the pyramid), the third tier of the matrix shall list all of the equipment, components etc. making up the sub systems (described in the second tier) and the fourth tier shall itemise all of the components of each equipment (described in the third tier of the matrix) and so on. Accordingly, the CMMS shall include, as a minimum, the following details:
- o a detailed database of the systems, their equipment, components and materials (i.e. suppliers, vendors, data, manufacturers, model number, part number, drawing number etc.;
 - o each of the systems, equipment and components, comprising a system or equipment, shall be clearly identified with a unique equipment number, or name;
 - o list of all spare parts, for each equipment, component etc. pursuant to above, and its location (i.e. on board the FPSO or at Contractor's onshore support base;
 - o vendor and supplier details for equipment, materials and components (i.e. name, address, contact details etc.);
 - o service and Maintenance records including history of breakdowns (or non-availability) of the system and / or equipment, description and reasons for the breakdown and details of repairs, maintenance and services performed to date;
 - o details of when the next routine service, inspection or maintenance, is due together with list of spare parts, accessories and consumables which will be required to perform the particular service;
 - o shall identify the work which is shutdown dependent and which work impacts on Loading, Storing and / or Custody Transfer and should focus on inspection and Maintenance efforts on these systems. The system shall provide capability for optimising the planning around the Facilities shutdown periods;
 - o details of other systems and / or equipment which will be effected by the required service, inspection of maintenance above (e.g. shutdown of another system or equipment due to safety issues etc.) together with the estimated time to perform the necessary service, inspection or maintenance;
 - o list of spading arrangements, spading, mechanical and electrical isolations and maintenance procedures associated with each inspection, service and maintenance of the systems and their equipment;
 - o means of administrating 'drawdown' of spare parts, materials, components and consumables from the inventory held in stock on board the FPSO and / or Contractor's onshore support base, together with details required to replace the used spare parts, materials components etc. This report shall also record the anticipated 'lead time' for procurement;
 - o means of prioritising the scheduled service, inspection or maintenance requirements, in sequence of importance (i.e. critical, non critical etc);
 - o in the event, a particular scheduled service, inspection or Maintenance requirement can not be fulfilled due to the requirements of Company (e.g. Offtake will coincide with the next scheduled

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

service or maintenance requirement, details of risks to availability of the FPSO shall be identified;

- o a look ahead schedule for future services, testing, inspection and maintenance requirements such that Contractor can plan the future work in advance of the respective inspection, testing, service and maintenance requirements;
- o maintain accurate records of system allowance and downtime allowance for each system and equipment accumulated to date pursuant to Exhibit G of the Charter Party;

4.5.3 The CMMS output for planned Maintenance report, shall be produced on a daily basis and issued to the crew for performance of the specified service, inspection or maintenance requirement and upon completion signed off by the authorised personnel to confirm the service or maintenance requirement has been fulfilled and the appropriate details then entered into the system. The tasks are integral to the definition of Charter Services in respect of the FPSO – Marine, Process and the Fixed Facilities.

4.5.4 Any maintenance or inspection activities which requires shutdown of the Loading shall normally be undertaken during Company planned shutdown period of the Process Facilities, which may occur. In the event that Operation from the Process Facilities suffers an unplanned interruption, the OIM and Company Offshore Representative will be advised of the likely time at which Operation will be restarted and Contractor will be free to perform Maintenance during this down time provided that it will always be ready to restart Loading at the stated restart time. Subject to any other obligations under the Contract, such times are not included within the required availability and Contractor shall not incur any accrual to the system allowance or downtime allowance during these intervals. In the event that the FPSO is not available, for any reasons whatsoever, at the stated restart time any such time during which the FPSO is not available from Process Facilities restart time shall be treated as system downtime and accrued to downtime allowance.

4.5.5 There may be other short scheduled periods of down time of the FPSO Process Facilities during which time Maintenance may be carried out on the FPSO. Such periods may result from the need to make occasional repairs on the FPSO Process Facilities. At such times the OIM will advise the Master of the anticipated cessation of product and / or Gas and the time when the FPSO Process Facilities operations and supply will recommence. Contractor may use this time to make any repairs or Maintenance to the FPSO, although debit from downtime allowance shall be applied in the event that the FPSO is not ready or available at the nominated restart time.

4.5.6 Notwithstanding the requirements above, the principal areas for inspection and Maintenance are, but are not limited to, the requirements of Classification Society and shall be incorporated as such within the inspection and Maintenance scheme:

- o Classification Society periodical and special statutory surveys;
- o Structural inspection for corrosion, structural integrity, cathodic protection, marine growth prevention;
- o Pipeline internal and external surveys;
- o Import and export systems within the defined terms of the boundary limits defined by Company;
- o Pressure vessels, Pressure Equipment Standards nominated by Contractor;
- o Air receivers;
- o Piping and flow lines;
- o Cranes;
- o Cargo tanks;
- o Boilers, feed systems, systems, cooling water systems, condensers, feed heaters, generators, compressors, reciprocating engines and all rotating equipment;
- o Pumps;

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- - Electrical distribution & Instrument systems including communications and ESD systems for platform shutdown and monitoring;
 - Relief valves, Shutdown valves, Emergency Shut Down (ESD) valves, pressure and temperature pilots, level controls, blowdown valves, check valves;
 - Fire and gas detectors, panels and alarms;
 - Loading and Custody Transfer systems including the Custody Meter skid;
 - Mooring / Riser system;
- 4.5.7 Company may, at its discretion, undertake audits of the CMMS, at other or both the FPSO and Contractor onshore base and the inspection and Maintenance Works and Contractor shall comply with any resultant recommendations at no cost to Company. Company maintains the right to appoint the Classification Society or other suitably qualified body or consultant to carry out this audit on behalf of Company. In the event such audit findings demonstrate that the Contractor is not maintaining the FPSO or the Fixed Facilities in a safe and satisfactory condition, as required by the Contract, Company will immediately give notice to Contractor to effect such recommendation of the audit, at Contractor's cost. Notwithstanding other provisions in this Contract, the Company where it considers Loading, Custody Transfer or safety is at risk may take the step of having deficiencies corrected should Contractor not take immediate action. This resulting expenditure shall be to Contractor's account.
- 4.5.8 Contractor shall be responsible for all inspection and Maintenance requirements of the FPSO – Process, Marine and the Fixed Facilities throughout the Charter Period. Any maintenance and / or inspection that require any part of the FPSO or the Fixed Facilities to be taken out of service that may affect availability shall be advised by notice to Company in advance and should be planned, to the maximum extent possible, around Company planned shutdowns for the Process Facilities.
- 4.5.9 Contractor shall ensure suitable and certified corrosion monitoring tools and equipment are readily available on board the FPSO for inspection of the systems in accordance with the requirements of API for testing and inspection relevant equipment. Contractor shall conduct base line surveys of the Donor Vessel equipment initially well ahead of predicted first inspection requirements. Thereafter inspection intervals can be set based on the as found condition of the equipment concerned.
- 4.5.10 Notwithstanding the other provisions of this Clause, and as a minimum, Contractor shall apply CMMS and risk based maintenance planning techniques and analysis to construct a complete schedule of inspection and planned Maintenance for the systems and equipment which can be categorised as follows:
 - Requirement to meet availability of the FPSO and the Fixed Facilities;
 - Key to performance of the critical systems, power generation and hotel accommodation services;
 - Required for health and safety systems; and
 - Systems and equipment failure that results in excessive cost or a hazardous situation.
- 4.5.11 Other equipment not affecting availability of the FPSO can be maintained on a breakdown, but timely, basis.
- 4.5.12 Contractor shall identify, procure (in advance) and maintain in readiness all spares necessary to ensure availability and to minimise any periods of accrual of downtime allowance and / or system allowance and as dictated by the Approved CMMS analysis. Critical spares shall inevitably include costly and long lead items and Contractor shall adequately provide for their inclusions in the required readily available inventory of spares for the FPSO and H1-WHP.

○
4.6 Training

- 4.6.1 Contractor shall train the crew, for all Charter Services and Fixed Facilities Services in respect of the FPSO – Marine, Process and the Fixed Facilities, in accordance with all relevant and applicable legislation, procedures, practices and recommendations from any vendor and / or suppliers. This

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

shall include safety and specific equipment related training, including that of any Company supplied equipment. In this respect, Contractor shall provide a competency based training matrix, and schedule of proposed training, sixty (60) days prior to the FPSO scheduled departure from the Conversion Shipyard. Company reserves the right to audit and direct Contractor to undertake additional training to that proposed. Training of senior crew in complex systems and / or equipment unique to the FPSO shall be completed prior to vendor commissioning of the equipment and the vendors leave the FPSO. Such training shall be formal classroom and on the job training with proper structured, arranged and conducted through the appropriate vendors. On the job commissioning training does not constitute formal competency training requirements and shall be rejected by the Company.

- 4.6.2 Contractor shall ensure that the crew are fully trained, certified and in compliance with all applicable marine, hydrocarbon and local legislation and Company requirements. Certification of marine deck and engineering officers shall not negate the requirement for the Contractor to also provide specific vendor training for unique equipment or for reasons of refresher courses, e.g. the formal training of FPSO engineers in the operation and maintenance of FPSO Gas fired boilers is mandatory. Contractor shall provide for retraining through the Charter Period to cater for crew changes, promotions etc.
- 4.6.3 All crew shall have completed relevant BOSET accredited offshore sea survival courses and Helicopter Underwater Escape Training (HUET) and shall maintain currency through BOSET Approved refresher courses.
- 4.6.4 Contractor shall ensure all personnel and crew onboard the FPSO have received recognised and duly documented training in the use and operation of equipment for which they are responsible and shall strictly monitor the currency of such requirement allowing for scheduled and unscheduled crew rotations and change of crew (e.g. new recruitment or promotion). At any one moment onboard at least 50% of all officers shall have current competency matrix compliance for all such designated FPSO specific equipment.
- 4.6.5 Contractor shall ensure the competency of all personnel and crew on board the FPSO for the positions they hold. Contractor shall not permit untrained or unqualified personnel to Operate or Maintain any systems or equipment for which the personnel are not trained or qualified (e.g. Boilers, Custody Metering, Compressors, Power Gen, Deck Crane, RIB etc.). Company reserves the right to audit Contractor's compliance with this and instruct Contractor to implement corrective measures (including the replacement of personnel) within a specified time of the audit, depending on the seriousness of such non compliance. In the case of Boilers, Turbines, Cranes and similar equipment the Contractor shall provide the crew with vendor training approved by the vendor for the packages concerned. Marine Certificates of Competency shall not constitute training compliance for vendor specific packages e.g. Boiler or Custody Meter controls that feature complex HMI interfaces and similar.
- 4.6.6 Company considers that safety training is a crucially important area and Contractor shall undertake to provide, enforce and maintain a full safety training programme covering all aspects of the operation and maintenance of the FPSO and its equipment for the Charter Period pursuant to SECTION 11 - HSE
- 4.6.7 Contractor shall ensure the OIM and senior crew members are knowledgeable of the Contract provisions, including reporting requirements, system definitions, availability obligations, downtime allowances and system allowances and that they shall be obliged to explore, investigate and report the true status, in the reporting format required by Company.

4.7 Emergency Response and Oil Spill Response

- 4.7.1 Contractor shall provide detailed emergency response and oil spill contingency procedures and plans for Company approval and integration into Company's emergency response procedures. All Governmental Authority, local and other legislative requirements, applying at the location, shall be addressed within such procedures. All equipment required to be maintained onboard the FPSO and Support Vessels in compliance with such regulations and requirements shall be furnished, stored, operated and maintained by the Contractor. The crew and Support Vessel crews shall be trained

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

(and certified where necessary) in the use of all such Emergency Response and Oil Spill Response equipment.

- 4.7.2 Contractor shall take part in periodic emergency and safety training exercises and events, which Company will organise from time to time. Contractor's participation in such exercises shall be to Contractor's account.
- 4.7.3 Contractor shall include personnel qualified and experienced in operating, control and manoeuvring the FPSO fast rescue Reinforced Inflatable Boat (RIB). The CMMS shall include for the dedicated RIB launching system and the RIB including the two (2) engines.
- 4.7.4 Contractor shall ensure the Support Vessel crew are trained to launch, handle and manoeuvre the fast rescue craft and respond to emergency events.

4.8 Logistics and Shore Support

- 4.8.1 Contractor shall be responsible for setting up operations support base in Vietnam, the provision of all logistic functions, including helicopter services, required to support the FPSO, crew and Support Vessels (Optional) including all provisions, supplies etc. This shall include, but not necessarily be limited to, the procurement and supply of bunkers pursuant to Exhibit B of the Charter Party.
- 4.8.2 (Optional) Contractor shall produce operating guidelines for the Support Vessels that shall include establishment of operating modes and economic use of HSD. Company reserves the right to audit directly or by third party surveyor or consultant the holdings and efficient use of HSD. Deviation from such guidelines and unaccountable excess use of the HSD shall require Contractor investigation and formal reporting to Company for further consideration of action to be taken.
- 4.8.3 Contractor shall be responsible for all freight handling, applicable Customs Authorities clearances and any associated costs. Company will endeavour to provide assistance in processing clearances where clearances are required in the name of Company as operator of the Field.
- 4.8.4 Contractor shall, from commencement of preparatory FPSO offshore Installation Work, employ and maintain an approved Contract Manager based at Contractor's onshore base in Vietnam who shall be the single point contact between Company and Contractor on a day by day basis for all matters relating to FPSO logistics, operation and maintenance support and the Support Vessels. The Contract Manager shall be provided with a means of emergency communications (as a minimum a pager and GSM mobile phone) such that he may be contacted at any time. Contractor shall ensure that the Contract Manager, or his designated representative, is available at all times. The responsibilities and authorities vested in the Contract Manager shall be formally communicated to Company by Contractor's Representative.
- 4.8.5 Contractor shall engage a Subcontractor (in addition to Class requirements and in conjunction with) who specialises in the supply, inspection and maintenance of lifting and rigging equipment through the Charter Period. The FPSO personnel elevator, travelling hoists, davits etc. shall be included in the Subcontractor scope of regular inspection and certification. Company reserves the right to audit this Subcontractor and its practices. All equipment shall have certification documentation maintained in a lifting register onboard. Original equipment of the Vessel shall be brought into survey by the Subcontractor or where physical or documentary compliance cannot be met the equipment shall be removed from the FPSO before it leaves the shipyard.
- 4.8.6 Waste disposal from the FPSO shall be arranged by Contractor sending ashore. Incineration or open burning shall not be permitted in the Field.

4.9 Operation and Maintenance Personnel

- 4.9.1 Contractor shall provide competent Operation and Maintenance personnel with adequate skills and certificates for the performance of the Work, throughout the Charter Period, comprising, as a minimum, a Operations Manager, a Superintendent Engineer and a dedicated Contract Manager onshore, and an FPSO OIM, Maintenance Superintendent, and Cargo Officer, Helicopter Landing Officer, Crane Operator(s), qualified medic, marine crew and all respective supervisors offshore.

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- 4.9.2 Contractor shall maximise efficient resource of the crew positions. Company acknowledges that the crew may not follow the regular hierarchy of a trading vessel and new Job Descriptions including multi-tasking roles may be applied for the crew. Contractor shall submit for Company review and approval the Organisation Chart and Job Descriptions for the intended crew under this Contract.
- 4.9.3 Contractor shall be responsible for the provision of mooring Master services. Candidate(s) for this position shall be submitted to Company for approval which may include an interview by Company of the nominated candidate(s) for mooring Master. The mooring Master services shall be engaged through a third (3rd) party specialised Mooring Services Contractor.
- 4.9.4 Contractor shall provide an operation and maintenance team, whose key members have previous experience on at least one similar project within Contractor's organisation. It is recognised that Key Personnel required for the execution of the Operation and Maintenance of the FPSO will be changed from time to time during the Charter Period. However, Contractor shall notify Company thirty (30) days prior to any such scheduled change. Replacement personnel shall hold qualifications and have experience not less than the requirements stipulated in this Exhibit. In the event that Contractor proposes to promote Key Personnel during the Charter Period to another position within the crew, they shall not do so without prior approval of Company (such approval not to be unreasonably withheld). Key Personnel shall be conversant in English language, both spoken and written. The following individuals are considered to be key marine operation and maintenance team personnel, additional personnel are required for the Charter Services:
- o Operations Manager (overall operational responsibility on shore);
 - o Superintending Engineer (overall technical responsibility on shore);
 - o Contract Manager (Contractor's Representative and direct point of contact between Company and Contractor onshore in Vietnam with full authority for day to day matters);
 - o Offshore Installation Manager (OIM);
 - o FPSO OIM;
 - o Production Superintendent;
 - o Maintenance Superintendent;
 - o Maintenance Supervisor;
 - o Cargo Officer;
 - o Medic; and
 - o Mooring Master.

Contractor shall provide copies of CV for each of the above candidates for Company prior review and approval. In addition, Company reserves the right to conduct any interview it deems necessary prior to approval of such Key Personnel.

- 4.9.5 The responsibility, authority and accountability of the crew shall be clearly identified by Contractor. For each of the Key Personnel, Contractor shall provide a functional job description together with the respective levels of accountability; authority and responsibilities.
- 4.9.6 Contractor shall not alter or reduce the quality of its crew and personnel if this, in Company's opinion, may negatively interfere with the progress and quality of the Work.
- 4.9.7 Contractor's key senior offshore crew shall spend a minimum of one hundred and twenty (120) days at the conversion shipyard undergoing familiarity tasks prior to sail out of the FPSO. Senior operations staff shall be empowered by the Contractor to be able to instigate recommendations that improve operability, maintainability, and life cycle cost or safety issues. At least two (2) key operations personnel from the deck, engine and process departments shall be included in the Project Management Team full time during detailed Design who are technically competent to review and comment on initial design drawings. The operations personnel shall additionally be required to manage, coordinate and take active roles in the development of Commissioning documentation and subsequent management and have active involvement in Commissioning

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

activities onboard the FPSO. Their mobilisation shall be timed to coincide with development of all mechanically completion and commissioning deliverables of the Approved Execution Plan.

- 4.9.8 Following notice by Company, Contractor shall, at its own cost, remove any persons, which are, in Company's reasonable opinion, are unsuitable or unqualified to perform their tasks.
- 4.9.9 For any portion of the Work to be performed offshore, Contractor's personnel shall, prior to commencing Work, have passed any safety courses and medical examinations required by applicable laws and regulations.

4.10 Offshore Responsibilities, Authority and Reporting Relationships

- 4.10.1 Contractor shall be responsible for implementing an offshore work programme, which is agreed with Company.
- 4.10.2 The Company Offshore Representative reports to Company's Production Manager onshore, and is responsible for the implementation of Company's offshore work programme on the Facilities, drilling rigs and vessels in the Field.
- 4.10.3 The OIM will implement the daily work programme for operations concerning the FPSO and associated vessels, and is responsible for all the operations on the FPSO including process facilities under his command. The Company Offshore Representative acts as an interface between the FPSO and Company's other Contractors and onshore organisation, communicating the instructions, plans and requirements of Company. The OIM is responsible for producing Daily Reports for Company.
- 4.10.4 The OIM is also responsible for the offshore safety and the management of emergency situations as On Scene Commander, under the Field Emergency Response Procedure and Oil Spill Contingency Plan.
- 4.10.5 In an emergency situation on board the FPSO or WHP(s), Company Offshore Representative is responsible for communicating with Company's onshore organisation, for the purpose of reporting, and summoning of additional resources. The OIM acts as On-Scene Commander and directs the crew of the FPSO to control the emergency situation.
- 4.10.6 The OIM has full authority for the FPSO and as Contractor's Representative and the Company Offshore Representative cannot require the OIM to carry out any instructions, which may endanger the FPSO, product or persons on board. As Company's most senior representative offshore, the Company Offshore Representative has full authority for implementation of the Work programme, and the OIM will carry out the Company Offshore Representative's work plan as far as is reasonably possible.
- 4.10.7 The OIM has a reporting relationship, through the Company Offshore Representative to Company's Operations Manager, for information concerning the progress of the work on board the FPSO and the status of the FPSO at the location. The OIM also has a reporting relationship to Contractor's onshore organisation for supply, logistics and other functions necessary for the performance of the Contract.

4.11 Assignment of Responsibilities Offshore

- 4.11.1 The management of safety in operations requires the clear delegation of authority and responsibility. The following table shows the hierarchy of responsibility and authority offshore:

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

Party	Representative	Description of Authority / Responsibility
Company	Company Offshore Representative	Responsible for discharging Company's responsibilities offshore, and in particular: <ul style="list-style-type: none">• General safety;• All activities on the Facilities or other in field Company activities with impact on FPSO operations;• Reporting and management of emergency situations as Site Emergency Controller;• The Company Offshore Representative reports to Company Operations Manager.
Contractor	OIM	Responsible for the safety of all persons on board with full authority; Responsible for all activities offshore including Loading, Storage, Custody Transfer, availability, Operation and Maintenance; Reports to the Company Offshore Representative for matters pertaining to the management of the Field and Operation of the facilities under his control. Acts as On Scene Commander in emergency situations. Reports to Contractor's onshore based Manager.
Support Vessels	Support Vessel Masters	Responsible for the safety of their vessel and all persons on board with full authority under marine law. Support Vessel Masters report to the OIM for operational matters and receive their Work programme from the Company Offshore Representative Reports to Support Vessel owners based onshore.

Table 4 - 1 Summary: Responsibility for Supply of Charter and Fixed Facilities Services

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

Company will by exception provide or pay for those services as listed under Company in the following table:

Item	Description	Provided by Company	Provided by Contractor	Paid by Company	Paid by Contractor
A	Utilities				
1	Heavy Fuel/Marine Diesel/Marine Gas Oil prior to Offshore Completion	No	Yes	No	Yes
2	Heavy Fuel/Marine Diesel/Marine Gas Oil after Offshore Completion	Yes	No	Yes	No
3	Potable Water	No	Yes	No	Yes
4	Stores: provide for all consumable provisions, supplies, deck and engine stores, galley and cabin stores and sustenance and accommodation for Contractor and Company personnel	No	Yes	No	Yes
5	All FPSO operations chemical requirements (including glycol) for crude oil processing, gas export, corrosion inhibitors and treatment of well product in the pipelines, on the FPSO or in the tanks.	Yes	No	Yes	No
6	Lubricants for FPSO	No	Yes	No	Yes
7	Helicopter Fuel	Yes	No	Yes	No
8	Any other consumables for FPSO Operations	No	Yes	No	Yes
B	Transportation				
1	Helicopter Transportation for Contractor Crew change on regular basis between Vung Tau (VT) and FPSO as per the agreed regular crew change roster	No	Yes	No	Yes
2	For Medevac from FPSO to VT or Ho Chi Minh City Helicopter Base for Contractor's personnel	No	Yes	No	Yes
3	For Medevac from FPSO to VT or Ho Chi Minh City Helicopter Base for Company's personnel	No	Yes	Yes	No
4	Contractor crew transport to and from VT and their home	No	Yes	No	Yes
5	Marine supply boats, in field standby, in field transfer of materials and personnel and offloading support in relation to day-to-day FPSO operations, maintenance and repair and offloading	Yes	No	Yes	No

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

6	Except as defined elsewhere in this table any other transport in exceptional circumstances for:				
	Contractor's crew, personnel and equipment	No	Yes	No	Yes
	Company's personnel and equipment	Yes	No	Yes	No
7	Loading and unloading onshore for:				
	Contractor equipment including equipment for FPSO system	No	Yes	No	Yes
	Company equipment excluding equipment for the FPSO system	Yes	No	Yes	No
8	Loading and unloading offshore using the FPSO permanent facilities for:				
	Contractor equipment including equipment for FPSO system	No	Yes	No	Yes
	Company equipment excluding equipment for FPSO system	No	Yes	No	Yes
C	Equipment/Spares/Facilities				
1	Repairs, spares, consumables, storage and specialist tools for FPSO	No	Yes	No	Yes
2	Pigs, spare parts and consumables for Wellhead Platforms	Yes	No	Yes	No
D	Export Operations				
1	Responsibility of contracting and timely scheduling of the Export Tanker(s)	Yes	No	Yes	No
2	Mooring Master, responsible for the export tanker attachment to and detachment from the FPSO, safe station keeping during crude transfer	No	Yes	No	Yes
3	Providing Support vessel (if required) for the attachment holding and detachment of the Export Tanker(s), including vessels for towing and handling of the export line.	Yes	No	Yes	No
4	Documentation (Offload and shipping including but not limited to; Bill of Lading, Quantity and Quality, Report etc.)	No	Yes	No	Yes
5	Terminal Operational Responsibility	No	Yes	No	Yes

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

6	Export operations on FPSO:				
	Deploying/recovering the mooring system and the floating hose	No	Yes	No	Yes
	Cargo Transfer	No	Yes	No	Yes
	Operating, maintaining and calibration of the fiscal metering system	No	Yes	No	Yes
	Tank gauging and sampling	No	Yes	No	Yes
	Offload sample - onboard laboratory analysis	No	Yes	No	Yes
7	Onshore laboratory analysis for assay samples or analysis at request of Company	No	Yes	Yes	No
8	Monitoring cargo transfer on export tankers and station keeping	No	Yes	No	Yes
9	Equipment for berthing operations:				
	Laser Range Finder	No	Yes	No	Yes
	Pneumatic line thrower	No	Yes	No	Yes
	Hose connection gears	No	Yes	No	Yes
E	Permits, approvals, customs duties, clearances and such like.				
1	All permits and approvals required to maintain operation of the FPSO system (such as Ship Registry, Radio Licence, Class certificates etc.) except for permits or licences to be obtained by Company as specified in Article 18.1(a) of this Charter Party.	No	Yes	No	Yes
2	Personnel visas and Work permits for:				
	Contractor's personnel	No	Yes	No	Yes
	Company's personnel	Yes	No	Yes	No
F	Miscellaneous				
1	Manpower to operate FPSO system	No	Yes	No	Yes
2	Board and lodging on board the FPSO for:				
	Contractor's personnel and visitors	No	Yes	No	Yes
	Company personnel and visitors	No	Yes	Yes	No
3	Communication equipment on board the FPSO as per FPSO specification and as required for infield communications	No	Yes	No	Yes
4	Communication costs for:				
	Contractor's use	No	Yes	No	Yes

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

	Company's use *(local calls by Company shall be at Contractor cost and international calls by company at Company cost)	No	Yes	Yes	No
5	First aid equipment, supplies and materials on board the FPSO	No	Yes	No	Yes
6	Arrange for first aid, doctor, hospital assistance onshore when Medevac occurs for:				
	Contractor's personnel	No	Yes	No	Yes
	Company's personnel	Yes	No	Yes	No
7	Pollution control and combat equipment for:				
	On board the FPSO and/or deployed on Company Field standby vessel (as per MARPOL standards or Vietnamese Regulations governing such standards)	No	Yes	No	Yes
	Onshore support equipment	Yes	No	Yes	No
	Any other pollution combat equipment (in excess of MARPOL or Vietnamese standards)	Yes	No	Yes	No
8	Security (onshore and offshore) day to day	No	Yes	No	Yes
9	Segregation of all waste offshore (hazardous and non hazardous) and provision of suitable transportation containers for the safe transportation of all waste to onshore ensuring that all requirements of any legislation are followed.	No	Yes	No	Yes
10	End disposal of all non-hazardous waste.	No	Yes	No	Yes
11	Company will be responsible for the end disposal of all hazardous waste.	No	Yes	Yes	No

4.12 Pilots, Tugs and Stevedores

- 4.12.1 Any and all stevedores, tugs and the mooring Master services shall be engaged and paid for by Contractor.
- 4.12.2 Contractor shall be responsible, at all times, for proper stowage, which shall be controlled by the Master. The Master shall maintain strict and accurate accounts of all Loading and Custody Transfer.
- 4.12.3 Contractor hereby agrees to indemnify Company, its servants and agents against all losses, claims, responsibilities and liabilities arising in any way whatsoever from the employment of the crew, of any mooring Master, tugs and / or stevedores.

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

4.13 Supernumeraries (Company Operators and Third Parties)

- 4.13.1 Throughout the Charter Period, Contractor shall ensure that there are at least ten (10) dedicated berths available for use by Company personnel (or any Third Party nominated by Company)
- 4.13.2 Contractor shall also provide all meals, laundry and all other requisites equivalent to those supplied for senior crew.

4.14 Space Available to Company

- 4.14.1 The whole reach, burden and decks of the FPSO, and any additional available passenger accommodation, shall be at Company's disposal, reserving only proper and sufficient space for the crew, tackle, apparel, furniture, provisions and stores, this equally applies to the Support Vessels.

4.15 Utilisation

- 4.15.1 During the Charter Period, Company shall supply the FPSO with Gas from the WHP.
- 4.15.2 Gas shall be used as the primary fuel for the FPSO use. Where Gas is available to the FPSO in the quantity required then Company shall not pay for any other fuel used on the FPSO.
- 4.15.3 When Gas is not available Company shall reimburse Contractor for alternate fuel volume consumed in replacement of Gas (only to consumers normally to run on Gas).
- 4.15.4 If Contractor requires any other than Gas for any equipment on the FPSO to burn HSD / HFO then Contractor shall be liable for the full cost of bunker others.

4.16 Conduct of Contractor's Personnel

- 4.16.1 Company shall have the right to interview and approve the Key Personnel including OIM, Production Superintendent, Maintenance Superintendent, Mooring Master(s) and Medic for the FPSO at any time in event of incident or performance concerns. Contractor shall notify and obtain Company's prior approval of any removal or reassignment of such personnel.
- 4.16.2 If Company complains about the conduct of any member of the Crew, Contractor shall, upon review of the complaint (which shall include information supplied by the Crew member and Company) make an appropriate change in his appointments on the understanding that the relevant Crew member would ordinarily be replaced and may only be subsequently reassigned to the FPSO by agreement of Company.

4.17 Injurious Cargoes

- 4.17.1 No weapons, explosives or injurious cargoes shall be shipped to the FPSO. Without prejudice to the foregoing, any damage to the FPSO caused by the shipment of any such cargo, and the time taken to repair such damage, shall be for Contractor's account. Any acids, radioactive materials or other hazardous related materials shall not be shipped to the FPSO without prior written notification and agreement between the Parties.
- 4.17.2 No goods or cargoes shall be loaded, that would expose the FPSO to capture or seizure by rulers or governments.
- 4.17.3 Contractor is informed that trace Mercury is expected in the Company provided product.

4.18 Instructions and Logs

- 4.18.1 Company shall be entitled, from, time to time, to give appropriate instructions to the OIM. The OIM shall provide Company or its appointed agents, on a daily basis, complete and correct logs and true copies of all normal operations, properly completed Loading and Custody Transfer sheets and other returns and reports as may be required by Company. Company shall be entitled to take copies of any such documents not provided by the OIM at the expense of Contractor.

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- 4.18.2 Contractor and / or the OIM shall be required to complete any reports that may be required by Company.
- 4.18.3 Company shall be permitted access to all FPSO documentation including soft copy of such as CMMS, Class documents, Subcontractor and vendor reports and be permitted to take copies of same.

4.19 Bills Of Lading

- 4.19.1 There are no requirements for the signing of Bills of Lading for the product by Contractor during the Charter Period.
- 4.19.2 Export Product export Bills of Lading, required for signature by the Master of the export tanker, and shall be prepared by the OIM for signature by the Master of the export tanker.

4.20 Dry-Docking

- 4.20.1 The FPSO shall not be dry-docked for repairs or maintenance during the Charter Period. If dry-docking is required the FPSO will immediately be considered off-hire from the date and time that Contractor is required to take the FPSO out of service.

4.21 FPSO and Support Vessel Inspections

- 4.21.1 Company shall have the right, at any time, and from time to time, throughout the Contract period, to inspect the FPSO and Support Vessels. During the time of any such inspection Contractor shall afford all necessary co-operation and accommodation to Company on board, provided that:
- o Neither the exercise, or otherwise, by Company of such right, shall in any way reduce the Contractor's authority over, or responsibility to Company or third parties for the FPSO or Support Vessels including every aspect of the Operation or Maintenance, nor increase Company's responsibilities to Contractor or third parties for the same;
 - o Company shall not be liable for any act, omission, neglect or default by Company, or its servants or agents in the exercise or otherwise of the aforesaid right; and
 - o Contractor is notified in advance of Company's intention to inspect the FPSO or Support Vessels.

4.22 Inventories and Consumable Oil and Stores

- 4.22.1 A complete inventory of the equipment, outfitting, appliances and all consumables stored on board the FPSO shall be made by Contractor together with Company at the following time:
- o on Provisional Delivery Date;
 - o on the date of the Final Acceptance Certificate;
 - o the thirty-sixth (36th) month from the date of the Final Acceptance Certificate; and thereafter every interval of thirty-six months from the date of Final Acceptance Certificate; and as otherwise agreed between the Parties.

4.23 Demobilisation from the Location

- 4.23.1 Contractor shall be informed of the last Custody Transfer that will occur within the Charter Period. Contractor shall Custody Transfer the maximum reachable volume of product stored onboard including slops to the export tanker. Any demurrage incurred by Company shall be to account of Contractor. Remaining liquid hydrocarbon, as measured by third party, shall become the property of Contractor who shall pay for the product at the price received by Company for the final product Offtake.

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

OPERATIONS AND MAINTENANCE CONTRACT FOR A FLOATING STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) FACILITY

FOR TGT FIELDS DEVELOPMENT PROJECT

CONTRACT NO. HL-09-TGTC09

- 4.23.2 All costs associated with the final cleaning of the FPSO including, but not limited to, bunkers, cleaning Contractors, cleaning equipment, chemicals, slop barges, port charges disposal of slops, sludge and oil residues shall be borne by Contractor. Contractor shall in its Design and Engineering and Operations and Maintenance of the FPSO take every precaution to minimise the sludge and sand build up that is carried over from product and collected in the cargo tanks. In this respect, Contractor shall ensure that the COW and tank inspection programs are followed closely in accordance with Approved CMMS.
- 4.23.3 Contractor shall be responsible for the Demobilisation of the FPSO inclusive of all subsea equipment such as Risers (including any mid water arches and gravity bases), tie in spools, (including blind flanging of the pipelines) and mooring chains. PLEM is part of Company installation scope, however Company considers it advantageous to utilise Contractors sub-sea demobilisation team concurrent with demobilisation of all other Contractor installed sub-sea items. Contractor back-charge of cost to Company for PLEM removal, to be agreed prior to demobilisation from location.
- 4.23.4 Contractor shall obtain all the required approvals, permits, licences and authorisation whether from Classification Society, Governmental Authorities and Company or otherwise, as may be necessary for the removal of the FPSO and all or part of the Subsea System (including its mooring, anchors and chains, tie-in spools, Risers and its associated subsea structures (e.g. mid water buoys and gravity bases)), and transportation and towage of the FPSO. This Demobilisation shall include, but not be limited to, the provision of all supporting documentation including, sail routes and safe havens, transportation analysis, calculations and weather forecasting data. PLEM is part of Company installation scope, however Company considers it advantageous to utilize Contractors sub-sea demobilization team concurrent with demobilization of all other Contractor installed sub-sea items. Contractor back-charge of cost to Company for PLEM removal, to be agreed prior to demobilization from location. The Demobilisation responsibility shall include all costs and Work related to the removal, preservation and delivery to Company, nominated base in Vietnam, all Company supplied equipment, within thirty (30) DAYS after Demobilisation of the FPSO from the location.

5. CAPACITY FOR FUTURE EXPANSION

The FPSO shall be designed to have capacity to stabilize at least 45,000 of oil coincident with 75,000 of produced water, taking full account of the slugging inherent in the pipeline system and the uncertainty in the TGT fluid compositions given the range of different reservoirs being developed. This requirement is expressed in the Functional Specification and Basis of Design as 45mbd oil and 120mbd of total liquids.

With regard to the above, it is recognized that the Contractor has sized the inlet facilities based on a maximum slug size of 11m³. In the event that detailed flow assurance work indicates that slug sizes will be routinely larger than this, the FPSO inlet facilities will need to be re-sized and the commercial implications of this will need to be resolved between the parties. It is also recognized that the Contractor relies upon the compositions data in the Basis of Design to define ranges of uncertainty in compositions.

However, the parties recognize that some additional flexibility is required in the FPSO process design:

- In early field life it is very possible the reservoirs will be capable of delivering more than 45mbd of oil, and the volume of produced water being produced is like to be less than the 75mbd quoted above. Consequently the Contractor will make best endeavours, wherever possible to enable the topsides process facilities to process up to 55mbd of oil, coincident with a lower produced water rate, e.g. 45mbd of water.
- In late field life it is very possible that it will be necessary to process extremely large volumes of water to generate modest volumes of oil. Consequently the Contractor is required to design the Produced water handling facilities such that they can be de-bottlenecked to a future maximum rate of 90mbd (water). Contractor will provide an option price for this during detailed design.

The design criteria can be characterized as follows:

Phase	Criteria	Contractor Obligation
Early field life	45 to 55 mbd oil and <120mbd total liquids	Best endeavours
Late Plateau phase	45mbd oil and 120mbd total liquids	Mandatory requirement
Late field life	75 to 90 mbd water and 120mbd total liquids	Priced Option to debottleneck produced water system.

EXHIBIT A

TGT FACILITIES

The TGT Facilities shall include the following facilities owned by Company which have been developed for the production of hydrocarbons from the TGT Field:

Topside Equipment For H1 And H4-WHP		
Number	Equipment Name	Detail
1	In air WHPs structure including all risers and all well slots	
2	Process System	Production Manifold + Production Multiphase Flow Meter Test Manifold + Test Multiphase Flow Meter Water Injection Manifold Gas Lift Manifold Other Piping Systems
3	Hydraulic Power Unit	
4	Well Head and Christmas Trees	
5	Pig Launcher/Pig Receiver System	Note: no Pig Receiver for H4
6	Fuel Gas System	
7	Well Clean Up System	
8	Chemical Injection System	
9	Electrical Power	Diesel Generator Gas Turbine Generator
10	Electrical, Communication and Control System (ICCS)	
11	Open Drain System	
12	Closed Drain And Atmospheric Vent	
13	Diesel System	
14	Safety Equipment	
15	Sewage And Potable Water System	
16	Platform Crane (Includes Diesel Engine)	
17	Telecommunication System	
18	HVAC System	
19	Navigation System	

David

P

10/2

20	Camera System	
21	Shelters	
Subsea Facilities		
Number	Equipment Name	Detail
1	Under water jackets	
2	Gas Lift subsea pipelines	
3	Water Injection subsea pipelines	
4	Production subsea pipelines	
5	Gas Export Pipeline from the PLEM to the SSIV	
6	Pipeline End Manifold (PLEM)	
7	Subsea Safety Valve (SSIV)	
8	Umbilical	
9	MWAJ	
10	Under water risers and well slots	

Recall

11

EXHIBIT B

SCOPE OF WORK AND RESPONSIBILITY MATRIX FOR TGT WHP's O&M

Phase and item	PHASE AND SCOPE	AT EXPENSE OF				UNDER TAKEN BY		REMARKS
		VSP/BAB		HLJOC		VSP/BAB HLJOC		
1	WHP Operations							
1.1	Process monitoring and reporting to HLJOC including all abnormal events - WHP data monitoring from FPSO CCR and timely informing HLJOC all abnormal events. - Prompt action when abnormal events happen to maintain highest uptime. - Provide recommendations and mobilise personnel to resolve all problems relating to WHP O&M. - Full time manage WHP in an emergency.	X				X		- Remote control and monitoring all WHP from FPSO. - Permission from HLJOC is mandatory if want to change/adjust any production parameter. - Logbook should be written and kept for checking and audit. - Download well data. - Timely report onsite abnormal events and promptly provide remedy. - This remains under the direction of client senior representative (HLJOC OIM), especially for Emergency cases. - Report to HLJOC representative verbally abnormal events then report by writing ASAP in the day. The abnormal log sheet for monitoring frequency is to be requested. - Full time manage WHP in an emergency under HLJOC representative's instruction.
1.2	- Start-up and shutdown TGT WHP, adjust well choke position in accordance with HLJOC's production well operating guidelines - Full time manning at WHP is required during SIMOPS, Contractor's personnel shall stay at drilling rig or construction barge and work under SIMOPS procedure. - Start-up and shutdown WHP, adjust well choke position from FPSO CCR in accordance with HLJOC's instructions - Responsible for taking personnel to WHP to start-up and shutdown. And allocate personnel full time manning at WHP is required during SIMOPS.	X				X		- Remote control and monitoring all WHP from FPSO. - Logbook should be written and kept for checking and audit. - Download well data. - Log sheet of choke size about indication % and index per 64" is needed. - Inform HLJOC Representative at once when any adjustment has done. - Responsible for onsite start-up and shutdown. - When using the support vessel must get permission of HLJOC Representative on FPSO. Personnel transfer in bad weather condition must be agreed by HLJOC Representative, Master of Standby vessel and BAB-VSP OIM.
1.3	Monitoring corrosion and the integrity of the TGT WHP. Maintaining the TGT WHP in good order, ensure the TGT WHP satisfactorily meet operational, environmental, safety and technical standards at all times - Contractor captures minor corrosion and Touch-up Painting including consumables including Rigging and Scaffolding. - Any third Party work requirement such as: annual inspection, NDT, Wall Thickness Measurement, corrosion Coupons inspection for Monitoring corrosion on equipment/facilities/structures/ etc ... and resolve the corrosion problems shall be charged by Cost Plus if required by Company. - Contractor provides comments and recommendations to Company so WHP's become more reliable, easy for operation and maintenance	X				X		
1.4	Supplying consumables such as hydraulic fluid, diesel fuel, lubricant, fresh water. - Purchases the consumables and provides to port. - Contractor is to provide services to offload/backload from/to supply boats at port and WHP; - Top up tanks on WHP.	X				X		Other consumables are provided by Contractor
1.5	Umbilical operation/testing - Operation in FPSO CCR. Monitoring and inform to HLJOC. - Monitoring and test the umbilical's operation under a procedure, fill the hydraulic reservoir as required.	X				X		Hydraulic fluid is provided by Company
1.6	Operation and shutdown of the safety systems, as well as associated emergency shutdown valves (ESDV's) on the TGT WHP Fixed Facilities - Start-up and shutdown of all the automatic systems from FPSO CCR under HLJOC's instructions; - Open, close, start and stop all automatic devices from CCR under HLJOC's instruction, - Operation, making proper actions when abnormal events may happen, quickly resolve the problems to bring WHP's back online ASAP.	X				X		- Timely report onsite abnormal events and promptly provide remedy. - Report to HLJOC representative verbally prompt abnormal events then report in writing ASAP in the day. The abnormal log sheet for monitoring frequency is to be requested.
1.7	Checking/testing the closing and opening of all the well safety valves in accordance with the Routine Maintenance Schedule - Mobilise personnel to WHP's for execution.	X				X		- Under HLJOC's instruction-

BR

2

Maorok

II WHP Maintenance							
II.1	Preparing plan for maintenance schedule including: preventive, predictive, corrective and overhaul maintenance	X				X	
II.2	Carry out preventive, predictive and corrective (both scheduled and unscheduled, including routine corrosion prevention). Unscheduled maintenance - just for correction of the issues which its subsequence by/from operator's O&M activities	X				X	
	- Provide manpowers and tool and equipment as required but not including spare parts and fittings for carrying out preventive, predictive and corrective including Rectification, Clean-up, Replacement and Running Test ONLY (both scheduled and unscheduled, including routine corrosion prevention). Unscheduled maintenance - just for correction of the issues which its subsequence by/from operator's O&M activities						
	- In the requirements of third party, any arising cost will be borne by H.L.O.C.		X			X	
II.3	Annual inspection of topside, in air jacket, pressure vessels, crane. Subsea survey of under water jacket, subsea pipeline		X			X	
II.4	Large scale/ non-routine anti corrosion coating and fixing/replacement of piping, equipment and structure		X			X	
II.5	Periodic checking, ensuring adequacy and maintenance of safety equipment on WHP's to ensure availability	X				X	
II.6	Christmas tree maintenance limited to: painting, greasing, seal replacement of actuator.	X				X	
II.7	Overhaul Maintenance						
	- In the requirements of third party, any arising cost will be borne by H.L.O.C.		X			X	
III	FPSO SUPPORT FOR WELHEAD PLATFORM OPERATIONS & MAINTENANCE ACTIVITIES						
III.1	Lab						
	- The manpower and equipments for analysis WHP's sample	X				X	
	- Any consumable/chemical for sampling and analysis, exclude special tools and equipments	X				X	
III.2	Workshop						
	- All the FPSO's workshop including manpower and tools/equipments for maintenance WHP activities	X				X	
	- Any consumable/chemical for workshop	X				X	
	- Raw materials (available on FPSO)	X				X	
III.3	Accommodation and meal						
	- For the operation team and maintenance team of WHP	X				X	
III.4	Telecommunication						
	- Equipments and the manpower for communication between Offshore facilities and Onshore on routine check and maintenance	X				X	
III.5	Warehouse						
	- The manpower and equipments (computer, accessories...)	X				X	
III.6	Crane operation						
	- The manpower and cranes of FPSO support for WHP's Operation and Maintenance activities.	X				X	
III.7	Helicopter support						
	- The manpower for support the transportation to/from WHP by helicopter	X				X	
III.8	Waste management						
	- The manpower and equipment for management the WHP's waste: Combine, upload/ backload ... before transfer to shore.	X				X	
III.9	First-Aid						
	- Manpower for first-aid for operation & maintenance team of WHP	X				X	
IV	REPORTS						
IV.1	Daily/monthly/yearly TGT well production	X				X	
IV.2	Daily/monthly/yearly chemical and consumables, consumption report and quarterly/yearly for spare parts	X				X	
IV.3	Daily/monthly/yearly HSE report	X				X	
IV.4	Daily Production Report	X				X	
IV.5	Statutory requirement status report	X				X	
IV.6	Provide protocol and report for all troubleshooting	X				X	
IV.7	Provide protocol/report for all testing/checking and calibration	X				X	
IV.8	Provide all reports for maintenance activities including routing, preventive and corrective maintenance etc...	X				X	

Contractor supports as per Item No. 1.17

Scope of Work for WHP O&M (SOW) as specified in the table hereunder which shall be excluded:
 - Subsea facilities, including without limitation any subsea activity, maintenance, trouble-shooting.
 - Supply Boats to/from WHPs from/to FPSO and from/to onshore

Handwritten signature

Handwritten initials

EXHIBIT B
SCOPE OF WORK AND RESPONSIBILITY MATRIX FOR TGT - H5 WHP's O&M

Phase and Item no.	PHASE AND SCOPE	AT EXPENSE		UNDER		REMARKS
		VSP/BAB	HLJOC	VSP/BAB	HLJOC	
1	WHP Operations					<ul style="list-style-type: none"> - Contractor is responsible for the availability, functionality and safety of WHP. - Contractor shall provide all necessary system of work, personnel and training required for performing O&M services on WHP. Only qualified, competent persons to be worked on WHPs. Production Supervisor position must be reviewed and approved by HLJOC. - Subject to Contractor's rights and obligations to provide the Service under O&M Agreement (including but not limited to Article 12 and 13), Contractor shall operate WHP in accordance with company reasonable instruction such as production rate and other parameters.
1.1	Process monitoring and reporting to HLJOC including all abnormal events					
	<ul style="list-style-type: none"> - WHP data monitoring from FPSO CCR and timely informing HLJOC all abnormal events. 	X		X		<ul style="list-style-type: none"> - Remote control and monitoring all WHP from FPSO. - Permission from HLJOC is mandatory if want to change/adjust any production parameter. - Logbook should be written and kept for checking and audit. - Download well data.
	<ul style="list-style-type: none"> - Prompt action when abnormal events happen to maintain highest uptime. - Provide recommendations and mobilise personnel to resolve all problems relating to WHP O&M. - Full time manage WHP in an emergency. 	X		X		<ul style="list-style-type: none"> - Timely report onsite abnormal events and promptly provide remedy. - This remains under the direction HLJOC OIM, especially for Emergency cases. - Report to HLJOC representative verbally abnormal events then report by writing ASAP in the day. The abnormal log sheet for monitoring frequency is to be requested. - Full time manage WHP in an emergency under HLJOC representative's instruction.
1.2	<ul style="list-style-type: none"> - Start-up and shutdown TGT WHP, adjust well choke position in accordance with HLJOC's production well operating guidelines - Full time manning at WHP is required during SIMOPS, Contractor's personnel shall stay at drilling rig or construction barge and work under SIMOPS procedure. 					
	<ul style="list-style-type: none"> - Start-up and shutdown WHP, adjust well choke position from FPSO CCR in accordance with HLJOC's instructions 	X		X		<ul style="list-style-type: none"> - Remote control and monitoring all WHP from FPSO. - Download well data. - Log sheet of choke size about indication % and index per 64" is needed. - Inform HLJOC Representative at once when any adjustment has done. - After restart a shutdown Production rate/data shall be returned to their setpoint immediately prior to shutdown unless advised otherwise by HLJOC.
	<ul style="list-style-type: none"> - Responsible for taking personnel to WHP to start-up and shutdown. Allocate personnel full time manning at WHP is required during SIMOPS, well intervention campaign. 	X		X		<ul style="list-style-type: none"> - Responsible for onsite start-up and shutdown. - When using the support vessel must get permission of HLJOC Representative on FPSO. Personnel transfer in bad weather condition must be agreed by HLJOC Representative, Master of Standby vessel and BAB-VSP OIM. - By operation team only (as per Organization chart)
1.3	Monitoring corrosion and the integrity of the TGT WHP. Maintaining the TGT WHP in good order, ensure the TGT WHP satisfactorily meet operational, environmental, safety and technical standards at all times					
	<ul style="list-style-type: none"> - Contractor captures minor corrosion and Touch-up Painting including consumables, Rigging and Scaffolding. - Any third Party work requirement such as: annual inspection, NDT, Wall Thickness Measurement, corrosion Coupons Inspection (for Monitoring corrosion on equipment/facilities/structures/ etc ... and resolve the corrosion problems shall be charged by Cost Plus if required by Company. - Contractor provides comments and recommendations to Company so WHP's become more reliable, easy for operation and maintenance 	X		X		
1.4	Supplying consumables such as hydraulic fluid, diesel fuel, lubricant, fresh water.					
	<ul style="list-style-type: none"> - Purchases the consumables and provides to port. 		X		X	<ul style="list-style-type: none"> - Other consumables are provided by Contractor
	<ul style="list-style-type: none"> - Contractor is to provide services to offload/backload from/to supply boats at port and WHP; - Top up tanks on WHP. 	X		X		
1.5	Umbilical operation/testing					
	<ul style="list-style-type: none"> - Operation in FPSO CCR. Monitoring and Inform to HLJOC. 	X		X		
	<ul style="list-style-type: none"> - Monitoring and test the umbilical's operation under a procedure, fill the hydraulic reservoir as required. 	X		X		<ul style="list-style-type: none"> - Hydraulic fluid is provided by Company
1.6	Operation and shutdown of the safety systems, as well as associated emergency shutdown valves (ESDV's) on the TGT WHP Fixed Facilities					
	<ul style="list-style-type: none"> - Start-up and shutdown of all the automatic systems from FPSO CCR under HLJOC's instructions; - Open, close, start and stop all automatic devices from CCR under HLJOC's instruction. - Visit to WHP after ESD to ensure safe start up of the facilities. 	X		X		
	<ul style="list-style-type: none"> - Operate, make proper actions when abnormal events may happen, quickly resolve the problems to bring WHP's back online ASAP. 	X		X		<ul style="list-style-type: none"> - Timely report onsite abnormal events and promptly provide remedy. - Report to HLJOC representative verbally prompt abnormal events then report in writing ASAP in the day. The abnormal log sheet for monitoring frequency is to be requested.
1.7	Checking/testing the closing and opening of all the well safety valves in accordance with the Routine Maintenance Schedule					

EXHIBIT B
SCOPE OF WORK AND RESPONSIBILITY MATRIX FOR TGT - H5 WHP's O&M

Phase and Item no.	PHASE AND SCOPE	AT EXPENSE		UNDER		REMARKS
		VSP/ BAB	HLJOC	VSP/ BAB	HLJOC	
	- Mobilise personnel to WHP's for execution.	X		X		- Under HLJOC's instruction.
	- Critical Device function testing in line with Company policy and statutory requirement.	X		X		
	- Monitoring and cooperation with operation team on WHPs as required.	X		X		
1.8	Responding to and investigating breakdowns and shutdowns of the TGT WHP					
	- Mobilise personnel to WHP's for execution	X		X		Shall be undertaken in a timely manner to ensure availability and High uptime.
1.9	Well testing under HLJOC instruction					
	- Start and/or stop well testing under HLJOC instruction from FPSO CCR.	X		X		- Immediately report to HLJOC if any abnormal issue, then take quick action under HLJOC's instruction.
	- Responsible for monitoring well test progress, record and report all data.	X		X		
1.10	Fluid sampling and analysis under HLJOC instruction					
	- Take samples as per HLJOC's schedule and reasonable instruction.					
	- Pack and assist for sample transportation.					
	- Cooperate with operators in FPSO CCR for isolation as required under HLJOC's instruction.	X		X		
	- Any consumables/equipment/tools/chemical for sampling and analysis.	X		X		Excluding special tools and equipments.
	- Analysis that are available conducted in FPSO lab. The WHP's samples shall be analysed ASAP subject to normal practice condition.	X		X		
1.11	Monitoring and control the TGT WHP well stream flow rates according to the prevailing flow advice from the HLJOC and in accordance with the nominations in force from time to time from the FPSO CCR	X		X		
1.12	Monitoring annulus pressure measurement and periodic annulus blow down of the TGT WHP wells as required by the prevailing operating procedures. Monitoring and adjustments TGT WHP well operating parameters and to meet agreed guideline by HLJOC.					
	- Monitoring annulus pressure measurement and inform HLJOC.	X		X		- Contractor must inform/report to HLJOC the annulus pressure daily in the daily reports.
	- Periodic annulus blow down of the TGT WHP. Adjustments TGT WHP well operating parameters and to meet agreed guidelines.	X		X		
1.13	Chemical, water, diesel fuel					
	- Monitoring chemical injection and chemicals, water, diesel level from FPSO CCR and put in daily report.	X		X		
	- Adjusting dosing rate if required.					
	- Sending personnel to WHP to adjust the dosing/Trouble shooting the chemical injection pumps and tanks.	X		X		
	- HLJOC provides chemical drums at onshore delivery point as requested by Contractor.		X		X	- Tote-tanks are HLJOC's assets.
	- HLJOC provide tote-tank to VSP for transportation.					- Minimum supply: for 1 week consumption at actual operation dosing rate.
	- Top-up chemicals, water, diesel, lubricant	X		X		- HLJOC to provide vendor support for troubleshooting Company's provided chemicals
1.14	Activities and support located onshore and on the TGT WHP to load, offload, stow, store, fill and backload all materials, fuel, chemicals, consumables, equipment and tools (except special tools provided by vendors).	X		X		
1.15	Scheduled flushing subsea pipeline, depressurization/pressurization.	X		X		Purging WHP process system using existing equipment/tools of WHPs and FPSO (if available) and operation team only (as per Organization chart).
	- Operating available equipments for flushing on WHP. Monitoring and adjusting in flushing process on WHP.	X		X		- Procedure is made by Contractor and approved by HLJOC. Flushing is following the procedures. Logsheet and protocol is required.
	- Handling/control on FPSO for flushing from WHP.	X		X		
1.16	Pig launching, receiving and waste handling and disposal operations	X		X		
	- Responsibility for pigging.		X		X	
	- Contractor provides operation support from WHP.	X		X		
	- Contractor provides operation support for pig receiving in FPSO under HLJOC's instruction.	X		X		
1.17	Support services for HLJOC and/or its contractor during its operations when working on WHP's (such as well intervention, MPFM maintenance, annual inspection, overhaul maintenance, etc.)					Support personnel by operation team only (as per Organization Chart)
	- Override systems and any actions from FPSO CCR	X		X		
	- Provides operation support, Crano operator, override systems, power connection, etc.	X		X		- Not include transportation cost
1.18	Operate all cranes					by operation team only (as per Organization Chart)
	- Provide cranes operators and run load-test as required	X		X		
	- Carry out PM as per the manufacture recommendation and approval from HLJOC	X		X		
	- Carry out the CM that does not require 3rd party specialist.	X		X		
1.19	Obtain and maintain on behalf of Company all licenses and certificates for the TGT WHP		X		X	
1.20	Support services for subsurface activities not provided herein this Agreement.		X		X	
1.21	Instrument devices, lifting gears and PSVs calibration and certification as per the manufacturer and statutory request.					
	- Carry out jobs and provide certificates/protocol	X		X		- In case, Contractor has authority
	- Instrument devices shall be calibrated as per scheduled in CMMS	X		X		
1.22	Waste management					
	- Contractor is responsibility for waste management and treatment.	X		X		

MAN - 16

EXHIBIT B
SCOPE OF WORK AND RESPONSIBILITY MATRIX FOR TGT - H5 WHP's O&M

Phase and item no.	PHASE AND SCOPE	AT EXPENSE		UNDER		REMARKS
		VSP/BAB	HLJOC	VSP/BAB	HLJOC	
1.23	Provide HLJOC representatives with routine helicopter transportation in accordance with agreed HLJOC manning levels for FPSO	X		X		-Transportation service to/from WHP's for Company and Contractor's personnel is included. Maximum: 2 HLJOC repa/trip
	Provide operation team with helicopter transportation.	X		X		All routine transportation for Contractor crew change. All transportation for operation team for ad-hoc, trouble shooting, and any activities related to the O&M scope.
1.25	Provide all onshore and offshore logistic support; and offshore warehousing for spare part and consumable for O&M on FPSO.	X		X		exclude onshore warehousing for spares and consumables.
1.26	Prepare and revise if necessary Operation procedures to operate WHP. Those procedures must be approved by HLJOC.	X		X		
1.27	General housekeeping/Clean or touch-up Painting WHP to ensure WHP is kept clean and tidy. Carry out any other operation activities as per reasonable instructions from Company including reasonable support after Company's work campaigns.	X		X		
1.28	Helicopter landing /takeoff support to/from WHPs	X		X		- The contractor's operation team are responsible for helicopter landing/takeoff to/from WHP's . They must be trained and qualified as HLO (supervisor position only), fire man and helideck crew.
II	WHP Maintenance					- Maintain WHP in good working order and in a safe and fully operational conditions.
II.1	Prepare plan for maintenance schedule including: preventive, predictive, corrective and overhaul maintenance. The preventive maintenance schedule must be reviewed and approved by HLJOC.	X		X		- No maintenance backlog of more than 10% of total maintenance work for each month, except due to bad weather, Company's failure to provide spare parts on time or any other reasons not caused by Contractor.
II.2	Carry out preventive, predictive and corrective maintenance (both scheduled and unscheduled, including routine corrosion prevention). Unscheduled maintenance - just for correction the issues which is subsequence by/from operator's O&M activities					
	- Provide manpowers and tool and equipment as required but not including spare parts and fittings for carrying out preventive, predictive and corrective including Rectification, Clean-up, Replacement and Running Test ONLY (both scheduled and unscheduled, including routine corrosion prevention). Unscheduled maintenance - just for correction the issues which is subsequence by/from operator's O&M activities.	X		X		
	- In the requirements of third party, any arising cost will be borne by HLJOC.		X		X	
II.3	Annual inspection of topside, in air jacket, pressure vessels, crane. Subsea survey of under water jacket, subsea pipeline		X		X	
II.4	Large scale/ non-routine anti corrosion coating and fixing/replacement of piping, equipment and structure		X		X	
II.5	Periodic checking, ensuring adequacy and maintenance of safety equipment on WHP's to ensure availability	X		X		
II.6	Christmas tree maintenance limited to: painting, greasing, seal replacement of actuator.	X		X		
II.7	Overhaul Maintenance					
	- In the requirements of third party, any arising cost will be borne by HLJOC.		X		X	-Contractor supports as per Item No. 1.17
II.16	Additional/Future facilities.					
	- Provide O&M personnel in support of any new HUC work.	X		X		
II.17	Provide all necessary maintenance procedures to operate WHP as well as using the CMMS (the CMMS software will be provided by HLJOC, the initial setup of the CMMS shall be done by Company with support from Contractor). These procedures must be approved by HLJOC.	X		X		
III	FPSO SUPPORT FOR WELHEAD PLATFORM OPERATIONS & MAINTENANCE ACTIVITIES					
III.1	Lab					
	- The manpower and equipments (available on FPSO) for analysis WHP's sample.	X		X		
	- Any consumable/chemical for sampling and analysis, exclude special tools and equipments	X		X		
III.2	Workshop					
	- All the FPSO's workshop including manpower and tools/equipments for maintenance WHP activities	X		X		
	- Any consumable/chemical for workshop	X		X		
	- Raw materials (available on FPSO)	X		X		
III.3	Accommodation and meal					
	- For the operation team and maintenance team of WHP	X		X		
III.4	Telecommunication					
	- Equipments and the manpower for communication between Offshore facilities and Onshore on routine check and maintenance	X		X		
III.5	Warehouse					
	- The manpower and equipments (computer, accessories,...)	X		X		
III.6	Crane operation					
	- The manpower and cranes of FPSO support for WHP's Operation and Maintenance activities.	X		X		
III.7	Helicopter support					
	- The manpower for support the transportation to/from WHP by helicopter	X		X		
III.8	Waste management					

EXHIBIT B
SCOPE OF WORK AND RESPONSIBILITY MATRIX FOR TGT - H5 WHP's O&M

Phase and item no.	PHASE AND SCOPE	AT EXPENSE		UNDER		REMARKS
		VSP/BAB	HLJOC	VSP/BAB	HLJOC	
	<i>- The manpower and equipment for management the WHP's waste; Combine, upload/backload, before transfer to shore.</i>	X		X		
III.9	First-Aid					
	<i>- Manpower for first-aid for operation & maintenance team of WHP</i>	X		X		
IV.	REPORTS					<i>- Gather and compile data for all production reports.</i>
IV.1	<i>Daily/monthly/yearly TGT well production</i>	X		X		
IV.2	<i>Daily/monthly/yearly chemical and consumables, consumption report and quarterly/yearly for spare parts.</i>	X		X		
IV.3	<i>Daily/monthly/yearly HSE report.</i>	X		X		
IV.4	<i>Daily Production Report.</i>	X		X		
IV.5	<i>Statutory requirement status report.</i>	X		X		
IV.6	<i>Provide protocol and report for all equipment failure, troubleshooting.</i>	X				
IV.7	<i>Provide protocol/report for all testing/checking and calibration.</i>	X		X		
IV.8	<i>Provide all reports for maintenance activities including routing, preventive and corrective maintenance etc...</i>	X		X		

Scope of Work for WHP O&M (SOW) as specified in the table hereunder which shall be excluded:

- Subsea facilities, including without limitation any subsea activity, maintenance, trouble-shooting.
- Supply Boats to/from WHPs from/to FPSO and from/to onshore

Bà Rịa - Vũng Tàu, ngày 09 tháng 5 năm 2016

SỐ ĐĂNG KÝ
CHỦ NGUỒN THẢI CHẤT THẢI NGUY HẠI
Mã số QLCTNH: 77.000012.T
(Cấp lần thứ 03)

I. Thông tin chung về Chủ nguồn thải:

- Tên chủ nguồn thải: **Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro**
- Địa chỉ văn phòng: 105 Lê Lợi, phường Thắng Nhì, thành phố Vũng Tàu
- Điện thoại: 064.3839871 Fax: 064.3839857
- Quyết định cho phép Liên doanh dầu khí Việt – Xô hoạt động số 136/HĐBT do Hội đồng Bộ trưởng cấp ngày 19/11/1981; Quyết định số 654/QĐ-TTg ngày 04/5/2011 của Thủ tướng Chính phủ về việc đổi tên Xí nghiệp Liên doanh Việt – Xô thành Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro.

II. Nội dung đăng ký:

Chủ nguồn thải CTNH đã đăng ký các cơ sở phát sinh CTNH kèm theo danh sách CTNH tại Phụ lục kèm theo.

III. Trách nhiệm của chủ nguồn thải:

1. Tuân thủ các quy định tại Luật Bảo vệ môi trường và các văn bản quy phạm pháp luật về môi trường có liên quan.
2. Thực hiện đúng trách nhiệm quy định tại Điều 7 Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30 tháng 6 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường.

IV. Điều khoản thi hành:

Số đăng ký này có giá trị sử dụng cho đến khi cấp lại hoặc chấm dứt hoạt động và thay thế Số đăng ký có mã số QLCTNH: 77.000012.T ngày 05/5/2014.

Nơi nhận:

- Như phần I;
- Lưu VT, TĐ.



Lê Thị Công



PHỤ LỤC

(Kèm theo Sổ đăng ký chủ nguồn thải có mã số QLCTNH 77.000012.T do Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu cấp lần thứ 03 ngày ...09 tháng ...5... năm 2016)

1. Cơ sở phát sinh CTNH

+ Cơ sở 1: Xí nghiệp Khai thác dầu khí

- Địa chỉ: số 17, Lê Quang Định, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu.
- Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 3347/3181 Fax: 064.3257132/3
- 09 giàn cố định: Giàn 1, Giàn cố định trung tâm 4; Giàn 6, Giàn 8, Giàn 9, Giàn 10, Giàn RP1, RP2, RP3.
- 02 Giàn trung tâm: CNTT-2, CNTT-3.
- 02 Giàn ép vỉa: PPD-40.000, PPD-30.000.
- 04 Giàn mini: Mini MSP-3, Mini MSP-5, Mini MSP-7 trực thuộc Giàn MSPTT-4; Mini MSP-11 trực thuộc Giàn MSP – 9.
- 25 Giàn nhẹ: cụm BK1 → BK10, BK14 → BK17, RC1, RC2, RC-3, RC-4, RC-5, RC-DM, RC-6, RC-7, H-1, H-4, BK- CNV, HST, HSD, Gầu trắng, Thỏ Trắng.
- 03 tàu chứa dầu: Vietsovpetro-01, Vietsovpetro-02, Chí Linh.
- 01 FPSO ARMADA

+ Cơ sở 2: Xí nghiệp Khoan và sửa giếng

- Địa chỉ: số 52, đường 30/4, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu.
- Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 8767/8770 Fax: 064.3839871/2 - Ex 8992
- 04 giàn khoan tự nâng (Cửu Long, Tam Đảo-01, Tam Đảo-02, Tam Đảo-03) hoạt động luân phiên trên vùng mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng

+ Cơ sở 3: Xí nghiệp Khai thác các công trình khí

- Địa chỉ: số 105, đường Lê Lợi, phường Thắng Nhì, thành phố Vũng Tàu.
- Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 2185 Fax: 064.3839871/2 - Ex 2212
- Gồm 03 giàn nén khí (Giàn nén khí trung tâm, Giàn nén khí nhỏ tại khu vực mỏ Bạch Hổ và Giàn nén khí Rồng tại khu vực mỏ Rồng).

+ Cơ sở 4: Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng vật tư thiết bị

- Địa chỉ: số 67, đường 30/4, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu
- Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 3204 Fax: 064.3839871/2 - Ex 3592

+ Cơ sở 5: Xí nghiệp Vận tải biển và công tác lặn

- Địa chỉ: số 71A, đường 30/4, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu
- Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 3172 Fax: 064.3839871/2 - Ex 3344

+ Cơ sở 6: Xí nghiệp Địa vật lý giếng khoan

- Địa chỉ: số 65/1, đường 30/4, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu.
- Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 3488 Fax: 064.3839871/2 - Ex 3278



+ Cơ sở 7: Xí nghiệp Xây lắp, khảo sát và sửa chữa công trình khai thác dầu khí

- Địa chỉ: số 67, đường 30/4, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 3438 Fax: 064.3839871/2 - Ex 3299

+ Cơ sở 8: Xí nghiệp cơ điện

- Địa chỉ: số 15, đường Lê Quang Định, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 5854 Fax: 064.3839871/2 - Ex 3334

+ Cơ sở 9: Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế

- Địa chỉ: số 105, đường Lê Lợi, phường Thắng Nhì, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 2274 Fax: 064.3839871/2 - Ex 2450

+ Cơ sở 10: Trung tâm Y tế

- Địa chỉ: số 02, đường Pasteur, phường 7, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 2444 Fax: 064.3839871/2 - Ex 2296

+ Cơ sở 11: Trung tâm An toàn và Bảo vệ môi trường

- Địa chỉ: số 52, đường 30/4, phường Thắng Nhất, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 3201 Fax: 064.3839871/2 - Ex 3465

+ Cơ sở 12: Ban đời sống nhà ở và văn phòng làm việc

- Địa chỉ: số 02, đường Pasteur, phường 7, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 2674 Fax: 064.3839871/2 - Ex.8241


+ Cơ sở 13: Trung tâm công nghệ thông tin và liên lạc

- Địa chỉ: số 105 Lê Lợi, phường Thắng Nhì, thành phố Vũng Tàu
 - Điện thoại: 064.3839871/2 - Ex 2250 Fax: 064.3839871/2 - Ex.2020


2. Danh sách chất thải nguy hại đã đăng ký phát sinh thường xuyên:

+ Cơ sở 1: Xí nghiệp Khai thác dầu khí

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Dầu tràn hoặc rơi vãi, rò rỉ (chỉ có khi xảy ra sự cố, thành phần là nhũ tương dầu)	Lỏng	4.900	01 04 04
2	Dầu gốc khoáng không có hợp chất halogen hữu cơ thải từ quá trình gia công tạo hình	Lỏng	420	07 03 02
3	Các vật liệu mài dạng hạt thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	13.140	07 03 08
4	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	420	08 02 04




5	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	4.370	11 02 01
6	Vật liệu cách nhiệt có chứa amiăng thải	Rắn	6.950	11 06 01
7	Bộ lọc dầu đã qua sử dụng	Rắn	1.040	15 01 02
8	Nước thải lẫn dầu hoặc có các thành phần nguy hại (khác với loại nêu tại mã 15 02 11 hoặc từ phân nhóm mã 17 04)	Lỏng	3.500.000	15 02 12
9	Bùn thải lẫn dầu hoặc có các thành phần nguy hại (từ quá trình súc rửa tàu dầu, máy móc)	Rắn, bùn	500.000	15 02 13
10	Bóng đèn huỳnh quang thải và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	370	16 01 06
11	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	860	16 01 13
12	Dầu động cơ, hộp số và bôi trơn thải	Lỏng	7.100	17 02 03
13	Các loại dầu thải khác	Lỏng	10.610	17 07 03
14	Bao bì mềm có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	1.790	18 01 01
15	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	150.000	18 01 02
16	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	47.980	18 01 03
17	Bao bì cứng thải bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	1.600	18 01 04
18	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.	Rắn	350.000	18 02 01
19	Các loại chất nổ khác (Pháo sáng,	Rắn	110	19 4 03



	pháo khói, đuốc...tính cả vỏ bọc chất nổ)			
20	Hoá chất vô cơ thải bao gồm hoặc có chứa các thành phần nguy hại	Lỏng	240	19 05 03
21	Hoá chất hữu cơ thải bao gồm hoặc có chứa các thành phần nguy hại	Lỏng	270	19 05 04
22	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	190	16 01 12
23	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	570	19 06 01
24	Pin Ni-Cd thải	Rắn	60	19 06 02
25	Các loại pin, ắc quy khác	Rắn	80	19 06 05
26	Chất thải từ quá trình vệ sinh thùng, bồn chứa và bể lưu động có chứa các thành phần nguy hại (khác với dầu)	Rắn/Lỏng	161.140	19 07 02
27	Nước thải có chứa thành phần nguy hại	Lỏng	300.000	19 10 01
	Tổng cộng		5.064.210	

+ Cơ sở 2: Xí nghiệp Khoan và sửa giếng

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Dầu gốc khoáng không có hợp chất halogen hữu cơ thải từ quá trình gia công tạo hình	Lỏng	900	07 03 02
2	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	70	08 02 04
3	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	30.000	11 02 01
4	Bộ lọc dầu đã qua sử dụng	Rắn	3.000	15 01 02
5	Bóng đèn huỳnh quang thải và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	300	16 01 06
6	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện	Rắn	200	16 01 13



	điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)			
7	Dầu bôi trơn động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	20.000	17 02 03
8	Bao bì mềm có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	13.000	18 01 01
9	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	90.000	18 01 02
10	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	5.000	18 01 03
11	Bao bì cứng bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	5.000	18 01 04
12	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.	Rắn	50.000	18 02 01
13	Các loại chất nổ khác (Pháo sáng, pháo khói, thuốc...tính cả vỏ bọc chất nổ)	Rắn	50	19 04 03
14	Hóa chất và hỗn hợp hóa chất phòng thí nghiệm thải có các thành phần nguy hại	Rắn/Lỏng	30	19 05 02
15	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	100	16 01 12
16	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	800	19 06 01
17	Nước thải có chứa thành phần nguy hại	Lỏng	300.000	19 10 01
	Tổng cộng		518.450	

+ Cơ sở 3: Xí nghiệp Khai thác các công trình khí

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Dầu gốc khoáng không có hợp chất halogen hữu cơ thải từ quá trình gia công tạo hình	Lỏng	3.600	07 03 02
2	Hộp mực in thải có chứa các	Rắn	36	08 02 04

	thành phần nguy hại			
3	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	48.000	11 02 01
4	Bóng đèn huỳnh quang thải	Rắn	36	16 01 06
5	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	50	16 01 13
6	Bao bì mềm có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	3.600	18 01 01
7	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	9.600	18 01 02
8	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	2.400	18 01 03
9	Bao bì cứng thải bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	2.400	18 01 04
10	Chất hấp thụ, vật liệu lọc, giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại và các chất thải rắn khác nhiễm dầu.	Rắn	48.000	18 02 01
11	Các loại chất nổ khác (Pháo sáng, pháo khói, thuốc... - tính cả vỏ bọc chất nổ)	Rắn	84	19 04 03
12	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	2	16 01 12
	Tổng cộng		117.808	

+ Cơ sở 4: Xí nghiệp Dịch vụ Cảng và Cung ứng vật tư thiết bị

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Các vật liệu mài mòn thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	120.000	07 03 08

2	Que hàn thải có các kim loại nặng hoặc thành phần nguy hại	Rắn	1.000	07 04 01
3	Xỉ hàn có các kim loại nặng hoặc các thành phần nguy hại	Rắn	500	07 04 02
4	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	65	08 02 04
5	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	15.600	11 02 01
6	Bùn thải có chứa các thành phần nguy hại từ các quá trình xử lý nước thải công nghiệp khác	Lỏng	36.000	12 06 06
7	Bộ lọc dầu đã qua sử dụng	Rắn	240	15 01 02
8	Các chi tiết, bộ phận của phanh đã qua sử dụng có amiăng	Rắn	600	15 01 06
9	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	60	16 01 06
10	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	150	16 01 13
11	Dầu thải	Lỏng	1.200	15 01 07
12	Dầu bôi trơn động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	6.000	17 02 03
13	Chất thải rắn từ buồng lọc cát sỏi và các bộ phận khác của thiết bị tách dầu/nước	Rắn	72.000	17 05 01
14	Bùn thải từ thiết bị tách dầu-nước	Bùn	6.000	17 05 02
15	Dầu thải từ thiết bị tách dầu/nước	Lỏng	7.200	17 05 04
16	Bao bì mềm có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	180	18 01 01
17	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	840	18 01 02
18	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	300	18 01 03



19	Bao bì cứng thải bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	120	18 01 04
20	Chất hấp thụ, vật liệu lọc, giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại và các chất thải rắn khác nhiễm dầu.	Rắn	8.000	18 02 01
21	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	240	16 01 12
22	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	2.400	19 06 01
23	Nước thải có chứa thành phần nguy hại	Lỏng	12.000	19 10 01
Tổng cộng			290.695	

+ Cơ sở 5: Xí nghiệp Vận tải biển và công tác lặn

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	12	08 02 04
2	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	17.000	11 02 01
3	Bộ lọc dầu đã qua sử dụng	Rắn	960	15 02 02
4	Nước la canh (nước dẫn tàu)	Lỏng	60.000	15 02 11
5	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	12	16 01 06
6	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	100	16 01 13
7	Dầu bôi trơn động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	70.000	17 02 03
8	Dầu thải từ thiết bị tách dầu/nước	Lỏng	30.000	17 05 04

9	Các loại dầu thải khác	Lỏng	72.000	17 07 03
10	Bao bì mềm có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	3.600	18 01 01
11	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	18.000	18 01 02
12	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	6.000	18 01 03
13	Bao bì cứng thải bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	2.400	18 01 04
14	Chất hấp thụ, vật liệu lọc, giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại và các chất thải rắn khác nhiễm dầu.	Rắn	48.000	18 02 01
15	Các loại chất nổ khác (Pháo sáng, pháo khói, thuốc... - tính cả vỏ bọc chất nổ)	Rắn	120	19 04 03
16	Hoá chất vô cơ thải bao gồm hoặc chứa các thành phần nguy hại (chất phân tán dầu hết hạn sử dụng)	Lỏng	1.000	19 05 03
17	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	1.000	16 01 12
18	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	2.400	19 06 01
19	Các loại pin, ắc quy khác	Rắn	600	19 06 05
20	Nước thải có các thành phần nguy hại	Lỏng	120.000	19 10 01
Tổng cộng			453.204	

+ Cơ sở 6: Xí nghiệp Địa Vật lý giếng khoan

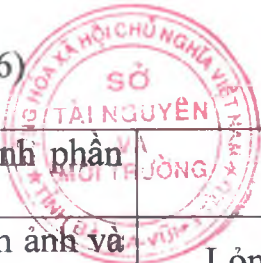
TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Cặn sơn, sơn và vec ni thải có dung môi hữu cơ hoặc các thành phần nguy hại khác	Rắn/lỏng	5	08 01 01
2	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	30	08 02 04
3	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	2.400	11 02 01

4	Bộ lọc dầu đã qua sử dụng	Rắn	7	15 01 02
5	Vụn sơn, ghi sắt được bóc tách từ bề mặt phưng tiện có các thành phần nguy hại (Asen, chì, crom hóa trị 6...)	Rắn	7	15 02 09
6	Dung môi thải	Lỏng	7	16 01 01
7	Axit thải	Lỏng	9	16 01 02
8	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	80	16 01 06
9	Các loại dầu mỡ thải	Lỏng	30	16 01 08
10	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	3	16 01 13
11	Dầu bôi trơn động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	1.800	17 02 03
12	Dầu truyền nhiệt và cách điện tổng hợp thải	Lỏng	15	17 03 04
13	Dầu nhiên liệu và dầu diesel thải	Lỏng	30	17 06 01
14	Xăng dầu thải	Lỏng	20	17 06 02
15	Bùn thải hoặc các chất thải rắn có các loại dung môi khác	Bùn	8	17 08 05
16	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	420	18 01 02
17	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.	Rắn	1.350	18 02 01
18	Các loại chất nổ khác (pháo sáng, pháo khói, thuốc...-tính cả vỏ bọc chất nổ)	Rắn	84	19 04 03
19	Bình chứa áp suất thải chưa bảo đảm rỗng hoàn toàn (trừ loại nêu	Rắn	10	19 05 01

	tại mã 13 03 01)			
20	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	170	16 01 12
	Tổng cộng		6.485	

+ Cơ sở 7: Xí nghiệp xây lắp, khảo sát và sửa chữa công trình khai thác dầu khí

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Các vật liệu mài dạng hạt thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	180.000	07 03 08
2	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	12	08 02 04
3	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	18.000	11 02 01
4	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	12	16 01 06
5	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	100	16 01 13
6	Dầu bôi trơn động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	15.000	17 02 03
7	Bao bì mềm có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	1.200	18 01 01
8	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	7.200	18 01 02
9	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	2.400	18 01 03
10	Bao bì cứng thải bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	1.200	18 01 04
11	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo	Rắn	6.000	18 02 01



	vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.			
12	Dung dịch thải thuốc hiện ảnh và tráng phim gốc nước	Lỏng	750	19 01 01
13	Chất thải có bạc từ quá trình xử lý chất thải phim ảnh	Lỏng	750	19 01 06
14	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	60	16 01 12
15	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	120	19 06 01
16	Nước thải có chứa thành phần nguy hại	Lỏng	1.200	19 10 01
	Tổng cộng		234.004	

+ Cơ sở 8: Xí nghiệp sửa chữa cơ điện

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Dầu gốc khoáng không có hợp chất halogen hữu cơ thải từ quá trình gia công tạo hình	Lỏng	5.000	07 03 02
2	Que hàn thải có các kim loại nặng hoặc thành phần nguy hại	Rắn	1.000	07 04 01
3	Xỉ hàn có các kim loại nặng hoặc các thành phần nguy hại	Rắn	1.000	07 04 02
4	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	100	08 02 04
5	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	5.000	11 02 01
6	Vật liệu cách nhiệt có chứa amiăng thải (chất thải amiăng chỉ phát sinh trong quá trình sửa chữa tường chống cháy tại các công trình biển, khoảng 40m ³ /giàn).	Rắn	400	11 06 01
7	Bộ lọc dầu đã qua sử dụng	Rắn	470	15 01 02
8	Bóng đèn huỳnh quang thải và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	1.200	16 01 06
9	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với	Rắn	450	16 01 13

	các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)			
10	Dầu bôi trơn động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	10.000	17 02 03
11	Bao bì mềm thải có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	450	18 01 01
12	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	1.200	18 01 02
13	Bao bì cứng bằng nhựa có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	600	18 01 03
14	Bao bì cứng thải bằng các vật liệu khác (composit...)	Rắn	1.200	18 01 04
15	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.	Rắn	50.000	18 02 01
16	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	5	16 01 12
17	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	6.000	19 06 01
18	Pin Ni-Cd thải	Rắn	6.000	19 06 02
19	Các loại pin, ắc quy khác	Rắn	50	19 06 05
20	Nước thải có chứa thành phần nguy hại	Lỏng	220.000	19 10 01
	Tổng cộng		310.125	

+ Cơ sở 9: Viện nghiên cứu khoa học và thiết kế

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Bùn thải và chất thải có dầu từ quá trình khoan	Bùn	60	01 03 01
2	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	24	08 02 04
3	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có	Rắn	1.200	11 02 01

	chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại			
4	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	12	16 01 06
5	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	100	16 01 13
6	Các loại dầu thải khác	Lỏng	3.000	17 07 03
7	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.	Rắn	2.400	18 02 01
8	Hóa chất và hỗn hợp hoá chất phòng thí nghiệm thải, bao gồm hoặc chứa các thành phần nguy hại	Lỏng	60	19 05 02
9	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	100	16 01 12
10	Nước thải có chứa thành phần nguy hại	Lỏng	60.000	19 10 01
	Tổng cộng		66.956	

+ Cơ sở 10: Trung tâm y tế

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	12	08 02 04
2	Chất thải lây nhiễm (bao gồm cả chất thải sắc nhọn, đã được xử lý bằng sóng viba)	Rắn	15.000	13 01 01
3	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	12	16 01 06
4	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải	Rắn	50	16 01 13

	hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)			
5	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	2	16 01 12
Tổng cộng			15.076	

+ Cơ sở 11: Trung tâm An toàn và Bảo vệ môi trường

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Dầu tràn (hoặc rơi vãi, rò rỉ) (chỉ có khi xảy ra sự cố, thành phần là nhũ tương dầu)	Lỏng	3.000	01 04 04
2	Các vật liệu mài dạng hạt thải có các thành phần nguy hại (cát,...)	Rắn	8	07 03 08
3	Phoi từ quá trình gia công tạo hình hoặc vật liệu bị mài ra lần đầu, nhũ tương hay dung dịch thải có dầu hoặc các thành phần nguy hại	Rắn	10	07 03 11
4	Chất thải từ quá trình cạo, bóc tách sơn hoặc vecni có dung môi hữu cơ hoặc các thành phần nguy hại khác	Rắn	3	08 01 03
5	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	5	08 02 04
6	Thủy tinh, nhựa và gỗ thải có chứa hoặc bị nhiễm các thành phần nguy hại	Rắn	1.200	11 02 01
7	Bóng đèn huỳnh quang thải và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	5	16 01 06
8	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các	Rắn	50	16 01 13

	thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)			
9	Dầu động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	800	17 02 03
10	Bao bì cứng thải bằng kim loại có chứa hoặc bị nhiễm chất thải nguy hại	Rắn	500	18 01 02
11	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giẻ lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.	Rắn	1.500	18 02 01
12	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	5	16 01 12
13	Pin, ắc quy chì thải	Rắn	84	19 06 01
	Tổng cộng		7.170	

+ Cơ sở 12: Ban đời sống nhà ở và văn phòng làm việc

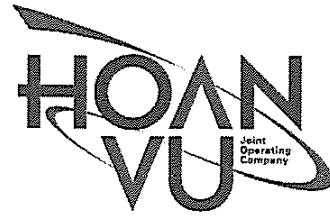
TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	32	08 02 04
2	Bao bì mềm thải (không chứa hóa chất nông nghiệp có gốc halogen hữu cơ)	Rắn	13	14 01 05
3	Bao bì cứng thải (không chứa hóa chất nông nghiệp có gốc halogen hữu cơ)	Rắn	7	14 01 06
4	Bóng đèn huỳnh quang và các loại thủy tinh hoạt tính thải	Rắn	450	16 01 06
5	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	50	16 01 13
6	Dầu động cơ, hộp số và bôi trơn tổng hợp thải	Lỏng	252	17 02 03
7	Chất hấp thụ, vật liệu lọc (bao	Rắn	12	18 02 01

	gồm cả vật liệu lọc dầu chưa nêu tại các mã khác), giặt lau, vải bảo vệ thải bị nhiễm các thành phần nguy hại.			
8	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	140	16 01 12
	Tổng cộng		956	

+ Cơ sở 14: Trung tâm công nghệ và thông tin liên lạc

TT	Tên chất thải	Trạng thái tồn tại	Số lượng trung bình (kg/năm)	Mã CTNH
1	Pin, ắc quy thải (từ quá trình sinh hoạt)	Rắn	5	16 01 12
2	Bóng đèn huỳnh quang thải	Rắn	10	16 01 06
3	Hộp mực in thải có chứa các thành phần nguy hại	Rắn	50	08 02 04
5	Các thiết bị, linh kiện điện tử thải hoặc các thiết bị điện (khác với các loại nêu tại mã 16 01 06, 16 01 07, 16 01 12) có các linh kiện điện tử (trừ bản mạch điện tử không chứa các chi tiết có các thành phần nguy hại vượt ngưỡng CTNH)	Rắn	100	16 01 13
	Tổng cộng		165	

Tổng số lượng CTNH phát sinh trung bình trong năm tại Liên doanh Việt – Nga Vietsovpetro là: **7.085.304 kg/năm.**



TECHNICAL SERVICES AGREEMENT

(CONTRACT NO. HLHV-DRL-22-056B)

BETWEEN

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY

AND

HOAN VU JOINT OPERATING COMPANY

AND

PETROVIETNAM TECHNICAL SERVICES CORPORATION

FOR

PROVISION OF WASTE HANDLING SERVICES

HL *HV*

**TECHNICAL SERVICES AGREEMENT
FOR THE PROVISION OF WASTE HANDLING SERVICES
(CONTRACT NO. HLHV-DRL-22-056B)**

This Agreement, is made and entered into this 9th day of September 2022, is by and between:

HOANG LONG JOINT OPERATING COMPANY and HOAN VU JOINT OPERATING COMPANY, the special purpose, non-profit, limited liability companies established and existing under the laws of the Socialist Republic of Vietnam, having a place of business at 20th Floor, 2 Ngo Duc Ke, District 1, Ho Chi Minh City, S.R. Vietnam (hereinafter referred to as "COMPANY");

PETROVIETNAM TECHNICAL SERVICES CORPORATION, a corporation organized and existing under the laws of Vietnam, having its Head Office at 5th Floor, PetroVietnam Tower, No.01-05, Le Duan Street, Ben Nghe Ward, District 1, Ho Chi Minh City, S.R. Vietnam, represented by its branch, namely PTSC Supply Base, at No. 65A, 30/4 Road, Thang Nhat ward, Vung Tau City, S.R. Vietnam (hereinafter referred to as the "Contractor") (hereinafter referred to as "CONTRACTOR");

(COMPANY and CONTRACTOR hereinafter shall be referred individually to as "Party" and collectively as "Parties")

WHEREAS

- A. COMPANY is the agent through which the Contractor Parties under the Block 16-1 and Block 9-2 Petroleum Contracts intend to explore and produce oil and gas in Block 16-1 and Block 9-2, offshore the Socialist Republic of Vietnam (hereinafter "Country of Operations");
- B. The COMPANY and PTSC Supply Base have executed **Contract No. HLHV-DRL-22-056A**¹ under which PTSC Supply Base is required to provide the Company with supply base rental and associated logistics services, including services to process and dispose the **Wastes**² discharged from and incurred by the COMPANY as the result of petroleum operations and activities in Block 16-1 and 9-2, Offshore Vietnam;
- C. Pursuant to Circular No. 02/2022/TT-BTNMT on Hazardous waste management, which requires the CONTRACTOR's sub-contractors to witness the contract signed between COMPANY and CONTRACTOR.
- D. The COMPANY has engaged **PTSC MARINE**, a branch of PetroVietnam Technical Services Corporation, incorporated in Vietnam and having its registered office at 73, 30/04 Street, Thang Nhat Ward, Vung Tau City, S.R. Vietnam, under the **Charter-Parties**³ under which PTSC Marine is required to provide the COMPANY with relevant vessels and associated services, including transportation of the Wastes at the COMPANY's request; and
- E. The Parties have agreed to collaborate and cooperate with each other for and in relation to transportation, disposal and treatment of the Wastes under the **Contracts**⁴ and the Parties now wish to record their collaboration in and by this Agreement.

¹"Contract No. HLHV-DRL-22-056A" means the Contract Ref No. HLHV-DRL-22-056A executed by and between the COMPANY and PTSC Supply Base in August 2022 including all its amendments.

²"Wastes" mean any waste material produced or discharged by the COMPANY or any of its contractors during the petroleum operations and activities and Wastes shall be classified into the following categories:

- (a) Non-toxic waste materials as galley waste (food, boxes, paper, carton, etc.) or mud room waste (pallet, wrapping, sacks, plastic sheets, etc.);
- (b) Industrial or construction waste like steel wire filters, electric wires, protectors, cans, rubber, PVC, etc.; or
- (c) Hazardous materials such as engine oil, hydraulic oil, chemical containers, chemical sacks, oil rags, chemical related rags and acid drums, oil spill recovery waste, etc.

provided that, the definition and/or classification of Wastes hereunder shall be subject to the applicable laws of Vietnam.

³"Charter-Parties" mean any and all contracts executed and to be executed by and between the COMPANY and PTSC Marine or others vessel service providers for and with regard to provision of vessels and associated services to the COMPANY by PTSC Marine/other vessel service provider, including but not limited to the following contracts executed as at the date of this Agreement: (i) Charter-party No. [To be advised by COMPANY].

⁴"Contracts" means any and all:

- (a) Contract No. HLHV-DRL-22-056A (as amended and supplemented) executed by and between COMPANY and PTSC Supply Base, and any contract between PTSC Supply Base and Ha Loc under which Ha Loc acts as sub-contractor of PTSC Supply Base to provide Wastes disposal and treatment services to the Company; and
- (b) Charter-Parties executed by and between Company and PTSC Marine/Other vessel service provider to be advised by COMPANY.

this Agreement are COMPANY's property. CONTRACTOR shall deliver such data, drawings and documents to COMPANY on completion of the Services or termination of the Agreement or at COMPANY's request. COMPANY has the sole right to use and reproduce any data, charts and documents produced by CONTRACTOR or its subcontractors in the performance of the Services.

1.6 Permits and Approvals. CONTRACTOR shall obtain all permits and approvals required to perform the Services and shall be subject to all provisions of such permits or approvals in performing the Services. If required, COMPANY shall inform local governmental authorities that a contract between COMPANY and CONTRACTOR exists.

1.7 Laws and Regulations. In performing the Services, CONTRACTOR shall be subject to, and shall require its subcontractors to be subject to, all applicable laws, directives, judicial decisions and regulations of the Country of Operations, and any other country or entity with jurisdiction over COMPANY, CONTRACTOR, the Services, CONTRACTOR's equipment and materials and CONTRACTOR's Personnel, or the operations to which the Services relate.

1.8 Registration. If required by applicable law, CONTRACTOR will register to do business in the Country of Operations prior to performing Services and will provide COMPANY written evidence of such registration.

1.9 Changes and Extra Work. COMPANY may make changes to the services or order extra work by means of any modifications, addition to or reduction of Services. CONTRACTOR will be provided with written instructions regarding said changes or extra work. In that case, COMPANY and CONTRACTOR shall agree in writing, in the form of a supplemental service order or an amendment, as to the price payable for such changes or extra work.

If CONTRACTOR considers that any COMPANY instructions or directive following execution of this Agreement involves an extra cost to CONTRACTOR hereunder, it shall notify COMPANY in writing and shall wait for written approval from COMPANY before proceeding with extra work, except in the event of emergencies where lives or property are in danger. CONTRACTOR shall also submit to COMPANY an estimate as to the effect, if any, that performance of such extra work may have on the scheduled date for completion of the Services.

ARTICLE 2. TERM

2.1 Term. The term of this Agreement shall retrospective commence on 1st August 2022 and continue in effect until 15th December, 2027 (both days inclusive) unless earlier terminated or extended pursuant to the terms of this Agreement.

2.2 Termination. Either party may terminate this Agreement for any reason at any time upon giving thirty (30) days' advance written notice to the other party; provided, however, that CONTRACTOR may not terminate this Agreement prior to completing work in progress. In addition, COMPANY may terminate this Agreement at any time for cause. In the event of termination, COMPANY shall have no liability to CONTRACTOR except for compensation for the Services completed up to the time of termination and for the undisputed and properly documented cost of unused materials reasonably ordered for the Services by CONTRACTOR prior to such termination (any unused materials becoming COMPANY's property).

2.3 Extension. This Agreement may be extended by COMPANY and CONTRACTOR by written agreement prior to the end of the term of this Agreement.

ARTICLE 3. CONTRACTOR'S PERSONNEL AND WORK ENVIRONMENT

3.1 CONTRACTOR's Personnel. CONTRACTOR shall engage, at its expense, the personnel set forth in Exhibit B (hereinafter "Personnel"). All of CONTRACTOR's Personnel shall be CONTRACTOR's employees or agents, or directly under contract to CONTRACTOR. CONTRACTOR shall pay: (i) wages, salaries and all other compensation or benefits due to its Personnel, (ii) compensation due to its Personnel in connection with any accident or injury or occupational disease and (iii) any and all contributions to the tax or other governmental authorities in

16.5 Independent Contractor; Principal/Agent. In performing the Services, CONTRACTOR shall act as an independent contractor. In no event shall the relationship of the parties be construed to be that of principal and agent or master and servant.

16.6 Exhibits. All Exhibits referred to in this Agreement shall be attached to this Agreement and made a part hereof for all purposes. In the event of any conflict between this Agreement and the Exhibits hereto, the terms of this Agreement shall prevail.

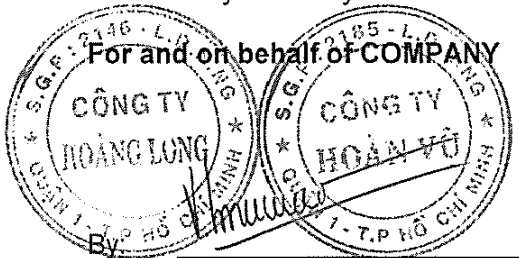
16.7 Severability. Any provision herein prohibited by law shall be ineffective to the extent of such prohibition without invalidating the remaining provisions of this Agreement.

16.8 Mutual Hold Harmless Agreement. CONTRACTOR agrees to sign a waiver of recourse and mutual hold harmless indemnity agreement with COMPANY's other contractors wherein each signatory indemnifies the other signatories for injury or death to its personnel and loss or damage to its property if requested by COMPANY and/or COMPANY's other contractors.

16.9. Status of this Agreement.

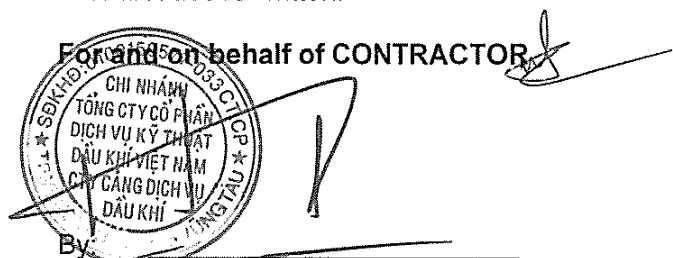
- a. Neither the Agreement is intended to be legally binding, nor legal obligations or legal rights shall arise between the Parties from this Agreement, unless it is expressly stated herein.
- b. Without prejudice to the relevant contract between respective Parties, nothing in this Agreement is intended to, or shall be deemed to establish any partnership or joint venture between the Parties.

IN WITNESS WHEREOF, COMPANY and CONTRACTOR have caused this Agreement to be executed by their duly authorized representatives as of the date first above written.



For and on behalf of COMPANY

By: _____
Name: **Dang Viet Long**
Title: General Manager
Date: _____



For and on behalf of CONTRACTOR

By: _____
Name: **Nguyen Quoc Hoang**
Title: Director, PTSC Supply Base
(as Power of Attorney No. 1347/UQ-PTSC dated 31 December 2021)
Date: _____

By: *P.P. Kevin O. Barard*
Name: **Anthony J. Roche** *ASR*
Title: Deputy General Manager
Date: 12 Sep 22

PHỤ LỤC 1B:
PHIẾU PHÂN TÍCH MÔI TRƯỜNG

Chủ dự án (ký tên)

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 1. Tọa độ các trạm lấy mẫu

Trạm	Tọa độ thiết kế (WGS 84- UTM-Zone-48N)				Khoảng cách (m)
	Đông (m)	Bắc (m)	Vĩ độ	Kinh độ	
H1-WHP	824500,00	1105200,00	9°59'05,735"N	107°57'34,220"E	
1	824676,80	1105376,80	9°59'11,433"N	107°57'40,071"E	250
2	824323,20	1105376,80	9°59'11,536"N	107°57'28,472"E	250
3	824306,26	1105026,23	9°59'00,141"N	107°57'27,813"E	250
4	824773,44	1105120,81	9°59'03,081"N	107°57'43,166"E	250
5	824853,60	1105553,60	9°59'17,130"N	107°57'45,923"E	500
6	824146,40	1105553,60	9°59'17,336"N	107°57'22,724"E	500
7	824146,40	1104846,40	9°58'54,340"N	107°57'22,517"E	500
8	824764,01	1104754,48	9°58'51,171"N	107°57'42,749"E	500
9	825207,10	1105907,10	9°59'28,521"N	107°57'57,623"E	1000
10	823792,90	1105907,10	9°59'28,934"N	107°57'11,232"E	1000
11	823792,90	1104492,90	9°58'42,948"N	107°57'10,817"E	1000
12	825121,63	1104405,26	9°58'39,712"N	107°57'54,376"E	1000
13	825914,20	1106614,20	9°59'51,307"N	107°58'21,026"E	2000
14	827328,40	1108028,40	10°00'36,876"N	107°59'07,837"E	4000
FPSO	825814,12	1103866,67	9°58'21,997"N	107°58'16,932"E	
15	826167,60	1104220,30	9°58'33,392"N	107°58'28,631"E	500
16	825391,02	1104141,33	9°58'31,051"N	107°58'03,135"E	500
17	825460,50	1103513,20	9°58'10,606"N	107°58'05,229"E	500
18	826167,60	1103513,20	9°58'10,399"N	107°58'28,422"E	500
H4-WHP	823199,60	1098450,10	9°55'26,626"N	107°56'49,592"E	
19	823529,30	1098570,15	9°55'30,434"N	107°57'00,441"E	250
20	823023,30	1098626,70	9°55'32,419"N	107°56'43,862"E	250
21	823023,30	1098273,20	9°55'20,924"N	107°56'43,759"E	250
22	823414,08	1098259,37	9°55'20,362"N	107°56'56,571"E	250
23	823601,74	1098794,71	9°55'37,715"N	107°57'02,882"E	500
24	822846,45	1098803,55	9°55'38,221"N	107°56'38,113"E	500

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Trạm	Toạ độ thiết kế (WGS 84- UTM-Zone-48N)				Khoảng cách (m)
	Đông (m)	Bắc (m)	Vĩ độ	Kinh độ	
25	822846,50	1098096,40	9°55'15,226"N	107°56'37,909"E	500
26	823553,60	1098096,40	9°55'15,022"N	107°57'01,099"E	500
27	823907,10	1099157,10	9°55'49,411"N	107°57'13,002"E	1000
28	822492,90	1099157,10	9°55'49,819"N	107°56'26,620"E	1000
29	822492,90	1097742,80	9°55'03,830"N	107°56'26,210"E	1000
31	824614,20	1099864,20	9°56'12,199"N	107°57'36,400"E	2000
32	826028,50	1101278,40	9°56'57,772"N	107°58'23,201"E	40000
H5-WHP	820265,00	1093375,00	9°52'42,436"N	107°55'11,886"E	
33	820519,56	1093500,88	9°52'46,457"N	107°55'20,270"E	250
34	820079,80	1093542,90	9°52'47,948"N	107°55'05,861"E	250
35	820080,20	1093206,70	9°52'37,016"N	107°55'05,778"E	250
36	820450,20	1093207,10	9°52'36,923"N	107°55'17,911"E	250
37	820640,65	1093707,73	9°52'53,149"N	107°55'24,300"E	500
38	819894,60	1093710,90	9°52'53,464"N	107°54'59,836"E	500
39	819895,30	1093038,30	9°52'31,592"N	107°54'59,666"E	500
40	820635,40	1093039,10	9°52'31,408"N	107°55'23,936"E	500
41	821004,30	1094048,30	9°53'04,120"N	107°55'36,324"E	1000
42	819524,20	1094046,70	9°53'04,489"N	107°54'47,785"E	1000
43	819525,70	1092701,70	9°52'20,751"N	107°54'47,449"E	1000
44	821005,80	1092703,30	9°52'20,383"N	107°55'35,986"E	1000
45	821743,70	1094721,70	9°53'25,806"N	107°56'00,765"E	2000
46	823222,30	1096068,40	9°54'09,173"N	107°56'49,645"E	4000
R1	812196,60	1096993,50	9°54'42,378"N	107°50'48,304"E	10000
R2	817128,90	1111721,10	10°02'39,917"N	107°53'34,302"E	10000
R3	832196,60	1096993,50	9°54'36,633"N	108°01'44,218"E	10000

 NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
 HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG


PHẠM THỊ TRANG VÂN

 PHÓ GIÁM ĐỐC
 TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
 AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

ĐỊNH HỒNG DIỆM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 2. Đặc điểm trầm tích

Trạm	pH	Nhiệt độ (°C)	ORP (mV)	Độ ẩm (%)
1	8,20	26,20	90,70	27,94
2	8,17	26,60	99,20	27,19
3	8,21	26,70	99,80	27,58
4	8,15	27,00	105,50	27,26
5	8,15	26,80	103,30	28,69
6	8,14	26,70	99,40	28,54
7	8,14	26,80	98,60	29,69
8	8,18	26,90	101,80	30,31
9	8,13	26,60	103,80	29,70
10	8,12	26,80	96,40	29,38
11	8,16	26,60	104,10	29,38
12	8,14	27,00	109,70	28,87
13	8,14	26,90	98,30	26,74
14	8,17	27,00	100,80	27,16
15	8,15	26,80	99,30	27,96
16	8,17	27,80	126,20	27,13
17	8,17	27,30	116,10	27,61
18	8,15	26,80	112,80	28,15
19	8,13	26,90	108,40	26,32
20	8,14	26,80	101,80	27,45
21	8,12	26,60	98,30	23,43
22	8,17	27,20	110,10	22,88
23	8,12	27,30	108,20	26,86
24	8,16	27,00	104,00	27,28
25	8,14	26,90	100,30	24,61
26	8,09	26,70	100,00	20,64
27	8,10	26,20	102,00	26,98
28	8,12	27,40	126,00	26,66
29	8,12	27,00	118,90	20,82

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BUI HỒNG DIỆM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Trạm	pH	Nhiệt độ (°C)	ORP (mV)	Độ ẩm (%)
31	8,15	25,80	105,00	27,38
32	8,10	25,90	107,80	28,67
33	8,11	26,00	113,50	22,77
34	7,96	26,30	110,80	23,02
35	8,04	26,40	117,60	25,72
36	8,00	26,50	109,10	24,27
37	8,08	26,20	109,20	25,25
38	8,02	26,30	109,20	20,48
39	8,00	26,00	118,40	24,67
40	8,05	26,30	105,10	25,47
41	8,07	26,50	118,80	22,67
42	7,93	26,50	127,10	21,35
43	8,04	25,70	121,10	25,01
44	8,03	25,50	107,50	21,59
45	7,95	25,50	115,50	21,74
46	7,94	26,60	109,60	21,72
R1	7,95	25,70	103,60	26,21
R2	8,07	25,70	104,30	27,18
R3	8,14	25,80	98,90	25,28

**NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 3. Phân bố kích thước hạt trầm tích

Trạm	Kích thước hạt		SD (Ø)	Độ bất đối xứng	Độ nhọn	Thành phần hạt			Chỉ số phân loại	Dạng trầm tích
	(mm)	Ø				Cát (%)	Bùn (%)	Sét (%)		
1	0,24	2,03	2,06	0,85	4,74	91,16	7,30	1,54	Kém	Cát mịn
2	0,20	2,32	1,93	1,20	5,77	91,05	6,88	2,06	Trung bình	Cát mịn
3	0,18	2,46	2,15	1,01	4,66	88,44	8,55	3,00	Kém	Cát mịn
4	0,24	2,07	2,38	0,88	3,91	88,38	8,97	2,66	Kém	Cát mịn
5	0,22	2,19	2,03	0,98	5,08	90,94	7,20	1,86	Kém	Cát mịn
6	0,19	2,41	1,98	1,23	5,53	90,06	7,43	2,51	Trung bình	Cát mịn
7	0,18	2,46	2,12	0,98	4,43	87,58	10,44	1,98	Kém	Cát mịn
8	0,20	2,35	2,16	1,04	4,33	87,75	10,12	2,13	Kém	Cát mịn
9	0,19	2,38	2,20	0,88	4,23	87,47	10,35	2,18	Kém	Cát mịn
10	0,19	2,42	2,21	1,14	4,36	86,76	10,34	2,91	Kém	Cát mịn
11	0,18	2,44	2,01	1,11	4,92	88,42	9,78	1,80	Kém	Cát mịn
12	0,17	2,58	2,11	1,10	4,61	86,95	10,34	2,72	Kém	Cát mịn
13	0,19	2,43	2,01	1,15	5,37	89,51	7,97	2,51	Kém	Cát mịn
14	0,24	2,07	2,35	1,01	4,24	88,77	7,93	3,31	Kém	Cát mịn
15	0,22	2,19	1,96	1,07	5,41	91,19	7,17	1,65	Trung bình	Cát mịn
16	0,22	2,16	2,00	1,08	5,39	91,15	6,91	1,94	Trung bình	Cát mịn
17	0,23	2,13	1,95	1,09	5,76	92,19	5,87	1,94	Trung bình	Cát mịn
18	0,21	2,26	2,10	1,21	5,00	89,27	8,29	2,45	Kém	Cát mịn
19	0,25	2,03	2,26	1,22	4,67	88,61	8,61	2,78	Kém	Cát mịn
20	0,20	2,33	2,28	1,05	4,25	87,16	9,85	2,99	Kém	Cát mịn
21	0,29	1,80	1,27	1,45	12,35	97,98	1,20	0,82	Tốt	Cát trung bình
22	0,32	1,65	2,05	1,21	5,82	92,90	5,17	1,93	Kém	Cát trung bình
23	0,20	2,30	2,18	1,12	4,63	88,48	8,65	2,87	Kém	Cát mịn
24	0,21	2,23	2,17	1,09	4,67	89,10	8,29	2,61	Kém	Cát mịn

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

-o0o-

Trạm	Kích thước hạt		SD (Ø)	Độ bất đối xứng	Độ nhọn	Thành phần hạt			Chỉ số phân loại	Dạng trầm tích
	(mm)	Ø				Cát (%)	Bùn (%)	Sét (%)		
25	0,21	2,22	2,01	1,37	5,43	89,33	8,76	1,90	Kém	Cát mịn
26	0,28	1,86	1,46	1,24	9,65	96,91	2,14	0,95	Tốt	Cát trung bình
27	0,20	2,31	2,13	1,18	5,05	89,53	7,29	3,18	Kém	Cát mịn
28	0,32	1,65	2,13	1,07	5,16	93,07	4,87	2,06	Kém	Cát trung bình
29	0,26	1,95	1,22	1,91	11,70	96,28	3,43	0,30	Tốt	Cát trung bình
31	0,23	2,11	2,14	1,21	5,05	89,94	7,47	2,59	Kém	Cát mịn
32	0,24	2,06	2,24	1,03	4,51	89,57	7,91	2,52	Kém	Cát mịn
33	0,20	2,33	1,15	2,54	15,28	96,61	2,59	0,81	Tốt	Cát mịn
34	0,19	2,39	1,29	2,33	12,93	95,46	3,49	1,06	Tốt	Cát mịn
35	0,21	2,26	1,41	1,66	10,21	95,47	3,46	1,07	Tốt	Cát mịn
36	0,21	2,22	1,69	1,38	7,53	93,68	4,81	1,51	Trung bình	Cát mịn
37	0,18	2,50	1,19	2,89	14,71	95,34	3,86	0,80	Tốt	Cát mịn
38	0,19	2,39	1,09	2,84	17,71	96,78	2,49	0,73	Tốt	Cát mịn
39	0,21	2,23	1,71	1,41	7,53	93,28	5,06	1,66	Trung bình	Cát mịn
40	0,23	2,13	1,88	1,50	6,46	91,91	6,12	1,98	Trung bình	Cát mịn
41	0,20	2,33	0,96	2,85	19,25	97,41	2,29	0,29	Rất tốt	Cát mịn
42	0,20	2,30	0,92	2,80	21,59	97,92	1,73	0,34	Rất tốt	Cát mịn
43	0,24	2,07	1,73	1,27	6,97	93,72	5,05	1,23	Trung bình	Cát mịn
44	0,28	1,85	1,15	1,31	12,96	97,52	2,31	0,17	Tốt	Cát trung bình
45	0,21	2,26	0,91	2,24	17,87	97,77	2,17	0,06	Rất tốt	Cát mịn
46	0,21	2,22	0,98	2,41	17,11	97,64	2,17	0,19	Rất tốt	Cát mịn
R1	0,28	1,83	1,73	0,85	5,94	94,37	5,30	0,33	Trung bình	Cát trung bình
R2	0,22	2,21	2,04	1,12	5,21	90,70	7,15	2,15	Kém	Cát mịn
R3	0,27	1,92	2,18	0,81	4,15	90,64	8,35	1,01	Kém	Cát trung bình

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BUI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 4. Thành phần hydrocarbon và hữu cơ trong trầm tích

Trạm	UCM	n-alkanes			CPI	Pr./Ph.	UCM / $\Sigma_{n-C12-35}$	THC	TOM
		$\Sigma_{n-C12-20}$	$\Sigma_{n-C21-35}$	$\Sigma_{n-C12-35}$					
	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	-	-	-	mg/kg	%
1.1	27,50	0,28	0,35	0,64	0,69	0,10	43,18	36,89	1,31
1.2	27,67	0,31	0,41	0,72	0,68	0,10	38,57	36,80	1,31
1.3	26,89	0,29	0,35	0,64	0,69	0,10	42,08	36,32	1,31
2.1	4,16	0,08	0,11	0,19	0,77	0,29	21,79	5,77	1,32
2.2	4,28	0,08	0,11	0,19	0,78	0,29	22,15	5,80	1,32
2.3	4,17	0,08	0,11	0,19	0,77	0,29	21,79	5,79	1,32
3.1	18,30	0,24	0,18	0,42	0,72	2,69	43,14	24,37	1,33
3.2	17,99	0,21	0,18	0,39	0,69	2,80	46,42	23,99	1,33
3.3	18,37	0,24	0,18	0,43	0,72	2,69	43,14	24,46	1,33
4.1	12,85	0,10	0,17	0,27	0,96	0,30	47,68	17,41	1,33
4.2	13,24	0,25	1,86	2,11	1,33	0,40	6,28	17,69	1,34
4.3	12,95	0,10	0,16	0,27	0,99	0,29	48,39	17,36	1,33
5.1	13,16	0,27	0,23	0,50	0,74	0,36	26,47	17,51	1,34
5.2	13,21	0,33	0,25	0,58	0,86	0,35	22,81	17,67	1,35
5.3	13,29	0,28	0,23	0,50	0,75	0,38	26,40	17,67	1,35
6.1	5,80	0,12	0,30	0,42	2,11	0,63	13,70	7,71	1,29
6.2	5,83	0,13	0,15	0,28	1,17	0,52	21,03	7,87	1,33
6.3	5,75	0,12	0,30	0,42	2,16	1,01	13,83	7,64	1,31
7.1	7,74	0,32	0,13	0,44	0,65	0,45	17,49	10,30	1,35
7.2	7,66	0,25	0,14	0,39	0,83	0,36	19,54	10,31	1,34
7.3	7,51	0,30	0,12	0,42	0,60	0,11	17,88	10,00	1,34
8.1	13,73	0,51	0,18	0,69	1,87	0,22	19,80	18,28	1,33
8.2	14,18	0,18	1,59	1,78	1,94	0,17	7,97	18,47	1,32
8.3	14,27	0,17	1,52	1,70	1,95	0,18	8,42	18,40	1,32
9.1	7,85	0,21	0,34	0,55	0,95	0,64	14,19	10,54	1,31
9.2	8,04	0,21	0,35	0,56	0,95	0,64	14,39	10,67	1,32
9.3	7,70	0,21	0,33	0,54	0,98	0,70	14,33	10,33	1,31
10.1	5,05	0,11	0,14	0,25	0,95	0,13	20,34	6,79	1,32
10.2	5,08	0,12	0,20	0,32	0,93	0,08	15,83	6,80	1,32

**NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BUI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Trạm	UCM mg/kg	n-alkanes			CPI	Pr./Ph.	UCM / Σ _{n-C12-35}	THC mg/kg	TOM %
		Σ _{n-C12-20} mg/kg	Σ _{n-C21-35} mg/kg	Σ _{n-C12-35} mg/kg					
10.3	5,08	0,12	0,19	0,31	0,94	0,10	16,34	6,76	1,32
11.1	2,39	0,11	0,10	0,22	0,62	0,30	10,99	3,24	1,29
11.2	2,37	0,11	0,10	0,22	0,62	0,30	10,94	3,23	1,31
11.3	2,32	0,12	0,07	0,19	0,50	0,36	12,40	3,27	1,30
12.1	2,39	0,11	0,10	0,22	0,62	0,30	10,99	3,24	1,30
12.2	2,36	0,11	0,10	0,22	0,62	0,30	10,95	3,21	1,30
12.3	2,41	0,11	0,07	0,18	0,50	0,35	13,19	3,25	1,30
13.1	12,40	0,16	0,22	0,39	1,05	0,05	32,15	16,61	1,29
13.2	12,41	0,16	0,22	0,39	1,05	0,05	32,19	16,60	1,31
13.3	12,57	0,14	0,12	0,26	1,25	0,06	48,80	16,69	1,30
14.1	7,66	0,21	0,33	0,54	0,96	0,64	14,27	10,18	1,31
14.2	7,70	0,21	0,33	0,54	0,96	0,64	14,17	10,31	1,32
14.3	7,98	0,17	0,28	0,45	0,99	0,67	17,63	10,58	1,32
15.1	3,57	0,09	0,08	0,17	0,83	2,87	21,56	4,81	1,31
15.2	3,54	0,10	0,11	0,21	0,96	2,45	17,10	4,98	1,32
15.3	3,60	0,08	0,08	0,16	0,87	3,30	22,94	4,85	1,32
16.1	4,00	0,31	0,08	0,39	0,30	0,45	10,28	5,40	1,34
16.2	4,05	0,40	0,42	0,82	0,62	1,18	4,92	5,33	1,33
16.3	3,95	0,33	0,50	0,82	0,69	1,18	4,79	5,31	1,34
17.1	9,50	0,12	0,21	0,32	0,57	0,48	29,37	12,64	1,29
17.3	9,57	0,13	0,21	0,34	0,62	0,95	28,55	12,72	1,31
17.3	9,57	0,13	0,21	0,34	0,62	0,95	28,55	12,72	1,30
18.1	5,67	0,28	0,28	0,57	0,78	0,35	10,00	7,59	1,32
18.2	5,71	0,28	0,31	0,58	0,88	0,39	9,81	7,54	1,32
18.3	5,73	0,28	0,28	0,56	0,77	0,35	10,16	7,56	1,32
19.1	9,05	0,18	2,06	2,24	1,52	0,23	4,04	11,99	1,35
19.2	9,11	0,15	0,29	0,44	1,13	0,20	20,81	12,11	1,36
19.3	8,84	0,17	2,07	2,23	1,52	0,23	3,96	11,72	1,35
20.1	9,20	0,12	0,19	0,31	0,71	0,52	29,31	12,37	1,32
20.2	9,15	0,17	0,28	0,45	0,84	0,37	20,24	12,22	1,32

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BUI HONG DIEM

1. Các kết quả ghi trên phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Trạm	UCM mg/kg	n-alkanes			CPI	Pr./Ph.	UCM / Σ _{n-C12-35}	THC mg/kg	TOM %
		Σ _{n-C12-20} mg/kg	Σ _{n-C21-35} mg/kg	Σ _{n-C12-35} mg/kg					
20.3	9,44	0,12	0,20	0,32	0,70	2,70	29,60	12,66	1,32
21.1	7,64	0,29	1,39	1,68	0,46	0,67	4,56	10,49	1,33
21.2	7,79	0,29	1,41	1,71	0,46	0,67	4,56	10,70	1,33
21.3	7,96	0,29	1,40	1,69	0,46	0,67	4,72	10,78	1,33
22.1	5,12	0,20	0,15	0,35	0,55	0,43	14,52	7,40	1,30
22.2	5,89	0,08	0,12	0,20	0,90	0,56	29,53	7,39	1,34
22.3	5,03	0,20	0,16	0,36	0,53	0,42	14,05	7,30	1,32
23.1	4,70	0,12	0,17	0,29	0,97	0,14	16,23	6,29	1,31
23.2	4,71	0,12	0,18	0,30	0,95	0,08	15,75	6,31	1,32
23.3	4,78	0,08	0,07	0,15	0,90	0,15	31,84	6,32	1,32
24.1	5,65	0,11	0,17	0,28	0,67	0,08	20,50	7,54	1,31
24.2	5,62	0,08	0,15	0,24	0,66	0,08	23,79	7,57	1,31
24.3	5,62	0,13	0,14	0,27	0,62	0,09	20,98	7,48	1,31
25.1	3,93	0,16	0,16	0,32	0,48	0,17	12,30	5,36	1,31
25.2	3,98	0,39	0,51	0,91	0,79	0,27	4,38	5,30	1,34
25.3	3,88	0,19	0,15	0,34	0,40	0,18	11,28	5,27	1,32
26.1	2,17	0,12	0,07	0,19	0,55	0,33	11,21	2,96	1,35
26.2	2,18	0,11	0,07	0,18	0,55	0,45	11,85	2,90	1,34
26.3	2,17	0,12	0,03	0,15	0,36	0,48	14,52	2,89	1,34
27.1	3,80	0,14	0,12	0,26	0,64	0,45	14,37	5,07	1,34
27.2	3,69	0,15	0,12	0,27	0,68	0,39	13,67	4,98	1,32
27.3	3,76	0,16	0,09	0,25	0,51	0,47	14,97	5,02	1,33
28.1	4,48	0,12	0,16	0,29	0,87	0,42	15,66	5,97	1,33
28.2	4,52	0,14	0,19	0,33	0,90	0,42	13,56	5,99	1,32
28.3	4,49	0,12	0,12	0,23	0,81	0,44	19,14	5,99	1,33
29.1	3,61	0,27	0,08	0,34	0,30	0,41	10,51	4,88	1,32
29.2	3,66	0,21	0,42	0,64	0,75	1,09	5,72	4,82	1,33
29.3	3,53	0,23	0,46	0,68	0,72	1,16	5,17	4,71	0,99
31.1	4,38	0,13	0,14	0,27	0,64	0,13	16,30	5,79	1,35
31.2	4,25	0,13	0,14	0,27	0,64	0,13	15,89	5,71	1,35

**NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN
 HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**

PHẠM THỊ TRANG VÂN
**PHÓ GIÁM ĐỐC
 TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
 AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

BUI HONG DIEM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Trạm	UCM mg/kg	n-alkanes			CPI	Pr./Ph.	UCM / Σn-C12-35	THC mg/kg	TOM %
		Σn-C12-20 mg/kg	Σn-C21-35 mg/kg	Σn-C12-35 mg/kg					
31.3	4,30	0,10	0,12	0,22	0,63	0,14	19,76	5,72	1,35
32.1	2,84	0,08	0,14	0,22	0,71	0,26	12,74	4,21	1,32
32.2	3,27	0,10	0,17	0,27	0,72	0,27	12,15	4,34	1,33
32.3	3,37	0,10	0,13	0,23	0,62	0,31	14,79	4,38	1,33
33.1	6,35	0,47	1,11	1,58	3,18	7,45	4,02	9,02	1,34
33.2	6,73	0,46	1,10	1,56	3,18	7,45	4,32	9,01	1,33
33.3	6,78	0,46	1,10	1,56	3,20	7,62	4,34	9,08	1,34
34.1	7,66	0,28	0,79	1,07	1,48	0,57	7,17	10,18	1,33
34.2	7,22	0,23	0,58	0,81	1,47	0,57	8,89	10,38	1,34
34.3	7,08	0,23	0,58	0,81	1,47	0,57	8,77	10,20	1,34
35.1	9,28	0,34	0,60	0,94	0,47	0,51	9,87	12,36	1,33
35.2	9,25	0,32	0,53	0,85	0,41	0,51	10,93	12,49	1,34
35.3	9,17	0,31	0,53	0,84	0,40	0,51	10,93	12,35	1,34
36.1	5,47	0,09	0,12	0,21	0,55	1,65	25,93	7,44	1,33
36.2	5,68	0,12	0,44	0,57	2,01	1,66	10,02	7,55	1,32
36.3	5,49	0,09	0,13	0,22	0,59	0,24	24,98	7,48	1,32
37.1	4,22	0,13	0,13	0,26	0,64	0,13	16,24	5,59	1,32
37.2	4,23	0,13	0,14	0,26	0,64	0,13	16,19	5,62	1,32
37.3	4,14	0,09	0,07	0,16	0,50	0,14	25,96	5,53	1,32
38.1	1,34	0,06	0,10	0,17	0,78	0,27	8,10	1,80	1,33
38.2	1,40	0,05	0,06	0,11	0,56	0,18	12,89	1,90	1,33
38.3	1,48	0,05	0,04	0,09	0,52	0,45	16,44	1,97	1,33
39.1	2,59	0,11	0,10	0,21	0,67	0,39	12,13	3,41	1,33
39.2	2,58	0,11	0,10	0,21	0,67	0,39	12,09	3,40	1,33
39.3	2,50	0,08	0,04	0,12	0,47	0,35	21,51	3,34	1,33
40.1	2,64	0,16	0,21	0,37	0,74	0,42	7,21	3,56	1,34
40.2	2,72	0,11	0,15	0,26	0,71	0,54	10,57	3,63	1,32
40.3	2,73	0,10	0,12	0,22	0,59	0,81	12,54	3,67	1,33
41.1	3,24	0,14	0,09	0,23	0,41	0,42	14,05	4,32	1,33
41.2	3,25	0,11	0,08	0,19	0,41	0,41	17,34	4,33	1,35

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Trạm	UCM mg/kg	n-alkanes			CPI	Pr./Ph.	UCM / Σn-C12-35	THC mg/kg	TOM %
		Σn-C12-20 mg/kg	Σn-C21-35 mg/kg	Σn-C12-35 mg/kg					
41.3	3,18	0,15	0,11	0,26	0,41	0,40	12,23	4,33	1,34
42.1	2,24	0,08	0,11	0,19	0,38	0,58	12,08	2,99	1,31
42.2	2,24	0,07	0,11	0,18	0,38	0,58	12,50	2,98	1,33
42.3	1,86	0,09	0,11	0,20	0,40	0,60	9,32	3,05	1,32
43.1	2,68	0,09	0,18	0,27	0,79	0,39	9,94	3,57	1,32
43.2	2,63	0,10	0,19	0,29	0,80	0,39	9,21	3,53	1,32
43.3	2,27	0,11	0,19	0,30	0,79	0,41	7,49	3,60	1,32
44.1	2,09	0,13	0,11	0,24	0,34	0,45	8,52	2,81	1,32
44.2	2,16	0,13	0,11	0,24	0,33	0,45	8,93	2,88	1,32
44.3	1,70	0,13	0,10	0,23	0,35	0,47	7,35	2,82	1,32
45.1	3,43	0,26	0,19	0,45	0,37	0,28	7,66	4,56	1,34
45.2	3,40	0,16	0,14	0,30	0,43	0,27	11,27	4,56	1,33
45.3	3,03	0,10	0,13	0,23	0,55	0,29	13,04	4,60	1,34
46.1	2,82	0,11	0,16	0,27	0,78	0,54	10,44	3,83	1,33
46.2	3,22	0,05	0,05	0,10	0,48	0,50	32,02	3,81	1,35
46.3	2,63	0,12	0,15	0,27	0,78	0,57	9,89	3,98	1,34
R1.1	6,62	0,33	0,68	1,01	1,59	1,99	6,56	8,61	1,35
R1.2	6,51	0,17	0,32	0,49	1,17	1,85	13,40	8,65	1,35
R1.3	6,49	0,17	0,32	0,48	1,17	2,40	13,38	8,63	1,35
R2.1	8,31	0,20	0,18	0,38	0,55	0,06	22,13	11,03	1,34
R2.2	8,40	0,21	0,18	0,39	0,53	0,04	21,60	11,15	1,34
R2.3	8,30	0,20	0,18	0,38	0,55	0,06	22,09	11,01	1,34
R3.1	4,59	0,09	0,22	0,30	1,27	0,08	15,05	6,12	1,33
R3.2	4,42	0,06	0,18	0,24	1,22	0,08	18,25	5,98	1,34
R3.3	4,31	0,09	0,22	0,31	1,27	0,08	14,11	6,01	1,34

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 5. Hàm lượng PAHs trong trầm tích

Hợp chất	Hàm lượng (µg/kg khô)								
	Mẫu								
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	3.3
Naphthalene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acennaphthylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	0,34	0,58	0,40
Acenaphthene	1,54	0,71	1,32	KPH	KPH	KPH	0,97	2,18	1,29
Fluorene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Phenanthrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluoranthene	5,14	5,62	5,26	1,38	1,99	1,69	4,16	3,42	3,90
Pyrene	4,26	3,84	4,17	1,09	1,30	1,20	3,13	2,73	2,99
Benz[a]anthracene	1,05	1,25	1,12	0,33	0,44	0,40	0,44	0,61	0,49
Chrysene	2,54	2,77	2,63	0,86	0,82	0,83	1,02	1,11	1,04
Benzo[b]fluoranthene	0,82	1,74	1,25	0,51	0,57	0,55	0,70	0,76	0,71
Benzo[k]fluoranthene	0,58	1,23	0,88	0,45	0,40	0,42	0,49	0,54	0,51
Benzo[a]pyrene	1,50	2,15	1,80	0,56	0,83	0,75	0,88	1,75	1,10
Indeno[1,2,3-cd]pyrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Dibenz[ah]anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[ghi]perylene	1,09	1,23	1,16	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Tổng 16 PAHs	18,53	20,55	19,60	5,19	6,35	5,85	12,13	13,69	12,44
Hàm lượng NPD	141,52	131,07	139,24	43,05	38,19	40,45	87,71	94,59	90,29

KPH: Không phát hiện

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích:

- Naphthalene : 2,6 µg/kg
- Acenaphthylene : 0,3 µg/kg
- Benzo[b]fluoranthene : 0,3 µg/kg
- Acenaphthene : 0,2 µg/kg
- Phenanthrene : 1,8 µg/kg
- Dibenz[ah]anthracene : 0,7 µg/kg
- Fluorene : 0,7 µg/kg
- Fluoranthene : 1,3 µg/kg
- Benzo[ghi]perylene : 0,7 µg/kg
- Pyrene : 1,0 µg/kg
- Benzo[a]pyrene : 0,3 µg/kg
- Benzo[k]fluoranthene : 0,4 µg/kg
- Anthracene : 1,0 µg/kg
- Benz[a]anthracene : 0,2 µg/kg
- Indeno[1,2,3-cd]pyrene : 0,7 µg/kg
- Chrysene : 0,4 µg/kg

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BÙI HỒNG DIỆM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 6. Hàm lượng PAHs trong trầm tích (tt)

Hợp chất	Hàm lượng (µg/kg khô)								
	Mẫu								
	4.1	4.2	4.3	15.1	15.2	15.3	16.1	16.2	16.3
Naphthalene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acenaphthylene	0,41	0,40	0,41	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acenaphthene	0,51	0,41	0,46	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluorene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Phenanthrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluoranthene	2,66	2,58	2,62	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Pyrene	1,89	2,05	1,97	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benz[a]anthracene	0,50	0,62	0,57	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Chrysene	1,46	1,44	1,44	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[b]fluoranthene	0,67	0,79	0,74	0,41	0,37	0,39	0,39	0,39	0,39
Benzo[k]fluoranthene	0,48	0,56	0,52	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[a]pyrene	0,75	0,72	0,73	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Indeno[1,2,3-cd]pyrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Dibenz[ah]anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[ghi]perylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Tổng 16 PAHs	9,32	9,57	9,47	0,41	0,37	0,39	0,39	0,39	0,39
Hàm lượng NPD	88,37	83,54	87,56	26,59	23,01	24,49	22,96	24,02	23,31

KPH: Không phát hiện

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích:

▪ Naphthalene : 2,6 µg/kg	▪ Acenaphthylene : 0,3 µg/kg	▪ Benzo[b]fluoranthene : 0,3 µg/kg
▪ Acenaphthene : 0,2 µg/kg	▪ Phenanthrene : 1,8 µg/kg	▪ Dibenz[ah]anthracene : 0,7 µg/kg
▪ Fluorene : 0,7 µg/kg	▪ Fluoranthene : 1,3 µg/kg	▪ Benzo[ghi]perylene : 0,7 µg/kg
▪ Pyrene : 1,0 µg/kg	▪ Benzo[a]pyrene : 0,3 µg/kg	▪ Benzo[k]fluoranthene : 0,4 µg/kg
▪ Anthracene : 1,0 µg/kg	▪ Benz[a]anthracene : 0,2 µg/kg	▪ Indeno[1,2,3-cd]pyrene : 0,7 µg/kg
▪ Chrysene : 0,4 µg/kg		

NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BÙI HỒNG ĐIỂM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 7. Hàm lượng PAHs trong trầm tích (tt)

Hợp chất	Hàm lượng (µg/kg khô)								
	Mẫu								
	17.1	17.2	17.3	18.1	18.2	18.3	19.1	19.2	19.3
Naphthalene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acennaphthylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acenaphthene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluorene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Phenanthrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluoranthene	KPH	KPH	KPH	2,20	1,58	1,85	1,76	1,60	1,63
Pyrene	1,01	1,07	KPH	1,47	1,10	1,25	1,21	1,17	1,14
Benz[a]anthracene	0,21	0,38	0,33	0,37	0,50	0,42	KPH	KPH	KPH
Chrysene	0,63	0,84	0,75	0,92	1,07	0,95	0,53	0,58	0,51
Benzo[b]fluoranthene	0,43	0,40	0,42	0,57	0,66	0,60	0,44	0,39	0,45
Benzo[k]fluoranthene	KPH	KPH	KPH	0,40	0,47	0,43	KPH	KPH	KPH
Benzo[a]pyrene	0,31	0,36	0,35	0,58	0,34	0,52	0,38	0,33	0,38
Indeno[1,2,3-cd]pyrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Dibenz[ah]anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[ghi]perylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Tổng 16 PAHs	2,60	3,04	1,85	6,52	5,72	6,01	4,31	4,07	4,11
Hàm lượng NPD	41,78	51,47	47,49	52,41	57,25	54,15	60,00	54,02	58,14

KPH: Không phát hiện

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích:

- Naphthalene : 2,6 µg/kg
- Acenaphthylene : 0,3 µg/kg
- Benzo[b]fluoranthene : 0,3 µg/kg
- Acenaphthene : 0,2 µg/kg
- Phenanthrene : 1,8 µg/kg
- Dibenz[ah]anthracene : 0,7 µg/kg
- Fluorene : 0,7 µg/kg
- Fluoranthene : 1,3 µg/kg
- Benzo[ghi]perylene : 0,7 µg/kg
- Pyrene : 1,0 µg/kg
- Benzo[a]pyrene : 0,3 µg/kg
- Benzo[k]fluoranthene : 0,4 µg/kg
- Anthracene : 1,0 µg/kg
- Benz[a]anthracene : 0,2 µg/kg
- Indeno[1,2,3-cd]pyrene : 0,7 µg/kg
- Chrysene : 0,4 µg/kg

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BÙI HỒNG ĐIỂM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 8. Hàm lượng PAHs trong trầm tích (tt)

Hợp chất	Hàm lượng (µg/kg khô)									
	Mẫu									
	20.1	20.2	20.3	21.1	21.2	21.3	22.1	22.2	22.3	33.1
Naphthalene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acenaphthylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	0,32
Acenaphthene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	0,94
Fluorene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Phenanthrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluoranthene	1,53	1,63	1,56	6,89	5,80	6,70	1,68	1,67	1,69	3,35
Pyrene	1,12	1,34	1,21	4,71	4,51	4,69	1,18	1,23	1,19	2,95
Benzo[a]anthracene	0,21	0,22	0,21	1,26	1,04	1,18	0,24	0,25	0,25	0,62
Chrysene	0,57	0,59	0,58	1,81	1,30	1,63	0,46	0,57	0,47	1,01
Benzo[b]fluoranthene	0,51	0,71	0,58	2,42	2,72	2,57	0,60	0,64	0,60	2,14
Benzo[k]fluoranthene	0,43	0,50	0,46	1,72	1,93	1,82	0,42	0,45	0,42	1,51
Benzo[a]pyrene	0,36	0,36	0,36	2,60	2,25	2,43	0,46	0,44	0,46	1,51
Indeno[1,2,3-cd]pyrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	1,57
Dibenz[ah]anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[ghi]perylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	0,92	KPH	1,44
Tổng 16 PAHs	4,72	5,35	4,96	21,41	19,54	21,03	5,04	6,18	5,08	17,36
Hàm lượng NPD	58,65	64,49	60,99	72,92	75,55	74,23	61,29	48,06	60,84	119,86

KPH: Không phát hiện

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích:

- | | | |
|----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| • Naphthalene : 2,6 µg/kg | • Acenaphthylene : 0,3 µg/kg | • Benzo[b]fluoranthene : 0,3 µg/kg |
| • Acenaphthene : 0,2 µg/kg | • Phenanthrene : 1,8 µg/kg | • Dibenz[ah]anthracene : 0,7 µg/kg |
| • Fluorene : 0,7 µg/kg | • Fluoranthene : 1,3 µg/kg | • Benzo[ghi]perylene : 0,7 µg/kg |
| • Pyrene : 1,0 µg/kg | • Benzo[a]pyrene : 0,3 µg/kg | • Benzo[k]fluoranthene : 0,4 µg/kg |
| • Anthracene : 1,0 µg/kg | • Benz[a]anthracene : 0,2 µg/kg | • Indeno[1,2,3-cd]pyrene : 0,7 µg/kg |
| • Chrysene : 0,4 µg/kg | | |

 NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
 HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG


PHẠM THỊ TRANG VÂN

 PHÓ GIÁM ĐỐC
 TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
 AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

BUI HỒNG DIỄM

 1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
 4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 9. Hàm lượng PAHs trong trầm tích (tt)

Hợp chất	Hàm lượng (µg/kg khô)									
	Mẫu									
	33.2	33.3	34.1	34.2	34.3	35.1	35.2	35.3	36.1	36.2
Naphthalene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acenaphthylene	0,32	0,33	KPH	KPH	KPH	0,45	0,34	0,43	KPH	KPH
Acenaphthene	0,69	0,77	0,49	0,58	0,54	0,36	0,23	0,34	KPH	KPH
Fluorene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Phenanthrene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	1,84	2,26
Anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluoranthene	2,28	2,53	1,82	1,75	1,83	1,58	2,79	1,95	4,59	3,78
Pyrene	2,73	2,81	1,45	1,55	1,51	1,77	1,66	1,76	3,55	3,37
Benz[a]anthracene	0,96	0,88	KPH	KPH	KPH	0,24	0,34	0,29	0,86	0,45
Chrysene	1,77	1,58	0,50	0,51	0,50	0,71	0,87	0,78	1,37	1,12
Benzo[b]fluoranthene	2,69	2,53	1,00	1,00	0,99	1,41	1,62	1,50	0,91	1,19
Benzo[k]fluoranthene	1,91	1,79	0,71	0,71	0,70	1,00	1,15	1,06	0,64	0,84
Benzo[a]pyrene	1,63	1,60	0,38	0,46	0,41	0,53	0,70	0,61	1,85	0,68
Indeno[1,2,3-cd]pyrene	1,74	1,67	0,95	0,94	0,91	1,21	1,30	1,22	KPH	KPH
Dibenz[ah]anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[ghi]perylene	1,26	1,11	KPH	KPH	KPH	0,75	0,84	KPH	1,34	0,98
Tổng 16 PAHs	17,98	17,60	7,31	7,50	7,38	10,00	11,86	9,95	16,96	14,67
Hàm lượng NPD	118,53	119,12	73,83	71,49	72,31	84,11	77,29	82,10	39,79	37,24

KPH: Không phát hiện

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích:

▪ Naphthalene : 2,6 µg/kg	▪ Acenaphthylene : 0,3 µg/kg	▪ Benzo[b]fluoranthene : 0,3 µg/kg
▪ Acenaphthene : 0,2 µg/kg	▪ Phenanthrene : 1,8 µg/kg	▪ Dibenz[ah]anthracene : 0,7 µg/kg
▪ Fluorene : 0,7 µg/kg	▪ Fluoranthene : 1,3 µg/kg	▪ Benzo[ghi]perylene : 0,7 µg/kg
▪ Pyrene : 1,0 µg/kg	▪ Benzo[a]pyrene : 0,3 µg/kg	▪ Benzo[k]fluoranthene : 0,4 µg/kg
▪ Anthracene : 1,0 µg/kg	▪ Benz[a]anthracene : 0,2 µg/kg	▪ Indeno[1,2,3-cd]pyrene : 0,7 µg/kg
▪ Chrysene : 0,4 µg/kg		

 NGƯỜI ĐỪNG ĐẦU BỘ PHẬN
 HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

 PHÓ GIÁM ĐỐC
 TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
 AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BUI HONG DIEM

 1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
 4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 10. Hàm lượng PAHs trong trầm tích (tt)

Hợp chất	Hàm lượng (µg/kg khô)									
	Mẫu									
	36.3	R1.1	R1.2	R1.3	R2.1	R2.2	R2.3	R3.1	R3.2	R3.3
Naphthalene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acennaphthylene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Acenaphthene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluorene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Phenanthrene	2,04	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Fluoranthene	4,32	KPH	KPH	KPH	1,42	1,55	1,39	KPH	KPH	KPH
Pyrene	3,50	KPH	KPH	KPH	1,23	1,18	1,18	KPH	KPH	KPH
Benzo[a]anthracene	0,73	KPH	KPH	KPH	0,77	0,46	0,57	0,24	0,27	0,26
Chrysene	1,29	0,61	0,59	0,64	1,70	1,67	1,73	1,09	1,04	1,12
Benzo[b]fluoranthene	0,98	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[k]fluoranthene	0,69	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[a]pyrene	1,49	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Indeno[1,2,3-cd]pyrene	KPH	KPH	KPH	KPH	0,71	0,91	0,86	1,00	0,89	1,00
Dibenz[ah]anthracene	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
Benzo[ghi]perylene	1,01	KPH	KPH	KPH	2,38	2,74	2,60	2,23	2,53	2,41
Tổng 16 PAHs	16,04	0,61	0,59	0,64	8,21	8,51	8,33	4,57	4,74	4,78
Hàm lượng NPD	38,88	36,26	40,78	38,56	38,10	44,01	39,58	19,35	19,31	18,54

KPH: Không phát hiện

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích:

- Naphthalene : 2,6 µg/kg
- Acenaphthylene : 0,3 µg/kg
- Benzo[b]fluoranthene : 0,3 µg/kg
- Acenaphthene : 0,2 µg/kg
- Phenanthrene : 1,8 µg/kg
- Dibenz[ah]anthracene : 0,7 µg/kg
- Fluorene : 0,7 µg/kg
- Fluoranthene : 1,3 µg/kg
- Benzo[ghi]perylene : 0,7 µg/kg
- Pyrene : 1,0 µg/kg
- Benzo[a]pyrene : 0,3 µg/kg
- Benzo[k]fluoranthene : 0,4 µg/kg
- Anthracene : 1,0 µg/kg
- Benz[a]anthracene : 0,2 µg/kg
- Indeno[1,2,3-cd]pyrene : 0,7 µg/kg
- Chrysene : 0,4 µg/kg

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--000--

Bảng 11. Kim loại trong trầm tích (mg/kg khô)

Mẫu	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
1.1	2,85	11,09	38,73	0,47	551,4	24,54	0,038	4,82
1.2	2,72	13,73	38,90	0,38	553,9	24,49	0,043	4,70
1.3	2,65	13,19	38,95	0,47	551,3	24,65	0,040	4,75
2.1	1,11	9,90	25,93	0,37	318,5	20,43	0,041	4,92
2.2	1,17	11,13	25,91	0,45	320,4	20,53	0,033	5,24
2.3	1,11	9,19	25,42	0,45	315,6	20,36	0,039	5,20
3.1	2,99	14,78	32,73	0,46	1952,9	24,91	0,037	5,17
3.2	2,87	12,23	30,34	0,43	1842,4	23,31	0,038	5,26
3.3	2,90	13,56	28,91	0,40	1808,4	24,16	0,041	5,49
4.1	2,17	11,91	27,10	0,44	1147,4	23,26	0,036	4,82
4.2	1,97	12,58	27,20	0,40	1155,9	23,56	0,032	4,82
4.3	2,27	11,97	26,90	0,44	1148,4	23,21	0,032	4,87
5.1	2,60	10,46	46,87	0,36	367,1	23,28	0,028	4,63
5.2	2,54	9,10	47,18	0,31	375,1	23,46	0,025	4,61
5.3	2,47	10,49	46,71	0,44	367,2	23,45	0,024	4,54
6.1	1,86	10,08	23,25	0,32	295,9	21,58	0,024	5,27
6.2	1,79	10,11	23,11	0,50	291,0	21,33	0,026	4,99
6.3	2,09	9,48	23,08	0,38	289,0	21,42	0,025	5,33
7.1	2,60	10,84	27,43	0,32	663,9	24,40	0,033	5,53
7.2	2,60	9,33	27,07	0,44	662,5	24,29	0,032	5,64
7.3	2,64	10,20	26,97	0,32	660,5	24,15	0,031	5,53
8.1	4,72	17,01	44,52	0,63	381,5	42,10	0,025	9,79
8.2	4,83	16,79	44,55	0,62	381,5	42,63	0,030	10,22
8.3	5,09	15,89	43,32	0,51	374,4	41,71	0,027	10,10
9.1	2,47	11,25	25,41	0,37	264,6	23,81	0,021	4,72
9.2	2,72	9,39	25,40	0,36	265,4	23,97	0,024	4,75
9.3	2,65	8,95	25,55	0,30	262,0	23,94	0,025	4,62
10.1	2,39	8,45	23,32	0,42	298,7	21,73	0,026	4,58
10.2	2,46	8,07	23,28	0,38	297,4	21,93	0,028	4,75
10.3	2,10	9,13	22,15	0,38	302,5	21,10	0,027	4,74

**NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Mẫu	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
11.1	1,99	8,19	21,85	0,27	257,8	21,04	0,021	5,01
11.2	1,98	9,74	22,02	0,36	260,9	21,40	0,025	5,05
11.3	1,85	9,35	20,93	0,29	243,0	20,25	0,035	5,10
12.1	1,71	13,09	30,04	0,36	243,8	19,52	0,027	4,55
12.2	1,85	11,84	29,90	0,40	249,2	19,85	0,031	5,54
12.3	1,80	11,05	30,30	0,34	250,2	19,93	0,040	5,39
13.1	2,16	7,78	20,55	0,36	189,1	20,49	0,026	4,92
13.2	2,11	8,62	20,77	0,41	189,7	20,58	0,027	4,84
13.3	2,15	9,17	20,01	0,38	184,9	19,76	0,019	4,60
14.1	2,15	9,10	21,89	0,32	171,8	21,27	0,022	4,76
14.2	2,53	8,87	24,33	0,47	185,4	23,28	0,021	5,02
14.3	2,42	10,40	24,09	0,40	187,0	23,35	0,022	4,83
15.1	2,23	10,80	21,16	0,22	229,9	20,30	0,024	4,57
15.2	2,28	8,15	20,92	0,41	227,8	20,00	0,027	4,63
15.3	2,73	9,36	23,07	0,39	248,6	21,95	0,026	4,64
16.1	1,48	7,85	38,01	0,31	167,6	18,17	0,019	5,04
16.2	1,72	8,97	38,54	0,38	169,1	18,26	0,021	5,05
16.3	1,29	9,06	38,59	0,40	169,6	18,31	0,020	5,16
17.1	1,49	8,89	20,71	0,37	171,3	18,97	0,025	5,52
17.2	1,55	9,47	20,80	0,41	169,8	19,25	0,023	5,54
17.3	1,68	7,95	21,24	0,40	172,7	19,57	0,026	5,53
18.1	1,67	9,08	37,25	0,42	169,2	19,40	0,018	5,21
18.2	1,54	10,05	37,48	0,44	170,1	19,60	0,042	5,33
18.3	1,66	11,43	36,80	0,32	166,3	19,35	0,021	5,27
19.1	2,40	8,81	21,37	0,53	240,2	20,20	0,019	8,84
19.2	2,47	9,69	21,04	0,50	240,0	20,05	0,022	9,42
19.3	2,58	9,52	21,37	0,47	241,0	20,88	0,016	9,32
20.1	2,71	9,55	23,42	0,58	410,4	22,62	0,023	9,49
20.2	2,79	10,83	23,58	0,64	411,5	22,90	0,024	9,53
20.3	2,78	11,23	22,96	0,50	415,7	22,46	0,022	9,15
21.1	2,08	9,59	17,60	0,51	282,2	15,70	0,020	8,47

**NGƯỜI ĐỪNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Mẫu	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
21.2	2,09	9,32	17,66	0,47	290,5	15,82	0,019	8,81
21.3	2,03	9,80	17,69	0,51	289,4	15,90	0,021	9,02
22.1	2,66	9,76	36,93	0,56	210,5	19,70	0,019	9,44
22.2	2,65	9,07	37,07	0,55	211,3	19,74	0,021	9,99
22.3	2,61	9,25	37,12	0,55	213,3	19,74	0,018	9,68
23.1	2,03	8,61	19,32	0,58	347,6	20,61	0,020	9,12
23.2	2,22	8,93	19,34	0,39	347,5	20,64	0,018	9,40
23.3	2,09	9,75	17,60	0,53	285,0	15,82	0,022	8,90
24.1	1,35	12,19	28,31	0,38	275,4	23,53	0,021	9,00
24.2	1,66	11,10	27,98	0,39	277,6	23,13	0,017	9,60
24.3	1,41	10,77	28,30	0,32	273,9	23,75	0,017	9,26
25.1	1,79	11,05	23,27	0,38	277,8	21,60	0,015	10,67
25.2	1,54	12,00	22,77	0,51	275,5	21,29	0,017	11,25
25.3	1,66	11,24	22,24	0,43	267,9	21,19	0,016	11,36
26.1	1,47	9,58	17,80	0,39	180,9	17,43	0,013	8,84
26.2	1,54	9,86	17,63	0,46	180,2	17,32	0,015	7,87
26.3	1,53	9,14	17,48	0,37	181,1	17,11	0,013	9,11
27.1	1,17	10,62	24,51	0,38	270,9	21,86	0,016	8,24
27.2	1,29	11,47	23,92	0,45	265,7	21,64	0,013	8,41
27.3	1,05	9,05	21,55	0,31	240,2	19,70	0,014	8,25
28.1	0,80	9,03	24,09	0,40	187,7	21,69	0,011	7,40
28.2	0,55	11,30	23,83	0,40	187,7	21,49	0,016	8,40
28.3	0,87	10,38	23,73	0,28	192,0	21,50	0,016	8,38
29.1	1,10	10,34	16,63	0,41	180,2	16,27	KPH	10,85
29.2	1,17	10,08	16,65	0,43	180,9	16,29	0,020	10,99
29.3	1,29	10,74	16,70	0,38	184,1	16,33	0,010	11,16
31.1	1,48	11,17	25,68	0,33	215,2	23,83	0,016	7,48
31.2	1,35	8,41	22,34	0,34	194,6	20,93	0,018	7,76
31.3	1,54	10,59	24,88	0,30	207,1	23,10	0,021	8,12
32.1	1,35	11,15	26,23	0,37	195,6	24,33	0,016	5,75
32.2	1,41	10,51	26,06	0,27	200,3	24,15	0,017	6,52

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Mẫu	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
32.3	1,54	10,16	26,34	0,40	204,9	24,50	0,014	6,62
33.1	1,66	12,39	20,30	0,32	2471,8	14,41	0,024	6,20
33.2	1,54	12,04	21,30	0,36	2530,9	15,19	0,032	6,83
33.3	1,91	12,03	17,15	0,27	2257,5	14,31	0,028	6,79
34.1	2,15	9,62	14,84	0,25	1000,5	14,35	0,020	5,78
34.2	2,09	10,28	15,26	0,32	1027,8	14,77	0,017	6,83
34.3	1,92	8,81	13,96	0,34	1018,9	13,53	0,019	6,64
35.1	2,22	15,64	19,16	0,38	1828,2	15,20	0,020	7,51
35.2	2,23	15,68	19,53	0,35	1882,0	15,62	0,021	6,71
35.3	1,98	15,02	19,16	0,43	1875,0	15,45	0,022	7,63
36.1	1,23	9,07	16,41	0,36	549,5	15,55	0,015	7,61
36.2	1,60	8,86	16,87	0,36	588,0	16,01	0,013	7,82
36.3	1,42	9,00	17,14	0,26	587,5	16,03	0,016	7,79
37.1	1,77	8,38	14,25	0,32	372,4	14,19	0,011	7,96
37.2	1,78	8,23	14,92	0,32	385,9	14,67	0,014	8,19
37.3	2,17	11,17	20,23	0,46	485,3	18,74	0,017	8,25
38.1	1,72	10,64	16,49	0,45	236,4	16,74	0,015	8,21
38.2	1,78	10,26	16,27	0,45	238,9	16,70	0,014	8,44
38.3	2,08	10,97	16,48	0,46	234,6	16,73	0,012	8,49
39.1	2,04	10,89	21,10	0,51	738,7	20,29	0,014	6,72
39.2	2,04	11,40	20,69	0,48	740,8	20,13	0,015	7,98
39.3	1,78	11,06	20,16	0,40	728,4	19,36	0,017	7,71
40.1	1,55	11,22	21,20	0,44	316,8	19,84	0,011	8,91
40.2	1,48	9,75	21,29	0,43	314,1	20,06	0,015	9,09
40.3	1,79	10,02	20,78	0,61	311,5	19,85	0,013	8,81
41.1	1,72	9,24	15,02	0,41	174,1	15,21	0,011	7,75
41.2	1,97	10,05	15,41	0,44	174,3	14,98	0,011	7,68
41.3	1,91	9,79	15,09	0,45	173,5	15,15	0,014	7,75
42.1	1,78	10,51	17,03	0,48	192,6	17,09	0,012	7,77
42.2	1,85	10,39	16,94	0,47	195,9	17,25	0,015	9,27
42.3	1,80	10,79	17,18	0,49	194,0	17,37	KPH	9,37

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Mẫu	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg	As
43.1	1,48	10,20	19,91	0,48	222,4	19,17	0,012	9,52
43.2	1,72	11,67	20,14	0,59	223,6	19,22	KPH	9,75
43.3	1,90	10,60	19,97	0,53	226,8	18,99	0,011	9,70
44.1	1,79	10,54	14,00	0,43	167,2	16,03	0,012	7,63
44.2	1,48	10,99	13,83	0,38	167,3	15,74	0,010	7,87
44.3	1,48	10,24	14,07	0,42	168,0	15,86	0,012	7,59
45.1	2,22	8,89	15,06	0,46	181,9	14,87	0,013	6,40
45.2	2,17	9,10	15,16	0,40	177,1	14,91	0,011	7,65
45.3	2,11	7,63	14,95	0,40	180,2	14,89	0,015	7,59
46.1	1,74	10,18	16,32	0,44	180,9	16,45	0,011	7,89
46.2	1,80	8,01	16,34	0,39	181,7	16,71	KPH	8,32
46.3	1,73	9,11	16,54	0,45	180,1	16,54	0,012	8,31
R1.1	1,72	10,54	20,34	1,14	132,6	26,89	0,013	29,33
R1.2	1,60	9,30	20,70	1,17	134,1	26,93	0,012	29,01
R1.3	1,79	9,32	20,50	1,31	134,8	27,11	KPH	29,53
R2.1	0,86	10,31	20,56	0,35	163,2	20,00	0,015	5,32
R2.2	0,86	11,19	20,48	0,39	165,1	20,05	0,011	6,09
R2.3	0,86	10,90	20,14	0,32	163,5	20,08	0,010	5,92
R3.1	1,37	10,93	25,52	0,39	215,0	27,07	0,011	6,70
R3.2	1,67	11,03	25,46	0,35	216,4	26,94	0,012	6,91
R3.3	1,73	10,79	25,59	0,32	213,7	27,37	KPH	6,65

KPH: Không phát hiện, Giới hạn phát hiện của Hg: 0,01 mg/kg

**NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN
 HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**

PHẠM THỊ TRANG VÂN
**PHÓ GIÁM ĐỐC
 TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
 AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 12. Chất lượng nước biển

Trạm	Thông số						
	pH	DO	Nhiệt độ	Độ mặn	TSS	THC	TOC ⁽¹⁾
Đơn vị	-	mg/l	°C	‰	mg/l	mg/l	mg/l
1	8,16	6,37	28,0	3,32	KPH	KPH	KPH
3	8,16	6,32	27,0	3,32	KPH	KPH	KPH
5	8,15	6,35	28,4	3,32	KPH	KPH	KPH
15	8,17	6,30	27,8	3,32	2,17	KPH	KPH
16	8,17	6,30	28,2	3,32	KPH	KPH	KPH
17	8,17	6,31	28,4	3,32	KPH	KPH	KPH
18	8,16	6,30	28,0	3,32	2,93	KPH	KPH
19	8,15	6,33	27,7	3,32	KPH	KPH	KPH
21	8,20	6,50	28,5	3,08	KPH	KPH	KPH
23	8,13	6,33	27,7	3,32	KPH	KPH	KPH
33	8,20	6,42	29,0	3,08	KPH	KPH	KPH
35	8,21	6,45	28,6	3,08	2,50	KPH	KPH
R1	8,08	6,62	29,0	3,13	KPH	KPH	3,06

KPH: Không phát hiện;

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích, MDL của: TSS: 2,0 mg/l; THC: 0,3 mg/l;

MQL: Ngưỡng định lượng của phương pháp, MQL của TOC: 2,4 mg/l.

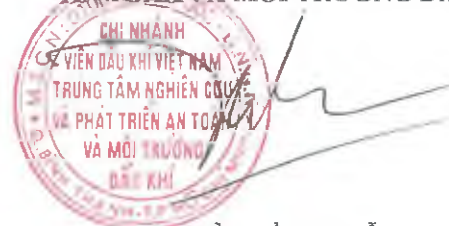
(1): Được phân tích bởi nhà thầu phụ - Trung tâm Dịch vụ phân tích thí nghiệm Thành phố Hồ Chí Minh, Sở Khoa học và Công nghệ Thành phố Hồ Chí Minh (VIMCERTS 147)

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận

4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 13. Kim loại nặng (mg/l) trong nước biển

Trạm	Cu	Pb	Zn	Cd	Ba	Cr	Hg ⁽²⁾	As
1	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
3	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
5	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
15	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
16	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
17	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
18	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
19	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
21	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
23	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
33	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
35	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH
R1	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH	KPH

KPH: Không phát hiện;

MDL: Giới hạn phát hiện của phương pháp phân tích, MDL của: Cu & Ba: 0,002 mg/l; Pb: 0,0015 mg/l; Zn: 0,003 mg/l; Cd: 0,0003 mg/l; Cr: 0,004 mg/l; Hg: 0,00002 mg/l; As: 0,001 mg/l.

(2): Được phân tích bởi nhà thầu phụ - Công ty Cổ phần Dịch vụ tư vấn môi trường Hải Âu (VIMCERTS 117).

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG



PHẠM THỊ TRANG VÂN

PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ



BÙI HỒNG DIỄM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

Bảng 14. Phương pháp phân tích

TT	Thông số	Phương pháp phân tích	Giới hạn phát hiện
I	Nước biển		
1.	Nhiệt độ	SMEWW 2550B:2017	4 ± 50°C
2.	pH	SMEWW 4500H ⁺ :2017	0 ± 14
3.	DO	SMEWW 4500O-G:2017	0 ± 16 mg/L
4.	Độ mặn	SMEWW 2520B:2017	0 – 70 ‰
5.	THC	SMEWW 5520B&F:2017	0,3 mg/L
6.	TSS	SMEWW 2540D:2017	2,0 mg/L
7.	TOC ⁽¹⁾	TCVN 6634-2000 (ISO 8245:1999 (E))	2,4 mg/l
8.	Cu	SMEWW 3113B:2017	0,002 mg/L
9.	Zn	SMEWW 3113B:2017	0,003 mg/L
10.	Cr	SMEWW 3113B:2017	0,004 mg/L
11.	As	SMEWW 3114B:2017	0,001 mg/L
12.	Ba	SMEWW 3113B:2017	0,002 mg/L
13.	Hg ⁽²⁾	SMEWW 3125:2012	0,0002 mg/L
14.	Pb	SMEWW 3113B:2017	0,0015 mg/L
15.	Cd	SMEWW 3113B:2017	0,0003 mg/L
II	Trầm tích		
1.	Kích thước hạt	ISO 11277:2009 + ISO 13320:2009	0,01 – 5000 µm
2.	TOM	TCVN 8941:2011	0,3%
3.	THC	QT.CPSE.HM.09 (Ref US EPA Method 3540C + US EPA Method 3610B + ISO 16703)	0,1 mg/kg
4.	PAH	ISO 18287-2006	
4.1.	<i>Naphthalene</i>	ISO 18287-2006	2,6 µg/kg
4.2.	<i>Acenaphthene</i>	ISO 18287-2006	0,2 µg/kg
4.3.	<i>Acenaphthylene</i>	ISO 18287-2006	0,3 µg/kg
4.4.	<i>Fluorene</i>	ISO 18287-2006	0,7 µg/kg

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BUI HONG DIEM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS

Số: 22.05.054.HLHV.04.22

Ngày: 31/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

--o0o--

TT	Thông số	Phương pháp phân tích	Giới hạn phát hiện
4.5.	<i>Anthracene</i>	ISO 18287-2006	1,0 µg/kg
4.6.	<i>Phenanthrene</i>	ISO 18287-2006	1,8 µg/kg
4.7.	<i>Fluoranthene</i>	ISO 18287-2006	1,3 µg/kg
4.8.	<i>Pyrene</i>	ISO 18287-2006	1,0 µg/kg
4.9.	<i>Benzo(a)anthracene</i>	ISO 18287-2006	0,2 µg/kg
4.10.	<i>Chrysene</i>	ISO 18287-2006	0,4 µg/kg
4.11.	<i>Benzo(b)fluoranthene</i>	ISO 18287-2006	0,3 µg/kg
4.12.	<i>Benzo(k)fluoranthene</i>	ISO 18287-2006	0,4 µg/kg
4.13.	<i>Benzo(a)pyrene</i>	ISO 18287-2006	0,3 µg/kg
4.14.	<i>Indeno(1,2,3-cd)pyrene</i>	ISO 18287-2006	0,7 µg/kg
4.15.	<i>Dibenzo(ah)anthracene</i>	ISO 18287-2006	0,7 µg/kg
4.16.	<i>Benzo(ghi)perylene</i>	ISO 18287-2006	0,7 µg/kg
5.	Cu	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,10 mg/kg
6.	Pb	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,60 mg/kg
7.	Zn	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,10 mg/kg
8.	Cd	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,10 mg/kg
9.	Cr	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,10 mg/kg
10.	Ba	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,30 mg/kg
11.	Hg	TCVN 6649:2000 + SMEWW 3112B:2017	0,01 mg/kg
12.	As	TCVN 6649:2000 + EPA 200.7	0,02 mg/kg

(1): Được phân tích bởi nhà thầu phụ - Trung tâm Dịch vụ phân tích thí nghiệm Thành phố Hồ Chí Minh, Sở Khoa học và Công nghệ Thành phố Hồ Chí Minh (VIMCERTS 147)

(2): Được phân tích bởi nhà thầu phụ - Công ty Cổ phần Dịch vụ tư vấn môi trường Hải Âu (VIMCERTS 117).

**NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN
HÓA HỌC MÔI TRƯỜNG**



PHẠM THỊ TRANG VÂN

**PHÓ GIÁM ĐỐC
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



BUI HONG DIEM

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng

3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Thông số không nằm trong phạm vi đánh giá của VIMCERTS



BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

1. Tên khách hàng: Công ty Liên Doanh Điều Hành Hoàng Long (HLJOC)
2. Địa chỉ: Tầng 20, Tòa nhà Mê Linh Point, số 2 Ngô Đức Kế, Quận 1, Tp Hồ Chí Minh
3. Địa điểm lấy mẫu: vùng lân cận giàn H1-WHP, H4-WHP, H5-WHP và FPSO-TGT1 mỏ Tê Giác Trắng Lô 16-1
4. Loại mẫu: Sinh vật đáy
5. Số lượng mẫu: 225 mẫu
6. Phương pháp phân tích: SOP R3-QA500 & SOP R3-QA501(EPA, 2001)*
7. Ngày nhận mẫu: 18/04/2022
8. Ngày hẹn trả khách hàng: 30/05/2022
9. Kết quả phân tích: Vui lòng xem kết quả ở 25 trang kèm theo

NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC

ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC

HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Quần xã động vật đáy tại trạm tham khảo khu vực TGT

Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES ₁₀₀
Các trạm tham khảo							
R1	57	314	2,40	4,81	0,82	0,07	40
R2	93	1190	5,25	5,13	0,78	0,07	42
R3	78	728	12,19	5,37	0,85	0,04	44
Trung bình các trạm tham khảo	76	744	6,62	5,11	0,82	0,06	42

NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC

ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC

HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Thành phần và phân bố số đơn vị phân loại, mật độ, sinh khối của quần xã động vật đáy tại trạm tham khảo khu vực TGT

Thông số	Trạm	Nhóm				Tổng
		CR	EC	MO	PO	
Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	R1	16	2	9	30	57
	R2	30	5	11	47	93
	R3	22	3	6	47	78
	Trung bình	23	3	9	41	76
	%	29,82	4,39	11,40	54,39	100,00
Mật độ (Cá thể/m ²)	R1	174	4	22	184	384
	R2	558	30	36	376	1000
	R3	306	8	12	324	650
	Trung bình	346	14	23	295	678
	%	51,03	2,06	3,44	43,46	100,00
Sinh khối (g/m ²)	R1	2,35	0,38	0,84	0,80	4,37
	R2	7,88	5,49	1,18	4,97	19,51
	R3	0,71	0,35	0,15	1,85	3,05
	Trung bình	3,64	2,07	0,72	2,54	8,98
	%	40,58	23,08	8,05	28,29	100,00

NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC

ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC



HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**



Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Thông số và chỉ số quần xã động vật đáy tại các trạm khảo sát khu vực TGT							
Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES ₁₀₀
Khu vực H1-WHP							
Trạm trên vòng 250 m							
1	90	868	6,35	5,23	0,81	0,06	43
2	92	1164	6,13	5,15	0,79	0,05	39
3	82	794	6,67	5,14	0,81	0,05	40
4	62	438	2,90	5,13	0,86	0,05	42
Trung bình	82	816	5,51	5,16	0,82	0,05	41
Trạm trên vòng 500 m							
5	82	882	6,17	5,18	0,81	0,05	41
6	97	1110	4,09	5,44	0,82	0,05	45
7	89	850	9,54	5,55	0,86	0,04	46
8	82	848	3,44	5,30	0,83	0,05	44
Trung bình	88	923	5,81	5,37	0,83	0,05	44
Trạm trên vòng 1000 m							
9	91	1048	12,72	5,26	0,81	0,05	41
10	99	964	6,08	5,51	0,83	0,04	45
11	84	622	3,25	5,36	0,84	0,05	46
12	88	762	4,97	5,53	0,86	0,04	47
Trung bình	91	849	6,75	5,41	0,83	0,05	45
NGƯỜI DÙNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC				GIÁM ĐỐC			
 ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG				 HOÀNG THÁI LỘC			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện 							



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES ₁₀₀
Trạm trên vòng 2000 m							
13	80	880	5,42	5,02	0,79	0,07	40
Trạm trên vòng 4000 m							
14	90	746	8,07	5,62	0,87	0,04	48
GTNN	62	438	2,90	5,02	0,79	0,04	39
GTLN	99	1164	12,72	5,62	0,87	0,07	48
Trung bình khu vực	86	855	6,13	5,32	0,83	0,05	43
Trung bình tham khảo	76	744	6,62	5,11	0,82	0,06	42
Khu vực FPSO							
15	91	816	7,38	5,41	0,83	0,05	45
16	67	688	4,83	4,99	0,82	0,06	39
17	96	744	9,16	5,72	0,87	0,03	49
18	83	666	6,60	5,56	0,87	0,04	47
GTNN	67	666	4,83	4,99	0,82	0,03	39
GTLN	96	816	9,16	5,72	0,87	0,06	49
Trung bình khu vực	84	729	7,00	5,42	0,85	0,04	45
Trung bình tham khảo	76	744	6,62	5,11	0,82	0,06	42

<p>NGƯỜI ĐŨNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
--	--

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



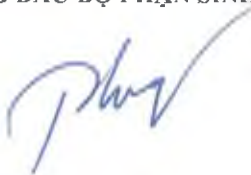
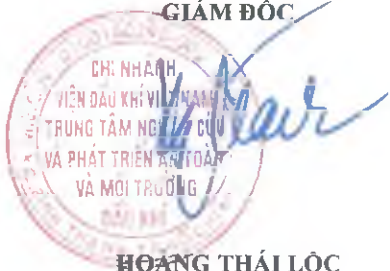
**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loại (0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES ₁₀₀
Khu vực H4-WHP							
Trạm trên vòng 250 m							
19	79	644	2,64	5,42	0,86	0,04	46
20	94	770	8,33	5,75	0,88	0,03	50
21	67	476	3,18	5,37	0,88	0,04	44
22	95	844	15,22	5,76	0,88	0,03	49
Trung bình	84	684	7,34	5,57	0,87	0,04	47
Trạm trên vòng 500 m							
23	103	972	13,10	5,77	0,86	0,03	49
24	88	756	2,33	5,73	0,89	0,03	49
25	76	592	4,34	5,51	0,88	0,03	45
26	75	410	2,13	5,62	0,90	0,03	50
Trung bình	86	683	5,48	5,66	0,88	0,03	48
Trạm trên vòng 1000 m							
27	85	640	2,97	5,63	0,88	0,03	49
28	87	566	5,91	5,78	0,90	0,03	52
29	67	426	3,16	5,16	0,85	0,05	43
Trung bình	80	544	4,01	5,52	0,88	0,04	48
Trạm trên vòng 2000 m							
31	84	630	6,55	5,79	0,91	0,03	51
NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC				GIÁM ĐỐC			
 ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG				 HOÀNG THÁI LỘC			
<ol style="list-style-type: none"> Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng (*) Phương pháp được Vilas công nhận (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện 							





**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES100
Trạm trên vòng 4000 m							
32	80	610	3,99	5,62	0,89	0,03	48
GTNN	67	410	2,13	5,16	0,85	0,03	43
GTLN	103	972	15,22	5,79	0,91	0,05	52
Trung bình khu vực	83	641	5,68	5,61	0,88	0,03	48
Trung bình tham khảo	76	744	6,62	5,11	0,82	0,06	42
Khu vực H5-WHP							
Trạm trên vòng 250 m							
33	66	546	3,04	5,30	0,88	0,04	42
34	75	564	2,99	5,55	0,89	0,03	46
35	91	776	8,96	5,51	0,86	0,03	44
36	87	832	16,09	5,68	0,89	0,03	47
Trung bình	80	680	7,77	5,51	0,88	0,03	45
Trạm trên vòng 500 m							
37	84	744	4,72	5,68	0,89	0,03	47
38	58	314	2,40	4,89	0,84	0,07	44
39	109	1190	5,25	5,79	0,86	0,03	47
40	91	728	12,19	5,67	0,87	0,04	49
Trung bình	86	744	6,14	5,51	0,86	0,04	46
NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC				GIÁM ĐỐC			
 ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG				 HOÀNG THÁI LỘC			
<ol style="list-style-type: none"> Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng (*) Phương pháp được Vilas công nhận (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện 							



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)	Mật độ CT/m ²	Sinh khối g/m ²	H(s)	J	C	ES ₁₀₀
Trạm trên vòng 1000 m							
41	63	390	3,80	5,18	0,87	0,04	43
42	45	362	2,18	4,53	0,82	0,07	33
43	79	714	13,46	5,43	0,86	0,04	44
44	59	430	5,22	4,72	0,80	0,07	38
Trung bình	62	474	6,16	4,96	0,84	0,05	39
Trạm trên vòng 2000 m							
45	59	356	7,62	4,91	0,83	0,06	42
Trạm trên vòng 4000 m							
46	53	466	7,21	4,59	0,80	0,07	34
GTNN	45	314	2,18	4,53	0,80	0,03	33
GTLN	109	1190	16,09	5,79	0,89	0,07	49
Trung bình khu vực	73	601	6,80	5,25	0,85	0,05	43
Trung bình tham khảo	76	744	6,62	5,11	0,82	0,06	42



<p>NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p> <p style="text-align: center;"><i>Phu</i></p> <p style="text-align: center;">ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p style="text-align: center;">GIÁM ĐỐC</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">HOÀNG THÁI LỘC</p>
---	---

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

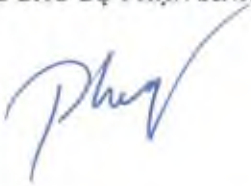

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Thành phần và phân bố số đơn vị phân loại động vật đáy khu vực TGT					
Trạm	Số đơn vị phân loài (/0,5m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Khu vực H1-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
1	27	3	6	54	90
2	22	5	16	49	92
3	24	2	9	47	82
4	17	1	7	37	62
Trung bình	23	3	10	47	82
%	27,61	3,37	11,66	57,36	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
5	23	5	7	47	82
6	30	2	15	50	97
7	24	4	9	52	89
8	20	3	9	50	82
Trung bình	24	4	10	50	88
%	27,71	4,00	11,43	56,86	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					
9	24	4	8	55	91
10	27	3	11	58	99
11	27	2	10	45	84
12	23	4	9	52	88
NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC			GIÁM ĐỐC		
 ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG			 HOÀNG THÁI LỘC		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện 					



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loài (/0,5m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Trung bình	25	3	10	53	91
%	27,90	3,59	10,50	58,01	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
13	23	6	5	46	80
%	28,75	7,50	6,25	57,50	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
14	26	3	11	50	90
%	28,89	3,33	12,22	55,56	100,00
GTNN	17	1	5	37	62
GTLN	30	6	16	58	99
Trung bình khu vực	24	3	9	49	86
%	27,90	3,89	10,93	57,28	100,00
Trung bình tham khảo	23	3	9	41	76
%	29,82	4,39	11,40	54,39	100,00
Khu vực FPSO					
15	23	4	16	48	91
16	21	4	6	36	67
17	30	3	6	57	96
18	24	4	13	42	83
GTNN	21	3	6	36	67

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC

ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC

HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loài (/0,5m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
GTLN	30	4	16	57	96
Trung bình khu vực	25	4	10	46	84
%	29,08	4,45	12,17	54,30	100,00
Trung bình tham khảo	23	3	9	41	76
%	29,82	4,39	11,40	54,39	100,00
Khu vực H4-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
19	23	3	7	46	79
20	31	8	11	44	94
21	23	5	5	34	67
22	24	6	11	54	95
Trung bình	25	6	9	45	84
%	30,15	6,57	10,15	53,13	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
23	25	3	14	61	103
24	26	3	11	48	88
25	23	3	9	41	76
26	24	6	9	36	75
Trung bình	25	4	11	47	86
%	28,65	4,39	12,57	54,39	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					

<p>NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
---	---

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLVH-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loài (/0,5m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
27	25	6	10	44	85
28	22	4	12	49	87
29	18	4	8	37	67
Trung bình	22	5	10	43	80
%	27,20	5,86	12,55	54,39	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
31	24	7	3	50	84
%	28,57	8,33	3,57	59,52	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
32	24	4	6	46	80
%	30,00	5,00	7,50	57,50	100,00
GTNN	18	3	3	34	67
GTLN	31	8	14	61	103
Trung bình khu vực	24	5	9	45	83
%	28,89	5,74	10,74	54,63	100,00
Trung bình tham khảo	23	3	9	41	76
%	29,82	4,39	11,40	54,39	100,00
Khu vực H5-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
33	21	6	6	33	66
34	20	5	9	41	75

<p>NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
---	---

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loài (/0,5m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
35	23	6	11	51	91
36	27	4	6	50	87
Trung bình	23	5	8	44	80
%	28,53	6,58	10,03	54,86	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
37	21	8	13	42	84
38	16	6	9	27	58
39	29	9	12	59	109
40	30	2	12	47	91
Trung bình	24	6	12	44	86
%	28,07	7,31	13,45	51,17	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					
41	22	6	9	26	63
42	16	3	5	21	45
43	22	8	11	38	79
44	18	7	8	26	59
Trung bình	20	6	8	28	62
%	31,71	9,76	13,41	45,12	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
45	21	6	7	25	59
%	35,59	10,17	11,86	42,37	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					

<p>NGƯỜI ĐỪNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
---	---

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Số đơn vị phân loại (/0,5m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
46	17	5	7	24	53
%	32,08	9,43	13,21	45,28	100,00
GTNN	16	2	5	21	45
GTLN	30	9	13	59	109
Trung bình khu vực	22	6	9	36	73
%	29,74	7,95	12,27	50,05	100,00
Trung bình tham khảo	23	3	9	41	76
%	29,82	4,39	11,40	54,39	100,00

<p>NGƯỜI ĐỪNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
---	---

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (***) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Thành phần và phân bố mật độ động vật đáy khu vực TGT

Trạm	Mật độ (Cá thể/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Khu vực HI-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
1	454	6	22	386	868
2	544	12	48	560	1164
3	382	4	24	384	794
4	138	2	22	276	438
Trung bình	380	6	29	402	816
%	46,51	0,74	3,55	49,20	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
5	418	16	20	428	882
6	586	10	66	448	1110
7	324	12	28	486	850
8	294	10	32	512	848
Trung bình	406	12	37	469	923
%	43,96	1,30	3,96	50,79	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					
9	522	20	22	484	1048
10	440	18	30	476	964
11	280	6	34	302	622
12	284	18	28	432	762

NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC

ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC

HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Mật độ (Cá thể/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Trung bình	382	16	29	424	849
%	44,94	1,83	3,36	49,88	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
13	440	28	32	380	880
%	50,00	3,18	3,64	43,18	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
14	356	8	46	336	746
%	47,72	1,07	6,17	45,04	100,00
GTNN	138	2	20	276	438
GTLN	586	28	66	560	1164
Trung bình khu vực	390	12	32	421	855
%	45,61	1,42	3,79	49,18	100,00
Trung bình tham khảo	290	21	43	391	744
%	38,98	2,78	5,73	52,51	100,00
Khu vực FPSO					
15	390	12	42	372	816
16	236	10	24	418	688
17	262	12	16	454	744
18	246	16	36	368	666
GTNN	236	10	16	368	666

NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC



ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC




HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Mật độ (Cá thể/m ³)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
GTLN	390	16	42	454	816
Trung bình khu vực	284	13	30	403	729
%	38,92	1,72	4,05	55,32	100,00
Trung bình tham khảo	290	21	43	391	744
%	38,98	2,78	5,73	52,51	100,00
Khu vực H4-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
19	284	14	14	332	644
20	312	24	50	384	770
21	190	30	18	238	476
22	282	20	48	494	844
Trung bình	267	22	33	362	684
%	39,06	3,22	4,75	52,96	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
23	364	24	42	542	972
24	274	10	40	432	756
25	250	18	26	298	592
26	164	14	24	208	410
Trung bình	263	17	33	370	683
%	38,53	2,42	4,84	54,21	100,00

<p>NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
<p>1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện</p>	



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Mật độ (Cá thể/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Trạm trên vòng 1000 m					
27	274	28	24	314	640
28	234	12	38	282	566
29	186	8	24	208	426
Trung bình	231	16	29	268	544
%	42,52	2,94	5,27	49,26	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
31	212	20	16	382	630
%	33,65	23,81	19,05	454,76	750,00
Trạm trên vòng 4000 m					
32	232	10	20	348	610
%	38,03	1,64	3,28	57,05	100,00
GTNN	164	8	14	208	410
GTLN	364	30	50	542	972
Trung bình khu vực	251	18	30	343	641
%	39,08	2,78	4,61	53,53	100,00
Trung bình tham khảo	290	21	43	391	744
%	38,98	2,78	5,73	52,51	100,00
Khu vực H5-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					

<p>NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
--	--

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Mật độ (Cá thể/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
33	246	32	30	238	546
34	198	28	46	292	564
35	298	20	38	420	776
36	276	14	16	526	832
Trung bình	255	24	33	369	680
%	37,45	3,46	4,78	54,30	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
37	244	46	72	382	744
38	150	16	24	124	314
39	420	38	66	666	1190
40	300	8	38	382	728
Trung bình	279	27	50	389	744
%	37,43	3,63	6,72	52,22	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					
41	162	20	30	178	390
42	152	12	18	180	362
43	248	24	46	396	714
44	228	20	22	160	430
Trung bình	198	19	29	229	474
%	41,67	4,01	6,12	48,21	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
45	190	24	18	124	356

<p>NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: center;">ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p style="text-align: right;">GIAM ĐỐC</p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: center;">HOÀNG THÁI LỘC</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện 	



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Mật độ (Cá thể/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
%	53,37	6,74	5,06	34,83	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
46	214	16	14	222	466
%	45,92	3,43	3,00	47,64	100,00
GTNN	150	8	14	124	314
GTLN	420	46	72	666	1190
Trung bình khu vực	238	23	34	306	601
%	39,54	3,78	5,68	51,00	100,00
Trung bình tham khảo	290	21	43	391	744
%	38,98	2,78	5,73	52,51	100,00

NGƯỜI ĐỨNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC

ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG

GIÁM ĐỐC

HOÀNG THÁI LỘC

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Thành phần và phân bố sinh khối động vật đáy khu vực TGT					
Trạm	Sinh khối (g/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Khu vực H1-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
1	0,90	2,01	0,45	2,99	6,35
2	0,89	1,75	0,38	3,11	6,13
3	1,81	0,03	0,48	4,35	6,67
4	0,40	0,01	0,13	2,36	2,90
Trung bình	1,00	0,95	0,36	3,20	5,51
%	18,16	17,18	6,52	58,14	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
5	0,73	1,82	1,02	2,60	6,17
6	1,19	0,31	0,31	2,28	4,09
7	1,52	1,20	0,29	6,54	9,54
8	0,41	0,07	0,38	2,59	3,44
Trung bình	0,96	0,85	0,50	3,50	5,81
%	16,57	14,60	8,57	60,26	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					
9	0,99	6,56	0,86	4,31	12,72
10	0,73	2,18	0,21	2,96	6,08
11	0,34	0,20	0,22	2,48	3,25
12	1,31	0,27	0,11	3,28	4,97
NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC			GIÁM ĐỐC		
ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG			HOÀNG THÁI LỘC		
<ol style="list-style-type: none">1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện					



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Sinh khối (g/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Trung bình	0,84	2,30	0,35	3,26	6,75
%	12,48	34,09	5,18	48,26	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
13	1,48	0,24	0,49	3,21	5,42
%	27,38	4,35	9,08	59,19	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
14	2,47	1,34	0,39	3,87	8,07
%	30,56	16,60	4,83	48,00	100,00
GTNN	0,34	0,01	0,11	2,28	2,90
GTLN	2,47	6,56	1,02	6,54	12,72
Trung bình khu vực	1,08	1,28	0,41	3,35	6,13
%	17,69	20,94	6,66	54,72	100,00
Trung bình tham khảo	1,34	0,27	2,00	3,01	6,62
%	20,18	4,13	30,17	45,52	100,00
Khu vực FPSO					
15	1,79	1,92	0,52	3,15	7,38
16	0,49	0,07	0,12	4,15	4,83
17	3,58	1,67	1,81	2,10	9,16
18	1,81	0,72	0,59	3,48	6,60
GTNN	0,49	0,07	0,12	2,10	4,83

<p style="text-align: center;">NGƯỜI ĐÚNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p style="text-align: center;">GIÁM ĐỐC</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">HOÀNG THÁI LỘC</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện 	





**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Sinh khối (g/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
GTLN	3,58	1,92	1,81	4,15	9,16
Trung bình khu vực	1,92	1,09	0,76	3,22	7,00
%	27,41	15,64	10,91	46,04	100,00
Trung bình tham khảo	1,34	0,27	2,00	3,01	6,62
%	20,18	4,13	30,17	45,52	100,00
Khu vực H4-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
19	0,48	0,02	0,32	1,81	2,64
20	0,81	1,70	2,93	2,89	8,33
21	0,78	0,41	0,42	1,57	3,18
22	4,02	2,07	3,35	5,78	15,22
Trung bình	1,52	1,05	1,76	3,01	7,34
%	20,74	14,32	23,90	41,04	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
23	0,89	0,51	8,47	3,24	13,10
24	0,59	0,15	0,27	1,32	2,33
25	0,53	0,24	0,49	3,08	4,34
26	0,65	0,08	0,42	0,99	2,13
Trung bình	0,66	0,25	2,41	2,16	5,48
%	12,11	4,47	44,04	39,38	100,00
NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC  ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG			GIÁM ĐỐC  HOÀNG THÁI LỘC		
1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (***) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện					





**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Sinh khối (g/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
Trạm trên vòng 1000 m					
27	0,33	0,35	1,24	1,06	2,97
28	0,93	0,10	1,55	3,33	5,91
29	1,15	0,02	0,36	1,63	3,16
Trung bình	0,80	0,15	1,05	2,00	4,01
%	20,03	3,86	26,14	49,98	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
31	1,53	2,23	0,14	2,66	6,55
%	23,35	33,97	2,11	40,57	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
32	2,20	0,11	0,13	1,55	3,99
%	55,17	2,81	3,26	38,77	100,00
GTNN	0,33	0,02	0,13	0,99	2,13
GTLN	4,02	2,23	8,47	5,78	15,22
Trung bình khu vực	1,14	0,61	1,54	2,38	5,68
%	20,15	10,82	27,19	41,84	100,00
Trung bình tham khảo	1,34	0,27	2,00	3,01	6,62
%	20,18	4,13	30,17	45,52	100,00
Khu vực H5-WHP					
Trạm trên vòng 250 m					
NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC			GIÁM ĐỐC		
 ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG			 HOÀNG THÁI LỘC		
1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện					





**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn

BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22
Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Sinh khối (g/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
33	0,69	0,32	0,42	1,62	3,04
34	0,75	0,26	0,43	1,56	2,99
35	1,16	0,15	3,85	3,80	8,96
36	1,33	0,34	11,54	2,88	16,09
Trung bình	0,98	0,27	4,06	2,47	7,77
%	12,64	3,41	52,22	31,72	100,00
Trạm trên vòng 500 m					
37	2,35	0,16	0,27	1,95	4,72
38	0,30	0,09	0,28	1,73	2,40
39	1,34	0,56	0,38	2,97	5,25
40	2,37	0,17	5,32	4,33	12,19
Trung bình	1,59	0,25	1,56	2,75	6,14
%	25,85	4,00	25,45	44,70	100,00
Trạm trên vòng 1000 m					
41	1,74	0,09	0,27	1,70	3,80
42	0,34	0,05	0,24	1,55	2,18
43	1,16	2,07	6,18	4,05	13,46
44	0,25	3,78	0,35	0,83	5,22
Trung bình	0,87	1,50	1,76	2,03	6,16
%	14,19	24,30	28,53	32,98	100,00
Trạm trên vòng 2000 m					
45	3,09	0,22	2,58	1,73	7,62
NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC  ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG			GIÁM ĐỐC  HOÀNG THÁI LỘC		
1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử 2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng 3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận 4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện					



**VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM
TRUNG TÂM NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN
AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ**

Lô E2b-5, Đường D1, Khu công nghệ cao, P. Tân Phú, Q.9, TPHCM
Tel: 84-8-355 66 075 - Fax: 84-8-355 66 076 - Email: cpse@vpi.pvn.vn
Website: www.vpi.pvn.vn



BM.CPSE.SH.01.01 Phiếu trả kết quả phân tích

Số: 22.05.06.HLHV-04/22

Ngày: 30/05/2022

PHIẾU KẾT QUẢ PHÂN TÍCH

Trạm	Sinh khối (g/m ²)				Tổng
	CR	EC	MO	PO	
%	40,60	2,83	33,91	22,65	100,00
Trạm trên vòng 4000 m					
46	4,15	0,81	0,10	2,14	7,21
%	57,63	11,27	1,44	29,66	100,00
GTNN	0,25	0,05	0,10	0,83	2,18
GTLN	4,15	3,78	11,54	4,33	16,09
Trung bình khu vực	1,50	0,65	2,30	2,35	6,80
%	22,10	9,52	33,86	34,52	100,00
Trung bình tham khảo	1,34	0,27	2,00	3,01	6,62
%	20,18	4,13	30,17	45,52	100,00

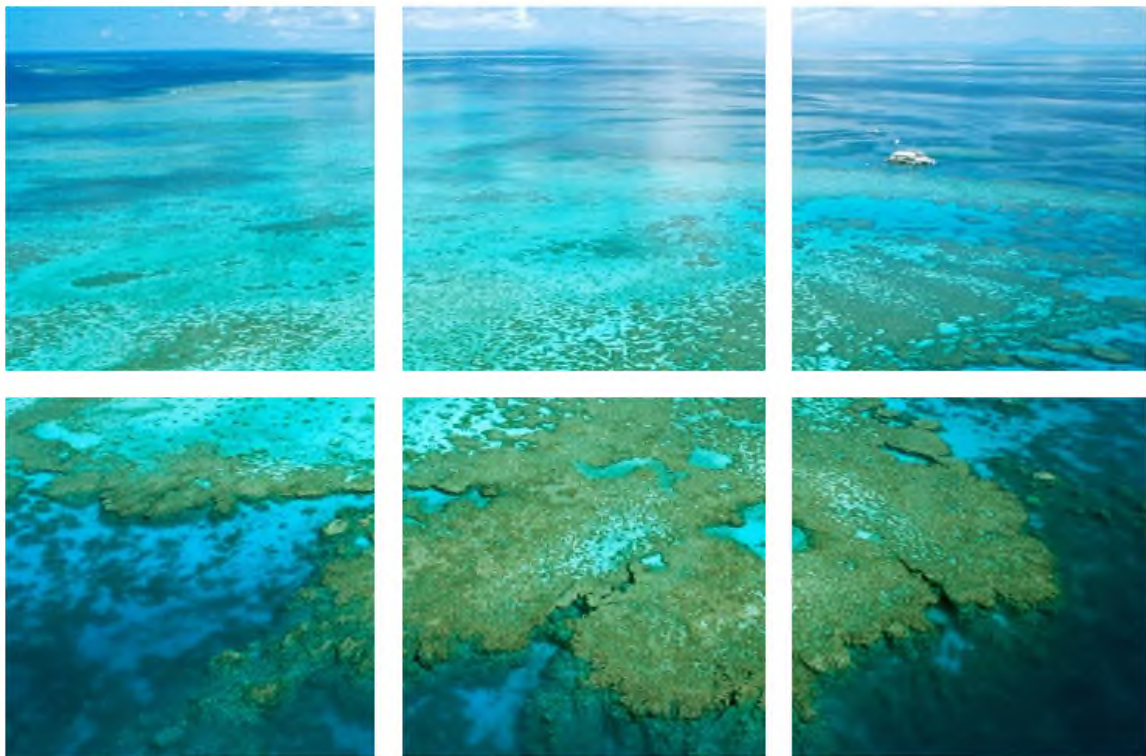
<p>NGƯỜI ĐƯNG ĐẦU BỘ PHẬN SINH HỌC</p>  <p>ĐOÀN ĐẶNG PHI CÔNG</p>	<p>GIÁM ĐỐC</p>  <p>HOÀNG THÁI LỘC</p>
---	---

1. Các kết quả ghi trong phiếu này chỉ có giá trị trên mẫu thử
2. Thông tin về mẫu được ghi theo yêu cầu của khách hàng
3. (*) Phương pháp được Vilas công nhận
4. (**) Kết quả do nhà thầu phụ thực hiện

PHỤ LỤC 2:
KẾT QUẢ MÔ HÌNH
PHÂN TÁN DUNG DỊCH KHOAN & MÙN
KHOAN

Chú dự án (ký tên)

KẾT QUẢ MÔ HÌNH PHÂN TÁN DUNG DỊCH KHOAN & MÙN KHOAN



PHẦN I. GIỚI THIỆU

1.1. Giới thiệu phần mềm

1.1.1. Giới thiệu chung mô hình

- Phần mềm: CHEMMAP version 6.7.2
- Nhà sản xuất: Applied Science Associates, Inc. (ASA)
- Dữ liệu cho mô hình: Environmental Data Servers (EDS).

Chemmap là phần mềm phân tích và mô phỏng sự di chuyển, lan truyền và lắng đọng vật chất trong cột nước và trên bề mặt đáy biển. Nguyên lý của mô hình được dựa trên mô hình tính toán các quá trình thay đổi trong quá trình phát tán các vật liệu xuống biển thông qua 03 giai đoạn được nghiên cứu thí nghiệm và kiểm tra thực địa của Koh và Chang (1973):

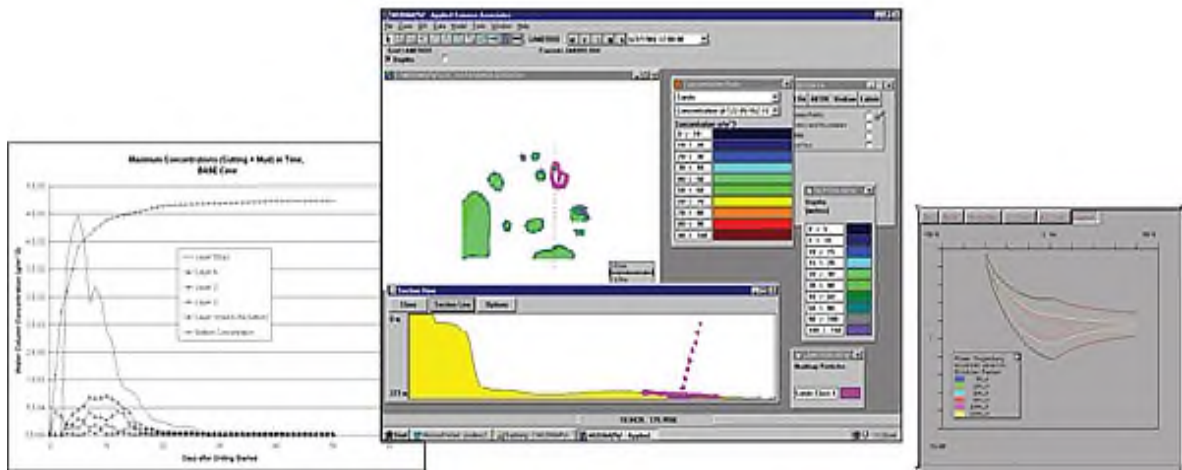
- Giai đoạn 1: Giai đoạn phân tán - Sự phân tán khi rơi tự do của khối vật liệu.
- Giai đoạn 2: Giai đoạn phá vỡ liên kết vật liệu - Sự phá vỡ liên kết của khối vật liệu do động lượng ban đầu của khối vật liệu khi va chạm vào nền đáy biển.
- Giai đoạn 3: Giai đoạn phát tán – Mô hình mô dự đoán sự di chuyển và phát tán của vật liệu bởi tác động của dòng chảy.

Các thuật toán tính toán cho các quá trình chính ảnh hưởng đến sự phát tán của vật liệu:

- Khởi tạo sự phân tán ban đầu của vật chất khi nó được thả vào môi trường.
- Tính toán độ phân tán trong cột nước, lắng đọng xuống đáy biển dưới tác động của điều kiện khí tượng hải văn tại khu vực.

Khả năng ứng dụng của CHEMMAP

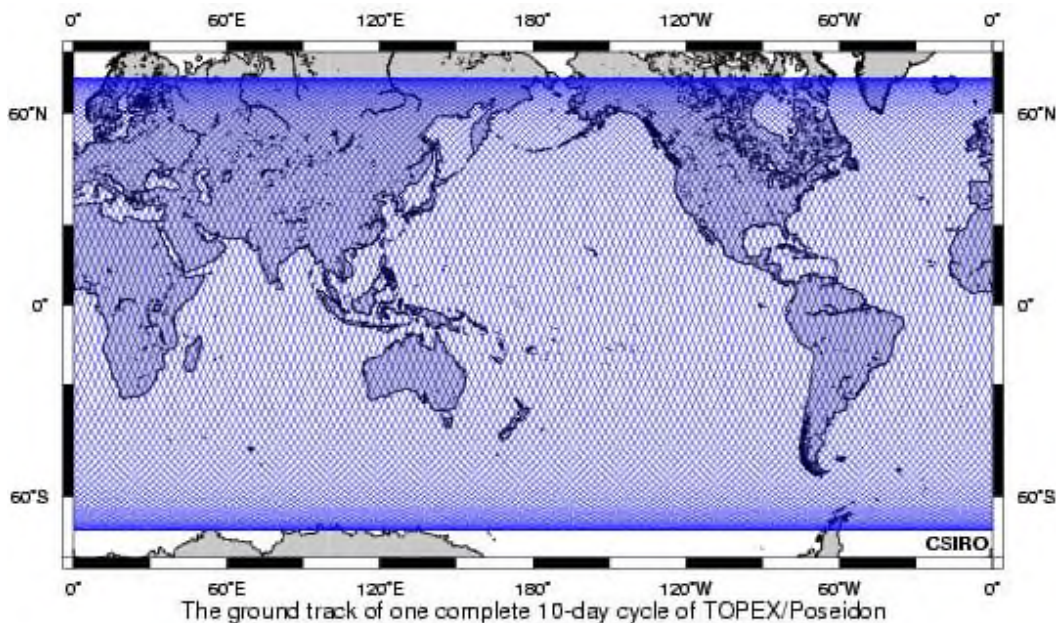
- CHEMMAP có thể sử dụng để chạy cho tất cả các nơi trên thế giới với đầy đủ dữ liệu về thông tin địa hình và khí tượng thủy văn. CHEMMAP có thể sử dụng hệ thống bản đồ ở tất cả các kích cỡ và tỉ lệ khác nhau nhờ sự hỗ trợ của khả năng tích hợp với các hệ thống GIS.



Hình 1. Giao diện mô hình

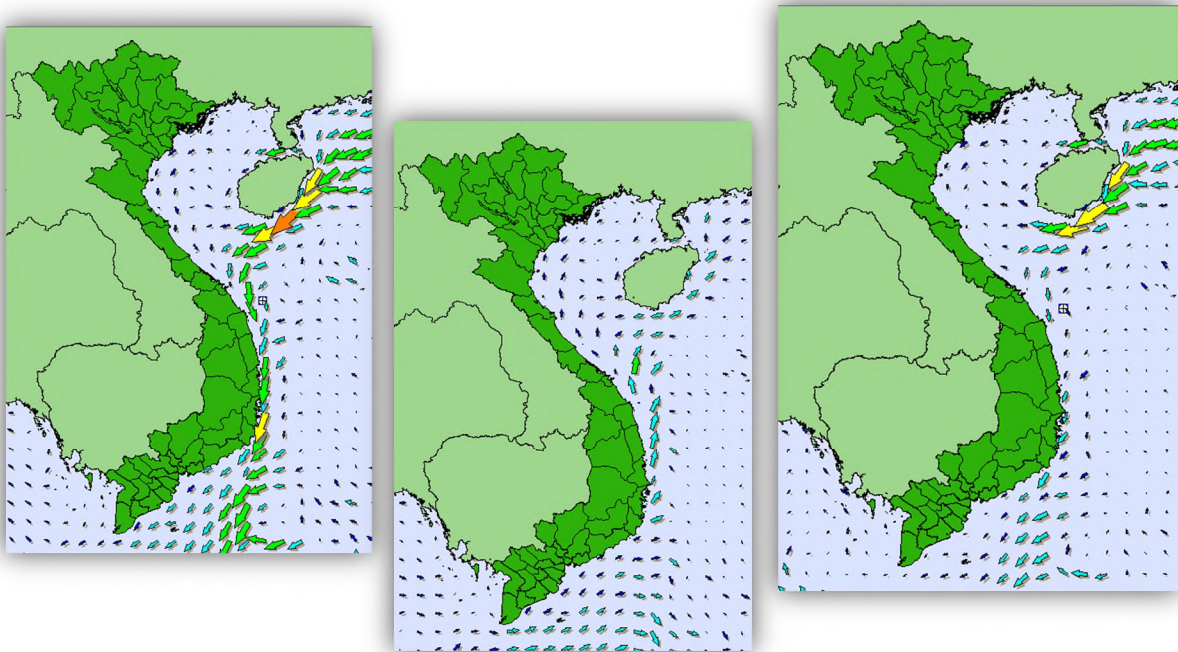
1.1.2. Hệ thống dữ liệu được sử dụng

Hệ thống cơ sở dữ liệu trực tuyến EDS được phát triển bởi ASA nhằm phục vụ cho công tác tìm kiếm và ứng phó sự cố lan truyền dầu và hóa chất và áp dụng được trên phạm vi toàn thế giới. ASA đã có hơn 20 năm kinh nghiệm trong việc phát triển và khai thác các hệ thống dữ liệu môi trường và hệ thống thông tin dữ liệu địa lý. EDS là hệ thống cơ sở dữ liệu trực tuyến cung cấp dữ liệu vệ khí tượng thủy văn cho các khu vực biển trên phạm vi toàn cầu. Dữ liệu của EDS được cung cấp từ các nguồn đáng tin cậy như: Hải quân Hoa Kỳ, Hải Quân Hoàng Gia Úc, NOAA, Các dữ liệu này được đo thông qua hệ thống số lượng lớn các vệ tinh quét liên tục trên phạm vi toàn cầu trong đó có cả khu vực biển Việt Nam.



Hình 2. Lưới quét của các vệ tinh khí tượng trong vòng 10 ngày

Đối với khu vực biển Việt Nam, ASA đã tiến hành thử nghiệm để đánh giá tính chính xác của dữ liệu cung cấp từ EDS bằng cách so sánh kết quả với những trạm đo được đặt ở ven bờ biển Việt Nam. Kết quả thử nghiệm so sánh cho thấy dữ liệu của hệ thống EDS có tính chính xác cao cho vùng biển Việt Nam. Ngoài ra hệ thống dữ liệu EDS đã được sử dụng và cho kết quả chính xác cho nhiều dự án khác nhau trên biển Việt Nam. Gần đây Ủy ban quốc gia Ứng phó sự cố, thiên tai và tìm kiếm cứu nạn (VINASARCOM) cũng sử dụng hệ thống dữ liệu này cho những hoạt động của mình.



Hình 3. Dữ liệu dòng chảy của EDS tại Việt Nam

1.1.3. Thông số chạy mô hình

Nhiệt độ nước biển

Dữ liệu về nhiệt độ trung bình nước biển được lấy từ dữ liệu của Trung Tâm Hải Dương Học Quốc Gia Úc – Atlas Đại Dương Toàn Cầu (www.metoc.gov.au) và được thu thập theo nhiều mùa với nhiệt độ thấp nhất là 23°C và cao nhất là 30°C. Trong báo cáo này sẽ chọn trường hợp xấu nhất là nhiệt độ nước biển khoảng 23°C, bởi vì nhiệt độ càng thấp thì khả năng bay hơi của các chất càng thấp.

Dữ liệu dòng chảy

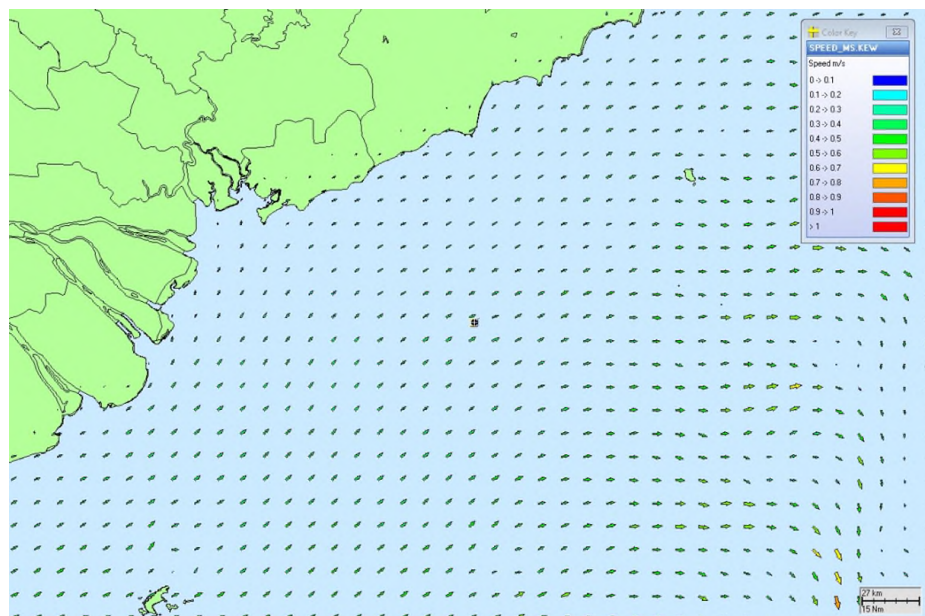
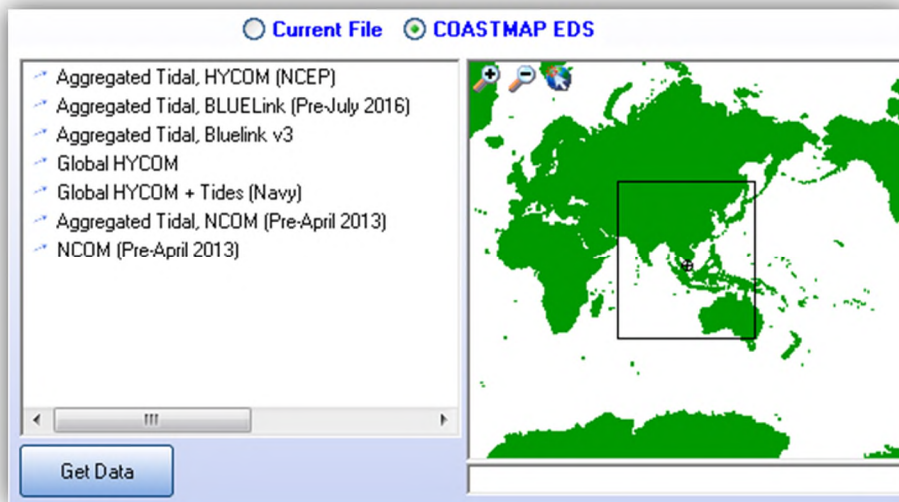
Dữ liệu dòng chảy của báo cáo này được lấy từ cơ sở dữ liệu của Hải Quân Hoa Kỳ (NCOM). NCOM được phát triển tại phòng thí nghiệm của hải quân Hoa Kỳ (NRL) và được điều hành bởi văn phòng hải dương học của hải quân Hoa Kỳ.

Dữ liệu gió

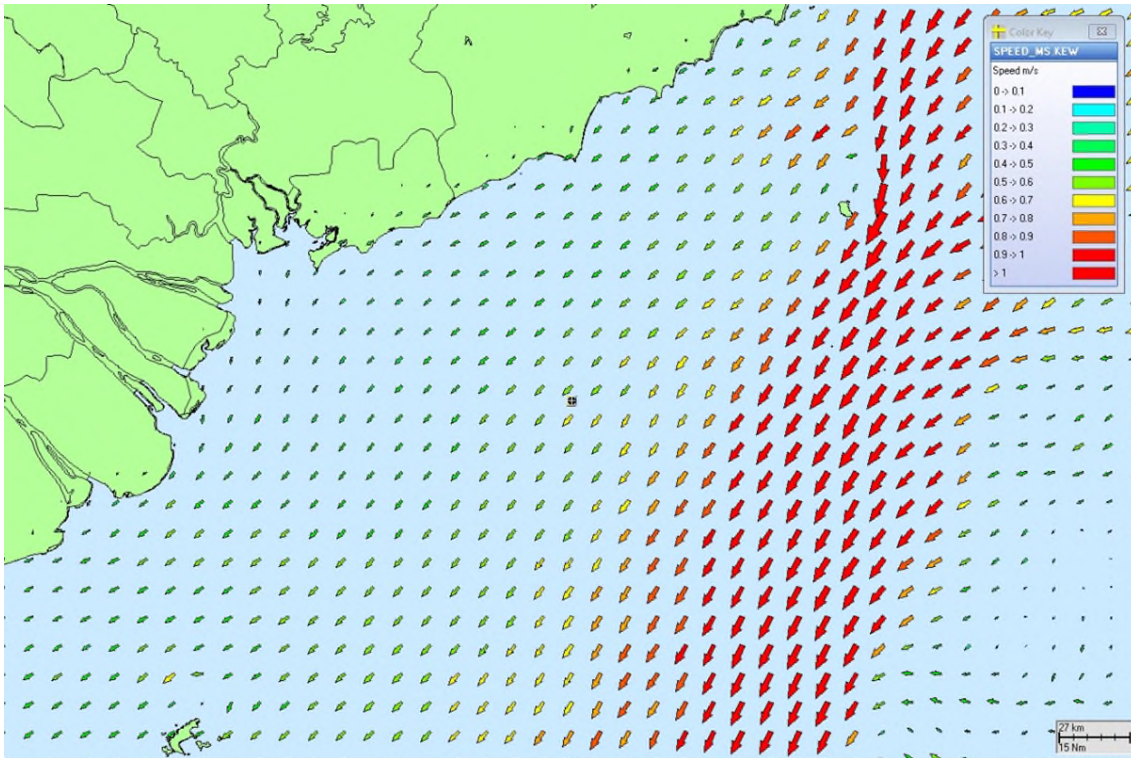
Dữ liệu về gió được lấy từ cơ sở dữ liệu của Trung Tâm Quốc Gia về Dự Đoán Môi Trường của Hoa Kỳ (NCEP) và được cung cấp bởi NOAA’s (Cơ quan quản lý đại dương và khí quyển quốc gia của Hoa Kỳ).

1.2. Thông số khí tượng

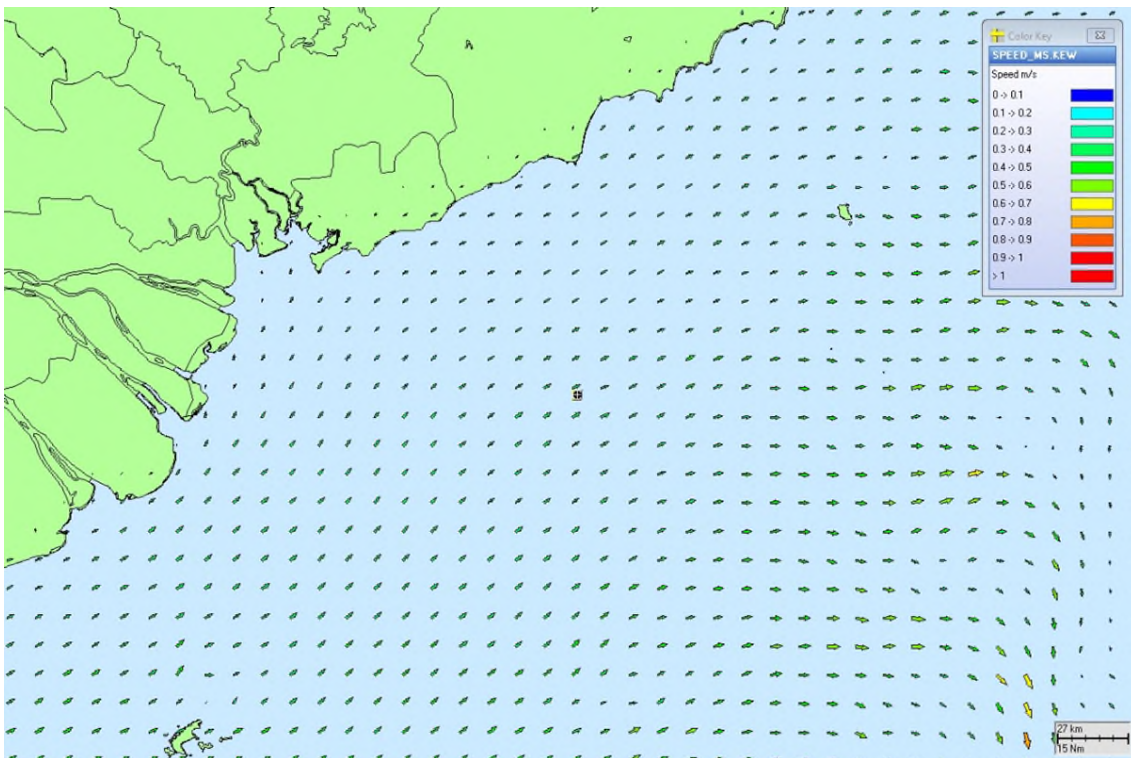
Dữ liệu dòng chảy và hướng gió cho việc mô phỏng kịch bản được mô hình kết nối trực tuyến với hệ thống cơ sở dữ liệu trực tuyến EDS. Dữ liệu dòng chảy và hướng gió từ máy chủ của EDS sẽ được trả về phần mềm mô hình để có thể mô phỏng cho từng kịch bản.



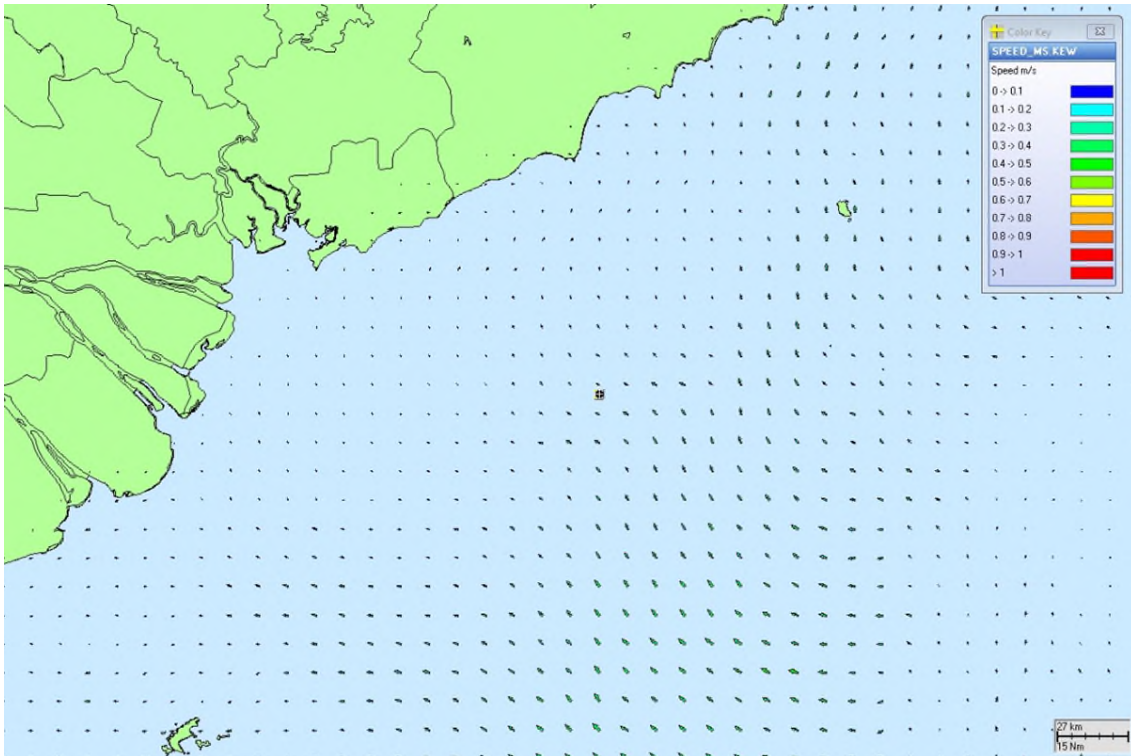
Hình 4. Kết nối dữ liệu dòng chảy với hệ thống EDS



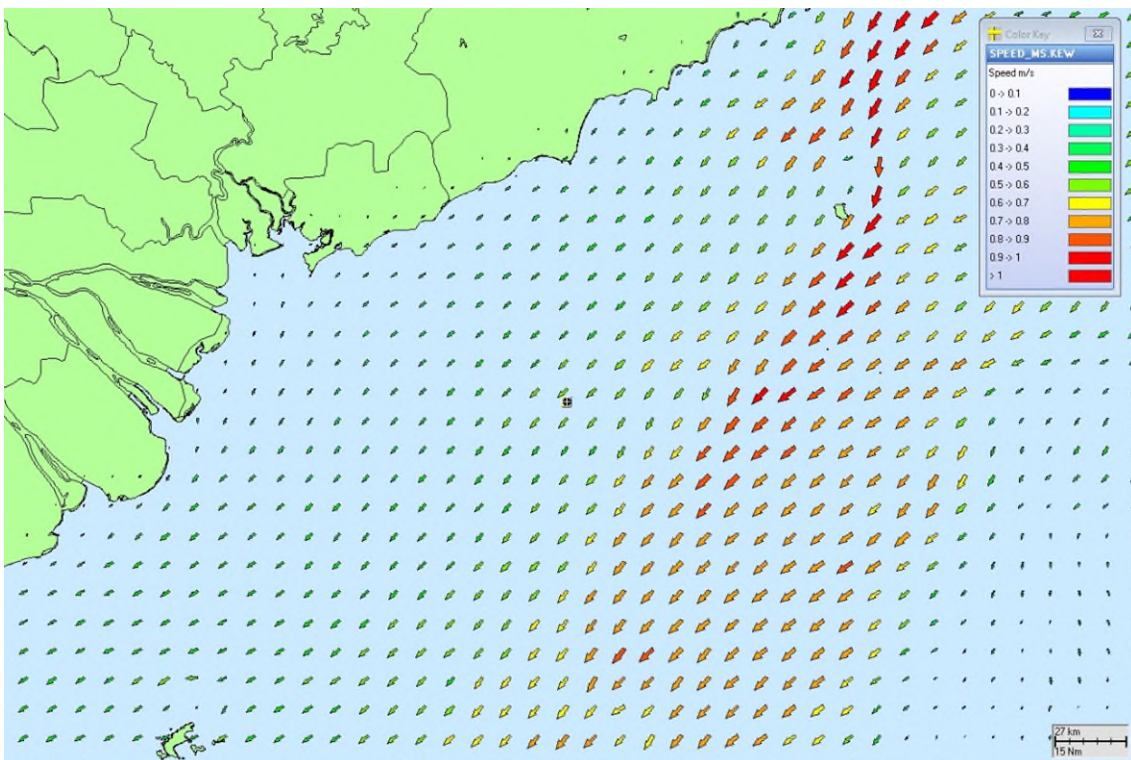
**Hình 5. Dòng chảy khu vực dự án thời kỳ gió mùa Đông Bắc
(tháng 11 – tháng 3)**



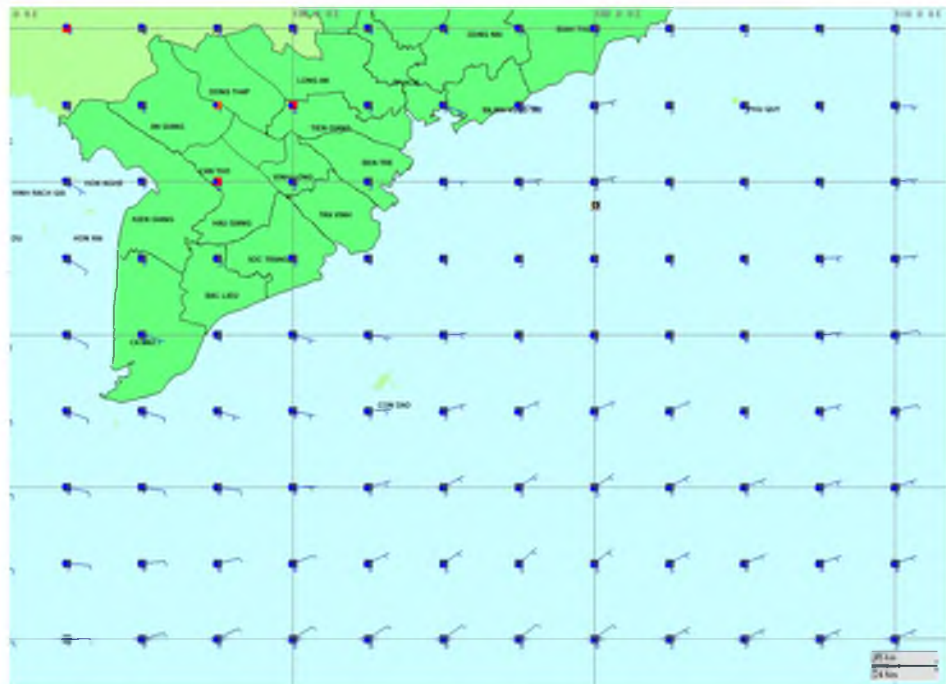
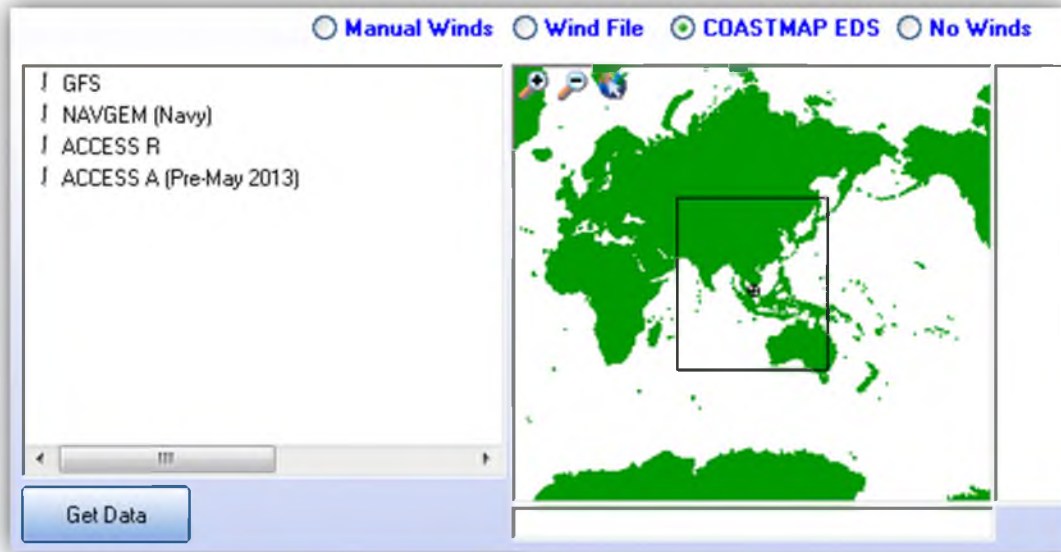
**Hình 6. Dòng chảy khu vực dự án thời kỳ gió mùa Tây Nam
(tháng 5 – tháng 9)**



Hình 7. Dòng chảy khu vực dự án thời kỳ chuyển mùa (tháng 4)



Hình 8. Dòng chảy khu vực dự án thời kỳ chuyển mùa (tháng 10)

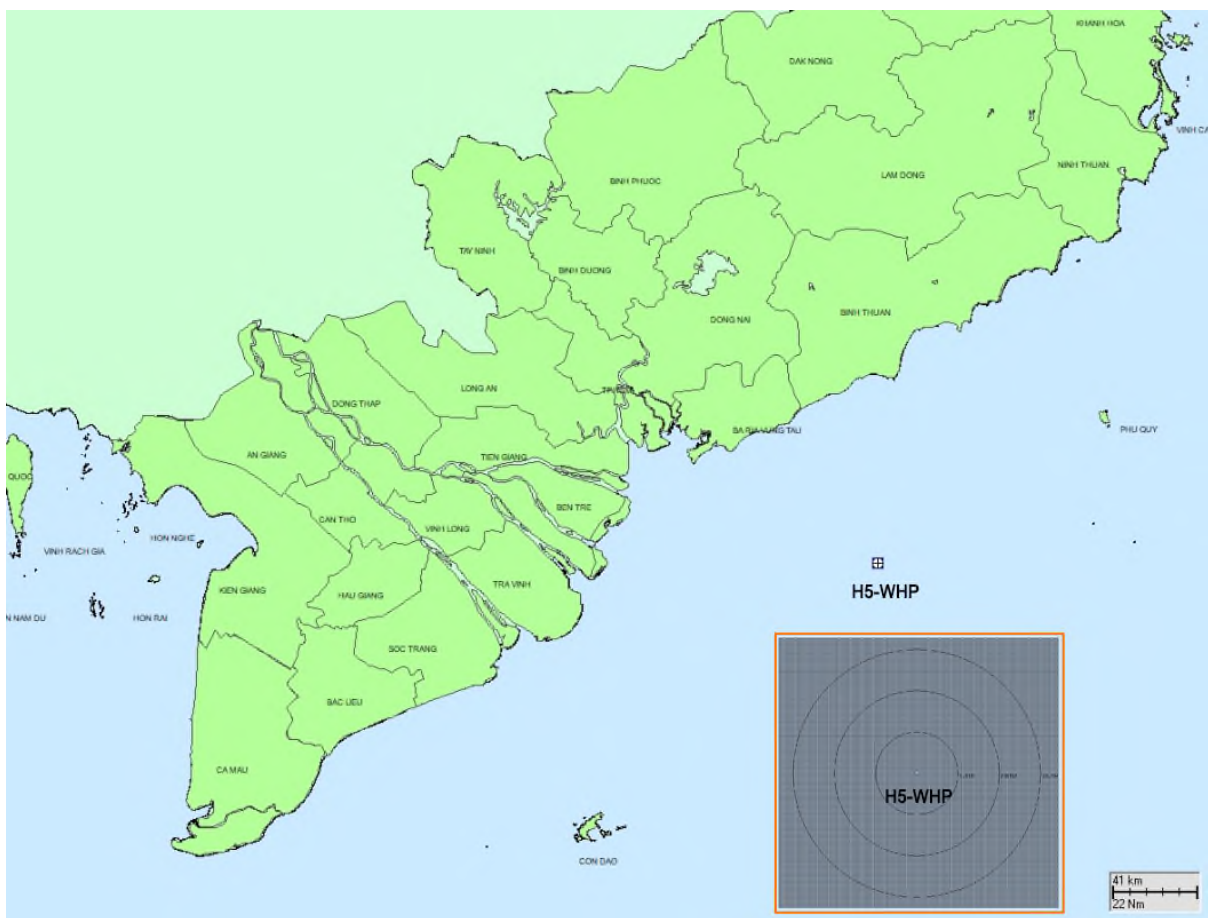


Hình 9. Kết nối dữ liệu hướng gió với hệ thống EDS

1.3. Tạo lưới mô phỏng

Khu vực mô phỏng được xác định xung quanh vị trí khu vực dự án, tại biển Đông Việt Nam (xem hình 10). Sử dụng bản đồ nền HYDROMAP khu vực Đông Nam Á của ASA tích hợp vào bản đồ nền để xác định lưới mô phỏng cho các kịch bản chạy mô hình, ngoài ra có tích hợp bổ sung thêm ranh giới đường bờ biển các tỉnh của Việt Nam nhằm xác định chính xác ranh giới giữa biển và đất liền để mô hình mô phỏng chính xác hơn khi chất thải phát tán đến gần đường bờ.

Kích thước mắt lưới mô phỏng được xác định là 20m, trong phạm vi mô phỏng bán kính 3 km tính từ vị trí thải.



Hình 10. Lưới mô phỏng mô hình phân tán

PHẦN II. KỊCH BẢN CHẠY MÔ HÌNH

2.1 Mô hình phân tán dung dịch khoan

2.1.1 Thông số chạy mô hình

Thông số mô hình hóa được trình bày tóm tắt trong **Bảng 1**.

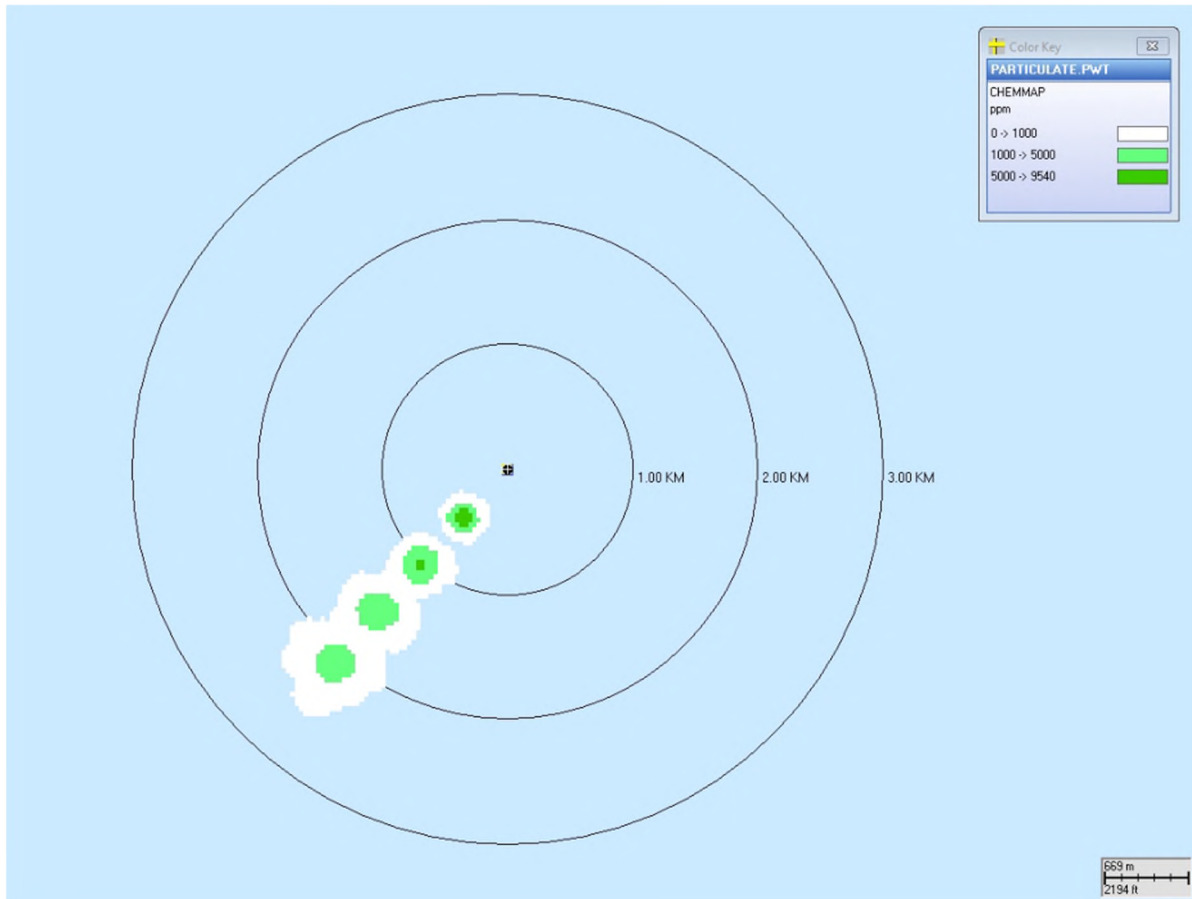
Bảng 1. Thông số dữ liệu đầu vào mô phỏng phân tán dung dịch khoan

Thông số	Kịch bản Thải tại giàn H5-WHP	
	Vị trí thải	Tọa độ địa lý 107°55'6.719"E 9°52'43.583"N
Độ sâu mực nước (m)	40	
Tầng thải	Tầng mặt	
Lượng thải	1.850 m ³	
Số ngày thải	Tức thời	
Thời gian mô phỏng	<ul style="list-style-type: none">- Gió mùa Đông Bắc (Tháng 11 – Tháng 3)- Gió mùa Tây Nam (Tháng 5 – Tháng 9)- Chuyển mùa vào tháng 4- Chuyển mùa vào tháng 10	

2.1.2 Kết quả mô hình phân tán dung dịch khoan

➤ Thời kỳ gió mùa Đông Bắc

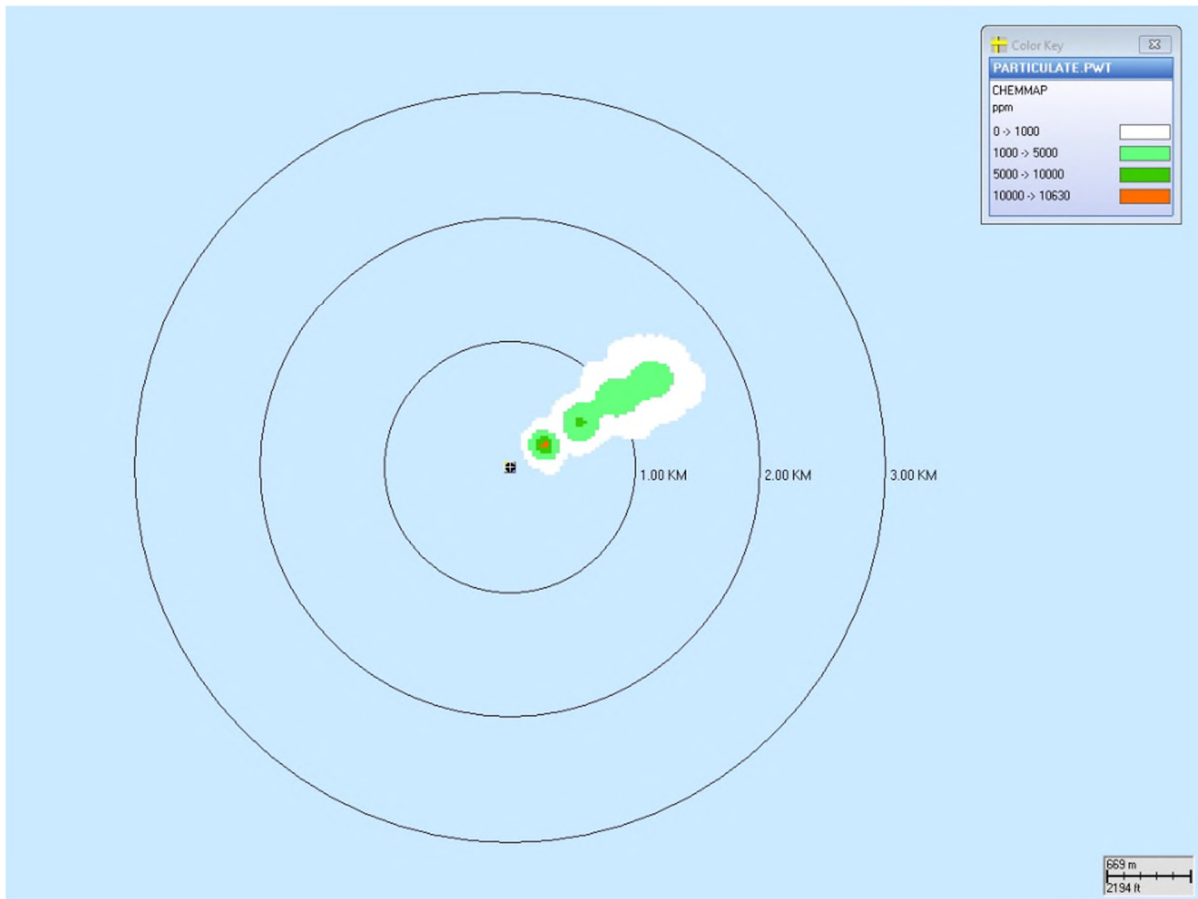
Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP thời kỳ gió mùa Đông Bắc cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là hướng Tây Nam, khu vực có nồng độ cao nhất của dung dịch khoan là 9.540 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 520 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 11. Kết quả mô hình phân tán dung dịch khoan thời kỳ gió mùa Đông Bắc

➤ Thời kỳ gió mùa Tây Nam

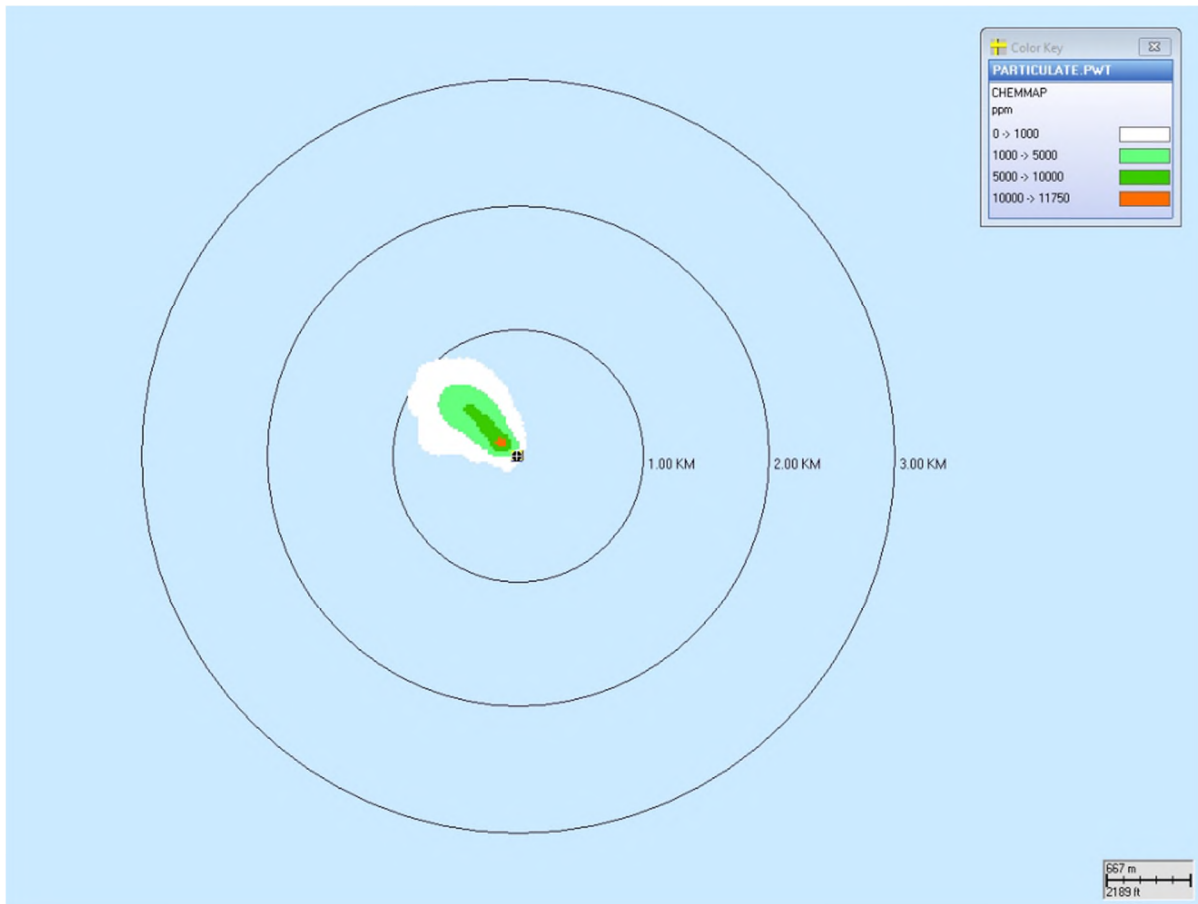
Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP thời kỳ gió mùa Tây Nam cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là hướng Đông Bắc, khu vực có nồng độ cao nhất của dung dịch khoan là 10.630 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 330 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 12. Kết quả mô hình phân tán dung dịch khoan thời kỳ gió mùa Tây Nam

➤ **Thời kỳ chuyển mùa – Tháng 4**

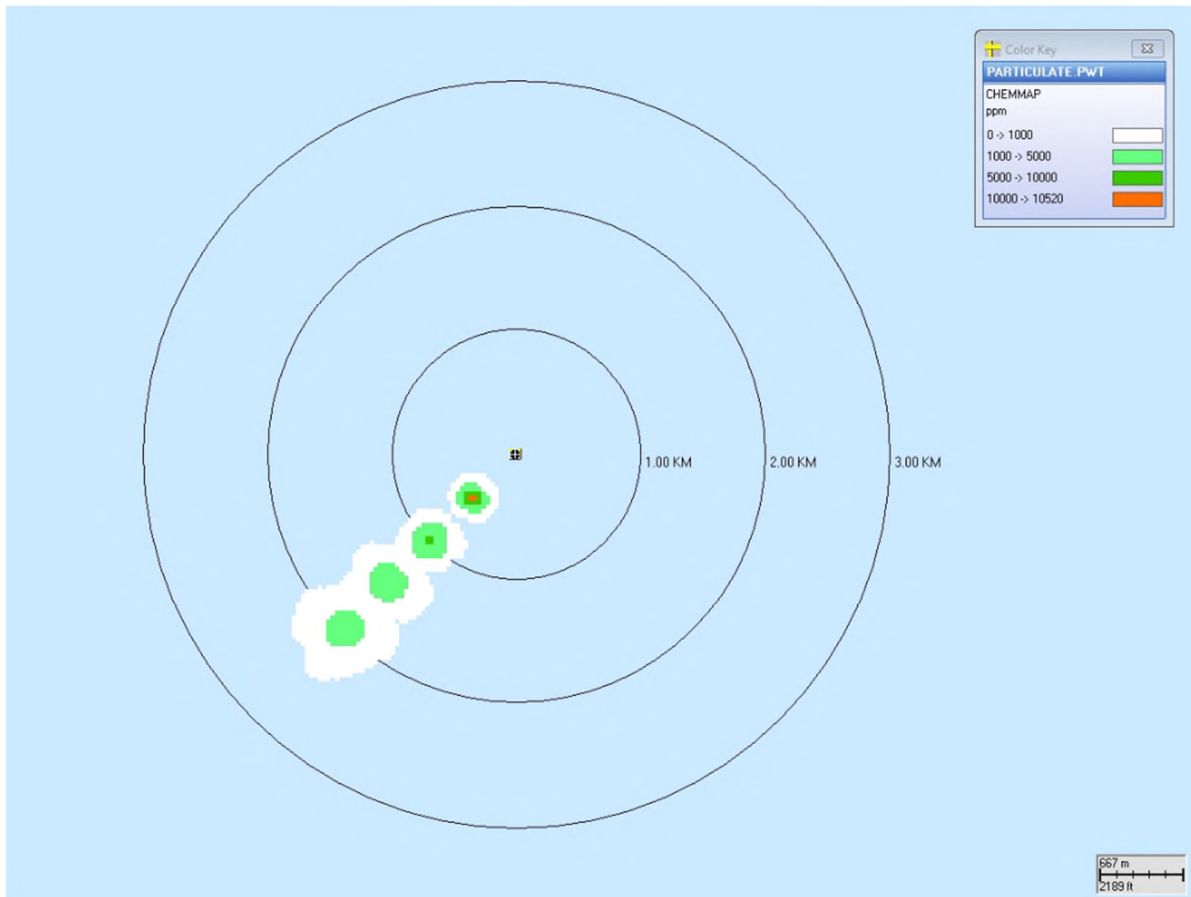
Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP vào tháng 4 cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là hướng Tây Bắc, khu vực có nồng độ cao nhất của dung dịch khoan là 11.750 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 180 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 1.000 ppm.



Hình 13. Kết quả mô hình phân tán dung dịch khoan thời kỳ chuyển mùa – Tháng 4

➤ Thời kỳ chuyển mùa – Tháng 10

Kết quả mô hình phát tán dung dịch khoan tại giàn H5-WHP vào tháng 10 cho thấy dung dịch khoan thải sẽ phát tán theo hướng chính là Tây Nam, khu vực có nồng độ cao nhất của dung dịch khoan là 10.520 ppm nằm trong vòng bán kính cách điểm thải khoảng 500 m và nhanh chóng giảm dần xuống dưới 100 ppm.



Hình 14. Kết quả mô hình phân tán dung dịch khoan thời kỳ chuyển mùa – Tháng 10

2.2 Mô hình phân tán mùn khoan thải

2.2.1 Thông số chạy mô hình

Thông số mô hình hóa được trình bày tóm tắt trong **Bảng 2**.

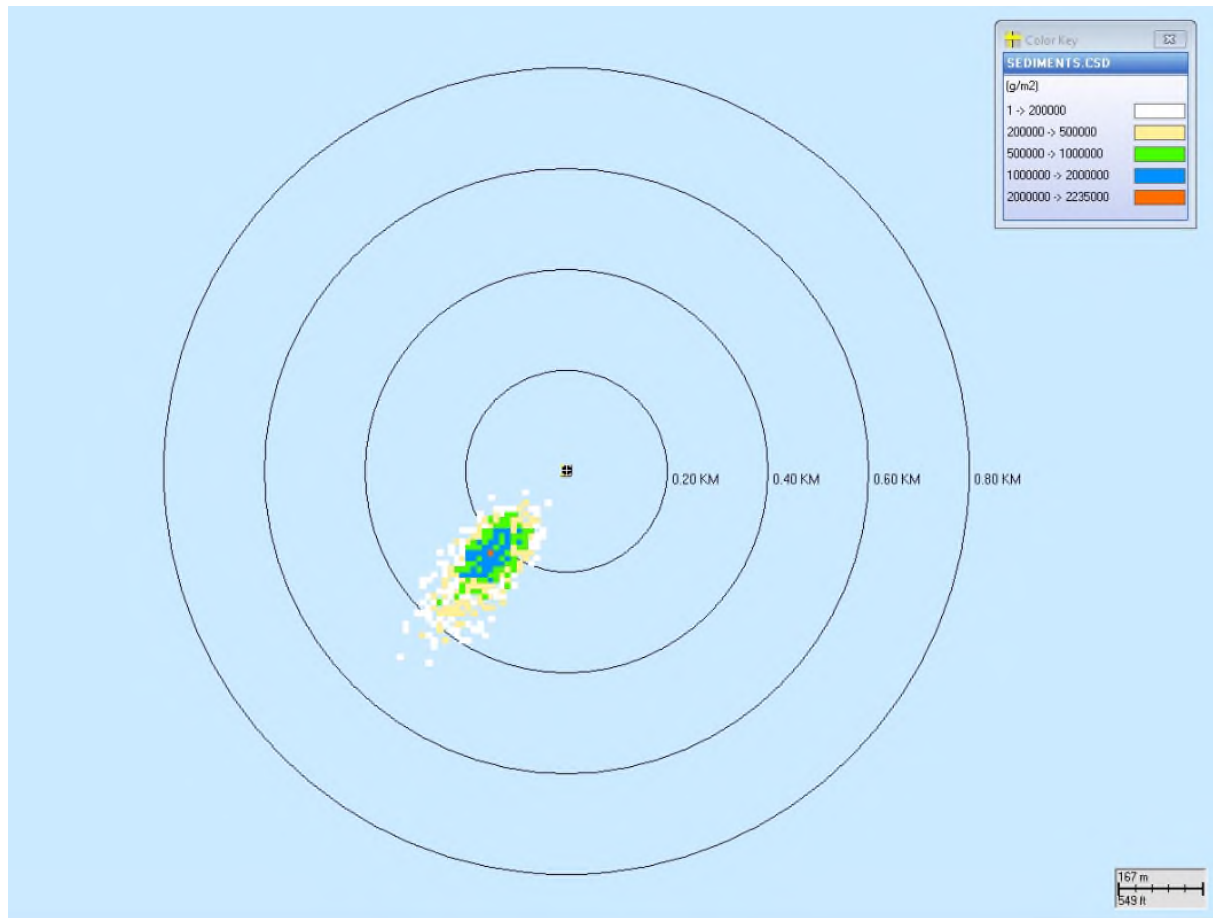
Bảng 2. Thông số dữ liệu đầu vào mô phỏng phân tán mùn khoan

Thông số	Kịch bản Thải tại giàn H5-WHP	
	Vị trí thải	Tọa độ địa lý 107°55'6.719"E 9°52'43.583"N
Độ sâu mực nước (m)	40	
Tầng thải	Tầng mặt	
Lượng thải	17.364 tấn	
Số ngày thải	74 ngày	
Thời gian mô phỏng	<ul style="list-style-type: none"> - Gió mùa Đông Bắc (Tháng 11 – Tháng 3) - Gió mùa Tây Nam (Tháng 5 – Tháng 9) - Chuyển mùa vào tháng 4 - Chuyển mùa vào tháng 10 	

2.2.2 Kết quả mô hình phân tán mùn khoan thải

➤ **Thời kỳ gió mùa Đông Bắc**

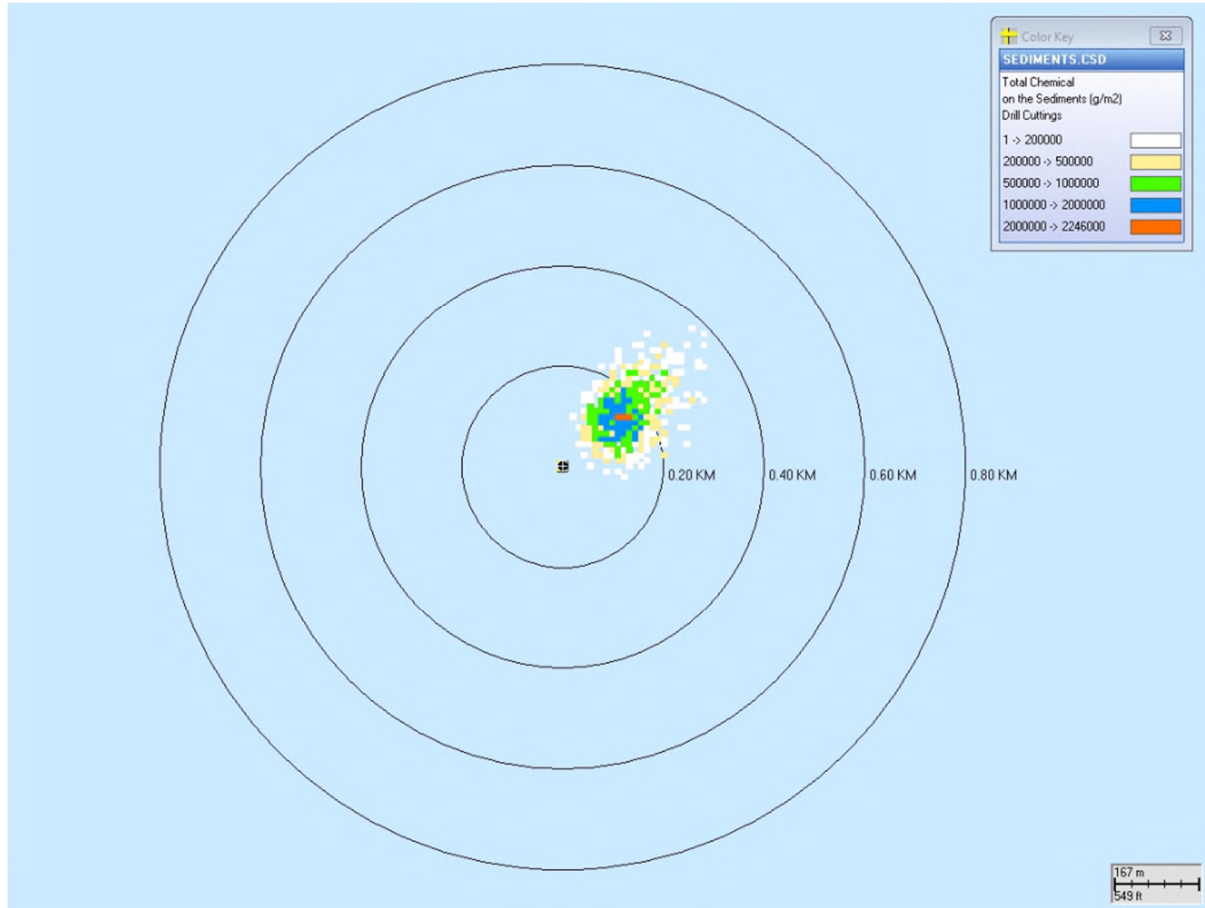
Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ gió mùa Đông Bắc phát tán chủ yếu theo hướng Tây Nam của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,5 km, với diện tích phân bố khoảng 0,05 km² về phía Tây Nam, mức độ tập trung trung bình là 514 kg/m².



Hình 15. Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải thời kỳ gió mùa Đông bắc

➤ **Thời kỳ gió mùa Tây Nam**

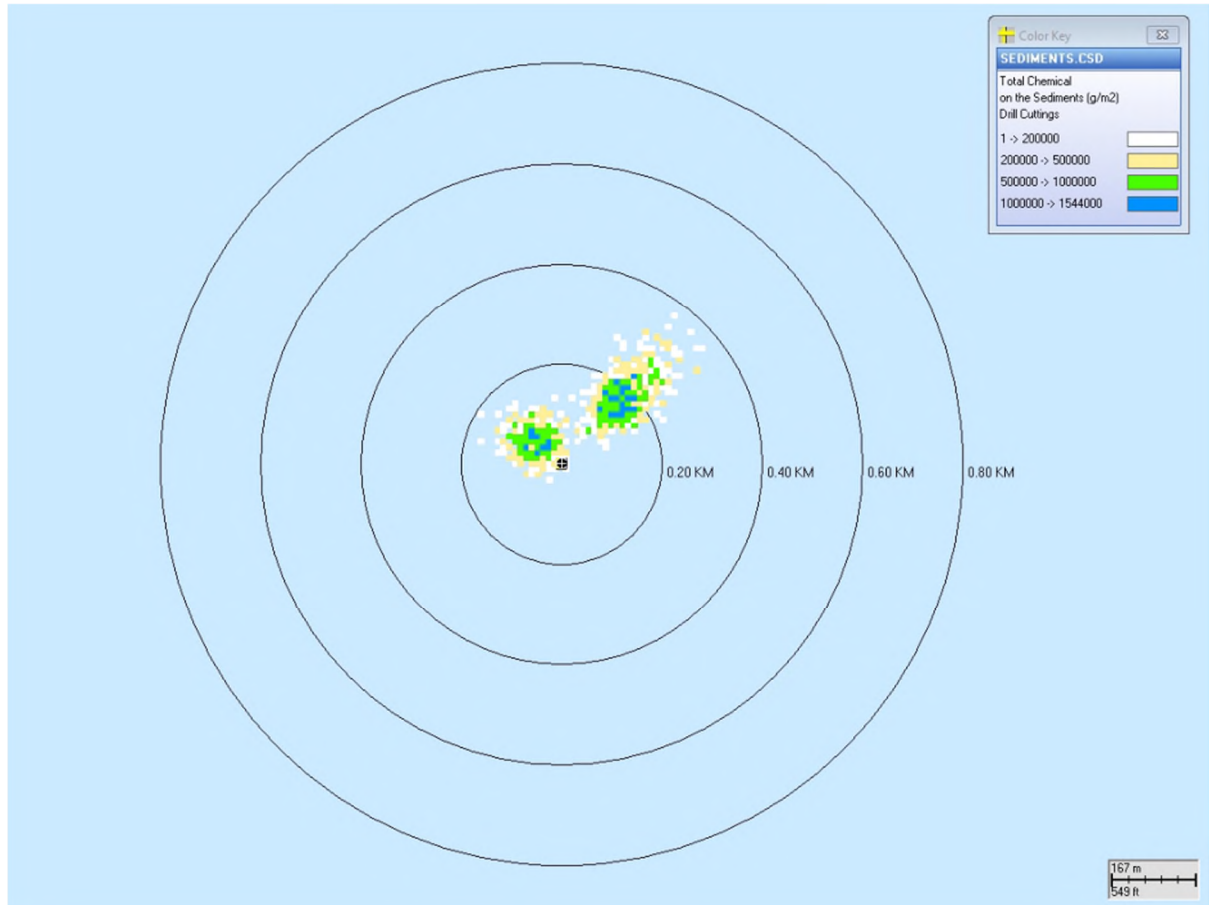
Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ gió mùa Tây Nam phát tán chủ yếu theo hướng Đông Bắc của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,4 km, với diện tích phân bố khoảng 0,05 km² về phía Đông Bắc, mức độ tập trung trung bình là 520 kg/m².



Hình 16. Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải thời kỳ gió mùa Tây Nam

➤ Thời kỳ chuyển mùa – Tháng 4

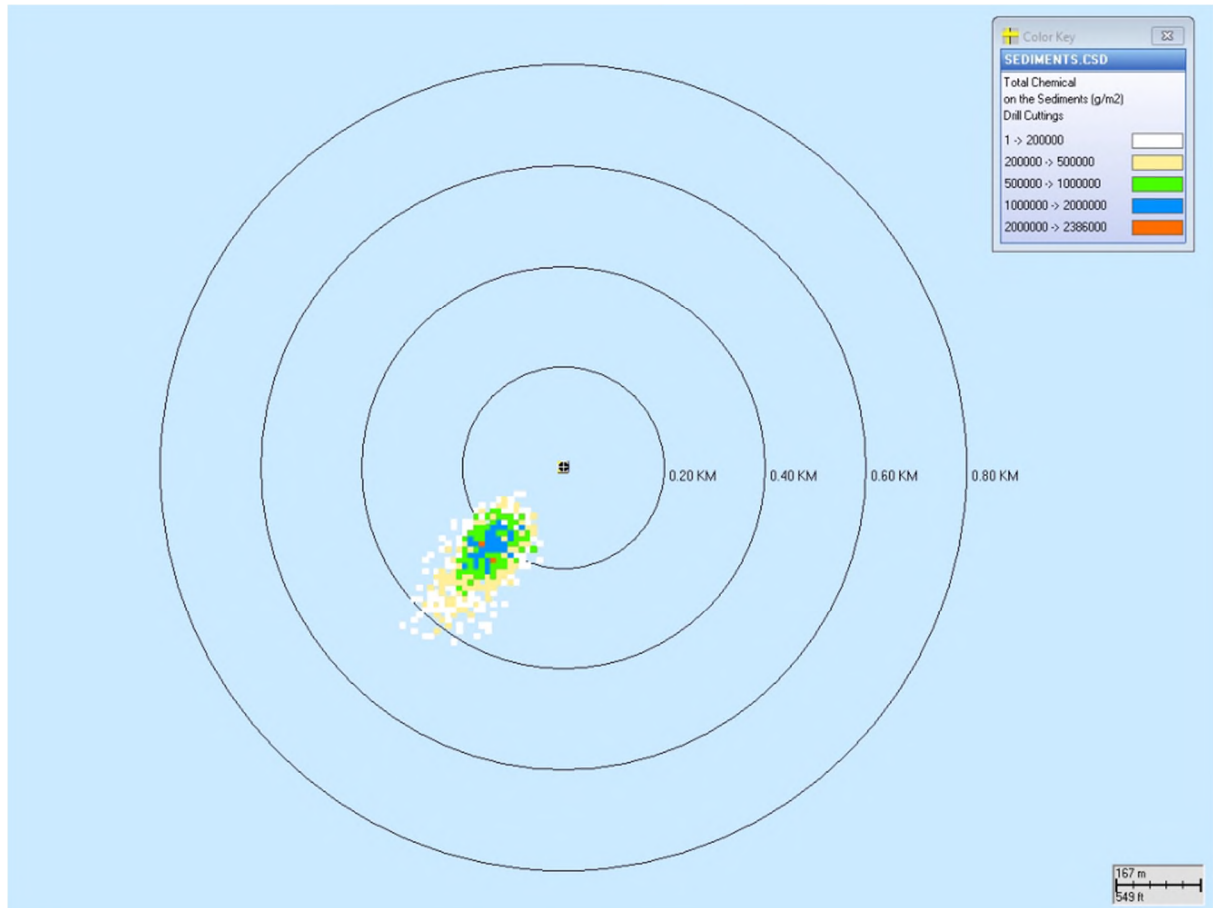
Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ chuyển mùa tháng 4 phát tán chủ yếu theo hướng Đông Bắc và Tây Bắc của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 0,4 km, với diện tích phân bố khoảng 0,06 km², mức độ tập trung trung bình là 443 kg/m².



Hình 17. Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải thời kỳ chuyển mùa – Tháng 4

➤ **Thời kỳ chuyển mùa – Tháng 10**

Mùn khoan thải từ giàn H5-WHP thời kỳ chuyển mùa tháng 10 phát tán chủ yếu theo hướng Tây Nam của vị trí thải, tập trung chủ yếu trong phạm vi 045 km, với diện tích phân bố khoảng 0,05 km², mức độ tập trung trung bình là 500 kg/m².



Hình 18. Kết quả mô hình phát tán mùn khoan thải thời kỳ chuyển mùa – Tháng 10