

ภาคผนวก 18

ตัวอย่างแผนการฝึกซ้อมการอพยพกรณีเกิดไต้ฝุ่น และการฝึกซ้อมเหตุฉุกเฉิน
(Typhoon and Emergency Drill Exercise)

2025 NP Emergency Drill Matrix												
Area or scenarios /Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Process Gas Leak, Fire & Abandon	X											X
Chemical Spill/HazMat											X	
HLO Requirement:Helideck Emergency					X							
Man overboard									X			
Typhoon Evacuation										X		
Fire in Accommodation, galley/CCR/laundry/etc.				X								
Electrical shock injury								X				
Emergency drill about the communication or detail plan after evacuation from the platform (EEERA)						X						
Gas release drill H2S at WHP leak									X			
Other drill		X	X	X			X					

OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency		and	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency				
Location	NPLQ		Drill No.	5 2025				
Date	24 May 2025	Time	6 30	hrs.	Record By			
Objectives	To Check Function of teams							
	To exercise the helideck team in a helicopter incident							
	To test Onsite Response Team/ Back up Team in helicopter fire and rescue technique							
	To familiarize the Medical Task Team in the correct response for a injurer							
Scenario	<p>Scenario : 6:30 hrs. Radio room is informed by pilot that the helicopter has an engine trouble and observe smoke coming out. Pilot requested an emergency landing at NPALQ. ETA around 10 mins.</p> <p>There are 6 people are in the helicopter including 2 pilot.</p> <ul style="list-style-type: none"> - The radio room immediately report to OIM and CCR. Control room activated sound alarm to alternative master point. - CPP control S/D process. -Headcount completed missing 1 person. - Helicopter did hard landing on helideck and caught fire. Fireman extinguishes the fire. - HLO request fire team #1(ORT) stand by at roof deck . - HCM prepare self for extinguish the fire. - One passenger has injured, unconscious and left leg deformity maybe fracture. - HCM immediately extinguish the fire, rescue the casualties, and fire team #1support to extinguish the fire. - HLO inform OSC to request medic & stretcher to assist and providing first aid with patient. - HCM relocate the casualties to designed area (roof deck). - Fire is under control. - The patient is transferred to hospital room for treatment then connect PALQ (Plan transfer patient to PALQ for Medevac flight: Code4). - Drill Over. 							
Prop Required	Human Dummy to be injurer/ Casualty							
Personal Involved	Medical Task Team							
	Onsite Response Team							
	Installation Emergency Management Team							
Procedure Test	Station bill for response to Evacuation and for location lifeboat							
	First Aid							
	Fire Fighting							
Equipment Test								
	AFFF Foam							
	Fire Monitor							
	Medical Equipment							
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/>	Clear, Calm, Sooth Wave	<input type="checkbox"/>	IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen.				
	<input checked="" type="checkbox"/>	Are the relevant risks accessed and mitigated ?						
After Drill Wrap up	Comment		Action		Responsible Person	Due Date		
	"-Good communicate all team while emergency situation occur							
	"- Good inform process and flow of scenario.							
	"- Good information for all team to report OSC (Center) then OSC report IERT room.							
	"-Good scenario to use a lot of resourse such as Medivac, Boat to transfer patient.							
	"-Good medical task team to rescue patient and confident.							
	Information In case announced "Alternative Muster Station" ORT1,ORT2 and BA control board stanby at Main deck							
	Area of improvement see in Emergency action tracking.							
	Area where at alarm (Audio/visual) not activated or were not heard		POB account Balance (Optional)					
	N/A		Total POB	Head count: each muster station				
				Muster 1	Muster 2	Response Team	Muster 4 /alternate	No show/missing
				56	50			POB at Remotes

PHOTOs

OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency		and	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency		
Location	NPLQ		Drill No.	7 2025		
Date	6 Jul 2025	Time	6 45	hrs.	Record By	
Objectives	To Check Function of teams					
	To familiarize teams with fire fighting equipment and BA					
	To test the response of all personnel for evacuation					
Scenario	<p>Scenario :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Around 6.40 hrs. IOCC found smoke coming from VRC by CCTV. - IOCC sounded the alarm and announced an abnormal condition at the VRC. All personnel were instructed to report to the Muster Points. - IOCC found that 2" VB-65N manual valve outlet line from VRC Suction Scrubber to VRC Transfer Pump inadvertently closed cause to liquid overflow. - LIC-3210, LAH-3210, LAHH-3211 are malfunction at panel then SDV-3211/3212 can't close as logic. - Liquid overflow to VRC and VAHH-3220/3230 show high-high vibration at Vapor Recovery Compressor C-3220 cause the fire occurs from VRC. - IOCC prepare for control process SD. - Fire Team #1 is activated to fire fighting and Fire Team #2 to stand by for support. - Fire can control. - Drill is over and debrief. 					
Prop Required	Smoke					
Personal Involved	Onsite Response Team					
	Production Task Team					
	Installation Emergency Management Team					
Procedure Test	Station bill for response to Evacuation and for location lifeboat					
	Fire Fighting					
	Breathing apparatus using					
Equipment Test	AFFF Foam					
	Fire Monitor					
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/>	Clear, Calm, Sooth Wave	<input type="checkbox"/>	IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen.		
	<input checked="" type="checkbox"/>	Are the relevant risks accessed and mitigated ?				
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date		
	Good communication during team (IOCC, Resposne team) and radio for all team during communicate is clear					
	The announcement is clear.					
	SAM report headcount quickly					
	Good flow for wering fire suit of ORT1&2					
	Good command for OSC.					
	Please see improvement in tracking file					
	Area where at alarm (Audio/visual) not activated or were not heard	POB account Balance (Optional)				
	N/A	Total POB	Head count: each muster station			
			Muster 1	Muster 2	Response Team	Muster 4 /alternate
	108	56	52		POB at Remotes	

PHOTOs

OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM										
Drill Type	H. Other									
Location	NPCPP				Drill No.	11/2025				
Date	28	Jul	2025	Time	8	00	hrs	Record		
Objectives	1.To familiarise IERT teams how to manage and control in crane malfunction while lifting personnel basket situation. 2.To familiarise the Crane operator and the crane mechanic in the correct response for emergency situation 3.To familiarise the the crewboat in the correct response for man overboard									
Scenario	<input type="checkbox"/> Crane operator on NPCPP inform to IOCC and shop that crane malfunction and stuck while lifting personal basket with 8 pax. From crew boat to NPCPP <input type="checkbox"/> IOCC report to IERT. <input type="checkbox"/> Crane mech onboard with crane operator then advice crane operator to suspend the crane. <input type="checkbox"/> IERT advise crane operator to observe personel on personel basket and IERT request crew boat standby for rescue in case MOB. <input type="checkbox"/> Crane Mech onboard NPCPP brief with crane operator and team and perform emergency lowering crane. <input type="checkbox"/> The situation is now under control.									
Prop Required										
Personal Involved	Installation Emergency Management Team (IERT) Crane Mechanic and crane operator									
Procedure Test	Crane emergency lowering procedure.									
Equipment Test										
Before Drill Checklist	X	Is it safe to conduct drill ?			X	Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?				
	X	Are the relevant risks accessed and mitigated ?								
After Drill Wrap up	Comment				Action			Responsible Person	Status	
	Recommend that the crane mechanic team provide an emergency roving set on standby for immediate response.							Crane Mechanic Specialist	Done	
	Area where at alarm (Audio/visual) not activated or were not heard				POB account Balance (Optional)					
					Head count: each muster station					
	N/A				Total POB	Muster 1	Muster 2	Muster 3 /alternate	Muster 4 /alternate	Staging
PHOTOs										
N/A										

OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM									
Drill Type	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency				and				
Location	NPCPP				Drill No.	8		2025	
Date	16 Aug 2025		Time	7 30 hrs		Record By			
Objectives	To familiarise the Medical Task Team in the correct response for a injurer								
	To familiarise the Medical Task Team in the injurer transferring								
Scenario	The 3 IEs replace the MCC-01-CB2 the switch gear room. One IP unintentionally touches the live part of the electrical and the gloves is damage, causing cardiac arrest.								
	The rescuer uses the insulated hook to separate the IP from the live part.								
	07:30 IP Rescue to the safe zone.								
	07:31 Check the patient's pulse.								
	07:31 IP needs CPR by the rescue team.								
	07:32 notifications to CCR for line 5 about the situation.								
	07:32 CCR call medic 7403.								
	07:33 medic makes announce to the stretcher team.								
	07:34 chest compression and AED were applied in the first cycle.								
	07:36 AED advised to "Shockable Rhythm" then push "shock" button.								
	07:38 IP has a back of conscience, transfer IP to clinic and needs medical evacuation (Medivac Flight Code 4).								
	07:40 Drill is over and debrief.								
Prop Required	None								
Personal Involved	Medical Task Team								
Procedure Test	First Aid								
Equipment Test	Medical Equipment								
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/>	Windy, Minor wave							
After Drill Wrap up	Comment			Action		Responsible Person		Completed Date	
	Emergency equipment for assisting individuals affected by electric shock is readily available at the worksite for high voltage								
	Preparation and readiness have been ensured for NP TPSD								
	Good team work for medical team								
	Medical task team member are confidence to CPR and using AED								
	The stretcher was exposed to rain.			A protective cover should be used to shield it from rain droplets		Medic/HESS		31-Oct-25	
	Late to notify case to request medivac flight			In case of an emergency, immediately call IERT to request further assistance such as Medivac flight		Medic/HESS		16-Aug-25	
	Recommendation to prepare for TPSD 1. Clear scope of work and prepare insulation rescue equipment onsite before performing work. (IE) 2. If any work with live part, please standby AED onsite all time. (IE) 3. Medic will explain how to use the AED to the team to ensure understanding and confidence in its use while waiting medical team arrival. (Medic/HESS)								
	Area where at alarm (Audio/visual) not			POB account Balance (Optional)					
	N/A			Head count: each muster station					
Total POB				Muster 1	Muster 2	visitor	Muster 4 /alternate	No show/missing = 0	
								POB at Remotes = 0	

OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM																																																																																								
Drill Type	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency				and	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency																																																																																		
Location	NPLQ				Drill No.	9 2025																																																																																		
Date	5 Sep 2025	Time	10 30	hrs.	Record By																																																																																			
Objectives	To Check Function of teams To familiarize in searching the missing person To familiarize the Medical Task Team in the correct response for a injurer To familiarize teams in a gas leak situation and isolation																																																																																							
Scenario	Simulated: On 5 Sep 23 at 10:30 hrs. During work team perform work for TPSD preparation at sub cellar deck. One of them feel faint and falls into the water. His buddy see and report to CCR immediately and close monitor with IP (Still has conscious), ring buoy apply to help on these cases. At that period, simulate crew boat from remote coming to rescue. Timeline - Sound alarm for head count. - Worker was monitoring the IP and location. - Ring buoy apply to help the IP. - Head count completed. - OIM required closely crew boat to help the victim (because it was closed to platform structure and easy approach the IP) - The IP was found at platform structure and crew boat rescue him from the sea water , apply blanket and recue from the crew boat by personal basket from crane to LQ at the loading area. - He was bringing to NPLQ Clinic and required to Medivac. (Code 3) - All station STD and post debrief																																																																																							
Prop Required																																																																																								
Personal Involved	Installation Emergency Management Team Onsite Response Team																																																																																							
Procedure Test	Search and rescue on the installation Man Overboard rescue First Aid																																																																																							
Equipment Test	Crew boat																																																																																							
Before Drill Checklist	<table border="1"> <tr> <td><input checked="" type="checkbox"/></td> <td>Clear, Calm, Sooth Wave</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td>IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen.</td> </tr> <tr> <td><input checked="" type="checkbox"/></td> <td>Are the relevant risks accessed and mitigated ?</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>									<input checked="" type="checkbox"/>	Clear, Calm, Sooth Wave	<input type="checkbox"/>	IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen.	<input checked="" type="checkbox"/>	Are the relevant risks accessed and mitigated ?																																																																									
<input checked="" type="checkbox"/>	Clear, Calm, Sooth Wave	<input type="checkbox"/>	IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen.																																																																																					
<input checked="" type="checkbox"/>	Are the relevant risks accessed and mitigated ?																																																																																							
After Drill Wrap up	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Comment</th> <th>Action</th> <th>Responsible Person</th> <th>Due Date</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Clear communication of wind, wave direction</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Good response to rescue MOB and give information of IP from U-17 , Good response from OSC and site safety officer</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>IOCC support to inform wind and wave direction to OSC. (First priority to seek with MAM)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Headcount Completed 13 mins</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Personnel entry and exit in each area are well reported to SAM</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>In case MOB, The reporting protocol for injured personnel was unclear to the vessel, including who should be notified.</td> <td>Crew boat contact OSC for give information of IP</td> <td>OSC</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>No assignment spoc of lifeboat No.3</td> <td>Assignment spoc of lifeboat No.3 in IERT roster</td> <td>MAM</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>Missing 1 person</td> <td>Emphasize CR3 team to alert in alram emergency annoument</td> <td>Medic/HES</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>Sodexo staff collaboratively handed T-cards to one another.</td> <td>Emphasize Sodexo team to handle T-card byself</td> <td>Medic/HES</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>IOCC annoucement situation before sound alarm</td> <td>IOCC sound alram first then annoucement</td> <td>IOCC</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>Coordinate flight helicopter inadequate</td> <td>Logistic Section Chief to coordinate flight helicopter to request medevac flight 3611</td> <td>Logistic Section Chief</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>Several support vessels were present, but they were not mobilized for rescue operations</td> <td>List all resource of support vessel</td> <td>MAM</td> <td>5-Sep-25</td> </tr> <tr> <td>Area where at alarm (Audio/visual) not activated or were not heard</td> <td colspan="3">POB account Balance (Optional)</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">N/A</td> <td rowspan="3">Total POB</td> <td colspan="4">Head count: each muster station</td> </tr> <tr> <td>Muster 1</td> <td>Muster 2</td> <td>IERT</td> <td>Muster 3</td> <td>Remote</td> </tr> <tr> <td>122</td> <td>24</td> <td>29</td> <td>27</td> <td>21</td> </tr> <tr> <td colspan="6"></td> <td>21</td> </tr> </tbody> </table>									Comment	Action	Responsible Person	Due Date	Clear communication of wind, wave direction				Good response to rescue MOB and give information of IP from U-17 , Good response from OSC and site safety officer				IOCC support to inform wind and wave direction to OSC. (First priority to seek with MAM)				Headcount Completed 13 mins				Personnel entry and exit in each area are well reported to SAM				In case MOB, The reporting protocol for injured personnel was unclear to the vessel, including who should be notified.	Crew boat contact OSC for give information of IP	OSC	5-Sep-25	No assignment spoc of lifeboat No.3	Assignment spoc of lifeboat No.3 in IERT roster	MAM	5-Sep-25	Missing 1 person	Emphasize CR3 team to alert in alram emergency annoument	Medic/HES	5-Sep-25	Sodexo staff collaboratively handed T-cards to one another.	Emphasize Sodexo team to handle T-card byself	Medic/HES	5-Sep-25	IOCC annoucement situation before sound alarm	IOCC sound alram first then annoucement	IOCC	5-Sep-25	Coordinate flight helicopter inadequate	Logistic Section Chief to coordinate flight helicopter to request medevac flight 3611	Logistic Section Chief	5-Sep-25	Several support vessels were present, but they were not mobilized for rescue operations	List all resource of support vessel	MAM	5-Sep-25	Area where at alarm (Audio/visual) not activated or were not heard	POB account Balance (Optional)			N/A	Total POB	Head count: each muster station				Muster 1	Muster 2	IERT	Muster 3	Remote	122	24	29	27	21							21
Comment	Action	Responsible Person	Due Date																																																																																					
Clear communication of wind, wave direction																																																																																								
Good response to rescue MOB and give information of IP from U-17 , Good response from OSC and site safety officer																																																																																								
IOCC support to inform wind and wave direction to OSC. (First priority to seek with MAM)																																																																																								
Headcount Completed 13 mins																																																																																								
Personnel entry and exit in each area are well reported to SAM																																																																																								
In case MOB, The reporting protocol for injured personnel was unclear to the vessel, including who should be notified.	Crew boat contact OSC for give information of IP	OSC	5-Sep-25																																																																																					
No assignment spoc of lifeboat No.3	Assignment spoc of lifeboat No.3 in IERT roster	MAM	5-Sep-25																																																																																					
Missing 1 person	Emphasize CR3 team to alert in alram emergency annoument	Medic/HES	5-Sep-25																																																																																					
Sodexo staff collaboratively handed T-cards to one another.	Emphasize Sodexo team to handle T-card byself	Medic/HES	5-Sep-25																																																																																					
IOCC annoucement situation before sound alarm	IOCC sound alram first then annoucement	IOCC	5-Sep-25																																																																																					
Coordinate flight helicopter inadequate	Logistic Section Chief to coordinate flight helicopter to request medevac flight 3611	Logistic Section Chief	5-Sep-25																																																																																					
Several support vessels were present, but they were not mobilized for rescue operations	List all resource of support vessel	MAM	5-Sep-25																																																																																					
Area where at alarm (Audio/visual) not activated or were not heard	POB account Balance (Optional)																																																																																							
N/A	Total POB	Head count: each muster station																																																																																						
		Muster 1	Muster 2	IERT	Muster 3	Remote																																																																																		
		122	24	29	27	21																																																																																		
						21																																																																																		

[illegible]

OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	D. Man Overboard			
Location	Pailin		Drill No.	4 /2025
Date	6 Feb 2025	10 30 hrs	Record By	
Objectives	To familiarise the Medical Task Team in the injurer transferring To establish the interaction between the helideck crew and Onsite Response/Back up Teams To familiarise the Onsite Response Team and the crewboat / Fast Rescue Boat in the correct response for man overboard			
Scenario	• FDS crew perform painting work at LQ loading area in front of HSE office. While opening the removable handrail the crew with work vest slips and falls overboard. • is co-worker immediately reports CCR via paging line#5, another co-worker keeps monitor of MOB. • All personnel proceed to muster station, IERT is activated and head count is conducted. • Crew boat performs rescue IP person (unconscious) from the sea. • IP is transferred from crew boat to PALQ.			
Prop Required	Human Dummy to be injurer/ Casualty			
Personal Involved	Installation Emergency Management Team Crewboat Crews Medical Task Team			
Procedure Test	First Aid Man Overboard rescue			
Equipment Test	Medical Equipment Crewboat			
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/> Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?		
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date
	1. Radio traffic jam between IERT and Crew boat during man overboard rescue.	IERT to manage situation and Radio traffic as appropriate	IERT	Onwards
	2. Ring bouy rope parted while throwing it at boat landing	Replace with new one and re-visit inspection program as found deteriorated rope.	P'Dent /HSE	30 Apr 25
	3. Person discovering man overboard used paging line 5 to report the situation to Radio rather than IOCC.	Re-communicate emergency reporting protocol with all	HSE	Onwards
	4. Request feedback/lookback from crew boat U-24	Contact captain to get feedback/lookback	Radio	15-Apr-25

5. Crew boat man-overboard rescue and first aid		Captain to share man overboard rescue procedure, first aid measure, training for first aider and first aid equipment with IERT.				HSE	30 Apr 25
Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard		POB account Balance (Optional)					
None		Head count: each muster station					
		Total POB	Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack Emergency Team POB Balance
		142					no muster

PHOTOs



Drill Type	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency			
Location	South Pailin		Drill No.	A-03 /2025
Date	15 Mar 2025	Time	7 00 hrs	Record By
Objectives	To test the response of all personnel to use alternate muster point To exercise Onsite Response Teams/ Back up Teams			
Scenario	Smoke was coming from the tumble dryer#1, causing a fire in the laundry room. A laundry man then stopped working, pressed the ESD button in front of the laundry room to trigger the emergency alarm, and reported the situation to IOCC via paging channel#5. The IERT and ORT teams were called to handle the situation. The main power was turned off, and the fire was unsuccessfully extinguished with a portable CO2 fire extinguisher. Another ORT team was called for support and used a fire hose reel to bring the fire under control. Note: All personnel on board (POB) were instructed to proceed to their alternative muster point.			
Prop Required	None			
Personal Involved	All installation personnel Installation Emergency Management Team Back up Team			
Procedure Test	Alternate Muster point Fire Fighting			
Equipment Test	Fire Hose Medical Equipment			
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/>	Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?	
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date
	<i>Plus</i>			
	Has contact nearby location platform (NP) for alternate Helicopter landing and transferring			
	Clearly communication, breath air pressure check among ORT team			
	Headcount in timely manner			
	Equipment in alternate command station are well working			
	Team well briefing for safe scenario of approaching			
	<i>Improvement</i>			
	Production to revisit plot plan (document) against real onsite due to found mismatch in fire extinguisher type in some location after office modification	Operator to revisit plot plan and propose to update	Production	On - going
	Check pagging in front of laundry room due to found not clearly sound when used	IE to check and rectify	IE	Completed
	Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard	Head count: each muster station		

	None	Total POB	Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack	Emergency Team	POB Balance
		155	16	28	34	52	25	0	155

PHOTOS

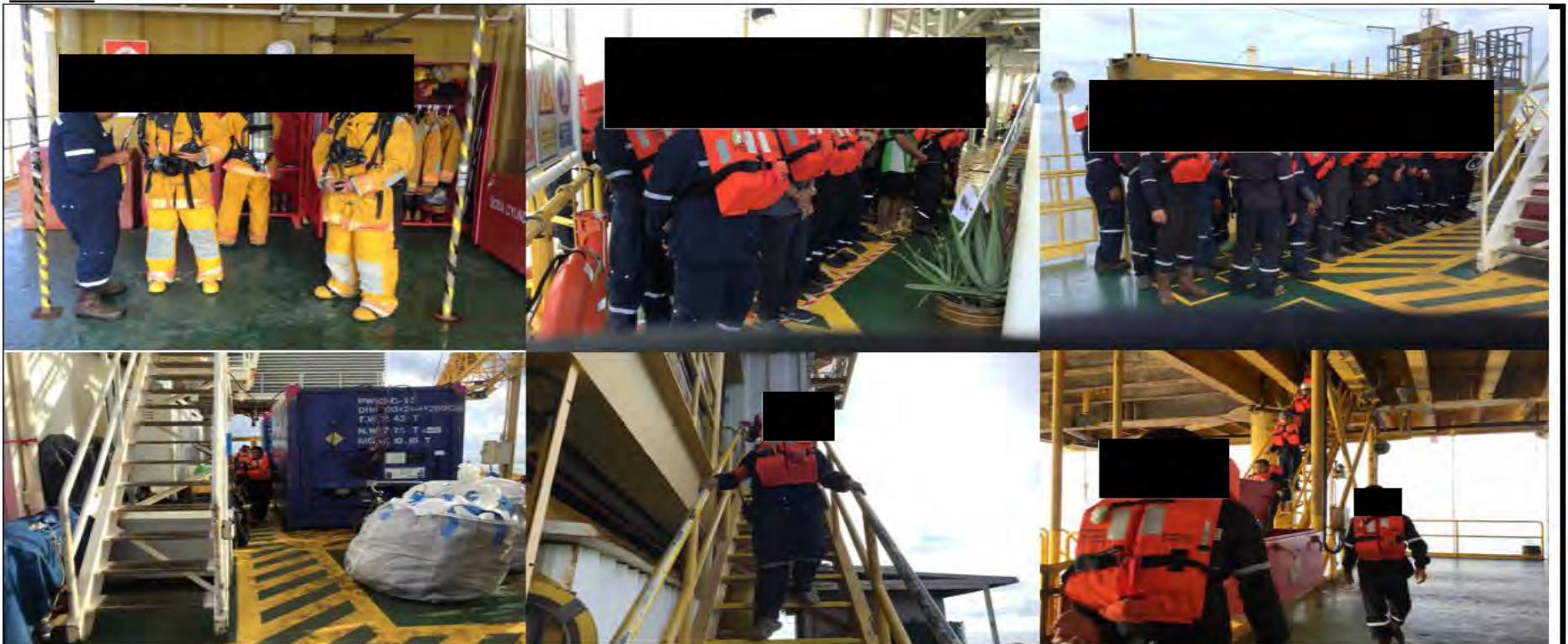


OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	B. Abandon Platform/ Evacuation		and	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency	
Location	Pailin		Drill No.	7 /2025	
Date	18 May 2025	7 00 hrs	Record By	<div style="background-color: black; width: 100px; height: 15px;"></div>	
Objectives	To ensure all personnel are aware of Lifeboat Location To test the response of all personnel to use alternate muster point To test procedure for emergency evacuation				
Scenario	The 24" pipeline's riser cracked then major gas released and fire was ignited. The UV/IR and gas detector detect and shutdown the process. IOCC notify the incident and activate the emergency alarm. • All personnel report head count at their muster station. • IERT is activated. • IERT follow the Strategy Checklist of ERP-PACPP-002 L-1380 PTT Pipeline leak and Fire. • Task Teams report headcount and don FiFi Gear • Fire and clouded gas released is observed around sub cellar deck • Task Team Leader reported on scene Commander "major gas leak and fire at PTT 24" pipeline" could not approach to fire incident area. OSC requested Task team evacuate to Muster Station and requested to open all deluge system. • On scene commander reports that the situation is unable to control, fire spread out. • DIM decides to prepare for abandon platform by crew boat. • All personnel proceed to LQ boat landing and evacuate by crew boat. • After boarding crew boats, re-headcount is performed. • Drill is over. Lifeboat 1&3 evacuation by 1st crew boat, Lifeboat 3 evacuation by 2nd crew boat				
Prop Required	None				
Personal Involved	All installation personels Medical Task Team Installation Emergency Management Team				
Procedure Test	First Aid Fire Fighting				
Equipment Test	Medical Equipment Crewboat				
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/> Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?			
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date	
	1. Late headcount (take 10 mins) at SAM station	To identify root cause and improve headcount procedure (IERT, ORT and SAM)	SAM/Radio	31-May-25	
	2. Found sprash hood and flash lights of lifejacket not working	To verify all life jacket boxes	Crane shop	25-May-25	
	3. Onsite Response Team member not insert T-card in IERT rack due to miscommunicate during crew change	1. Add visual aid on IERT rack rack to quick identify missing T-card from rack 2. SAM to daily check IERT T-card rack	HSE SAM	31 May 25	

4. Confuse between lifejacket box LB3 and LB2 after relocate lifejacket box closed to LB#2	1 Radio communicate with new crew 2 Add label inside lifejacket box and beside the box both LB2 and 3					FDS	31-May-25
5. Pre-prepare to abandon platform alarm in OIM room not working	add PM job card and re-work					IES/CST	30-Jun-25
6. Paging in Messhall and alarm bell activated from IOCC not working	1. Retify paging by IE 2. Radio maintain practice to re-activate alarm after IOCC					IES/Radio	31-May-25
7. LB3 could not clearly hear the annoucement due to improper speaker direction.	Adjust speaker direction at LB2					IES	31-May-25
8. Revise abandon platform checklist and post in the IERT room	Revise and print out checklist for IERT room					HSE	18-May-25
Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard	POB account Balance (Optional)						
None	Total POB	Head count: each muster station					
		Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack	Emergency Team
	155	16	28	34	52	25	0

PHOTOS

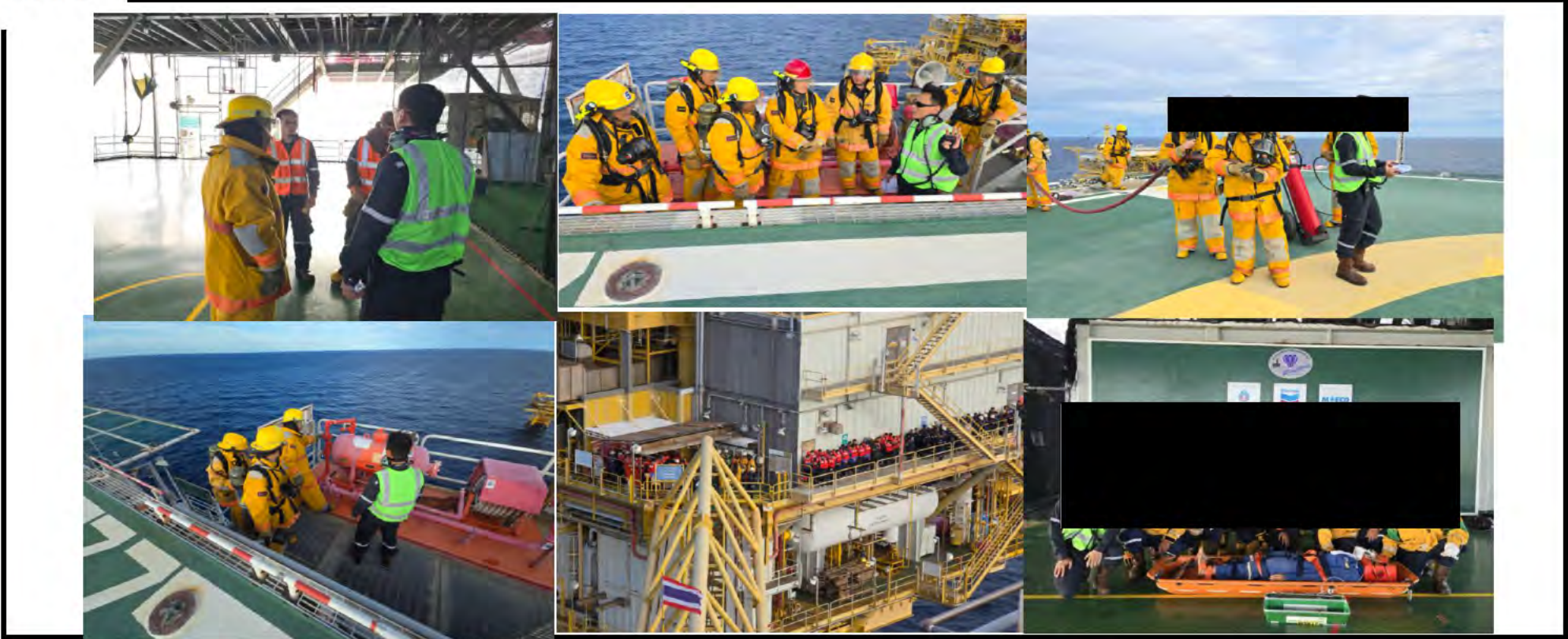


OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	E. Helicopter Emergency				
Location	Pailin		Drill No.	11 /2025	
Date	31 Aug	Time	7 00	Record By	
Objectives	<ul style="list-style-type: none"> •Alternative muster points familiarization. •Exercise the Helideck team in a helicopter incident •Exercise interaction between the Helideck crew and Onsite Response/Back up Teams •Helideck Crew and Fire Man Performance on using of emergency equipment on helideck. 				
Scenario	<ul style="list-style-type: none"> •A helicopter carries 2 pilots and 9 passengers and prepares to land at PALQ. •HLO and HCM take their positions and stand by for landing operations. •While the helicopter hovers above the helideck and descends to the helideck. •Suddenly, the helicopter loses stability and crashes violently into the helideck, causing severe damage and capsizes onto its side. •The HLO immediately activated manual fire alarm located helideck and reported the situation to the IOC. •DCC made an announcement instructing all personnel to proceed to their muster stations. Individuals standing outside the building should remain alert for potential hazards from flying objects. •HCM who was assigned to be fire man to activate foam from fire monitor over the deck to prevent escalation of fire. •The fire was then observed at engine no.1, HLO requested support from ORT team •The pilots shut down the engine and escape without assistance. Including 6 passengers safely •The passenger door remains jammed, trapping 3 passengers inside the cabin. •HLO instructed ORT to use fire hose reel and CO2 to extinguish fire at engine no.1 and use rescue equipment to rescue remaining passengers from the cabin. •HLO reported the passengers sustain head, arm injuries and require rescue and request support from medical task team. •After rescuing 3 injured passengers from the cabin, ORT and HLO transferred injured person to a safe area and handover to medical task team. •Situation under control. 				
Prop Required	Human Dummy to be injurer/ Casualty				
Personal Involved	ORT member IERT member HLO and HCM member				
Procedure Test	Helicopter Fire Fighting Helicopter rescue First Aid				
Equipment Test	Rescue Equipment				
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/> Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?			
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date	
	Plus				
	CCTV clearly visible on helideck				
	Headcount in timely manner				
	Alternated muster muster stations are effectively managed				
	Equipment in alternated IERT are working properly				
	Delta				
	Observed crew in bedroom not bring their smoke hood in muster station	Re-communicated in OE meeting and DOM to always bring smoke hood into muster station (for who in bed room at the time of incident)	HSE	Completed	
	Observed life jacket wearing in primary station may delay for muster station in alternative muster station and may get injure from flying object under helideck in this case	Re-communicated in OE meeting and DOM for grapping life jacket at primary muster station and go to alternate muster station then wearing.	HSE	Completed	

Observed HLO and ORT team not familiar in new CO2 nozzle located at helideck	Radio room to provide familization training for ORT and HCM					Radio Room	Completed
Observed no A - frame ladder on East side of helideck	IE to order additional A- frame ladder for radio room to locate in helideck East side					IE	Completed
Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard							
None	Total POB	Head count: each muster station					
		Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack	Emergency Team
							POB Balance
	137	17	29	24	47		20

PHOTOS



OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	B. Abandon Platform/ Evacuation			
Location	Pailin		Drill No.	12 /2025
Date	28 Oct	Time	8 00 hrs	Record By Kriangkrai C.
Objectives	To test typhoon evacuation procedure and get the team familiar with evacuation steps, duty and responsibility			
Scenario	<ul style="list-style-type: none"> - BIC notices to evacuate E-personnel to shore. - IOCC sound alarm IOCC announces everyone to report at muster station without life jacket donning (ORT & IERT location per head couth procedure) and perform head count. - After completing headcount, OIM announces for mustering all personnel in the PALQ mess hall for LB#2 and 4th floor meeting room for LB#1 and 3 - OIM notices reasons for evacuation, objectives, instruction and name of R-Personnel for all Evacuee personnel in mess hall - All personnel pick up personnel belonging and come back to mess hall - P' Supt announces name list as buddy, 8 persons per round - Transfer E-personnel to crew boat by personal basket - Drill is over. 			
Prop Required	None			
Personal Involved	All installation personels			
Procedure Test	Abandon platform emergency procedure Typhoon evacuation procedure			
Equipment Test	 Typhoon evacuation procedure and equipment			
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/> Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?		
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date
	1. hand luggges placed in front of LB#1 will take time for identify.	Provide tag for hand luggages	Radio	15-Oct
	2. There is concern how do I know which crew boat for evacuation.	Radio will post namelist in front of M'Dent room, e-mail and encourage shop supvs to communicate in case evacuation is needed	Radio	15-Oct
	3. Arrangment of hand lugguages in front of LB#2 concerns	Sign post and table to place hand luggages will be provided	Crane shop	Before evacuation
	4 Name list announcement make confusion due to same name.	P'Dent should announce name and sure name to avoid confusion	P' Dent	30-Oct
	5. Sodexo team need time to prepare food, if ther are join team after mustering may not enough time to prepare it.	Team agreed that HSE will provided instruction, step to Sodexo team separately before mustering process to shorten this process and allow them to have sufficeint time to prepare food. After head count completed, Sodexo team will prepare food no need to join team at Messhall or 4th floor meeting room.	HSE	30-Oct

6.Crane team need time to prepare for lifting food, and crane.		After head count completed, crane lead to manage time as necessary.					Crane Shop	30-Oct
Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard								
None	Total POB	Head count: each muster station						
		Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack	Emergency Team	POB Balance
	145	50	43	52	0	0	0	145

PHOTOS



OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	B. Abandon Platform/ Evacuation				
Location	Pailin		Drill No.	13 /2025	
Date	19 Oct	Time	8 00	Record By	
Objectives	To test typhoon evacuation procedure and get the team familiar with evacuation steps, duty and responsibility				
Scenario	<ul style="list-style-type: none"> - BIC notices to evacuate E-personnel to shore. - IOCC sound alarm IOCC announces everyone to report at muster station without life jacket donning (ORT & IERT location per head couth procedure) and perform head count. - After completing headcount, OIM announces for mustering all personnel in the PALQ mess hall for LB#2 and 4th floor meeting room for LB#1 and 3 - OIM notices reasons for evacuation, objectives, instruction and name of R-Personnel for all Evacuee personnel in 4th floor - All personnel pick up personnel belonging and come to mess hall - P' Supt announces name list as buddy, 8 persons per round - Transfer E-personnel to crew boat by personal basket - Drill is over. 				
Prop Required	None				
Personal Involved	All installation personels				
Procedure Test	Abandon platform emergency procedure Typhoon evacuation procedure				
Equipment Test	Typhoon evacuation procedure and equipment				
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/> Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?			
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date	
	Plus				
	The carried baggage were attached with identified tag as per protocol				
	New decision to bring small bag with passenger in Messhall can reduce walking route distance				
	Improvement opportunity				
	Observed that if we distribute sea sickness medicine right before boarding the boat, there might not be enough time for the medicine to take effect, and the crew could already start feeling seasick.	Medic to distribute medicine during the meeting time	Medic	Completed	
	It was observed that many people want to check their names on the manifest. It would be helpful to provide additional locations for displaying the manifest to assist our crew accessibility	Radio to display manifest in front of radio room as additional location board	Radio	Completed	

Recommend to show manifest in the meeting team as well		Radio to display manifest in the meeting time (Typhoon evacuation briefing)				Radio	Acknowledged
Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard							
None	Total POB	Head count: each muster station					
		Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack	Emergency Team
							POB Balance
	143	50	43	50	0	0	0
							143

PHOTOS

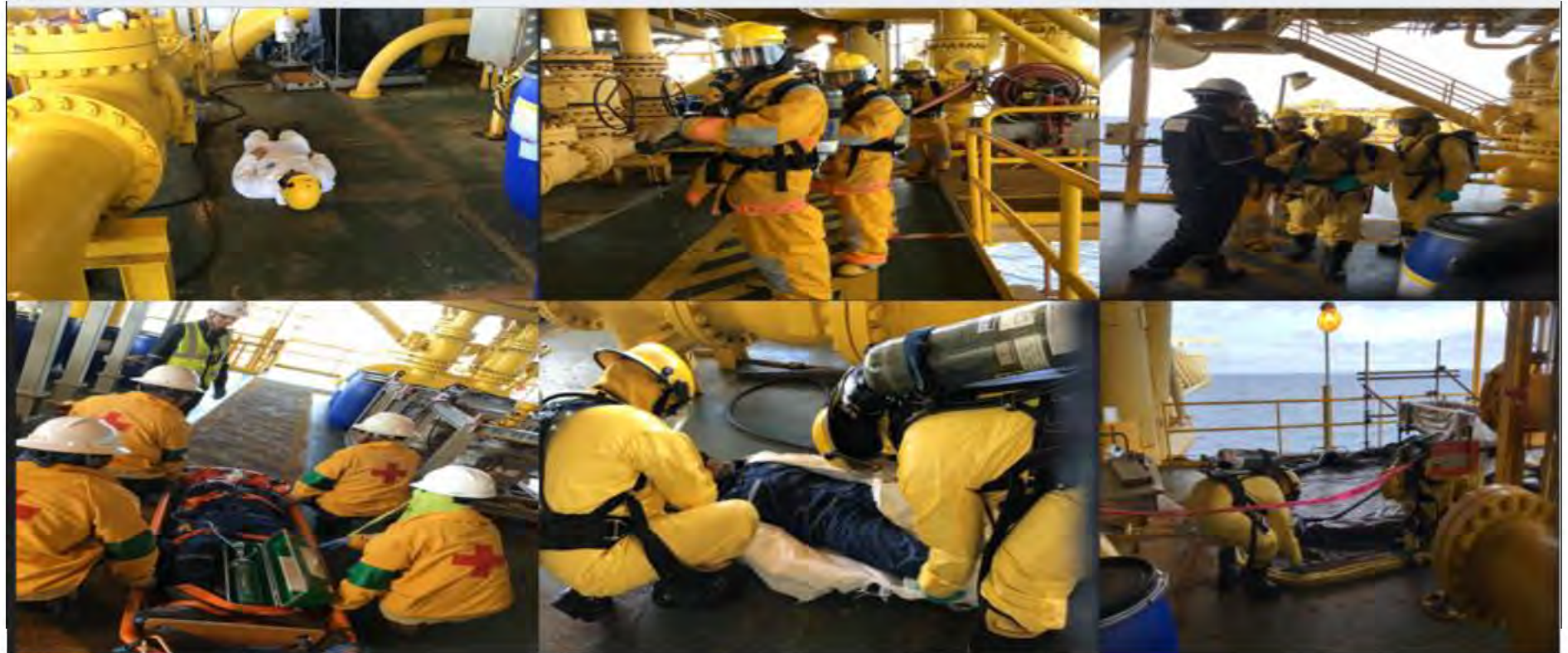


OFFSHORE EMERGENCY DRILL REPORT FORM

Drill Type	A. Fire/ Explosion/ Medical Emergency and			
Location	Pailin		Drill No.	14 /2025
Date	1 Nov 2025	7 00 hrs	Record By	
Objectives	To exercise Onsite Response Teams/ Back up Teams To Check Function of teams To test procedure for emergency evacuation			
Scenario	While 2 FE personnel are opening the pig barrel lid, trapped pressure remained in the system. Upon opening the lid, the pig is forcefully ejected and struck the injured person. A large amount of sludge and hydrocarbon flowed out of the barrel. His colleague immediately notifies the control room. <ul style="list-style-type: none"> • All personnel report head count at their muster station. • ERT is activated. • Task Teams report headcount. • Large amount of sludge is observed around pig receiver • Task Team Leader reported on scene Commander, 1 injured person is found • On scene commander report that able to remove injured person to safe area • Medical task team arrives at incident scene and provides medical assistance and transfers the IP to PALQ. • DRT controls and confines the spill (HAZMAT) • Drill is over. 			
Prop Required	None			
Personal Involved	All installation personels Medical Task Team Installation Emergency Management Team			
Procedure Test	First Aid Search and rescue on the installation			
Equipment Test	Medical Equipment Crewboat			
Before Drill Checklist	<input checked="" type="checkbox"/> Is it safe to conduct drill ? <input checked="" type="checkbox"/> Are the relevant risks accessed and mitigated ?	<input checked="" type="checkbox"/> Do IEMT recognize to switch from drill to operation in case real emergency happen ?		
After Drill Wrap up	Comment	Action	Responsible Person	Due Date
	1. The crew forgot to remove T-card when going to WHP.	Re-communicate with all team	All teams	30-Nov-25
	2. CCTV freeze screen	CCTV freeze screen to be resolved	CST	30-Nov-25
	3. Took time to remove the IP from incident scene, team concerned about cross contamination.	Review priority to rescue or remove IP to safe location immediately (if safe to do)	Ops Chief	30-Nov-25

4. Back up ORT unsure whether SCBA is required for them when proceeding to PACPP	ORT to don Full fire suit with SCBA when emergency situation to get ready at all times.					All teams	30-Nov-25
5. Define standard time for head count and fire gear donning.	Define standard time for head count and fire gear donning to measure EM response performance.					HSE	30-Nov-25
Area whereat alarm (Audio/visual) not activated or were not heard	POB account Balance (Optional)						
None	Total POB	Head count: each muster station					
		Muster 1 (Life Boat#1)	Muster 2 (Life Boat#2)	Muster 3 (Life Boat#3)	POB at Remote	T-Card on rack	Emergency Team
		150	19	25	26	51	29
							0
							150

PHOTOs



รายงานสรุปโครงการ

การฝึกซ้อมขจัดคราบน้ำมันพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยด้วยเครื่องบิน C-130 จากต่างประเทศ

ระหว่างวันที่ 25-27 สิงหาคม 2568

ณ ท่าอากาศยานนานาชาติอู่ตะเภา ระยอง-พัทยา และกองการบินทหารเรือ อำเภอบ้านฉาง จังหวัดระยอง

ผู้เข้าร่วมประชุม

25 หน่วยงาน จำนวน 122 ท่าน

หน่วยงานผู้จัดการฝึกซ้อม

ศูนย์อำนวยการรักษาผลประโยชน์ของชาติทางทะเล
สมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG)
บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด
บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

สรุปผลการฝึกซ้อม

1. วัตถุประสงค์

เพื่อเสริมสร้างความรู้และความเข้าใจถึงความจำเป็นในการนำทรัพยากรทั้งอุปกรณ์และผู้เชี่ยวชาญจากทั้งในประเทศและต่างประเทศมาช่วยในการตอบสนองต่อสถานการณ์น้ำมันรั่วไหลในทะเล และเน้นการเตรียมความพร้อมในการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินน้ำมันรั่วไหลในทะเล ผ่านการฝึกประสานงานและฝึกซ้อมการปฏิบัติการขจัดคราบน้ำมันในบริเวณพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย โดยเครื่องบิน C-130 จากต่างประเทศ

2. ภาพรวมกิจกรรมการฝึกซ้อม

การฝึกซ้อมจัดขึ้นระหว่างวันที่ 25-27 สิงหาคม 2568 รวม 3 วัน ณ ท่าอากาศยานนานาชาติอู่ตะเภา ระยอง-พัทยา และกองการบินทหารเรือ อำเภอบ้านฉาง จังหวัดระยอง

วันที่ 1: เวทีวิชาการ และการฝึกซ้อมเติมสารขจัดคราบน้ำมันที่ C-130 โดยใช้น้ำจืดแทน

วันที่ 2: กิจกรรมเยี่ยมชมเครื่องบิน C-130 และการนำเครื่องบินออกไปฝึกซ้อมปฏิบัติการฉีดพ่นโดยใช้น้ำจืดแทนสารขจัดคราบน้ำมันในทะเลอ่าวไทย ซึ่งพื้นที่อยู่จากสนามบินอู่ตะเภาไปทางทิศใต้ประมาณ 300 กิโลเมตร

วันที่ 3: เป็นการฝึกซ้อมเคลื่อนย้ายสารขจัดคราบน้ำมันจากคลัง จ.ชลบุรี เข้ามายังสนามบินอู่ตะเภา

3. พิธีเปิดการฝึกซ้อม

พิธีเปิดการฝึกซ้อมจัดการบรรณน้ำมันพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยด้วยเครื่องบิน C-130 จากต่างประเทศ ได้ดำเนินการในวันที่ 26 สิงหาคม 2568 ซึ่ง [REDACTED] ผู้อำนวยการสำนักงาน ฝ่ายอำนวยการ ศรชล.ภาค 1 ศรชล. เป็นผู้กล่าวรายงาน และได้รับเกียรติจาก พลเรือเอกประกอบ สุขสมัย ประธานในพิธี และกล่าวเปิดการฝึกซ้อมในครั้งนี้



4. สรุปผลการดำเนินกิจกรรมการฝึกซ้อม

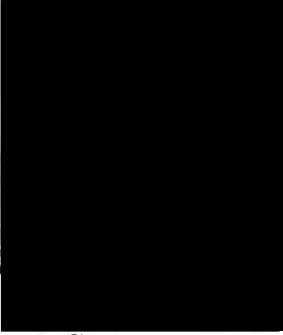
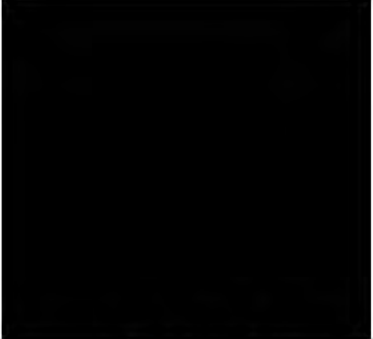
4.1 เวทียาการ - การบรรยายและเสวนาเกี่ยวกับทรัพยากรและแผนการจัดการบรรณน้ำมันระดับชาติ รวมถึงความร่วมมือระหว่างประเทศ สรุปโดยย่อ ดังนี้

วิทยากร	สรุปการบรรยาย
รองผู้อำนวยการสำนักปฏิบัติการ 2 ศรชล.	<p>แผนรับมือเหตุการณ์น้ำมันและสารเคมีรั่วไหลของ ศรชล.</p> <ul style="list-style-type: none"> • ศรชล.ได้รับมอบหมายให้เป็นหน่วยงานหลักในการจัดการมลพิษทางน้ำจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์ โดยเฉพาะในทะเลที่อยู่นอกเขตท่าเรือ สำหรับการรั่วไหลระดับ 2 และ 3 รวมถึงการจัดตั้งศูนย์บัญชาการเหตุการณ์และบูรณาการกับหน่วยงานอื่นๆ ในการตอบสนอง • โครงสร้างการตอบสนองตามระดับมลพิษ – การจัดการแบ่งตามระดับความรุนแรงของมลพิษ (ระดับ 1–3) โดยใช้ระบบบัญชาการเหตุการณ์ (ICS) เพื่อควบคุม สั่งการ และประสานงานอย่างมีประสิทธิภาพ พร้อมกำหนดบทบาทของแต่ละหน่วยงานในระบบอย่างชัดเจน • แนวทางการปฏิบัติและการพัฒนาแผน - มีการจัดสัมมนาและประชุมร่วมกับหน่วยงานภาครัฐและเอกชนเพื่อพัฒนาแผนเผชิญเหตุให้ทันสมัยและเหมาะสมกับสถานการณ์ รวมถึงการฝึกซ้อมร่วมในระดับภาคและจังหวัดเพื่อเตรียมความพร้อมในการตอบสนองเหตุการณ์จริง

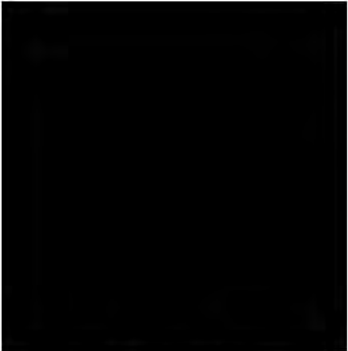


วิทยากร	สรุปการบรรยาย
<div data-bbox="240 289 643 653" data-label="Image"></div> <div data-bbox="347 653 537 695" data-label="Text"> <p>ผู้แทน กรมเจ้าท่า</p> </div>	<p>ทรัพยากรในการจัดการน้ำมันในทะเลของประเทศไทย และ ความจำเป็นในการนำทรัพยากรจากต่างประเทศเข้ามา สนับสนุนการจัดการน้ำมัน</p> <ul style="list-style-type: none"> • ทรัพยากรที่จำเป็นในการจัดการน้ำมัน: ครอบคลุม บุคลากรผ่านการฝึกอบรม อุปกรณ์หลัก (Oil Booms, Skimmers, Dispersants, UAV, ระบบ GIS) เทคโนโลยีการ ตรวจจับ รวมถึงกฎหมายและแผนปฏิบัติการระดับชาติเพื่อ รองรับเหตุฉุกเฉิน • ช่องว่างและข้อจำกัดในประเทศ: ขีดความสามารถจำกัด สำหรับเหตุการณ์ขนาดใหญ่หรือไกลฝั่ง ความล่าช้าในการระดม ทรัพยากร อุปกรณ์บางส่วนเก่า ขาดบุคลากรเฉพาะทาง และ กระบวนการอนุมัติที่ซับซ้อน • ความจำเป็นต้องพึ่งพาต่างประเทศ: สำหรับการรั่วไหลระดับ Tier 3 ต้องใช้เรือเก็บคราบน้ำมันขนาดใหญ่ เครื่องบิน C-130 ปั๊มกำลังสูง และผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้าน เช่น การทำความสะอาด สัตว์ทะเล และการวิเคราะห์แนวการกระจายของคราบน้ำมัน
<div data-bbox="240 1104 643 1467" data-label="Image"></div> <div data-bbox="347 1467 537 1556" data-label="Text"> <p>บริษัท เชฟรอนฯ ผู้แทน IESG</p> </div>	<p>ความสำคัญของการนำเข้าเครื่องบินฉีดพ่นสารจัดการน้ำมันมา ใช้ตอบสนองเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลบริเวณนอกชายฝั่ง</p> <ul style="list-style-type: none"> • โครงสร้างและการจัดการเหตุฉุกเฉิน: ใช้ระบบบัญชาการ เหตุการณ์ (ICS) เพื่อรับมือเหตุการณ์ตามระดับความรุนแรง พร้อมสอดคล้องกับแผนชาติและมาตรฐานสากล • แนวทางตอบสนองและระดับการรั่วไหล: กำหนดเป้าหมาย หลัก คือ ป้องกันไม่ให้น้ำมันถึงชายฝั่ง โดยแบ่งระดับ Tier 1-3 ตามปริมาณและความซับซ้อนของเหตุการณ์ พร้อมระบุแหล่ง ทรัพยากร เช่น OSRL สำหรับ Tier 3 • กลยุทธ์และเทคนิคการจัดการ: ใช้ 3 วิธีหลัก ได้แก่ การ กักเก็บและเก็บกู้ (Containment & Recovery) การเผาในสถานที่ ควบคุม (In-situ Burning) และการใช้สารกระจายตัว (Dispersant) โดยเลือกตามสภาพแวดล้อม ประเภทน้ำมัน และ ข้อจำกัดของอุปกรณ์ พร้อมเสริมด้วยการติดตามผลและการ ใช้แบบจำลองการแพร่กระจายตัวของน้ำมัน



วิทยากร	สรุปการบรรยาย
 <p data-bbox="365 674 516 709">ผู้แทน OSRL</p>	<p data-bbox="657 300 1365 384">ภาพรวมการตอบสนองการน้ำมันด้วยเครื่องบินฉีดพ่นสารกำจัดคราบน้ำมัน</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="657 405 1393 688">• OSRL และความร่วมมือในไทย: OSRL เป็นองค์กรตอบสนองเหตุคราบน้ำมันระดับโลก มีสมาชิกครอบคลุม 2/3 ของการผลิตน้ำมันโลก และในไทยได้ลงนาม MOU กับ IESG จัด workshop และฝึกซ้อมร่วม เช่น การระดมทรัพยากรจากต่างประเทศและการใช้เครื่องบิน C-130 เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการรับมือเหตุการณ์รั่วไหลใหญ่ <li data-bbox="657 709 1393 993">• การใช้สาร Dispersant และการฉีดพ่นทางอากาศ: Dispersant ช่วยแตกตัวน้ำมันในน้ำ ต้องใช้ในช่วงเวลาที่เหมาะสม (window of opportunity) และการใช้เครื่องบิน C-130 ในการฉีดพ่นสารกำจัดคราบน้ำมันช่วยครอบคลุมพื้นที่กว้างในเวลาสั้นกว่าการใช้เรือ เหมาะสำหรับเหตุการณ์รั่วไหลขนาดใหญ่ในทะเลเปิด <li data-bbox="657 1014 1393 1392">• การเรียกและความพร้อมของเครื่องบิน C-130: เครื่องบิน C-130 ของ OSRL ประจำที่สนามบิน Senai มาเลเซีย บรรทุกสารกำจัดคราบน้ำมันได้ 12,000 ลิตร โดยในด้านการปฏิบัติการหากเตรียมพร้อมเรื่องฟอร์มการร้องขอเรียบร้อย เครื่องสามารถพร้อมบินขึ้นภายใน 6 ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม ในส่วนของการอนุมัติหรือใบอนุญาตเข้ามาในประเทศไทยจะต้องดำเนินการให้พร้อมเพื่อสามารถเข้ามายังประเทศไทยได้ภายในเวลาประมาณ 9 ชั่วโมง
 <p data-bbox="349 1770 527 1801">บริษัท ปตท.สม.</p>	<p data-bbox="657 1413 1105 1444">การขออนุญาตนำเข้าเครื่องบิน C-130</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="657 1465 1409 1875">• ขั้นตอนการขออนุญาตนำเข้าและปฏิบัติการ C-130 ต้องขออนุญาต 1) นำเข้า/ออกอากาศยาน และ 2) ปฏิบัติการทางอากาศ (ฉีดพ่นสารเคมี) ผ่านระบบ Flight Permit Online System (FPOS) ของสำนักงานการบินพลเรือนแห่งประเทศไทย (CAAT) เอกสารสำคัญ เช่น Air Operator Certificate, Certificate of Airworthiness, Flight Schedule, และหนังสือยืนยันภารกิจเร่งด่วนสำหรับ Oil Spill Response (ทั้งนี้ มีข้อเสนอแนะให้ Pre-Approve เอกสารเกี่ยวกับความปลอดภัยของเครื่องบินเป็นการล่วงหน้า เพื่อป้องกันความล่าช้านอกเวลาทำการ)





วิทยากร	สรุปการบรรยาย
	<ul style="list-style-type: none"> • ข้อกำหนดด้านพื้นที่ และสารเคมี - ต้องแนบ Area Plotting Chart ระบุพื้นที่ปฏิบัติการ และเอกสารอ้างอิงจากกรมควบคุมมลพิษ หากปฏิบัติการในเขตนํ้าลึก >10 เมตร และไม่ใกล้พื้นที่อ่อนไหว ให้ใช้แผนที่เขตที่ได้รับการอนุมัติล่วงหน้า (Pre-Approved Area) แนบมาเพื่อยืนยันพื้นที่ หากนํ้าลึก <10 เมตร หรือใกล้พื้นที่อ่อนไหว ต้องแนบ แบบฟอร์ม คพ.01 เพื่อยืนยันการขออนุญาตใช้สารเคมีจัดการคราบน้ำมัน • การนำเข้าด้านศุลกากร เครื่องบินและอุปกรณ์ต้องแจ้งต่อศุลกากรภายใน 24 ชม. และทำใบขนสินค้าขาเข้า โดยแนะนำให้ใช้ Shipping Agent ที่ผ่านการอบรม • การเข้ามาของบุคลากร -นักบิน ลูกเรือ และผู้เชี่ยวชาญต้องผ่านพิธีการตรวจคนเข้าเมือง (ตม.2, ตม.3, ตม.4) และกรอก Thailand Digital Arrival Card (TDAC) ออนไลน์ การทำงานของผู้เชี่ยวชาญต้องแจ้งตาม มาตรา 61 โดยยื่นแบบ บต.34 และจะได้รับอนุมัติเป็น บต.36 (อนุญาต 15 วัน ต่ออายุได้อีก 15 วัน)
 <p>ผู้แทน OSRL</p>	<p>การปฏิบัติการฉีดพ่นสารกระจายคราบน้ำมันด้วยเครื่องบิน C-130 โดยใช้ระบบ RIDSS - Rapid Installation and Deployment Spray System</p> <p>1. ขั้นตอนการเตรียมและการแจ้งเหตุฉุกเฉิน</p> <ul style="list-style-type: none"> • การแจ้งเหตุไปยัง OSRL ควรทำทันทีเมื่อพบคราบน้ำมันหรือมีความเสี่ยงที่จะเกิดเหตุ • ต้องกรอกแบบฟอร์ม Notification และ Mobilization โดยบุคคลที่ได้รับอนุญาตเท่านั้นจึงสามารถลงนามเพื่อขอระดมทรัพยากรจาก OSRL ได้ • การเตรียมเอกสารประกอบ เช่น Aircraft Work Order (AWO) และ Mission Tasking Document (MTD) เป็นสิ่งจำเป็นก่อนเริ่มปฏิบัติการบิน <p>2. การดำเนินการฉีดพ่นสารกระจายคราบน้ำมัน</p> <ul style="list-style-type: none"> • การบินฉีดพ่นต้องได้รับอนุญาตจากหน่วยงานในประเทศนั้นๆ เช่น สำนักงานการบินพลเรือนแห่งประเทศไทย และกรมควบคุมมลพิษ เป็นต้น





วิทยากร	สรุปการบรรยาย
	<ul style="list-style-type: none"> การบินแต่ละเที่ยวใช้เวลาประมาณ 2.5 ชั่วโมง และต้องมีการเติมน้ำมันและสารกระจายคราบน้ำมันอย่างมีประสิทธิภาพ การติดตามเที่ยวบินทำผ่านระบบ TracPlus และมีการสื่อสารกับทีมภาคพื้นดินและศูนย์บัญชาการเหตุการณ์อย่างต่อเนื่อง <p>3. การตรวจสอบและประเมินผลการฉีดพ่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ใช้ระบบ SMART (Special Monitoring of Applied Response Technologies) ซึ่งแบ่งเป็น 3 ระดับ: Tier I (ตรวจสอบด้วยสายตา) Tier II (ผสมผสานการตรวจสอบด้วยสายตาและตรวจสอบน้ำแบบเรียลไทม์ โดยใช้ fluorometer การตรวจสอบคุณภาพน้ำ) และ Tier III (เช่นเดียวกับ Tier 2 สำหรับตรวจสอบหลายระดับความลึก) เครื่องมือ Fluorometer ใช้ตรวจวัดสาร PAHs ในคราบน้ำมันที่กระจายอยู่ในน้ำเพื่อประเมินประสิทธิภาพของการฉีดพ่น

4.2 ภาคเสวนา



4.2.1 การเตรียมความพร้อมและประสบการณ์ในการตอบสนองคราบน้ำมันนอกชายฝั่ง

วิทยากร	สรุปประเด็นเสวนา
 ตัวแทนกรมเจ้าท่า	<p>การจัดทำ (ร่าง) แผนการจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์</p> <p>โดยมีการมอบบทบาท และหน้าที่ของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเพื่อให้การตอบสนองต่อคราบน้ำมันเป็นไปได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ”</p>
 รอง ผอ.สำนักปฏิบัติการ 2 ศรชล.	<p>การจัดทำ (ร่าง) โครงสร้างระบบบัญชาการ (ICS) และกำหนดหน้าที่หน่วยงานต่าง ๆ ของ ศรชล.</p> <p>ในการจัดมลพิษฯ รวมถึงมีการฝึกซ้อมร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างสม่ำเสมอ”</p>



วิทยากร	สรุปประเด็นเสวนา
 ผู้แทนกรมควบคุมมลพิษ	จัดทำคู่มือการใช้สารเคมีขจัดคราบน้ำมัน โดยมีการแบ่งเขตการขออนุญาตการใช้เป็น 2 เขต สำหรับเขตนอกชายฝั่งที่น้ำลึกมากกว่า 10 เมตร และไกลจากทรัพยากรที่อ่อนไหว สามารถใช้สารเคมีขจัดคราบน้ำมันได้ตามสัดส่วนที่เหมาะสม โดยไม่ต้องขออนุญาตก่อนใช้ แต่ต้องแจ้งปริมาณการใช้ให้กับกรมเจ้าท่า และกรมควบคุมมลพิษด้วย
 นายกสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG)	บริษัทในกลุ่มสมาชิก IESG จะต้องมีการจัดเตรียมอุปกรณ์ขจัดคราบน้ำมันที่อยู่ในระดับ Tier 1 แต่หากต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกก็จะทำการร้องขอให้มีการสนับสนุนจากแผนชาติ ทั้งนี้ กรณีน้ำมันรั่วไหลกลางทะเลที่มีปริมาณมาก การใช้เครื่องบิน C-130 เข้ามาใช้ในการฉีดพ่นสารขจัดคราบน้ำมันถือว่าเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพที่สุด

4.2.2 บทเรียนจากการนำเข้าเครื่องบิน C-130 และปฏิบัติการขจัดคราบน้ำมัน

วิทยากร	สรุปประเด็นเสวนา
 บริษัท SPRC ผู้แทน IESG	<ul style="list-style-type: none"> มีการวางแผนและกำหนดลักษณะของเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลภายในบริษัทฯ ที่ต้องใช้ C-130 (กรณีใช้ตำแหน่งของเหตุการณ์เป็นเกณฑ์) มีการจัดทำคู่มือในการนำเข้า และมีการจัดเตรียมเอกสารที่ใช้ในการนำเข้า ในสถานการณ์จริงเอกสารที่ใช้ในการขออนุญาตตามพิธีการต่างๆ ไม่ครบถ้วนทำให้กระบวนการขออนุญาตล่าช้า จนไม่สามารถใช้ C-130 ในการปฏิบัติการขจัดคราบน้ำมันได้ มีการจัดทำแผนการปรับปรุงกระบวนการนำเข้ากับ OSRL เสนอให้มีการฝึกซ้อมการนำเข้ากับ OSRL และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างสม่ำเสมอ
 ผู้แทน OSRL	<ul style="list-style-type: none"> การพิจารณาการ activate C-130 ขึ้นกับปัจจัยหลายอย่าง ข้อมูลเบื้องต้นของเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลจากบริษัทสมาชิกจะต้องเพียงพอ OSRL มีความพร้อมในการสนับสนุนเครื่องบิน C-130 อุปกรณ์ และสารเคมี รวมทั้งสนับสนุนในด้านการเตรียมเอกสารต่างๆ เพื่อสนับสนุนการขนส่ง และพิธีการนำเข้าของแต่ละประเทศ ซึ่งแต่ละประเทศมีกระบวนการขออนุญาตแตกต่างกัน OSRL ต้องทำความเข้าใจกับพิธีการต่างๆ ของแต่ละประเทศ OSRL ยินดีที่จะร่วมฝึกซ้อมกับบริษัทฯ สมาชิกในทุกรูปแบบไม่ว่าจะเป็น Table-Top Exercise หรือ Field Exercise



IESG PTTEP



ptt OSRL

4.3 กิจกรรมเยี่ยมชมเครื่องบิน:

ผู้เข้าร่วมได้ชมเครื่องบิน C-130 เรียนรู้เกี่ยวกับถังเก็บสารขจัดคราบน้ำมัน ระบบฉีดพ่น ห้องนักบิน และชม
วีดิทัศน์การปฏิบัติการจริง

<p>จุด 1 : บรรยายความปลอดภัยการเยี่ยมชมเครื่องบิน โดย กัปตันเครื่องบิน C-130</p>	
<p>จุด 2: ถังเก็บสารขจัดคราบน้ำมัน (Dispersant Tank) ระบบ นี้ประกอบด้วยถังเก็บสารขจัดคราบน้ำมัน และปั๊มกำลังสูงที่จ่าย เข้าสู่ Spray Arm ระบบปั๊มทำให้ได้อัตราการไหลและแรงดันที่ สม่ำเสมอ เพื่อการฉีดพ่นสารขจัดคราบน้ำมันที่มีประสิทธิภาพ ช่วยให้สามารถนำไปใช้ได้อย่างรวดเร็วในสถานการณ์ฉุกเฉินเพิ่ม ประสิทธิภาพการตอบสนองสำหรับอุปกรณ์ท้ายเครื่องบินที่นำมา เป็น ชุดปั๊มสูบลำสารขจัดคราบน้ำมันในกรณีที่มีการนำมาเติมเข้าสู่ Dispersant tank โดยมีปั๊ม 2 ชุด</p>	
<p>จุด 3: Spray Arm Spray Arm ถูกออกแบบมาเพื่อควบคุมการ ฉีดพ่นสารขจัดคราบน้ำมันอย่างสม่ำเสมอ โครงสร้างของมัน ช่วยให้ครอบคลุมพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบอย่างเหมาะสม ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และเพิ่มประสิทธิภาพของการ ปฏิบัติการตอบสนองความยาวของ Spray Arm ทั้งสองด้าน ประมาณ 150 ฟุต (45 เมตร) และมีหัวฉีดทั้งหมด 62 หัว</p>	
<p>จุด 4 : ห้องนักบิน (Cockpit) ควบคุมการบินและ spray ห้องนักบินของ C-130 ถูกออกแบบมาเพื่อความหลากหลายใน การปฏิบัติการและการรับรู้สถานการณ์ ด้วยระบบอากาศยาน อิเล็กทรอนิกส์ (avionics) ที่ทันสมัยและการจัดวางที่เป็น สรีรศาสตร์ ลูกเรือสามารถควบคุมภารกิจที่ซับซ้อนได้ รวมถึง การปฏิบัติการฉีดพ่นสารขจัดคราบน้ำมันทางอากาศ ด้วยความ แม่นยำและปลอดภัย</p>	



IESG PTTEP



ptt OSRL

จุด 5 : การให้ความรู้ด้านปฏิบัติการขจัดครบน้ำมัน
การชมวิดีโอตัวอย่างการปฏิบัติการขจัดครบน้ำมันด้วยวิธีการต่างๆ การสำรวจพื้นที่
การขจัดครบน้ำมันด้วยสารขจัดครบน้ำมัน โดยการใช้เรือ
และเครื่องบิน C-130 ในการฉีดพ่นขจัดครบน้ำมัน เป็นต้น



5. การขออนุญาตที่เกี่ยวข้องกับการฝึกซ้อมครั้งนี้

1) การขออนุญาตด้านอากาศยาน

การขออนุญาตนำเข้า/ออก เครื่องบิน C-130 จากต่างประเทศเข้ามาฝึกซ้อมปฏิบัติการทางอากาศ (ฉีดพ่นสารเคมีขจัดครบน้ำมัน) ผ่านระบบ Flight Permit Online System (FPOS) ของสำนักงานการบินพลเรือนแห่งประเทศไทย ประกอบด้วย non-scheduled flight permits ดังนี้

- ☒ การขออนุญาตนำเข้า/ออกอากาศยาน
- ☒ การขออนุญาตปฏิบัติการทางอากาศ (ฉีดพ่นสารเคมีขจัดครบน้ำมัน)

2) พิธีการศุลกากร

- แจ้งรายงานการเข้า-ออกราชอาณาจักรของอากาศยานภายใน 24 ชั่วโมง
- ได้รับใบกำกับสินค้า (Commercial Invoice) จากทางต้นทาง
- ได้รับบัญชีรายละเอียดหีบห่อ (Packing List) จากทางต้นทาง
- ร่างใบขนสินค้าขาเข้าในระบบศุลกากรไทย
- ใบตราส่งสินค้า (Air Waybill/Electronic Delivery Order(e-DO)/Telex) จากทางต้นทาง – ไม่ได้รับจากต้นทางทำให้ไม่สามารถดำเนินการพิธีการศุลกากรได้

สรุป: ได้แจ้งรายงานการเข้าออกของเครื่องบิน แต่ในส่วนอุปกรณ์ที่มากับเครื่องบิน เช่น ปัม และสายยางที่จะนำมาใช้ฝึกซ้อมปั๊มสารขจัดครบน้ำมัน (โดยใช้น้ำจืดแทน) ไม่สามารถดำเนินการพิธีการศุลกากรได้เนื่องจากไม่ได้รับใบตราส่งสินค้าจากต้นทางซึ่งเป็นเอกสารที่ต้องใช้ในการดำเนินการพิธีการ

ทั้งนี้ ทางโครงการจึงจัดหาปั๊มและสายยางในประเทศมาใช้ในการฝึกซ้อมแทน

3) การเข้าราชอาณาจักรและใบอนุญาตในการทำงาน

- การเข้า-ออกราชอาณาจักร

- **เครื่องบินและลูกเรือ** ต้องผ่านพิธีการ ตม. ได้แก่ ตม. 2 (แจ้งยานพาหนะ), ตม.3 (บัญชีผู้โดยสาร) ตม.4 (crew Manifest) ตม.36 (บัญชีรายชื่อและลายมือชื่อ) โดยต้องส่งบัตรประจำตัว (Crew ID) นักบินให้ ตม. ตรวจสอบ โดยส่วนนี้จะไปดำเนินการในช่องที่เป็น Crew lanes
- **ผู้เชี่ยวชาญจากต่างประเทศ**ได้รับอนุญาตให้เข้ามาทำงานฝึกซ้อมขจัดคราบน้ำมันในประเทศภายใต้ การขออนุญาตทำงานเนื่องจากมีความจำเป็นเร่งด่วน (Urgent Duty Work Permit) โดยจะต้องทำการกรอกบัตรขาเข้า (ตม.6) ในระบบออนไลน์ (Thailand Digital Arrival Card; TDAC) ก่อนเดินทางเข้ามา
 - การขออนุญาตทำงานอันมีลักษณะจำเป็นหรือเร่งด่วน(Urgent Work Permit) กับกรมการจัดหางาน
- **ผู้เชี่ยวชาญ** ที่มี APEC Business Travel Card (ABTC) บัตรเดินทางสำหรับนักธุรกิจเอเปค เป็นเสมือนวีซ่าซึ่งผู้ถือบัตรสามารถใช้ควบคู่กับหนังสือเดินทางในการติดต่อและการทำงานโดยไม่ต้องขอใบอนุญาตเพิ่มเติม ส่วนผู้เชี่ยวชาญที่ไม่มีบัตร APEC ได้ยื่นเอกสารที่สำนักงานจัดหางาน และได้รับหนังสือรับแจ้งการทำงานอันมีลักษณะจำเป็นหรือเร่งด่วนตามมาตรา 61 (Urgent Work Permit) ตามขั้นตอนการขออนุญาต
- **นักบินและลูกเรือ** ที่ เดินทางมาพร้อมกับเครื่องบิน C-130 ที่เข้ามาในประเทศไทย ได้ทำการยื่นเอกสารที่สำนักงานจัดหางานแล้ว แต่อย่างไรก็ตามวีซ่าการเดินทางเป็นวีซ่านักบินและลูกเรือ (Crew Visa) ไม่สามารถใช้ดำเนินการขออนุญาตทำงานอันมีลักษณะจำเป็นเร่งด่วนได้ ทั้งนี้ นักบินและลูกเรือที่เข้าประเทศใช้วีซ่าประเภทนักบิน/ลูกเรือ (Crew Visa) เพื่อปฏิบัติการกิจกับอากาศยานในเที่ยวบินที่เข้ามาพร้อมกัน จึงไม่ถือเป็น “แรงงานต่างด้าว” ตามกฎหมายแรงงานไทย ไม่สามารถยื่นขอใบอนุญาตได้ (เป็นประเด็นที่ต้องศึกษาเพิ่มเติมเพื่อยืนยัน)

6. การฝึกซ้อมปฏิบัติการภาคสนาม


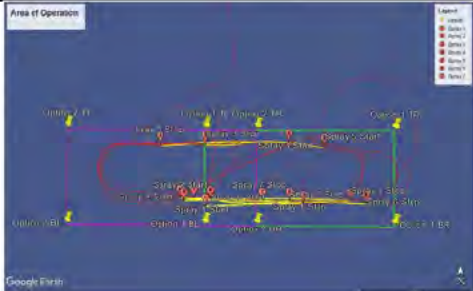
1) การฝึกซ้อมปฏิบัติการทางอากาศ



ก่อนการบิน: จัดทำการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) ระบุปัจจัยเสี่ยงและกำหนดมาตรการ เช่น

- จัดทำ **แผนการสื่อสาร (Communication Plan)** ระหว่างนักบิน ภาคพื้น และพื้นที่ปฏิบัติการ
- ให้ข้อมูลพิกัดตำแหน่งติดตั้งใกล้เคียง และข้อมูลสภาพอากาศบริเวณพื้นที่ปฏิบัติการแก่นักบิน



	<ul style="list-style-type: none">• ประสานให้มี ประกาศแจ้งเตือนการเดินอากาศ (NOTAM) และประกาศคำเตือนเพื่อการเดินเรือ (Navigational Warning)• จัดให้มีเรือในพื้นที่ปฏิบัติการช่วยกันไม่ให้มีเรือเข้าในพื้นที่ขณะมีปฏิบัติการทางอากาศ
	<p>ระหว่างการบิน:</p> <ul style="list-style-type: none">• ปฏิบัติตามแผนการบินและแผนการสื่อสารที่กำหนดไว้• ฝ่ายควบคุมการเดินเรือประสานและควบคุมไม่ให้มีเรืออยู่ในพื้นที่ปฏิบัติการ• การบินดำเนินการบินในพื้นที่เป้าหมายตามกำหนด• สามารถติดตามการบินแบบเรียลไทม์ผ่านจอเรดาร์ได้อย่างชัดเจน
	<p>หลังการบินเสร็จสิ้น</p> <ul style="list-style-type: none">• จัดทำรายงานผลการปฏิบัติ โดยกัปตันและลูกเรือ• สรุปผลการบิน 5 รอบ และได้ทำการฉีดพ่นไป 7 ครั้ง ในพื้นที่ที่กำหนด

2) การขนย้ายสารจัดคราบน้ำมัน (Oil Dispersant) และการเติมน้ำ

	<ul style="list-style-type: none">• กระบวนการในการขนสารเคมีฯ ออกจาก Warehouse ใส่รถบรรทุกจำนวน 8 pallet (pallet ละ 4 ถัง) รวมทั้งสิ้น 32 ถังถึงละ 200 ลิตร ใช้เวลาทั้งสิ้น 26 นาที• กระบวนการขนส่งจากคลังน้ำมันศรีราชา มายังท่าอากาศยานอู่ตะเภา เพื่อเตรียมการ Load สารเข้าเครื่องบิน C-130 ใช้เวลาดำเนินการ 1 ชั่วโมง 15 นาที• ระยะเวลาในการเติมน้ำ (จำลองแทนสารจัดคราบน้ำมัน) ด้วย Spate Pump โดยเฉลี่ยสำหรับถังขนาด 200 ลิตร ใช้เวลาถึงละ 1 นาที 30 วินาที หรือน้อยกว่านั้นเล็กน้อย (ไม่รวมระยะเวลาติดตั้ง Spate Pump)
---	---

ความคิดเห็นต่อกิจกรรมการฝึกซ้อมจากผู้เข้าร่วม

- ผู้เข้าร่วมงานส่วนใหญ่มีความพึงพอใจทั้งในส่วนของเวทีวิชาการ และการเยี่ยมชมเครื่องบิน C-130 จากการสำรวจ (การให้คะแนน 1-5) พบว่าผู้เข้าร่วมงานประเมินให้คะแนน 5 - ยอดเยี่ยม (excellent) มากที่สุดในทั้งสองวัน
- สิ่ง que ผู้เข้าร่วมชื่นชอบมากที่สุด คือ ได้โอกาสเยี่ยมชมเครื่องบิน C-130 ที่นำมาใช้ในการปฏิบัติการ ขจัดคราบน้ำมัน และฟังการบรรยายจากผู้เชี่ยวชาญ การแลกเปลี่ยนความรู้ และการมีส่วนร่วมจาก หลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
- ข้อเสนอแนะเพื่อการปรับปรุงโดยรวม
 - ให้มีการจัดการฝึกซ้อมอย่างต่อเนื่อง
 - การสาธิตการทำงานของเครื่องบินเพิ่มเติม เช่น การสเปรย์น้ำที่ runway

7. คณะทำงานทบทวนกิจกรรม และสิ่งที่ต้องปรับปรุงพัฒนา

หัวข้อ	สิ่งที่ทำได้ดี	สิ่งที่ควรปรับปรุง	ข้อเสนอแนะ
การขอ อนุญาต	<ul style="list-style-type: none"> • หน่วยงานกำกับด้าน ใบอนุญาต เช่น กรมศุลกากร และ CAAT ให้คำแนะนำและ ติดตามเอกสารอย่างดี • ได้เรียนรู้และได้ดำเนินการ กระบวนการขออนุญาตนำเข้า เครื่องบินจริง • เครื่องบินสามารถเข้ามา ทำงานได้ตามแผน และ ปลอดภัยทุกขั้นตอน 	<ul style="list-style-type: none"> • เอกสารสินค้า (Cargo) จากต้น ทางไม่ครบถ้วนทำให้ไม่ สามารถดำเนินพิธีการศุลกากร ของอุปกรณ์ ได้แก่ บั้มและ อุปกรณ์ฟ่วงต่อจากบน เครื่องบิน C-130 มาใช้ในการ ฝึกซ้อมได้ จึงควรมีแผนสำรอง และประเมินผลกระทบจาก ความล่าช้า • ใบอนุญาตทำงานเร่งด่วน - นักบินและลูกเรือได้รับ crew visa (GENDEC) ซึ่งไม่สามารถ ใช้ขอใบอนุญาตทำงานเร่งด่วน ได้ ต้องหาทางแก้ไขหรือ ข้อยกเว้นในอนาคต 	<ul style="list-style-type: none"> • ตรวจสอบพิธีการของ สินค้าขาออกจาก มาเลเซีย และข้อที่ควร ปรับปรุง • พิจารณาหาแนวทาง ในการดำเนินพิธีการ ศุลกากรสำหรับ อุปกรณ์ที่ OSRL ระบุ ว่าเป็นส่วนหนึ่งของ เครื่องบิน • ประสานงานกับ หน่วยงานราชการที่ เกี่ยวข้องเพื่อ ตรวจสอบเกี่ยวกับ ความจำเป็นของ ใบอนุญาตทำงาน เร่งด่วนสำหรับลูกเรือ



หัวข้อ	สิ่งที่ทำได้ดี	สิ่งที่ควรปรับปรุง	ข้อเสนอแนะ
การมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	<ul style="list-style-type: none"> • การมีหน่วยงานภาครัฐเข้าร่วมวางแผนโครงการตั้งแต่ต้น ทำให้เกิดความเข้าใจตรงกันและมีความร่วมมือกันได้ดี • ศรชล. สนับสนุนการประสานงานราชการ เช่น การออก NOTAM และประกาศคำเตือนเพื่อการเดินเรือ • การทำอากาศยานอยู่ตะเภายและกบร. ให้ความช่วยเหลืออย่างดี • ได้รับ feedback ที่ดีจากผู้เข้าร่วมในการเยี่ยมชมเครื่องบิน C-130 	<ul style="list-style-type: none"> • ควรพิจารณาเชิญตัวแทนจากกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และนักวิชาการเข้าร่วมเสวนา • ควรมีเอกสารประกอบการประชุมล่วงหน้า • เสนอให้มีการจัดกิจกรรมต่อเนื่อง • เชิญบริษัทที่ให้บริการด้านการจัดการน้ำมันรั่วไหลเข้าร่วม workshop เข้าร่วม workshop เพื่อเสริมการทำงานร่วมกัน 	-
การปฏิบัติการฝึกซ้อม	<ul style="list-style-type: none"> • มีการประเมินความเสี่ยงและวางแผนการสื่อสารระหว่างนักบินกับฐานปฏิบัติการนอกชายฝั่ง • มีการยืนยันตำแหน่งการฉีดพ่นน้ำโดยใช้ track log จาก C-130 	<ul style="list-style-type: none"> • Air Operations ของฐานสนับสนุนทางอากาศของการปฏิบัติการนอกชายฝั่งไม่ได้รับการสื่อสาร NOTAM ตรงมาที่สนามบินที่เกี่ยวข้อง • ควรมีการจัดเตรียมอะไหล่หรืออุปกรณ์ในประเทศเพื่อเป็นแผนสำรองในการตอบสนอง เช่น Spate Pump สายยางสำหรับการสูบน้ำ 	<ul style="list-style-type: none"> • ทบทวน และยืนยันกระบวนการประกาศ NOTAM • ในกรณีเกิดเหตุจริงควรประสานผู้ที่ออก NOTAM ให้ส่งข้อมูลไปยังสนามบินอยู่ตะเภานครศรีธรรมราช และสนามบินสงขลาด้วยเนื่องจากเป็นฐานสนับสนุนการบินของเฮลิคอปเตอร์ที่บินออกไปนอกชายฝั่ง

ภาคผนวก 19

รายงานประจำเดือนที่เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
(DMF Monthly Report)

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year: มกราคม 2568

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year:	กุมภาพันธ์	2568
-------------	------------	------

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year:	มีนาคม	2568
-------------	--------	------

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year: 01/2011 2568

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year: พฤษภาคม 2568

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year:	มิถุนายน	2568
-------------	----------	------

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year: สิงหาคม 2568

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year:	กันยายน	2568
-------------	---------	------

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year:	ตุลาคม	2568
-------------	--------	------

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year:	พฤศจิกายน	2568
-------------	-----------	------

[illegible]

HSE Monthly Report

Company Name: บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

Contact Name/Tel.: [REDACTED]

Month/Year: ธันวาคม 2568

[illegible]

ภาคผนวก 20

คู่มือปฏิบัติงาน *Fixed Lifting Equipment Operating Practices*



Chevron Thailand – Fixed Lifting Equipment Operating Practices

Approved 1 July 2016
Version 1.3

©2006 by Chevron Corporation

This document contains proprietary information of Chevron Corporation. Any use of this document without express, prior, written permission from Chevron Corporation and/or its affiliates is prohibited.

Contents

Chevron Thailand – Fixed Lifting Equipment Operating Practices.....	1
1.0 Purpose, Objective and Scope.....	3
2.0 Requirements.....	4
3.0 Resources, Roles and Responsibilities.....	6
Table 1: Key Roles.....	6
Table 2: Responsibilities.....	6
4.0 Procedures.....	12
4.1 Crane Requirements.....	12
Table 3: Crane Requirements.....	13
4.2 Training Requirements	14
Table 4: Crane Operator License Classification	17
4.3 Documentation.....	27
4.4 Safety Precautions.....	27
4.5 Supervision of Lifting Operations	28
4.6 Undertaking Lifting Operations.....	29
4.7 Crane File Record Book / Crane History File.....	29
4.8 Safety in Crane Operations	30
Table 5: Crane Operation Stoppage	33
4.9 Crane Operations near Overhead Power Lines	33
Table 6: Minimum Clearance for Cranes Near Proximity to Overhead Power Lines.....	34
4.10 Personnel Transfers.....	35
4.11 Suspended Personnel Platforms.....	36
4.12 Simultaneous Crane and Helicopter Operation.....	36
4.13 Communication.....	36
4.14 Crane Inspections (Under Lift Team Duty)	38
4.15 Alternate Lifting Devices.....	40
4.16 Mobile Crane Operations.....	40
5.0 Continual Improvement	42
6.0 Attachments.....	43
6.1 Attachment 1: Definitions.....	43
6.2 Attachment 2: Crane Pre-Lift Checklist	52
6.3 Attachment 3: Crane Pre/Post Operation Check Sheet.....	56
6.4 Attachment 4: Emergency Load Lowering Procedures	57
7.0 Document Control Information.....	63
Table 7: Document Control Information.....	63

Table 8: Document History	63
8.0 Document List	64
Table 9: Document List	64
9.0 Appendix	64
9.1 Appendix 1 - Management and Inspection of Fixed Lifting Equipment.....	62

List of Tables

<u>Table 1: Key Roles</u>	6
<u>Table 2: Responsibilities</u>	6
<u>Table 3: Crane Requirements</u>	13
<u>Table 4: Crane Operator License Classification</u>	17
Table 5: Crane Operation Stoppage.....	30
<u>Table 6: Minimum Clearance for Cranes Near Proximity to Overhead Power Lines</u>	34
<u>Table 7: Document Control Information</u>	63
Table 8: Document History	63
<u>Table 9: Document List</u>	64

List of Figures

Figure 1: Crane License Formats and Colors	18
Figure 2: Crane Operator License Issue and Renewal Procedures	24
Figure 3: Qualified Rigger License	26
Figure 4: Standard Crane Hand Signals.....	36

1.0 Purpose, Objective and Scope

Purpose

The purpose of this procedure is to state Company policy regarding safe lifting equipment operation and usage on Chevron property throughout the Chevron Thailand Profit Center.

The contents are not intended to replace manufacturers or regulatory resources (API RP 2D, etc.), but are designed to highlight some of the key requirements of regulatory enforcement agencies and manufacturer's recommendations which should be considered during all crane operations and activities.

The contents are intended to provide guidance on safe operational practices for cranes and compliance with national and international laws, rules and regulations and Company practices.

Objectives

The objectives of this process are to:

1. Provide personnel with an understanding of Company policy regarding basic crane and fixed lifting equipment operations.
2. Establish minimum guidelines for safe operation, maintenance, and inspection of cranes and fixed lifting equipment.
3. Promote compliance with good safety practices and commitment to attaining zero accidents.

NOTE: There may be certain circumstances not specifically covered in this procedure and associated documents where further clarification may be required.

Scope

This document covers crane operator and rigger training standards, and includes operator inspection of permanent and temporary cranes and fixed lifting equipment throughout the Chevron Thailand operations.

This standard applies to mechanical lifting activities where lifting methods and rigging shall meet these minimum requirements.

This standard does not address activities where forklift, mobile elevated work platform (MEWP), manlift or other similar equipment might be used for lifting activities.

Other aspects of Chevron policy regarding crane operations and lifting equipment are found in:

Portable Lifting Equipment Operating Practices

[Appendix 1: Management and inspection of portable lifting equipment \(PLE\)](#)

[Appendix 2: Guide for examination and testing of containers](#)

[Appendix 3: Chevron Thailand Banned and Recommended Lifting /Rigging Practices](#)

Fixed Lifting Equipment Operating Practices

[Appendix 1: Management and inspection of fixed lifting equipment](#)

This document does not cover contract export tankers which operate in the field and are contracted under their 'flag' country regulations. Their crane and crane operator certification are checked when they are hired as complying with that flag country's rules, and therefore these vessels are excluded from the scope of this document.

Contract Owners/Managers contracting other temporary services should consider this procedure in their contract pre-qualifications and ensure that contractors meet or exceed these requirements.

National Regulations

The Thai Regulation of MOE, B.E. 2555 (2012) Re: Prescription Criteria and Method for Exploration Production and Conservation of Petroleum does not specify any requirements with respect to regular inspection and re-certification of lifting equipment.

In such a context, it is the duty of the operator to define and implement an inspection policy in line with the recognized practices and standards.

In Chevron, this policy will be based on the Thai regulation and the I.L.O. (International Labor Organization) conventions, complemented with requirements from recognized national or international standards. This applies whether the equipment is owned by Chevron or Contractor.

Accordingly, the present document specifies the procedure to be used on all premises operated by Chevron in order to ensure that all requirements of the above regulations and recognized standards are covered, and that lifting and hoisting equipment is properly maintained and certified.

Measurement and Verification

Data collection that shows a reduction in the number of reported crane defects (JDE 8.11 EAM history)

Data collection that shows a reduction in the number of reported crane related incidents

2.0 Requirements

Hazards associated with Lifting and Rigging shall be identified and mitigated prior to beginning work.

Competent personnel must complete (i.e., develop lift plan as required) the steps needed to properly and safely prepare the job site and equipment for the start of work.

Lifting and rigging equipment must be engineered and certified for current use and in good working order as verified through Pre/Post Operation inspections.

Note: The use of non-certified locally fabricated or modified lifting and rigging equipment is prohibited.

Lifting and rigging equipment shall be used in accordance with the intended design purposes and specified limits of the manufacturer and recognized and accepted good industry practices and company standards.

Confirm weight of the object and establish the load's center of gravity prior to beginning the lift.

Establish clear pick-up and lay-down areas that are within the crane's load lifting radius.

Ensure the load path from the beginning of the lift to the lay-down area is clear of obstructions.

Rig loads appropriately and ensure loads are free of possible restraints (ice, sea fastenings, hold-down bolts, etc.).

Place load in designated lay-down area and remove rigging equipment after load is securely in place and free of support from the crane.

3.0 Resources, Roles and Responsibilities

Table 1: Key Roles

Role	Name	Title	Signature (Optional)
Process Sponsor		GM, Operations	
Process Advisor		MSW Process Advisor	
Originator		HES Specialist	

The following table outlines the roles and responsibilities associated with this procedure.

Table 2: Responsibilities

Role	Responsibilities
Process Sponsor	<ul style="list-style-type: none"> • Serve as an advocate of the process to ensure that it is understood and used as designed within the SBUs • Approve relevant procedure that he/she is a sponsor • Conduct an annual review of process/procedure effectiveness and efficiency within SBU
Process Advisor	<ul style="list-style-type: none"> • Serve as an advocate of the process with the SBU and asset management to ensure that it is accorded the appropriate priority and receives funding, personnel and other resources • Ensure that process effectiveness and efficiency are measured and verified at least annually • Allocate resources to operate and improve the process/procedure
Asset Manager	<ul style="list-style-type: none"> • Act as sponsor of the process and ensure that this procedure is in place, is regularly reviewed, and is complied with.
Person in Charge (PIC)	<ul style="list-style-type: none"> • Ensure that personnel within their area who are involved in crane maintenance and inspection operations receive the correct training and certification for their task. • Ensure that personnel do not carry out tasks for which they are not trained. • Ensure that all personnel are aware of and comply with the contents of this guideline and consistently implement Best Practices.
Offshore Installation Manager	<ul style="list-style-type: none"> • Ensure that this procedure is in place, personnel are trained and competent, and the process is complied with.
Maintenance Superintendent	<ul style="list-style-type: none"> • Review the procedure on a regular basis and incorporate agreed changes. • The Maintenance Superintendent is responsible for the coordination of the Lift Team consisting of all key personnel involved in the planning and execution of a lift operation. The Lift Team will typically include a qualified Crane Operator, one or more Deck Crew, and the Vessel

Role	Responsibilities
	<p>Captain. Depending on the scope of the lift operation, the Lift Team may also include the following: Facilities Engineer, Facilities Representative, Drilling Representative, Work-over Representative, and Production Operator.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Key responsibilities of the Lift Team are outlined below. Specific responsibilities of key Lift Team members are provided in later sections <p>Pre-Operation</p> <p>Before the operation, members of the Lift Team have these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conduct pre-lift meeting to review scope of work and execution plan. • Review Crane Pre-Lift Checklist with all members of Lift Team. • Prepare written JSA/JHA/JHA for all heavy lifts and non-routine lifts. • Evaluate the lift operations to determine if additional qualified riggers are needed to assist in loading or offloading operations. • Ensure that a clear method of communication is established. • Assess site conditions to ensure that the lift operation can be conducted safely (sea state, currents, wind speed and direction, weather, size of vessel, position of cargo, adequate lighting). • Review lift path and weight of loads to determine if specific Simultaneous Operations procedures are required to protect production equipment from falling loads. <p>During Operation</p> <p>During the operation, members of the Lift Team have these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maintain constant communication between all Lift Team members. • If site conditions change or if the lift operations change from the original plan, stop work and conduct another pre-lift meeting. • Complete a Crane Pre-Lift Checklist and JSA/JHA/JHA, as required, before continuing with the lifts.
Maintenance Supervisor	<ul style="list-style-type: none"> • Ensure that this procedure is in place, personnel are trained and competent, and the process is complied with.
Qualified Crane Inspector (Mechanic with engineering license)	<ul style="list-style-type: none"> • Ensure that the cranes and their accessories are periodically inspected in accordance with this procedure and good engineering practice. • Check and sign all crane inspection reports on a quarterly basis • Complete all crane inspection reports • Knows the scope of work and procedures to be followed • Documents scheduled Crane Inspection • Verifies proper crane setup • Prevents equipment malfunction by identifying and assessing possible failure points

Role	Responsibilities
	<ul style="list-style-type: none"> Communicates needed changes in work scope or changes in conditions to supervisor immediately Verifies that appropriate equipment is being used
Qualified Crane Operator	<p>All personnel who operate any cranes on Chevron facilities will be qualified Crane Operators, as per API RP 2D, and will be able to provide documentation indicating that they have successfully completed a Crane Operator Training Course that meets the requirements of API RP 2D.</p> <p>All Crane Operators driving Company cranes will also be certified as Class "A T/C", "A", "B+", "B", "C" or "O".</p> <p>A Qualified Crane Operator must be re-certified every two years. A Qualified Crane Operator must also meet the requirements of a Qualified Rigger. A Qualified Crane Operator is not allowed to make repairs to critical components. (See API Spec 2C, Appendix A.) All non-routine lifting operations will be planned and carried out only by a certified class "A" (for offshore crane) and class "o" (for onshore crane) crane operator"</p> <p>The Crane Operator will always be the leader of the Lift Team. In addition to the Lift Team responsibilities listed above, the Crane Operator's responsibilities also include those listed below.</p> <p>Pre-Operation</p> <p>Before the operation, the Crane Operator has these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> Participate in pre-lift meeting as discussed in Lift Team Responsibilities above. Ensure that all required paper work (PTW, HA, PPHA, crane pre-post, pre-lift check list, Lifting plan and etc.) are established Complete "Crane pre/post operation checklist as well as Crane pre-lift check list before beginning crane operations. Ensure the new crew to comply with Chevron SSE program Verify that all personnel involved in executing the lift operation have the proper qualifications as Crane Operator or Rigger. Designate a Qualified Rigger as a signal person any time the Qualified Crane Operator is unable to see a load. Ensure that only Qualified Riggers and essential personnel are allowed in the work area during lift operations. Verify load weights by markings on the load and documentation on the shipping manifest. Verify that the appropriate load-rating chart is in place and that the reeving is properly configured to accommodate the planned loads. Ensure that the proper rigging equipment is selected and inspected by a Qualified Rigger before the lift. Prior to the use of a mobile crane the ground condition must be know and suitable for the intended lifting operation. The location of underground services must also be verified.

Role	Responsibilities
	<p>During Operation</p> <p>During the operation, the Crane Operator has these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Assume ultimate responsibility for safe operation of the crane. • Never start machine movement unless the load or signal person is within range of vision. Appropriate signals (audible or visual) must be given. • Respond to signals only from the appointed signal person, and emergency stop signals from anyone at any time. • Ensure that crane capacity, as shown in the load chart, is not exceeded during crane operations. • Be aware of helicopter traffic and follow Aviation procedures. • When cranes are operated at night, ensure that there is sufficient lighting for safe operation. The load and landing area should be illuminated. • Wear proper work clothes and Personal Protective Equipment in accordance with Chevron PPE requirements. • Stop any lift operation deemed unsafe (exercise Stop Work Authority). • Evaluate crane operations during bad weather or when ability to communicate with the signal person is impaired. <p>Post-Operation</p> <p>After the operation, the Crane Operator has these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ensure that the crane is properly secured and controls are turned off or to the neutral (hydraulic cranes) position before leaving the crane. • Do not leave crane unattended with a load in the air. Always lower the load to the deck before leaving the crane. (See Unattended Control Stations for exceptions during wireline operations.)
Qualified Rigger	<p>The Qualified Rigger is an integral part of crane operations, shipping, material movement, and rigging. Qualified Riggers have certain responsibilities and duties that are critical to the safe load lifting and attaching activities.</p> <p>The Crane Operator and Rigger(s) must work as a team.</p> <p>All personnel who participate in rigging operations on Chevron facilities will be Qualified Riggers, as per API RP 2D, and will be able to provide documentation indicating that they have successfully completed a Rigger Training Course that meets the requirements of API RP 2D. Rigging operations will include, at minimum, attaching and/or detaching lifting equipment to loads and providing signals to Crane Operators.</p> <p>Communication among the Lift Team is one of the most important responsibilities. Along with the Crane Operator, the Rigger will always be a key member of the Lift Team.</p>

Role	Responsibilities
	<p>In addition to the Lift Team responsibilities listed previously, the Rigger's responsibilities also include those listed below.</p> <p>Pre-Operation</p> <p>Before the operation, the Rigger has these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Participate in pre-lift meeting as per Lift Team Responsibilities (see above). • Ensure that only Qualified Riggers and essential personnel are allowed in the work area during lift operations. • Verify load weights by markings on the load and documentation on the shipping manifest. • Select the proper rigging equipment and/or cargo container for the lift. • Verify the safe working loads of the equipment being used and never exceed this limit. • Inspect all hardware, equipment and slings before use. Destroy or render unusable any defective components. • Verify that all slings have proper certification tags. If the identification tag is missing, the sling will not be used. If a replacement tag cannot be obtained, the sling must be destroyed. • Inspect all loads or cargo containers, including permanent slings. Evaluate load stability and potential for spill or release of fluids. • Ensure that a designated signal person is identified and communication methods are agreed upon. • Barricade lifting and loading area. <p>During Operation</p> <p>During the operation, the Rigger has these responsibilities:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Assume responsibility for the safety of all personnel around the crane operations and crane operating area, including personal safety. • When designated, act as a signal person during the lift operation. • Look for potentially unsafe situations and provide a warning to the Crane Operator and others in the crane operations and crane operating area. • Do not stand between the load and another stationary object or boat railing (pinch zone). The Rigger should be facing the crane at a safe distance and never directly beneath the load. • Wear proper work clothes and Personal Protective Equipment in accordance with Chevron PPE requirements. • Stop any lift operation deemed as unsafe (exercise Stop Work Authority). <p>Post-Operation</p> <p>After the operation, the Rigger has these responsibilities:</p>

Role	Responsibilities
	<ul style="list-style-type: none"> • Properly secure loads on vessels, using equipment furnished by the vessel company. • Properly store and maintain rigging equipment.
Qualified Rigging and Lifting Inspector/ PLE inspector	<p>An Inspector shall be either a Class Surveyor / 3rd Party Inspector authorized to issue lifting equipment inspection certificates, or a Chevron trained employee who has documentation indicating that he has successfully completed a 'Portable Lifting Equipment Inspector' training course that meets the requirements of API RP 2D and has a current valid certificate.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ensure each piece of equipment has an identification tag labeled with manufacturer's name, certification number, rated capacity and the owner's name. • Perform a thorough examination of all Portable Lifting Equipment (PLE). • Remove from service and quarantine any equipment that is not fit for use. • Color code each piece of equipment with the new current color code. Complete certification documentation.
Qualified non-crane equipment operator	<ul style="list-style-type: none"> • The Qualified non-crane equipment operator is an integral part of Qualified Crane operations and / or Qualified Rigger to operate, shipment, material movement by using non-crane equipment such as Chain hoist, Come along, Lever Winch, Air tugger and Powered winch etc. • The Qualified non-crane equipment operator has certain responsibilities and duties that are critical to the safe load lifting and attaching activities
Signalman (Dog-man or Banksman)	<ul style="list-style-type: none"> • The PIC will assign one of the Qualified Riggers to be the designated Banksman (signalman). • The Banksman (signalman) should wear either a high-visibility vest, hard hat cover or arm band for identification of his position. • The Crane Operator shall only follow signals from the designated Banksman (signalman) with the exception of the emergency stop signal which can be given by anyone. • Reporting to the Crane Operator, he is responsible and accountable for: <ul style="list-style-type: none"> ➢ The safety of the lifting operation ➢ Safe operation of the lifting equipment assigned and in use ➢ The careful and safe handling of all materials ➢ Reporting defects in equipment or processes to the crane driver and/or their area supervision ➢ Not using defective equipment • Ensuring that others do not use defective equipment
Reliability Group Manager	Be responsible and accountable for coordinating with the Maintenance Superintendents / Supervisors on all phases of crane PM's, maintenance and repair work to ensure the cranes are kept in good working order at all times.
Vessel Master	Vessel stability will be the primary concern when loading a vessel. The cargo will be positioned on the deck of the vessel to facilitate ease of rigging during offloading operations.

Role	Responsibilities
	<p>For any lift operations that involves loading to a vessel, the Master will always be a key member of the Lift Team. In addition to the Lift Team responsibilities listed in a previous section, the Vessel Master responsibilities also include the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Participate in pre-lift meeting, by radio, as per Lift Team Responsibilities above. • Participate, by radio, in preparation of written JSA/JHA's as required. • Ensure the vessel's stability for all cargo placed upon its deck. • Ensure that lashing equipment that is part of the vessel inventory is maintained in good condition. Proper fastening equipment for securing the cargo is onboard (in good working condition). • Ensure that cargo is properly positioned and secured before leaving the dock or offshore facility. • Ensure that all deck crew participating in handling the cargo on the vessel wear proper work clothes and Personal Protective Equipment in accordance with Chevron PPE requirements. • Ensure that all tag lines attached to cargo are properly positioned, are kept clear, and do not become trapped beneath other cargo. • Stop any lift operation to or from the vessel which is deemed unsafe (exercise Stop Work Authority). • Ensure that the vessel is maneuvered away from the load during the lift operation (crane should also swing away from the boat). • Maintain communication with the Lift Team during lift operations (hand signals and radio). • Ensure that all cargo loaded onto vessel is properly documented on the shipping manifest, with weights recorded. • Check that the manifest is correct and make an immediate report if it is not.
Contract 3 rd Party Inspector	<ul style="list-style-type: none"> • Ensure that the cranes and their accessories are periodically inspected in accordance with this procedure and good engineering practice. • Check and sign all crane inspection reports on a quarterly basis • Complete all crane inspection reports in compliance with Thai Law
Site Personnel	<ul style="list-style-type: none"> • Report defective lifting equipment to the Chevron Maintenance Supervisor, Site Manager or the Base Manager.

4.0 Procedures

4.1 Crane Requirements

All cranes working on the property of Chevron will be designed, installed, operated, inspected, maintained, and repaired in accordance with the regulations listed in the table below.

For Contractor-owned cranes (i.e., rental cranes, lift-boats, and wire-line), each Contractor will be responsible for compliance with these requirements.

ภาคผนวก 21

Mercury Related Project Screening Flowchart

Chevron Thailand – Mercury Management



Surapat Rungruang, HES Special Project
OE/HES Department
Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.



© 2010 Chevron

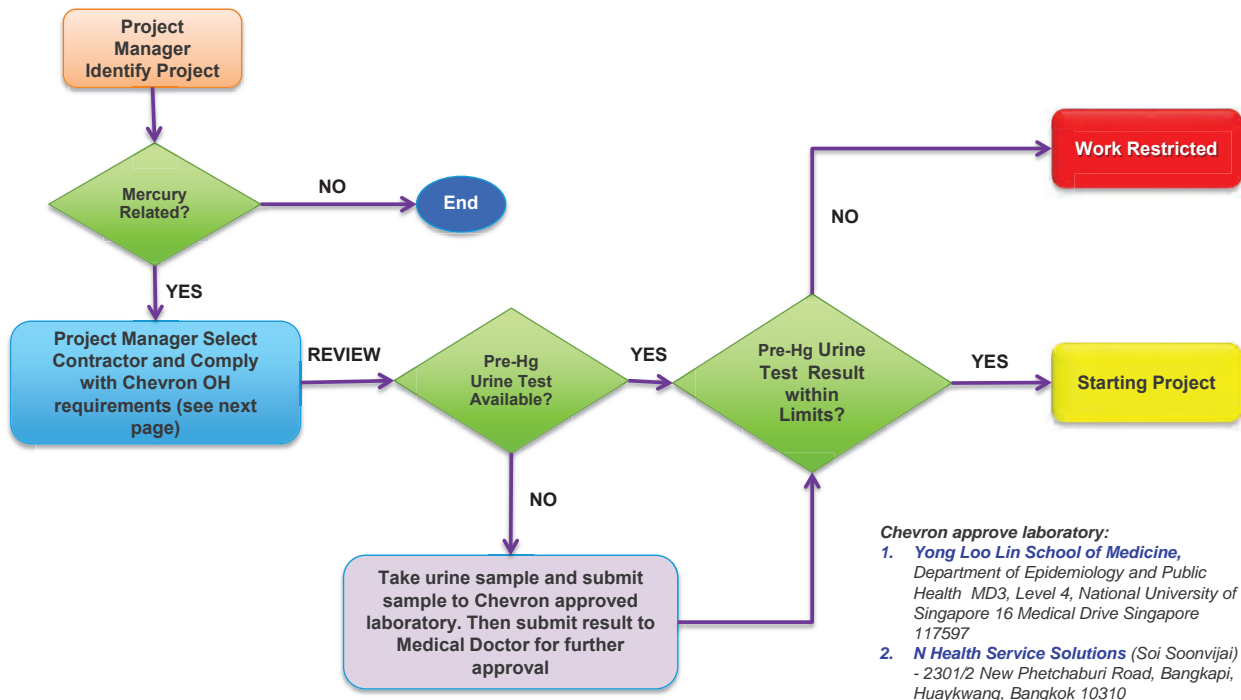
Presentation Scope



- HOS - Mercury Related Project Screening Flowchart
- Occupational Hygiene Requirements for Mercury Related Activities
- Mercury Contaminated Material Handling and Decontamination
- PPE Preparation for Mercury Related Project
- Decontamination Zoning

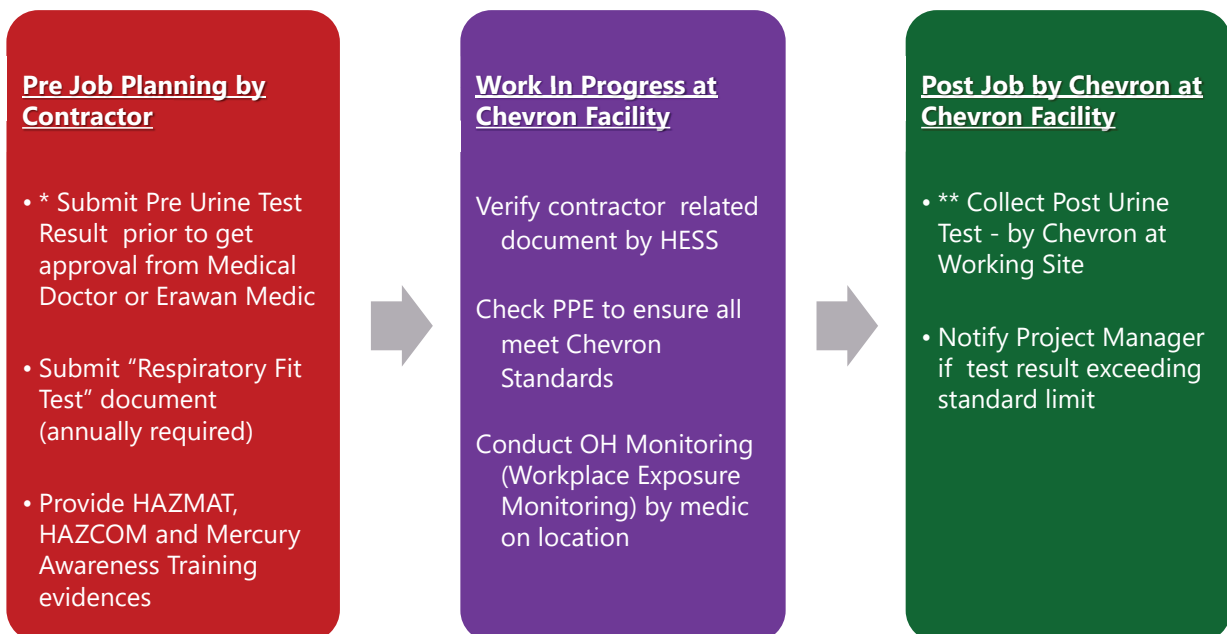
© 2010 Chevron

HOS - Mercury Related Project Screening Flowchart



© 2010 Chevron

Occupational Hygiene Requirements for Mercury Related Activities



* Urine Hg result is valid within 3 months prior to work (must not perform activity related to mercury exposure)

** Post urine mercury can be used for Pre test for other project when getting the result from laboratory

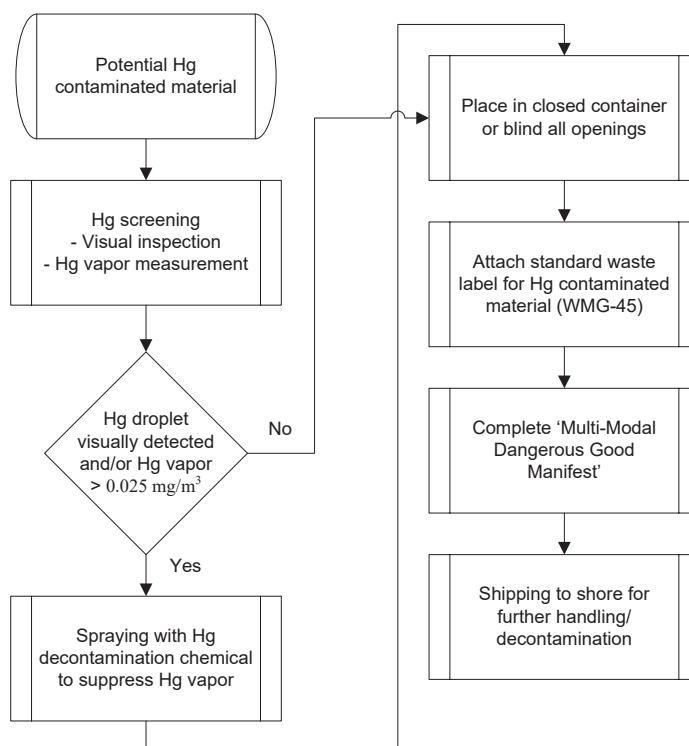
© 2010 Chevron

Mercury Contaminated Material Handling and Decontamination

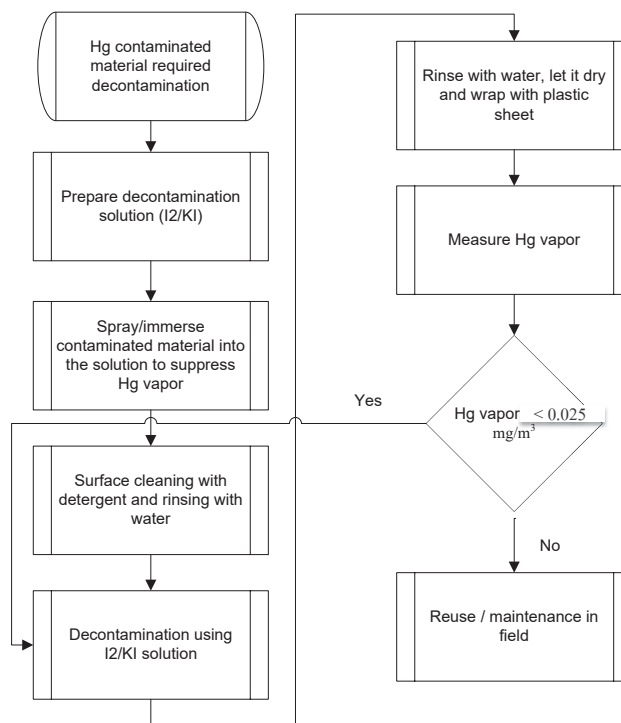


- **Material Pre-cleaning:** clean material by rinsing with water and detergent and then rinsing with water again.
- **Mercury Decontamination:**
 - Apply the chemical on material surface or into enclosed units. Isolation of decontamination unit or section might be required. Allow 20-30 minutes contact or retention time.
 - Rinse the unit/material with water and allow them to air dry.
 - Repeat the decontamination cycle until the required mercury level as specified
 - Other recommended method for isolated equipment part, material, piping spool or valves is to immerse the equipment and part into decontamination solution and allow the reaction to happen for 20-30 minutes.

Mercury Contaminated Material Handling Flowchart



Mercury Contaminated Material Decontamination Flowchart



Mercury Contaminated Material - Storage Container and Packing Requirements



- Mercury contaminated materials, when possible, should be placed into plastic bag that is strong, leaked-proof and punctured-resistant.
- The bag must be impervious to the elemental mercury and completely surrounds/seals the contents of materials.
- Plastic bag is then placed into UN standard plastic drum or other suitable container.
- The plastic drum/container should be equipped with 100% top cover and securely closed before moving or shipping.
- For materials that cannot be contained in closed containers e.g. pipes, valves, PSV, tube bundles, etc, these materials shall be wrapped with plastic sheet and all openings shall be blinded and sealed to the extent that is practically feasible.
- Using metal drums/containers are not recommended due to possible deterioration over the extended storage period and amalgamation property of mercury.

Example of Proper Packing



- If mercury is detected either by visual inspection or by mercury vapor measurement (measured mercury vapor level exceeds $25 \mu\text{g}/\text{m}^3$, the equipment/material shall be wrapped with plastic sheet and all openings shall be blinded and sealed to prevent potential exposure to mercury vapor.



Ball Valve



Heat Exchanger

© 2015 Chevron

9

Labeling Requirements for Mercury Contaminated Materials



Standard waste label “WMG-008” for mercury contaminated materials, including all required information, hazard warning signs and “UN Number 2025”, should be attached to the external side of the container or the packaging material at an easily observed location.

HAZARDOUS WASTE ของเสียอันตราย WMG-008 Waste Mercury Contaminated Parts and Equipment		
DMF Waste Code: 14.01 DW Waste Code: 17.09.01	UN 2025 PG I	
 TOXIC 6 CORROSIVE 	Health Risk • Danger of cumulative effects. • Harmful: danger of serious damage to health by prolonged exposure through inhalation and in contact with skin. • Very toxic by inhalation, and in contact with skin. • Very toxic to aquatic organisms, may cause long-term adverse effects in the aquatic environment. Safety Info • Keep locked up. • Do not breathe gas/fumes/vapour/spray. • In case of insufficient ventilation wear suitable respiratory equipment. • Use only in well ventilated areas. Spill and Disposal Prevent from entering drains. Contain spillage by any means. Absorb with dry agent. Stop leak if safe to do so. Take off immediately all contaminated clothing. This material and its container must be disposed of in a safe way. To clean the floor and all objects contaminated by this material, use water and detergent.	ผลกระทบต่อสุขภาพ • อันตรายจากผลกระทบเชิงสะสมจากการสัมผัสในทางหายใจ • อันตรายจากการสัมผัสที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อสุขภาพ การสัมผัสที่ต่อเนื่องกัน • อันตรายจากการสูดดมและการสัมผัสกับผิวหนัง • อันตรายจากการสูดดมและการสัมผัสกับผิวหนัง • อันตรายจากการสูดดมและการสัมผัสกับผิวหนัง ข้อมูลความปลอดภัย • รักษาให้ปิดสนิท • ห้ามสูดดมแก๊ส/ไอระเหย/ละออง/ฝอย • ห้ามสูดดมแก๊ส/ไอระเหย/ละออง/ฝอย • ห้ามสูดดมแก๊ส/ไอระเหย/ละออง/ฝอย การทำความสะอาด โปรดทำความสะอาดอย่างระมัดระวังและอย่าทิ้งกากที่เหลือทิ้งไว้ที่พื้นหรือในถังขยะ หากมีของตกหรือหกบนพื้นหรือบนเสื้อผ้า ให้รีบทำความสะอาดทันที และนำเสื้อผ้าที่เปื้อนไปเปลี่ยน ห้ามสูดดมแก๊ส/ไอระเหย/ละออง/ฝอย ห้ามสูดดมแก๊ส/ไอระเหย/ละออง/ฝอย
Outer Packing: Basket or 20 feet-container or Plastic drum (X class)	Stowage and Segregation: Category A	Transit Storage (please select): <input type="checkbox"/> STS, Songkhla <input type="checkbox"/> ESBE, Chonburi
Loading Date (DD/MM/YY):	Quantity (ton) or Volume of Waste (litre):	Waste Generator:
Chevron Emergency Contact (กรุงเทพฯ) : Bangkok (กรุงเทพฯ) 0-2545-5222, Songkhla (สงขลา) 0-7430-3333		

© 2015 Chevron

10

PPE Preparation for Mercury Related Project



Protective Clothing

A chemical suit (Tyvek Coverall) suitable for mercury handling must be worn when stipulated by the Work permit or Work Plan. These are specifically designed without pockets and without access to avoid transferring mercury contamination to the body or underclothing. When wearing coveralls, it is essential that the pant legs overlap boots.

Heat stress is a significant concern while wearing this type of suit.



© 2015 Chevron

PPE Preparation for Mercury Related Project



Boots

High top rubber or plastic boots must be worn to extend above the ankles so pant legs can overlap the boot tops to ensure mercury cannot enter the inside of the boots and prevent contamination of the socks.



Gloves

Correctly selected rubber gloves must be worn. Gloves must not be re-used once removed unless washed and decontaminated to avoid mercury on the hand. Care must always be exercised to prevent the hands from contaminating other parts of the body, especially the face, eyes and hair. Clean flushing water at a decontamination station/skid must be used for cleaning the nose, face, hands, gloves, etc. and then allowed to air dry.



© 2015 Chevron

PPE Preparation for Mercury Related Project



Eye Protection

A face shield, goggles or full face respirator shall be worn whenever there is a possibility to be splashed with mercury or mercury contaminated materials.



Respirators

Correctly selected mercury canister respirators must be worn when stipulated by the work procedure or work permit, for work with a possible mercury exposure.

Inspect respirators properly before each use.



© 2015 Chevron

Respiratory Selection Guide



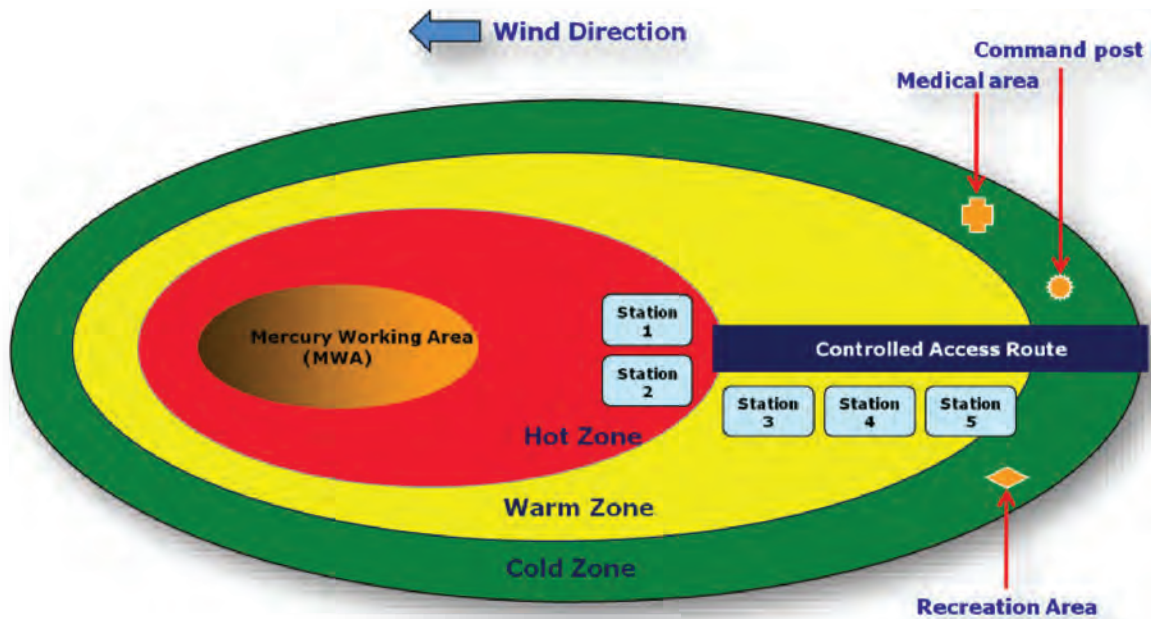
Respiratory Type	Protection Factor	Selection Criteria for each Toxic Gases			Oxygen % vol. in air	% LEL
		Benzene (PPM)	Mercury (mg/m ³)	H ₂ S (PPM)		
• Half Mask with Cartridges	10	<10	<0.25	>5.0 * Escape Set	19.5-23.5 %	<10
• Full-Face Mask with Cartridges	50	10≤B<50	0.25≤H<1.25	>5.0 * Escape Set	19.5-23.5 %	<10
• Full-Face Mask with Air Supplied or SCBA	1000	50≤B<500	1.25≤H<10.0	>5.0 * Escape Set	19.5-23.5 %	<10
No entry allow (IDLH) – Escape only		500 (IDLH)	10 (IDLH)	100 (IDLH)		

Benzene (PEL) = 1.0 PPM, Mercury (TLV) = 0.025 mg/m³, Hydrogen Sulfide (H₂S) = 5.0 PPM

* No cartridges for H₂S protection, escape set required to leave the area if H₂S level exceeding 5.0 PPM

© 2010 Chevron

Decontamination Zoning



© 2010 Chevron

15

Mercury (Hg) Exposure Improvement Processes to Achieve Zero Case of HOS Groups.



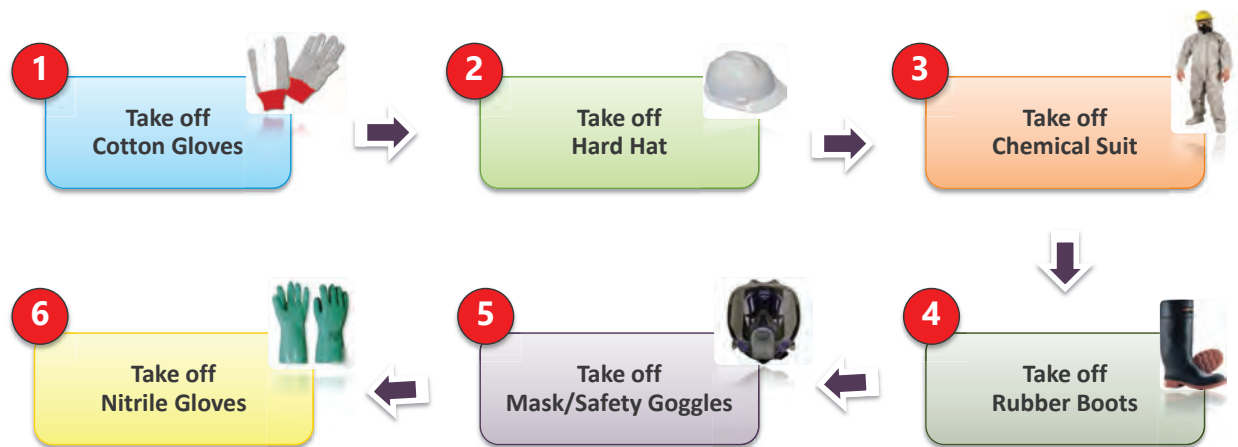
		Practices	PPE
HOT LINE	<div>Station 1</div> <div>Station 2</div>	Clean rubber boots	Full face with airline Tyvek Coveralls Rubber gloves Rubber boots
CONTAMINATION CONTROL LINE	<div>Station 3</div> <div>Station 4</div> <div>Station 5</div>	Take off Tyvek Take off rubber gloves Take off mask Take shower	Half mask with Hg cartridge Coveralls Rubber gloves Rubber boots Safety glasses & Hard hat
		Change cloth PPE preparation Supplied air station Medical support Drinking water Resting area	Coveralls Safety glasses Ear plugs Safety shoes
	<div>HOT ZONE (MWA)</div> <div>WARM ZONE</div> <div>COLD ZONE</div>		

MWA = Mercury Working Area

© 2010 Chevron

16

PPE – Take Out Steps (develop from over exposure lesson learn)



Q&A

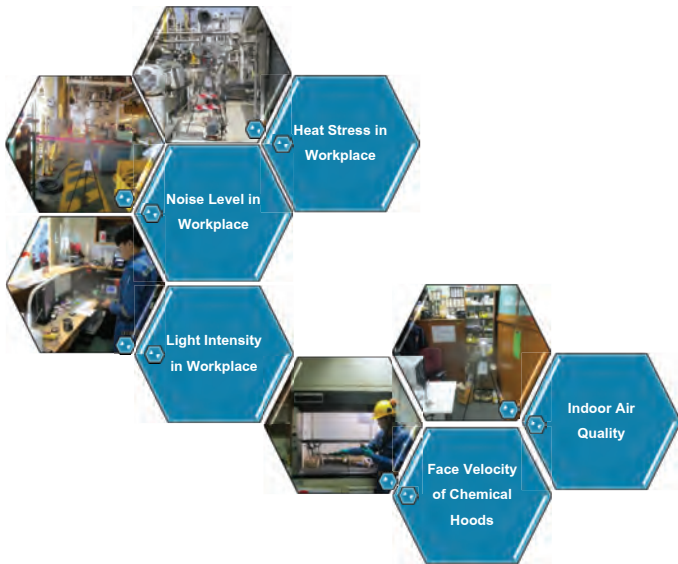


ภาคผนวก 22

รายงานการตรวจวัดระดับแสง เสียง ความร้อน ในพื้นที่ปฏิบัติงาน
(*Light Noise Heat Monitoring*)



รายงานการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อม
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินเหนือ (North Pailin)
บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
ระหว่างวันที่ 10-12 พฤศจิกายน 2568



SGS (Thailand) Limited

238 TRR Tower, 19th-21st Floor, Naradhiwas Rajanagarindra Road, Chong Nonsi, Yannawa, Bangkok 10120
Tel: +66 (0) 2678 1813 Website: www.sgs.co.th



ส่วนที่ 1
บทนำ



ส่วนที่ 1
บทนำ

1.1 บทนำ

บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ตั้งอยู่ที่ชั้น 5 อาคาร 3 ไทยพาณิชย์ปาร์คพลาซ่า เลขที่ 19 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ได้มอบหมายให้บริษัท เอสซีเอส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและในอาคาร และการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมีของโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินเหนือ (North Pailin) ระหว่างวันที่ 10-12 พฤศจิกายน 2568 โดยมีรายละเอียดผลการดำเนินการดังกล่าวในรายงานส่วนที่ 2 ถึงส่วนที่ 6 ต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

- เพื่อตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการ ได้แก่ ระดับความร้อน (Heat Stress) ความเข้มของแสงสว่าง (Light Intensity) และระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) พร้อมทั้งจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียงบริเวณพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินเหนือ (North Pailin)
- เพื่อตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร ได้แก่ อุณหภูมิ (Temperature) ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative Humidity) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide) ฝุ่นละอองขนาดเล็กไม่เกิน 10 ไมครอน (PM-10) และการเคลื่อนที่อากาศ (Air Movement) บริเวณพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินเหนือ (North Pailin)
- เพื่อตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี (Face Velocity) ในห้องปฏิบัติการของโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินเหนือ (North Pailin)
- เพื่อเปรียบเทียบผลการตรวจวัดที่ได้กับค่ามาตรฐานของหน่วยงานราชการหรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งจัดทำรายงานผลการตรวจวัดดังกล่าว

1.3 ขอบเขตการดำเนินการ

การตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและในอาคาร และการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินเหนือ (North Pailin) ระหว่างวันที่ 10-12 พฤศจิกายน 2568 ประกอบด้วย

- การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณ NPCPP รวมทั้งสิ้น 12 สถานี
- การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการในช่วงเวลากลางวัน บริเวณ NPLQ จำนวน 18 สถานี 7 พื้นที่ และบริเวณ NPCPP จำนวน 25 สถานี 1 พื้นที่ รวมทั้งสิ้น 43 สถานี และ 8 พื้นที่
- การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ NPLQ จำนวน 1 สถานี และบริเวณ NPCPP จำนวน 143 สถานี รวมทั้งสิ้น 144 สถานี พร้อมทั้งจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียงในพื้นที่ดังกล่าว



- การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร ได้แก่ อุณหภูมิ ความชื้นสัมพัทธ์ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ผุ้และองศาไม่เกิน 10 ไมครอน และการเคลื่อนที่อากาศ บริเวณ NPLQ จำนวน 12 สถานี และบริเวณ NPCPP จำนวน 7 สถานี รวมทั้งสิ้น 19 สถานี และมีการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายนอกอาคาร จำนวน 1 สถานี เพื่อใช้เป็นจุดอ้างอิง
- การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี บริเวณ NPCPP รวมทั้งสิ้น 2 สถานี

1.4 มาตรฐานที่ใช้เปรียบเทียบ

ผลการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและอาคาร รวมถึงผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี ที่ได้จะนำมาเปรียบเทียบกับมาตรฐานดังต่อไปนี้

➢ **ระดับความร้อน** เปรียบเทียบกับ กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการ ด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 ลงวันที่ 7 ตุลาคม 2559 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 133 ตอนที่ 91ก เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2559

สำหรับระดับความร้อนที่ตรวจวัดได้ จะถูกนำไปประเมินร่วมกับภาระงาน (Workload) ของพนักงานเพื่อ เปรียบเทียบกับค่ามาตรฐาน โดยภาระงานแบ่งตามลักษณะงานหนักเบาเป็น 3 ระดับ แสดงได้ดังตารางที่ 1-1

ตารางที่ 1-1 ภาระงานและตัวอย่างกิจกรรมการปฏิบัติงาน

ความหนักเบา	ความหมาย ตัวอย่างกิจกรรมการปฏิบัติงาน	มาตรฐานระดับความร้อน ค่าเฉลี่ย WBGT
งานเบา	ลักษณะงานที่ใช้แรงน้อยหรือใช้กำลังงานที่ทำให้เกิดการเผาผลาญอาหาร ในร่างกายไม่เกิน 200 กิโลแคลอรีชั่วโมง เช่น งานเขียนหนังสือ งานพิมพ์ดีด งานบันทึกข้อมูล งานเย็บจักร งานไม้ตรงขอบผลิตภัณฑ์ งานประกอบชิ้นงาน ขนาดเล็ก งานบังคับเครื่องจักรด้วยเท้า การยืนดูงาน	34.0 °C
งานปานกลาง	ลักษณะงานที่ใช้แรงปานกลางหรือใช้กำลังงานที่ทำให้เกิดการเผาผลาญอาหาร ในร่างกายเกิน 200 กิโลแคลอรีชั่วโมง ถึง 350 กิโลแคลอรีชั่วโมง เช่น งานยก ถาด สัน หรือเคลื่อนย้ายสิ่งของสลับระหว่างงานกลาง งานลอกและปู งานละใบ งานรับรถยนต์ทุก ราชาอินเตอร์แอกทีฟ	32.0 °C
งานหนัก	ลักษณะงานที่ใช้แรงมากหรือใช้กำลังงานที่ทำให้เกิดการเผาผลาญอาหาร ในร่างกายเกิน 350 กิโลแคลอรีชั่วโมง เช่น งานที่ใช้สิ่ว งานเลื่อยไม้ งาน เจาะไม้เนื้อแข็ง งานทุบโดยใช้เครื่องมือใหญ่ หรือเครื่องมือขนาดเล็กลง งานหุ้ด งานยกหรือเคลื่อนย้ายของหนักขึ้นที่สูงหรือที่ลาดชัน	30.0 °C

ที่มา: กฎกระทรวงแรงงาน กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และ สภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559

1-2



ตารางที่ 1-2 มาตรฐานเสียงที่ใช้ในการเทียบเคียงกับค่าการตรวจวัด

ระดับเสียงตลอดเวลาการทำงาน (TWA) ไม่เกิน (เดซิเบลเอ)	ระยะเวลาการทำงานที่ได้รับเสียงต่อวัน	
	ชั่วโมง	นาที
82	16	-
83	12	42
84	10	5
85	8	-
86	6	21
87	5	2
88	4	-
89	3	11
90	2	31
91	2	-
92	1	35
93	1	16
94	1	-
95	-	48
96	-	38
97	-	30
98	-	24
99	-	19
100	-	15
101	-	12
102	-	9
103	-	7.5
104	-	6
105	-	5
106	-	4
107	-	3
108	-	2.5
109	-	2
110	-	1.5
111	-	1

➢ **คุณภาพอากาศในอาคาร** เปรียบเทียบกับ Code of Practice for Indoor Air Quality for Air-Conditioned Building, Singapore Standard SS 554:2016+A1:2021

➢ **ความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี** เปรียบเทียบกับ American National Standards for Laboratory Ventilation, ANSI/IAHA Z9.5-2003

1-4



➢ **ความเข้มของแสงสว่าง** เปรียบเทียบกับประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐาน ความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนที่พิเศษ 39 ลงวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561 โดยค่าความเข้มแสงสว่างที่ตรวจวัดได้ จะนำไปเปรียบเทียบกับตารางท้ายประกาศ แยกตามชนิดกิจกรรมและพื้นที่ปฏิบัติงานในมาตรฐานดังที่กล่าวแล้ว

➢ **ระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที** เปรียบเทียบกับระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลาการทำงาน (Time Weighted Average, TWA) ของประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ถูกจ้างได้รับเสียง ตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนที่พิเศษ 19 ลงวันที่ 26 มกราคม 2561

สำหรับการดำเนินการตรวจวัดในครั้งนี้ ค่ามาตรฐานที่ใช้ในการเทียบเคียงจะใช้ค่าระดับเสียงเฉลี่ย (TWA) ที่ยอมรับได้สำหรับการปฏิบัติงาน 8 ชั่วโมง คือไม่เกิน 85 dB(A) ตามมาตรฐานซึ่งแสดงดังตารางที่ 1-2 ดังนี้

1-3

ส่วนที่ 2

การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

2.1 วิธีการตรวจวัดระดับความร้อน

การตรวจวัดสภาวะแวดล้อมในสถานประกอบการ อ้างอิงวิธีตามมาตรฐานการตรวจวัดและการวิเคราะห์ที่ได้รับรองจากหน่วยงานราชการของประเทศไทย ได้แก่ กระทรวงแรงงาน ตามกฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 สรุปดังตารางที่ 2-1 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระดับความร้อน คือ อุณหภูมิความร้อนในบริเวณที่ปฏิบัติงาน โดยตรวจวัดเป็นอุณหภูมิเวบบัลบโกลบ (Wet Bulb Globe Temperature, WBGT) ในบริเวณพื้นที่ทำงาน เป็นค่าเฉลี่ยในช่วงเวลาที่มีอุณหภูมิสูงที่สุดของการทำงาน ปกติของวัน ค่าอุณหภูมิเวบบัลบโกลบถือว่าเป็นค่าความเสี่ยงต่อสุขภาพต่อการทำงานที่นำปัจจัยความร้อน สะสมในร่างกายจากการทำงานและสภาพแวดล้อมมาพิจารณาในการคำนวณ โดยนำค่าอุณหภูมิที่ตรวจวัดได้ มาคำนวณตามสมการดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} WBGT &= 0.7 NWB + 0.3 GT \text{ (กรณีตรวจวัดในอาคารหรืออาคารที่ไม่มีแสงแดด)} \\ WBGT &= 0.7 NWB + 0.2 GT + 0.1 DB \text{ (กรณีตรวจวัดนอกอาคารที่มีแสงแดด)} \end{aligned}$$

โดยที่ WBGT (Wet Bulb Globe Temperature: WBGT, °C) คือ คำนวณวัดสภาพความร้อนในการทำงาน
NWB (Natural Wet Bulb: NWB, °C) คือ อุณหภูมิที่อ่านค่าจากเทอร์โมมิเตอร์กระเปาะเปียกตามธรรมชาติ เป็นตัวแทนอุณหภูมิร่างกายและดูความสามารถในการระบายได้ของเพื่อ
GT (Globe Temperature: GT, °C) คือ อุณหภูมิชนิดโกลบ ที่เป็นการตรวจวัดความร้อนแบบแผ่วรังสี
DB (Dry Bulb: DB, °C) คือ การตรวจวัดอุณหภูมิในการถ่ายเทความร้อนโดยการพา

ตารางที่ 2-1 วิธีการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด / วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
ระดับความร้อน		
- WBGT	°C	Certified Thermometer / Electronic Method

2.2 ผลการตรวจวัดระดับความร้อน

ผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลินเนอ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 จำนวนทั้งหมด 12 สถานี สรุปได้ดังตารางที่ 2-2 โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 2-2 สรุปผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลินเนอ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
NPCPP	12	11	1
รวม	12	11 (91.67 %)	1 (8.33 %)

สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัด ภาพถ่ายการตรวจวัด และตำแหน่งสถานีตรวจวัด แสดงดังตารางที่ 2-3 ภาพถ่ายที่ 2-1 และ รูปที่ 2-1 ตามลำดับ ทั้งนี้พบว่า ผลการตรวจวัดระดับความร้อน (ค่าเฉลี่ย WBGT) มีค่าอยู่ในช่วง 29.1-33.3 °C โดยเป็นการตรวจวัดในพื้นที่ปฏิบัติงานเกี่ยวกับการเดินรถของรถบรรทุกของอุปกรณ์ ซึ่งเทียบได้กับลักษณะงานเบา และการขับเคลื่อน ซึ่งเทียบได้กับลักษณะปานกลาง

เมื่อนำผลการตรวจวัดระดับความร้อนในแต่ละสถานีตรวจวัดมาเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานสำหรับงานเบา ที่กำหนดให้มีค่าได้ไม่เกิน 34 °C และงานปานกลาง ที่กำหนดให้มีค่าได้ไม่เกิน 32 °C พบว่า สถานีตรวจวัดส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด ยกเว้น บริเวณ North Crane Cabin

ตารางที่ 2-3 ผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลินเนอ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	ประเภท	เวลา	ภาระงาน	ผลการตรวจวัด ระดับความร้อน (WBGT, °C)
Cooler Deck				
1. Turbine Exhaust (North Side) (H1)	ภายนอกอาคาร	10:00-10:30 น.	งานเบา	33.3
2. Turbine Exhaust (South Side) (H2)		10:00-10:30 น.		32.3
3. Hot Oil Skid (H3)		10:00-10:30 น.		29.4
4. Vapor Recovery Compressor (H4)		10:40-11:10 น.		31.2
5. Generator G-4930/G-4920 (H5)		10:40-11:10 น.		31.6
6. Generator G-4920/G-4910 (H6)		10:40-11:10 น.		32.9
7. PWIP Area (H7)		11:30-12:00 น.		29.7
8. HVAC Chiller (H8)		13:00-13:30 น.		30.6
9. North Crane Cabin (H9)		11:30-12:00 น.	งานปานกลาง	32.3
10. South Crane Cabin (H10)		11:30-12:00 น.		28.5
Main Deck				
11. Gas Compressor Turbine (H11)	ภายนอกอาคาร	13:00-13:30 น.	งานเบา	28.6
12. Stabilizer Reboiler Area (H12)	อาคาร	13:00-13:30 น.		29.1
มาตรฐาน "	งานเบา			≤34
	งานปานกลาง			≤32
	งานหนัก			≤30

หมายเหตุ :
- วิธีการเก็บข้อมูลและวิธีวิเคราะห์อ้างอิงตามวิธีมาตรฐานของ National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH)
- การคำนวณความหนัก-เบาของลักษณะการทำงาน คำนวณจากกำลังงานที่ทำให้เกิดการยกมวลจากพื้นภายในกะ ดังนี้
1) งานเบา : <200 กิโลแคลอรี/ชั่วโมง
2) งานปานกลาง : >200-350 กิโลแคลอรี/ชั่วโมง
3) งานหนัก : >350 กิโลแคลอรี/ชั่วโมง
- ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน
ที่มา :
" กฎกระทรวงแรงงาน กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559



จุดตรวจวัดที่ 1 (H1)



จุดตรวจวัดที่ 2 (H2)



จุดตรวจวัดที่ 3 (H3)



จุดตรวจวัดที่ 4 (H4)



จุดตรวจวัดที่ 5 (H5)



จุดตรวจวัดที่ 6 (H6)



จุดตรวจวัดที่ 7 (H7)



จุดตรวจวัดที่ 8 (H8)

ภาพถ่ายที่ 2-1 การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลินเนอ (North Pailin)



จุดตรวจวัดที่ 9 (H9)



จุดตรวจวัดที่ 10 (H10)



จุดตรวจวัดที่ 11 (H11)



จุดตรวจวัดที่ 12 (H12)

ภาพถ่ายที่ 2-1 (ต่อ)



2.3 สรุปผลการตรวจวัดระดับความร้อน และข้อเสนอแนะ

ผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแอฟฟิเลียนเหนือ (North Pailin) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2560 พบว่า ส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด คิดเป็นร้อยละ 91.67 ของจำนวนจุดตรวจวัดทั้งหมด

สำหรับบริเวณที่มีระดับความร้อนสูงกว่ามาตรฐานนั้น ควรมีการป้องกันและแนวทางแก้ไขดังนี้

- 1) ควรกำหนดช่วงเวลาทำงาน และช่วงพักของพนักงานให้เหมาะสม
- 2) ควรจัดเตรียมเครื่องแต่งกายและอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคลสำหรับพนักงานในบริเวณต่างๆ ให้เหมาะสม
- 3) ควรจัดหาผ้าดื่มดื่มน้ำเกลือแร่ ตั้งอยู่ใกล้สถานที่ทำงานที่มีความร้อนสูง
- 4) ติดตั้งป้ายหรือสัญลักษณ์เตือนบริเวณพื้นที่ที่ระดับความร้อนสูงเกินมาตรฐานที่กำหนด



ส่วนที่ 3

การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ

3.1 วิธีการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่าง

ความเข้มของแสงสว่าง หมายถึง ปริมาณแสงที่ตกกระทบบนพื้นที่หน่วยพื้นที่ที่กำหนด มีหน่วยวัดเป็น Lux หรือ ฟุตเทียน โดยใช้ Lux Meter เป็นเครื่องมือตรวจวัด ในการดำเนินการตรวจวัดจะวางเครื่องตรวจวัดในแนวเดียวกับพื้นผิวงานและในสภาวะเช่นเดียวกับขณะที่ปฏิบัติงานจริง ในกรณีที่มีการปฏิบัติงานในเวลากลางคืนต้องทำการวัดความเข้มแสงในเวลากลางคืนด้วย สำหรับความเข้มแสงสว่างจะอ้างอิงประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนที่เศษ 39 ง เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561 ซึ่งสามารถทำการตรวจวัดได้ 2 วิธี คือ การวัดแบบจุด (Spot Measurement) เป็นการตรวจวัดความเข้มแสงสว่าง ณ จุดที่สายตากระทบกับชิ้นงานหรือจุดที่พนักงานปฏิบัติงาน และการวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป (Area Measurement) เป็นการตรวจวัดความเข้มแสงสว่างในบริเวณพื้นที่ทั่วไปในสถานประกอบการ เช่น บริเวณทางเดิน สรุปดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 วิธีการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด / วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
ความเข้มของแสงสว่าง		
- Light Intensity	Lux	Lux Meter / Electronic Method

ส่วนที่ 3

การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ



3.2 ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่าง

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการในช่วงเวลากลางวัน บริเวณ NPLQ และ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลีนเหนือ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 รวมทั้งสิ้น 43 สถานี และ 8 พื้นที่ สรุปได้ดังตารางที่ 3-2 สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัดมีดังนี้

ตารางที่ 3-2 สรุปผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลีนด้านทิศเหนือ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานีพื้นที่)	ผลการตรวจวัด (สถานีพื้นที่)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. NPLQ	- การวัดแบบจุด	18	0
	- การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป	7	0
2. NPCPP	- การวัดแบบจุด	25	0
	- การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป	1	0
รวม	51	51 (100%)	0 (0%)

3.2.1 NPLQ

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในช่วงเวลากลางวัน บริเวณ NPLQ เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 จำนวน 18 สถานี และ 7 พื้นที่ แสดงดังตารางที่ 3-3 ภาพการตรวจวัดและตำแหน่งสถานีตรวจวัดแสดงดังภาพถ่ายที่ 3-1 และรูปที่ 3-1 ตามลำดับ สถานีตรวจวัดประกอบด้วย

- **Roof Level**
 - Gymnasium ดำเนินการตรวจวัด บริเวณเครื่องออกกำลังกาย
- **Level 3**
 - Radio/ Clerk Office ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
 - OIM Office ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ และบริเวณพื้นที่ห้องประชุม
 - Laundry Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณเครื่องซักผ้า เครื่องอบผ้า และที่พับผ้า
 - Medic Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์

3-2



ตารางที่ 3-3 ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ (ช่วงเวลากลางวัน) บริเวณ NPLQ ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลีนเหนือ (North Pailin)

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ ประเภทงาน	ผลการตรวจ ความเข้มแสงสว่าง (Lux)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^ก
Roof Level			
• Gymnasium			
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องประชุม		
1.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L1.1)		414	300
1.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L1.2)		318	150
Level 3			
• Radio/ Clerk Office			
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)	งานคอมพิวเตอร์	408	400-500
• OIM Office			
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องประชุม		
3.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L3.1)		453	300
3.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L3.2)		404	150
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)	งานคอมพิวเตอร์	480	400-500
• Laundry Room			
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)	เครื่องซักผ้า	312	200-300
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)	เครื่องอบผ้า	316	
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)	พื้นผ้า	419	
• Medic Room			
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)	งานคอมพิวเตอร์	546	400-500
Level 2			
• Public Office			
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)	งานคอมพิวเตอร์	408	400-500
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)		436	
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)		522	
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)		502	
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (L13)		407	
• MSM Office			
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (L14)	งานคอมพิวเตอร์	410	400-500
• Recreation Room			
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องพักผ่อนสูที้ว		
15.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L15.1)		641	300
15.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L15.2)		338	150

ที่มา: ^ก ประกาศกระทรวงมหาดไทยและกรุงเทพมหานคร เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 393 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561

3-4



• Level 2

- Public Office ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- MSM Office ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- Recreation Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณพื้นที่ห้องพักผ่อนสูที้ว

• Level 1

- Campboss Office ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ และบริเวณพื้นที่ห้องเก็บวัสดุดิบ
- Galley ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะปรุงอาหาร และได้เตรียมวัสดุดิบ
- Mess Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณพื้นที่ห้องรับประทานอาหาร
- Change Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณพื้นที่ห้องเก็บของพนักงาน
- Clean Toilet Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณพื้นที่ห้องสุขา
- CST Office ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์

จากผลการตรวจวัดระดับความเข้มของแสงสว่าง บริเวณ NPLQ ทั้งหมดจำนวน 18 สถานี และ 7 พื้นที่ พบว่า มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนดทุกสถานีตรวจวัด

3.2.2 NPCPP

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในช่วงเวลากลางวัน บริเวณ NPCPP เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 จำนวน 25 สถานี และ 1 พื้นที่ แสดงดังตารางที่ 3-4 ภาพการตรวจวัดและตำแหน่งสถานีตรวจวัดแสดงดังภาพถ่ายที่ 3-2 และรูปที่ 3-2 ตามลำดับ ประกอบด้วย

• Main Deck

- Laboratory Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ ผู้ดูดควันเครื่องชงน้ำพริก และเครื่องวิเคราะห์สารเคมี
- Control Room ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- Maintenance Shop ดำเนินการตรวจวัด บริเวณโต๊ะที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ โต๊ะซ่อมบำรุง และบริเวณพื้นที่ห้องเก็บอุปกรณ์

จากผลการตรวจวัดระดับความเข้มของแสงสว่าง บริเวณ NPCPP ทั้งหมดจำนวน 25 สถานี และ 1 พื้นที่ พบว่า มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนดทุกสถานีตรวจวัด

3-3



ตารางที่ 3-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ประเภทงาน	ผลการตรวจความเข้มแสงสว่าง (Lux)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^ก
Level 1			
• Campboss Office			
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (L16)	งานคอมพิวเตอร์	403	400-500
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)			
17.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L17.1)	เก็บวัสดุหิน	365	100
17.2 จุดที่ความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L17.2)		215	
• Galley			
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (L18)	ปรุงอาหาร	480	300-400
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (L19)	เตรียมวัสดุหิน	432	
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (L20)		571	
• Mess Room			
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องรับประทานอาหาร		
21.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L21.1)		456	300
21.2 จุดที่ความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L21.2)		328	150
• Change Room			
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	เก็บของ		
22.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L22.1)		361	100
22.2 จุดที่ความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L22.2)		102	50
• Clean Toilet Room			
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องสุขา		
23.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L23.1)		518	100
23.2 จุดที่ความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L23.2)		265	50
• CST Office			
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (L24)	งานคอมพิวเตอร์	403	400-500
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (L25)		487	

ที่มา: ^ก ประกาศกระทรวงมหาดไทยและกรุงเทพมหานคร เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 393 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561

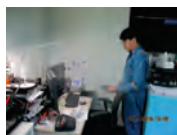
3-5



ตารางที่ 3-4 ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ (ช่วงเวลากลางวัน) บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งโพ้นเหนือ (North Pailin)

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ ประเภทงาน	ผลการตรวจ ความเข้มแสงสว่าง (Lux)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^ก
Main Deck			
• Laboratory Room			
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)	งานคอมพิวเตอร์	438	400-500
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)	ตู้ดูดควัน 1	406	
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)	เครื่องชั่งน้ำหนัก	667	400-500
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)	เครื่องวิเคราะห์	625	
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)	ตู้ดูดควัน 2	411	
• Control Room			
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)	งานคอมพิวเตอร์	811	400-500
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)	งานเอกสาร	651	
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)		512	
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)		511	
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)		403	
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)	งานคอมพิวเตอร์	414	
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)		430	
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (L13)		422	
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (L14)		652	
• Maintenance Shop			
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (L15)	งานคอมพิวเตอร์	413	400-500
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (L16)	โต๊ะซ่อมบำรุง	493	300-400
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (L17)		465	
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (L18)	งานคอมพิวเตอร์	402	400-500
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (L19)		408	
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (L20)		410	
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (L21)		803	
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)			
22.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L22.1)	เก็บของ	932	100
22.2 จุดที่ความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L22.2)		872	50
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (L23)	งานคอมพิวเตอร์	666	400-500
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (L24)		401	
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (L25)		517	
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (L26)		432	

ที่มา: ๑) ประกาศกระทรวงมหาดไทย เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560
ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 393 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561



จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)



จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)



จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)



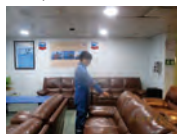
จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)



จุดตรวจวัดที่ 13 (L13)



จุดตรวจวัดที่ 14 (L14)

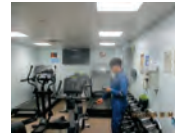


จุดตรวจวัดที่ 15 (L15)



จุดตรวจวัดที่ 16 (L16)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)



จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)



จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)



จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)



จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)



จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)



จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)



จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)

ภาพถ่ายที่ 3-1 การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ (ช่วงเวลากลางวัน) บริเวณ NPLQ ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งโพ้นเหนือ (North Pailin)



จุดตรวจวัดที่ 17 (L17)



จุดตรวจวัดที่ 18 (L18)



จุดตรวจวัดที่ 19 (L19)



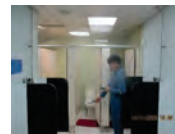
จุดตรวจวัดที่ 20 (L20)



จุดตรวจวัดที่ 21 (L21)



จุดตรวจวัดที่ 22 (L22)



จุดตรวจวัดที่ 23 (L23)



จุดตรวจวัดที่ 24 (L24)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 25 (L25)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)



จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)



จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)



จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)



จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)



จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)



จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)



จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)

ภาพถ่ายที่ 3-2 การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ (ช่วงเวลากลางวัน) บริเวณ NPCPP
ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลินเหนือ (North Pailin)



จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)



จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)



จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)



จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)



จุดตรวจวัดที่ 13 (L13)



จุดตรวจวัดที่ 14 (L14)



จุดตรวจวัดที่ 15 (L15)



จุดตรวจวัดที่ 16 (L16)

ภาพถ่ายที่ 3-2 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 17 (L17)



จุดตรวจวัดที่ 18 (L18)



จุดตรวจวัดที่ 19 (L19)



จุดตรวจวัดที่ 20 (L20)



จุดตรวจวัดที่ 21 (L21)



จุดตรวจวัดที่ 22 (L22)



จุดตรวจวัดที่ 23 (L23)



จุดตรวจวัดที่ 24 (L24)

ภาพถ่ายที่ 3-2 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 25 (L25)



จุดตรวจวัดที่ 26 (L26)

ภาพถ่ายที่ 3-2 (ต่อ)



3.3 สรุปผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่าง และข้อเสนอแนะ

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการในช่วงเวลากลางวัน บริเวณ NPLQ และ NPCPP โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งโพนเหนือ (North Pailin) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 พบว่า มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนดทุกสถานีตรวจวัด



ส่วนที่ 4

การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ

4.1 วิธีการตรวจวัดระดับเสียง

การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ หน่วยวัดเป็น dB(A) ซึ่งเป็นหน่วยวัดความดังเสียงที่ใกล้เคียงกับการตอบสนองต่อเสียงของมนุษย์ โดยตรวจวัดด้วยอุปกรณ์ในการตรวจวัดเสียง (Sound Level Meter) ในการตรวจวัดแหล่งกำเนิดที่ให้เสียงสม่ำเสมอตลอดระยะเวลาการทำงาน หรือการตรวจวัดระดับเสียงในช่วงเวลาสั้นๆ ซึ่งค่าที่ตรวจวัดได้จะเป็นค่าเฉลี่ยระดับเสียงในระยะเวลาที่ทำการตรวจวัด สำหรับวิธีการตรวจวัด การตั้งไมโครโฟนของมาตรวัดระดับเสียง ต้องอยู่สูงจากพื้น อย่างน้อย 1.2-1.5 เมตร และไม่มีสิ่งกีดขวางที่มีคุณสมบัติสะท้อนเสียงในรัศมีโดยรอบ 1.5 เมตร สำหรับการตรวจวัดภายในอาคาร หรือ 3.5 เมตร สำหรับการตรวจวัดภายนอกอาคาร ตามแนวราบรอบไมโครโฟนและบันทึกข้อมูลที่ตรวจวัดได้ลงแผนผังของพื้นที่นั้นๆ แล้วนำมาจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียง (Noise Contour Map) โดยใช้โปรแกรม SoundPLAN เวอร์ชัน 7.3 สรุปดังตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 วิธีการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด/วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
ระดับเสียง		
- ระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min)	dB(A)	Sound Level Meter

ส่วนที่ 4

การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ



4.2 ผลการตรวจวัดระดับเสียง

ผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ NPLQ และ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งโพลีนเหนือ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 รวมทั้งสิ้น 144 สถานี สรุปได้ดังตารางที่ 4-2 สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัดมีดังนี้

ตารางที่ 4-2 สรุปผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ โครงการการผลิตปิโตรเลียมแหล่งโพลีนเหนือ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. NPLQ	1	1	0
2. NPCPP	143	90	53
รวม	144	91 (63.2%)	53 (36.8%)

สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัดฯ แสดงดังตารางที่ 4-3 ภาพถ่ายการตรวจวัด และตำแหน่งสถานีตรวจวัดแสดงดังภาพถ่ายที่ 4-1 ถึง ภาพถ่ายที่ 4-2 และ รูปที่ 4-1 ถึง รูปที่ 4-2 ตามลำดับ สำหรับแผนที่แสดงเส้นระดับเสียงแสดงดังรูปที่ 4-3 โดยค่าระดับเสียงในแต่ละบริเวณสามารถสรุปได้ดังนี้

4.2.1 NPLQ

- Level 1 จำนวน 1 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้เท่ากับ 56.8 dB(A)

4.2.2 NPCPP

- Cooler Deck จำนวน 39 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 71.7-93.8 dB(A)
- Main Deck จำนวน 43 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 70.3-95.9 dB(A)
- Main Deck (Upper) จำนวน 11 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 80.2-93.9 dB(A)
- Mazzanine Deck จำนวน 18 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 79.0-87.8 dB(A)
- Cellar Deck จำนวน 32 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 74.2-83.7 dB(A)

ในกรณีที่น่าผลการตรวจวัดระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) มาเทียบเทียบกับค่ามาตรฐานระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลาการทำงาน (Time Weighted Average; TWA) สำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน กำหนดให้มีค่าได้ไม่เกิน 85 dB(A) พบว่า ระดับเสียงที่ตรวจวัดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานจำนวน 91 สถานี

4-2



ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
NPCPP (ต่อ)	
Cooler Deck (ต่อ)	
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	86.4
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	89.4
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)	87.4
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)	86.6
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)	83.7
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)	90.3
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (N37)	93.8
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)	92.4
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (N39)	89.3
Main Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	70.8
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	71.7
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	70.3
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	73.8
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	82.4
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	88.1
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	87.8
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	88.5
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	88.6
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	75.1
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	72.1
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	77.2
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	82.1
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	78.6
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	82.4
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	86.5
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	86.5
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	86.8
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	86.7
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	85.7
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	82.4
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	90.1
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	91.8
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	91.2
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	88.3
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน *	
85	

หมายเหตุ: * ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เทียบเคียง

ที่มา: * ประกาศกระทรวงมหาดไทยและกระทรวงแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่อนุญาตให้ถูกจ้างได้วันละเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

4-4



ตารางที่ 4-3 ผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ NPLQ และ NPCPP โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งโพลีนเหนือ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
NPLQ	
Level 1	
1. CST Office (N1)	56.8
NPCPP	
Cooler Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	71.7
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	75.1
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	77.7
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	87.5
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	88.2
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	82.3
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	83.2
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	83.5
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	80.0
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	74.4
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	77.5
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	86.7
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	88.8
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	89.3
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	77.1
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	80.5
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	84.6
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	85.3
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	85.5
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	79.9
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	80.1
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	84.9
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	84.3
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	83.1
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	79.9
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	81.0
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	82.8
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	87.3
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	86.5
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	83.6
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน *	
85	

หมายเหตุ: * ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เทียบเคียง

ที่มา: * ประกาศกระทรวงมหาดไทยและกระทรวงแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่อนุญาตให้ถูกจ้างได้วันละเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

4-3



ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
NPCPP (ต่อ)	
Main Deck (ต่อ)	
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	82.7
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	79.7
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	81.7
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	88.4
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	92.0
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	95.9
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	94.3
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)	82.7
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)	93.8
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)	93.1
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)	95.4
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (N37)	90.2
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)	85.3
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (N39)	72.9
40. จุดตรวจวัดที่ 40 (N40)	89.1
41. จุดตรวจวัดที่ 41 (N41)	88.9
42. จุดตรวจวัดที่ 42 (N42)	89.3
43. จุดตรวจวัดที่ 43 (N43)	85.2
Main Deck (Upper)	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	92.2
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	93.9
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	93.8
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	87.5
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	89.5
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	87.2
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	86.2
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	81.8
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	80.2
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	82.7
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	83.7
Mezzanine Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	84.3
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	83.1
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	80.4
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน *	
85	

หมายเหตุ: * ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เทียบเคียง

ที่มา: * ประกาศกระทรวงมหาดไทยและกระทรวงแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่อนุญาตให้ถูกจ้างได้วันละเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

4-5



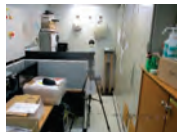
ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
NPCPP (ต่อ)	
Mezzanine Deck (ต่อ)	
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	79.0
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	79.3
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	79.6
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	81.8
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	80.3
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	80.7
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	82.7
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	83.9
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	85.7
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	87.8
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	85.1
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	81.4
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	80.8
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	80.1
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	79.0
Cellar Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	78.5
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	83.7
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	82.9
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	82.1
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	78.7
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	80.6
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	81.6
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	77.5
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	80.6
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	75.9
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	75.9
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	77.1
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	77.8
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	77.7
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	75.8
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	75.9
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	76.0
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	75.9
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	74.8
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	74.8
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน *	85

หมายเหตุ : ตัวเลขสีแดงบ่งชี้ค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เทียบเคียง

ที่มา : * ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ถูกจ้างได้รับเสียงตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
ฉบับที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

4-6



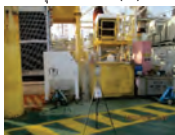
1. CST Office (N1)

บริเวณ Level 1

ภาพถ่ายที่ 4-1 การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ ของ NPLQ
โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลีนเหนือ (North Pailin)



จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)



จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)



จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)



จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)



จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)



จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)

บริเวณ Cooler Deck

ภาพถ่ายที่ 4-2 การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ ของ NPCPP
โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลีนเหนือ (North Pailin)

4-8



ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
NPCPP (ต่อ)	
Cellar Deck (ต่อ)	
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	74.7
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	76.0
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	77.7
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	80.2
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	79.4
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	77.5
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	83.0
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	80.6
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	74.2
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	75.0
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	75.6
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	77.1
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน *	85

ที่มา : * ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ถูกจ้างได้รับเสียงตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
ฉบับที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

4-7



จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)



จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)



จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)



จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)



จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)



จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)



จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)



จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)



จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)



จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)

บริเวณ Main Deck (Upper)

ภาพถ่ายที่ 4-2 (ต่อ)

4-9



จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)



จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)



จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)



จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)

บริเวณ Mazzanine Deck



จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)



จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)



จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)



จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)



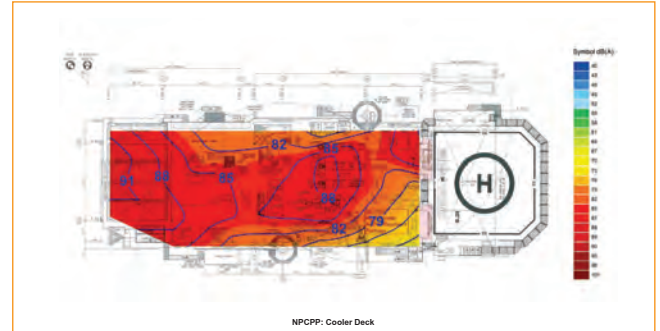
จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)



จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)

บริเวณ Cellar Deck

ภาพถ่ายที่ 4-2 (ต่อ)



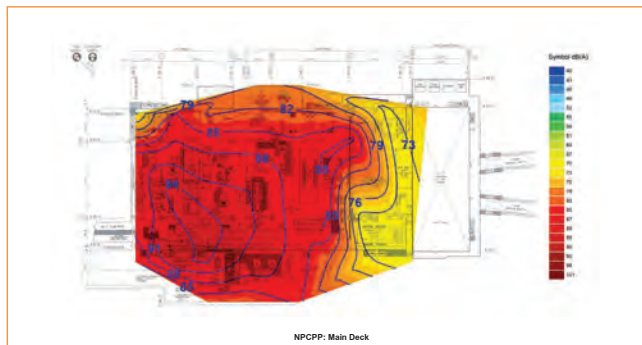
รูปที่ 4-3 แผนที่แสดงระดับเสียง บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลินเหนือ (North Pailin)

4.3 สรุปผลการตรวจวัดระดับเสียง และข้อเสนอแนะ

ผลการตรวจวัดระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) บริเวณ NPLQ และ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลินเหนือ (North Pailin) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 พบว่า มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน คิดเป็นร้อยละ 63.2 ของจำนวนจุดตรวจวัดทั้งหมด

สำหรับบริเวณที่มีเสียงดัง ควรมีมาตรการป้องกันและแก้ไขดังนี้

- 1) ควรมีการตรวจสอบอุปกรณ์เครื่องจักรที่ใช้งานอย่างสม่ำเสมอ เพื่อป้องกันเสียงดังอันเกิดจากการทำงานของเครื่องจักรที่ไม่เต็มประสิทธิภาพ
- 2) ในกรณีที่พนักงานต้องทำงานในบริเวณที่มีเสียงดังเกิน 85 dB(A) ควรให้พนักงานใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงดัง เช่น Ear plugs หรือ Ear muffs ที่ทางบริษัทจัดไว้ให้
- 3) ติดตั้งป้ายหรือสัญลักษณ์เตือนบริเวณพื้นที่ที่มีเสียงดัง
- 4) จัดให้พนักงานที่ทำงานอยู่ในพื้นที่ที่เสียงดังกว่า 85 dB(A) เข้าโครงการอนุรักษ์การได้ยินและจัดให้มีการตรวจสมรรถภาพการได้ยินเป็นประจำทุกปี



NPCPP: Main Deck

รูปที่ 4-3 (ต่อ)

การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

5.1 วิธีการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร เทียบเคียงมาตรฐานการตรวจวัดระยะที่ที่ได้รับการรับรองจากหน่วยงานราชการของประเทศสิงคโปร์ ได้แก่ Code of Practice for Indoor air quality for air-conditioned buildings; Singapore Standard SS 554-2016+A1:2021 สรุปดังตารางที่ 5-1 โดยมีรายละเอียดต่อไปนี้

อุณหภูมิ (Temperature)

อุณหภูมิเป็นปัจจัยสำคัญที่มีผลต่ออากาศที่กำลังสบายของคนที่อยู่ในอาคาร ความพึงพอใจกับอุณหภูมิยังขึ้นอยู่กับกิจกรรมของผู้ทำงาน และเสื้อผ้าที่สวมใส่ ASHRAE Standard 55 กล่าวว่า อากาศที่เหมาะสมหมายถึงอุณหภูมิที่มีผู้ที่อยู่ในอาคารอย่างน้อย 80% ยอมรับ และมีความรู้สึกสบาย ซึ่งควรมีอุณหภูมิอยู่ในช่วง 23-25 °C

ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative Humidity)

ความชื้นสัมพัทธ์ต่ำกว่า 25%RH ทำให้คนที่ทำงานรู้สึกไม่สบายกาย ทำให้ผิวหนังและเยื่อเมือกแห้งที่ก่อให้เกิดการระคายเคืองและผิวหนัง อีกทั้งยังก่อให้เกิดเพิ่มไฟฟ้าสถิตย์ มีผลต่อการทำงานของคอมพิวเตอร์ หากมีปริมาณความชื้นสัมพัทธ์สูง จะสนับสนุนการเจริญเติบโตของแบคทีเรียและเชื้อรา สำหรับในประเทศไทยซึ่งเป็นประเทศในเขตร้อน ค่าที่เหมาะสมสำหรับผู้ทำงานในอาคาร ควรน้อยกว่า 70%RH

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO₂)

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นก๊าซที่ไม่มีสี และกลิ่น ในบรรยากาศทั่วไปจะมีประมาณ 330-350 ppm สำหรับในอาคารสำนักงานสามารถพบได้จากลมหายใจของคนในอาคาร ระดับความเข้มข้นของคาร์บอนไดออกไซด์ในอาคาร จะมีความหลากหลายขึ้นอยู่กับสถานที่หรือพื้นที่จำนวนคนที่อยู่ในอาคาร ยังมีแหล่งอื่นๆ ในสำนักงานที่ก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เช่น การเผาไหม้เชื้อเพลิงจากการประกอบอาหาร การหมักดองต่างๆ ในอาคารควรมีความเข้มข้นไม่เกิน 700 ppm หากมีค่าเกินในอาคารมีการปวดศีรษะ เหนื่อยล้า และมีปัญหาทางระบบทางเดินหายใจ

ฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน (Particulate matter less than 10 microns: PM-10)

อนุภาคในอากาศมีจำนวนมาก และมีขนาดที่แตกต่างกันไป อนุภาคขนาดเล็กไม่สามารถมองเห็นด้วยตาเปล่า และสามารถเข้าสู่รูจมูกปอดได้ จากภายนอกอาคารสามารถเข้าสู่อาคารจากช่องหรือรอยรั่วหรือผ่านทางระบบปรับอากาศ สำหรับภายในอาคารอาจมาจากฝุ่นที่อยู่ตามกองเอกสาร หนังสือ หรือพื้นผิวที่ขาดการทำความสะอาด รวมไปถึงการติดมากับสิ่งของ เสื้อผ้าของคนทำงาน อนุภาคของฝุ่น สามารถทำให้เกิดผลเสียต่อสุขภาพคือ ไอ จาม หอบหืดอักเสบเรื้อรัง หอบหืด หากในอาคารมีปริมาณสูง สามารถก่อให้เกิดอาการต่างๆ ได้ เช่น ตาแดง จูกุ ล้าคอ และผิวหนังระคายเคือง เป็นต้น

SGS (Thailand) Limited | 238 TRR Tower, 19th-21st Floor, Naradhiwas Rajanagarindra Road, Chong Nonsi, Yannawa, Bangkok 10120
t (66-2) 678.18.13 www.sgs.co.th



รายงานการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและในอาคาร
โครงการผลิตปิโตรเลียมแอฟฟีนเนล (North Pailin)
บริษัท เชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด
ระหว่างวันที่ 10-12 พฤศจิกายน 2568

การเคลื่อนที่ของอากาศ (Air Movement)

การเคลื่อนที่ของอากาศ เป็นสิ่งหนึ่งที่ต้องแสดงถึงการทำงานของอากาศโดยการนำพาหรือการระบายอากาศ ถ้าหากการเคลื่อนที่ของอากาศในบริเวณที่มีคนอยู่ในห้อง/อาคาร รูสึกอึดอัด และสาเหตุจากความดันอากาศในท่ออาจน้อยเกินไป ทำให้การไหลของอากาศไม่เพียงพอ หรือมีผลทำให้การระบายอากาศไม่ทั่วถึงในแต่ละพื้นที่ ปัญหาอีกประการหนึ่งที่พบคือ ขณะที่อาคารมีการเปลี่ยนแปลงไม่ว่าจะเป็นการเปลี่ยนแปลงจำนวนคน การมีอุปกรณ์สำนักงาน เช่น เครื่องถ่ายเอกสาร คอมพิวเตอร์ พริ้นเตอร์ เป็นต้น เพิ่มมากขึ้น มักมีสิ่งที่จะปรับการจ่ายอากาศให้มีความเหมาะสมกับสิ่งที่ได้มีการเปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 5-1 วิธีการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด/วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
1. อุณหภูมิ	°C	Real-time Portable Meter, Thermistor Sensor
2. ความชื้นสัมพัทธ์	%RH	Real-time Portable Meter, Thin-film Capacitive Sensor
3. ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	ppm	Real-time Portable Meter, Dual-wavelength NDIR (Non-Dispersive Infrared Sensor)
4. ฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน	µg/m ³	Real-time Portable Meter, Optical Light Scattering
5. การเคลื่อนที่ของอากาศ	m/s	Real-time Portable Meter, Hot Wire

5.2 ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร บริเวณ NPLQ และ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแอฟฟีนเนล (North Pailin) เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2568 จำนวนทั้งหมด 19 สถานี และมีการตรวจวัดคุณภาพอากาศนอกอาคาร จำนวน 1 สถานี เพื่อใช้เป็นจุดอ้างอิง สรุปได้ดังตารางที่ 5-2

ตารางที่ 5-2 สรุปผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร โครงการผลิตปิโตรเลียมแอฟฟีนเนล (North Pailin) เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. NPLQ	12	5	7
2. NPCPP	7	4	3
รวม	19	9 (47.4 %)	10 (52.6 %)

รายละเอียดผลการตรวจวัด ภาพการตรวจวัด และตำแหน่งสถานีตรวจวัด แสดงดัง ตารางที่ 5-3 ภาพถ่ายที่ 5-1 และ รูปที่ 5-1 ตามลำดับ โดยผลการตรวจวัดพบว่า พารามิเตอร์ส่วนใหญ่ที่ตรวจวัดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด ยกเว้น ผลการตรวจวัดอุณหภูมิ จำนวน 10 สถานี ที่มีค่าไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ซึ่งกำหนดไว้ว่า อุณหภูมิที่เหมาะสมควรมีค่าอยู่ในช่วง 23-25 °C



ตารางที่ 5-3 ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลินเหนือ
(North Pailin) เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2568

สถานี	เวลา (h.)	ผลการตรวจวัด				
		อุณหภูมิ (°C)	ความชื้นสัมพัทธ์ (%RH)	คาร์บอนไดออกไซด์ (ppm)	PM-10 (µg/m³)	การเคลื่อนที่อากาศ (m/s)
NPLQ						
● Level 3						
1. Radio/Clerk Office (IEQ1)	09:50-09:55	23.4	57.1	48	8.29	0.13
2. OIM Office (IEQ2)	09:59-10:04	22.8	59.2	83	8.45	0.03
3. Laundry Room (IEQ3)	10:08-10:13	23.4	60.1	54	15.31	0.27
4. Medic Room (IEQ4)	10:15-10:20	22.8	59.1	35	7.10	0.05
5. Bedroom 314 (IEQ5)	10:23-10:28	22.1	61.4	77	11.49	0.01
● Level 2						
6. Bedroom 203 (IEQ6)	10:30-10:35	21.5	62.8	54	10.50	0.03
7. Public Office (IEQ7)	10:38-10:43	23.5	58.6	112	4.60	0.06
8. Game Room (IEQ8)	10:46-10:51	20.9	64.2	14	6.83	0.22
● Level 1						
9. Mess Room (IEQ9)	11:18-11:23	23.2	57.0	8	6.17	0.24
10. CST Office (IEQ10)	11:32-11:37	23.4	55.9	6	6.70	0.01
11. Camp boss Office (IEQ11)	11:25-11:30	22.7	57.1	34	7.83	0.10
● Roof Level						
12. Gymnasium Room (IEQ12)	09:40-09:45	22.4	59.7	73	7.63	0.08
NPCPP						
● Main Deck						
13. Control Room (IEQ13)	11:04 - 11:09	22.4	51.7	64	6.20	0.03
14. Maintenance Shop (IEQ14)	13:03-13:08	23.6	49.1	159	7.33	0.02
15. Maintenance Office (SUPR.) (IEQ15)	13:25-13:30	21.5	52.6	106	6.18	0.05
16. Maintenance Office (Tech) (IEQ16)	13:33-13:38	21.9	52.0	83	6.61	0.11
17. HESS Office (RC SUPR.) (IEQ17)	13:41-13:46	23.0	50.3	95	6.80	0.01
18. Store Office (IEQ18)	13:15-13:20	23.6	49.1	177	6.27	0.02
19. Laboratory (IEQ19)	13:50-13:55	24.2	47.5	91	6.90	0.07
เกณฑ์แนะนำ*		23-25	<70 (Existing buildings)	700 above outdoor	50	<0.30

หมายเหตุ: - ภายนอกอาคารเมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2568: อุณหภูมิมีค่าเท่ากับ 29.3 องศาเซลเซียส, ความชื้นสัมพัทธ์มีค่าร้อยละ 74.8 และ
ทิศทางลมโดยเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 349 ส่วนในล้านส่วน
- ทุกพารามิเตอร์ของการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคารใช้เครื่องมือวัดค่าโดยตรงทั้งหมด
- ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศไม่ได้นำมาเปรียบเทียบเกณฑ์มาตรฐานดังกล่าว
- ผลการตรวจวัดคาร์บอนไดออกไซด์คำนวณจากผลการตรวจวัดในแต่ละสถานีด้วยผลการตรวจวัดภายนอกอาคาร ณ วันที่ตรวจวัด
- ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน
* Code of Practice for Indoor Air Quality for Air-Conditioned Building, Singapore Standard SS 554:2016-A1:2021

5-4



9. Mess Room (IEQ9)



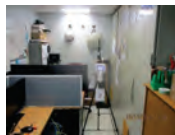
11. Camp boss Office (IEQ11)



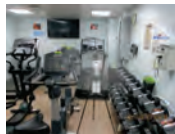
13. Control Room (IEQ13)



15. Maintenance Office (SUPR.) (IEQ15)



10. CST Office (IEQ10)



12. Gymnasium Room (IEQ12)



14. Maintenance Shop (IEQ14)



16. Maintenance Office (Tech) (IEQ16)

ภาพถ่ายที่ 5-1 (ต่อ)

5-6



1. Radio/Clerk Office (IEQ1)



3. Laundry Room (IEQ3)



5. Bedroom 314 (IEQ5)



7. Public Office (IEQ7)



2. OIM Office (IEQ2)



4. Medic Room (IEQ4)



6. Bedroom 203 (IEQ6)



8. Game Room (IEQ8)

ภาพถ่ายที่ 5-1 การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลินเหนือ
(North Pailin)

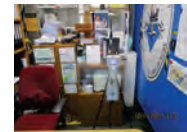
5-5



17. HESS Office (RC SUPR.) (IEQ17)



19. Laboratory (IEQ19)



18. Store Office (IEQ18)



20. Outdoor

ภาพถ่ายที่ 5-1 (ต่อ)

5-7



5.3 สรุปผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร และข้อเสนอแนะ

ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร บริเวณ NPLQ และ NPCPP โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งไพลินเหนือ (North Pailin) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 12 พฤศจิกายน 2568 พบว่าพารามิเตอร์ส่วนใหญ่ที่ตรวจวัดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด คิดเป็นร้อยละ 47.4 ของจำนวนจุดตรวจวัดทั้งหมด

สำหรับบริเวณที่มีค่าอุณหภูมิ ไม่เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานนั้น ควรมีการจัดสภาพแวดล้อมที่อยู่อาศัยนั้นๆ ให้มีปัจจัยที่เหมาะสม ดังนี้

- 1) ตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของระบบปรับอากาศ ที่แจกจ่ายความร้อนเย็น ปรับเพิ่มหรือลดระดับความชื้นในพื้นที่ที่มีคนใช้งาน
- 2) ควรปิดช่องที่อากาศสามารถผ่านเข้าออกได้ เพราะอาจทำให้อุณหภูมิสูงหรือต่ำกว่าที่ควรจะเป็น

5-15

ส่วนที่ 6

การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี



ส่วนที่ 6

การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

6.1 วิธีการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี อ้างอิงวิธีตามมาตรฐาน ANSI/ASHRAE Z9.5-2003 : Method of Testing Performance of Laboratory Fume Hoods ซึ่งออกโดย American National Standards Institute และ American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers ของประเทศสหรัฐอเมริกา ดังตารางที่ 6-1 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

➤ ตู้ดูดควันสารเคมี

ตู้ดูดควันเป็นระบบระบายอากาศทั้ง มีการติดตั้งรอบก้นหน้าบานตู้ (Sash) ซึ่งทำหน้าที่เป็นกรอบป้องกันตัวผู้ใช้งาน อัตราความเร็วลมหน้าตู้ (Face Velocity) จะขึ้นอยู่กับหน้าบานตู้ ถ้าหน้าบานตู้อยู่ระดับต่ำลงอัตราความเร็วลมหน้าตู้ก็จะสูงขึ้น หากหน้าบานตู้อยู่ระดับสูง อัตราความเร็วลมหน้าตู้ก็จะต่ำลง ประสิทธิภาพของตู้ดูดควันควรทำงานได้ปกติ เมื่อมีการใช้งานเป็นประจำ ซึ่งการตรวจวัดความเร็วลมจากการทดสอบของตู้ดูดควันเป็นอีกวิธีทำให้ทราบถึงประสิทธิภาพของตู้ดูดควัน

ตารางที่ 6-1 วิธีการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด
ค่าเฉลี่ยความเร็วลมหน้าตู้ (Average Face Velocity)	fpm	Real-time portable meter, hot wire



6.2 ผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

ผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งไพลินเหนือ (North Pailin) จำนวนทั้งหมด 2 สถานี เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 สรุปได้ดังตารางที่ 6-2 สำหรับตำแหน่งสถานีตรวจวัด แสดงดังรูปที่ 6-1 ส่วนรายละเอียดผลการตรวจวัด และภาพการตรวจวัด แสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 6-2 สรุปผลการตรวจวัดค่าเฉลี่ยความเร็วลมหน้าตู้ดูดควัน บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งไพลินเหนือ (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568

สถานี	หน่วย	มาตรฐาน*	ค่า Average Face Velocity	ผลตรวจวัด
Hood 1				
- 50% Sash Opening (Maximum Limit Position)	fpm	80-100	168	ผ่าน
- 100% Sash Opening	fpm	~ ^u	79	-
Hood 2				
- 50% Sash Opening (Maximum Limit Position)	fpm	80-100	121	ผ่าน
- 100% Sash Opening	fpm	~ ^u	68	-

หมายเหตุ: การพิจารณาค่าที่เหมาะสมของตู้ดูดควันดังกล่าวควรอ้างอิงค่ามาตรฐานการออกแบบและการใช้งานของตู้ดูดควันดังกล่าวด้วย

- 100-150 fpm เป็นช่วงความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันที่ยอมรับได้ และมีประสิทธิภาพในการทำงานใกล้เคียงกับความเร็วลมในช่วง 80-100 fpm แต่ช่วงความเร็วลมดังกล่าวทำให้เกิดการสิ้นเปลืองพลังงานในการทำงานมากขึ้น
- สูงกว่า 150 fpm เป็นช่วงความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันที่สูงเกินไป ซึ่งอาจทำให้เกิดการฉีกฉีกของอากาศที่ผ่านหน้าตู้ดูดควันได้

^u การตรวจวัดการเปิดหน้าตู้ดูดควันที่ความสูง 100% จะไม่เทียบเท่ากับมาตรฐานเนื่องจากเป็นกิจกรรมการทำงานปกติ

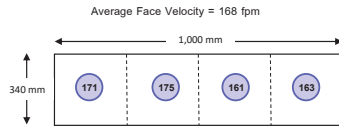
ที่มา: * American National Standards for Laboratory Ventilation, ANSI/AIHA Z9.5-2003



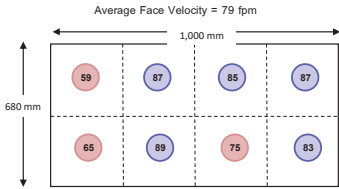
Hood 1

ขนาด Hood : 1,000 mm X 680 mm

- 50% Sash Opening



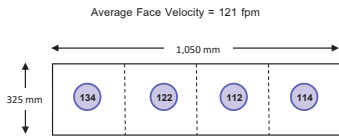
- 100% Sash Opening



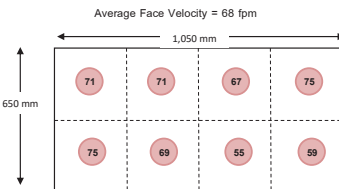
Hood 2

ขนาด Hood : 1,050 mm X 650 mm

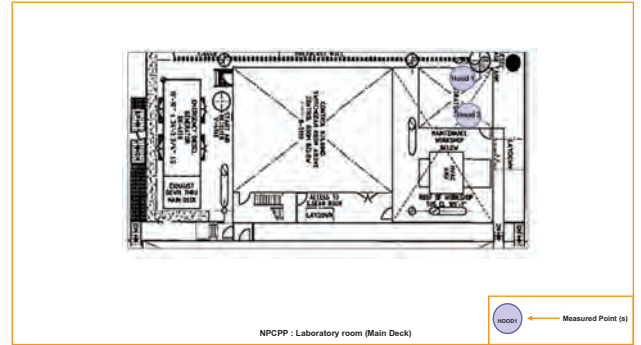
- 50% Sash Opening



- 100% Sash Opening



6-3



รูปที่ 6-1 ตำแหน่งสถานที่ตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี และข้อเสนอนะ

6-4



6.3 สรุปผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี และข้อเสนอนะ

ผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควัน บริเวณ NPCPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งฟลินท์เฮนรี (North Pailin) เมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2568 พบว่า Hood 1 และ Hood 2 ที่ระดับการเปิดหน้าบานตู้ 50% ซึ่งเป็นตำแหน่งที่กำหนดให้เปิดได้สูงสุด มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ANSI/AIHA Z9.5-2003 อย่างไรก็ตาม การควบคุมอัตราความเร็วอากาศหน้าตู้ดูดควันให้มีประสิทธิภาพเป็นไปตามมาตรฐานอ้างอิงสำหรับการออกแบบเป็นสิ่งสำคัญ เช่น หากอัตราความเร็วลมที่สูงกว่า 100 fpm อาจส่งผลให้ประสิทธิภาพในการดูดซับดีขึ้น แต่จะส่งผลให้มีการสิ้นเปลืองพลังงาน รวมถึงมีค่าใช้จ่ายสูงขึ้นด้วยเช่นกัน นอกจากนี้ ในกรณีที่อัตราความเร็วลมสูงเกินไป อาจทำให้เกิด Turbulent ได้

นอกจากการตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของตู้ดูดควันอย่างสม่ำเสมอแล้ว ยังต้องคำนึงถึงการใช้งานอย่างถูกวิธีและปลอดภัย ดังนี้

- 1) ตรวจสอบตำแหน่งของ Fresh Air ควรอยู่ห่างจากตู้ดูดควันประมาณ 1.5 เมตร
- 2) ไม่ควรใช้ตู้ดูดควันเป็นที่เก็บสารเคมี ควรเก็บสารเคมีในตู้ Safety Cabinet ตามประเภทของสารเคมี
- 3) เมื่อใช้งานตู้ดูดควัน ควรเปิดประตูและหน้าต่างทั้งหมดทุกครั้ง
- 4) ให้ความรู้กับผู้ปฏิบัติงานเกี่ยวกับการใช้งานตู้ดูดควันอย่างปลอดภัย

6-5



รายงานการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อม
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินใต้ (South Pailin)
บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
7 – 9 พฤศจิกายน 2568



ส่วนที่ 1		บทนำ
ส่วนที่ 2		การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ
ส่วนที่ 3		การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ
ส่วนที่ 4		การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ
ส่วนที่ 5		การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร
ส่วนที่ 6		การตรวจวัดความเร็วหน้าผู้ดูดควันสารเคมี
ภาคผนวก ก		หนังสือรับรองการตรวจวิเคราะห์
ภาคผนวก ข		สำเนาใบรับรองมาตรฐานต่างๆ
ภาคผนวก ค		สำเนาใบรับรองการสอบเทียบเครื่องมือตรวจวัด
ภาคผนวก ง		มาตรฐานที่ใช้เปรียบเทียบ

SGS (Thailand) Limited

238 TRR Tower, 19th-21st Floor, Naradhiwas Rajanagarindra Road, Chong Nonsi, Yannawa, Bangkok 10120
Tel: +66 (0) 2678 1813 Website: www.sgs.com



ส่วนที่ 1
บทนำ



ส่วนที่ 1
บทนำ

1.1 บทนำ

บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ตั้งอยู่ที่ชั้น 5 อาคาร 3 ไทยพาณิชย์ปาร์คพลาซ่า เลขที่ 19 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ได้มอบหมายให้บริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและในอาคาร รวมถึงตรวจวัดความเร็วหน้าผู้ดูดควันสารเคมี ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินใต้ (South Pailin) ระหว่างวันที่ 7-9 พฤศจิกายน 2568 โดยมีรายละเอียดผลการดำเนินการดังกล่าวในรายงานส่วนที่ 2 ถึงส่วนที่ 6 ต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

- เพื่อตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการ ได้แก่ ระดับความร้อน (Heat Stress) ความเข้มของแสงสว่าง (Light Intensity) และระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) รวมถึงจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียงบริเวณพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินใต้ (South Pailin)
- เพื่อตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร ได้แก่ อุณหภูมิ (Temperature) ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative Humidity) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide) ฝุ่นละอองขนาดเล็กไม่เกิน 10 ไมครอน (PM-10) และการเคลื่อนที่อากาศ (Air Movement) บริเวณพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินใต้ (South Pailin)
- เพื่อตรวจวัดความเร็วหน้าผู้ดูดควันสารเคมี (Face Velocity) บริเวณพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินใต้ (South Pailin)
- เพื่อเปรียบเทียบผลการตรวจวัดที่ได้กับค่ามาตรฐานของหน่วยงานราชการหรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งจัดทำรายงานผลการตรวจวัดดังกล่าว

1.3 ขอบเขตการดำเนินการ

การตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและในอาคาร รวมถึงตรวจวัดความเร็วหน้าผู้ดูดควันสารเคมี โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลินใต้ (South Pailin) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ระหว่างวันที่ 7-10 พฤศจิกายน 2568 ประกอบด้วย

- การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน PACPP รวมทั้งสิ้น 9 สถานี
- การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ ในช่วงเวลากลางวัน บริเวณ PALQ จำนวน 54 สถานี 9 พื้นที่ และบริเวณ PACPP จำนวน 12 สถานี รวมทั้งสิ้นจำนวน 66 สถานี และ 9 พื้นที่



- การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP จำนวน 245 สถานี สำหรับจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียงในพื้นที่บริเวณดังกล่าว และตรวจวัดบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน PACPP จำนวน 2 สถานี บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน PALQ จำนวน 1 สถานี
- การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร ได้แก่ อุณหภูมิ ความชื้นสัมพัทธ์ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ผุ่นและอนุภาคไม่เกิน 10 ไมครอน และการเคลื่อนที่อากาศ บริเวณ PACPP จำนวน 2 สถานี และบริเวณ PALQ จำนวน 14 สถานี รวมทั้งสิ้นจำนวน 16 สถานี โดยมีการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร จำนวน 1 สถานี เพื่อใช้เป็นจุดอ้างอิง
- การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี บริเวณ PACPP จำนวน 2 สถานี

1.4 มาตรฐานที่ใช้เปรียบเทียบ

ผลการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในสถานประกอบการและในอาคาร และการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี ที่ได้จะนำมาเปรียบเทียบกับมาตรฐานดังต่อไปนี้

- **ระดับความร้อน** เปรียบเทียบกับกฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 ลงวันที่ 7 ตุลาคม 2559 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 133 ตอนที่ 91ก เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2559

สำหรับระดับความร้อนที่ตรวจวัดได้ จะถูกนำไปประเมินร่วมกับภาระงาน (Work Load) ของพนักงานเพื่อเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐาน โดยการงานแบ่งตามลักษณะงานหนักเบาเป็น 3 ระดับ แสดงได้ดังตารางที่ 1-1

ตารางที่ 1-1 ภาระงานและตัวอย่างกิจกรรมการปฏิบัติงาน

ความหนักเบา	ความหมาย ตัวอย่างกิจกรรมการปฏิบัติงาน	มาตรฐานระดับความร้อนค่าเฉลี่ย WBGT
งานเบา	ลักษณะงานที่ใช้แรงน้อยหรือใช้กำลังงานที่ทำให้เกิดการเผาผลาญอาหารในร่างกายไม่เกิน 200 กิโลแคลอรีชั่วโมง เช่น งานเขียนหนังสือ งานพิมพ์ดีด งานบันทึกข้อมูล งานเย็บจักร งานไม้ตรวจสอบผลิตภัณฑ์ งานประกอบชิ้นงานขนาดเล็ก งานบังคับเครื่องจักรด้วยเท้า การยืนดูงาน	34.0 °C
งานปานกลาง	ลักษณะงานที่ใช้แรงปานกลางหรือใช้กำลังงานที่ทำให้เกิดการเผาผลาญอาหารในร่างกายเกิน 200 กิโลแคลอรีชั่วโมง ถึง 350 กิโลแคลอรีชั่วโมง เช่น งานยกลาก ดัน หรือเคลื่อนย้ายถังของแข็งแรงปานกลาง งานตอกตะปู งานละใบ งานขึ้นโครงรถยก งานขึ้นรถแทรกเตอร์	32.0 °C
งานหนัก	ลักษณะงานที่ใช้แรงมากหรือใช้กำลังงานที่ทำให้เกิดการเผาผลาญอาหารในร่างกายเกิน 350 กิโลแคลอรีชั่วโมง เช่น งานที่ใช้พลั่ว งานเลื่อยไม้ งานเจาะไม้เนื้อแข็ง งานทุบโดยใช้ฆ้อนขนาดใหญ่ หรือเครื่องมือขนาดคล้ายกัน งานรูด งานยกหรือเคลื่อนย้ายของหนักขึ้นที่สูงหรือที่ลาดชัน	30.0 °C

ที่มา : กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559

1-2



ตารางที่ 1-2 (ต่อ)

ระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลาการทำงาน (TWA) ไม่เกิน (เดซิเบลเอ)	ระยะเวลาการทำงานที่ได้รับเสียงต่อวัน	
	ชั่วโมง	นาที
104	-	6
105	-	5
106	-	4
107	-	3
108	-	2.5
109	-	2
110	-	1.5
111	-	1

- **คุณภาพอากาศในอาคาร** เปรียบเทียบกับ Code of Practice for Indoor Air Quality for Air-Conditioned Building, Singapore Standard SS 554:2016+A1:2021.

- **ความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี** เปรียบเทียบกับ American National Standards for Laboratory Ventilation, ANSI/IAHA Z9.5-2003

1-4



- **ความเข้มของแสงสว่าง** เปรียบเทียบกับประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนที่พิเศษ 39ง เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561 โดยค่าความเข้มแสงสว่างที่ตรวจวัดได้ จะนำไปเปรียบเทียบกับตารางท้ายประกาศ แยกตามชนิดกิจกรรมและพื้นที่ปฏิบัติงานในมาตรฐานดังกล่าวแล้ว

- **ระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที** เทียบเคียงกับค่าระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลาการทำงาน (Time Weighted Average; TWA) ของประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้อุตสาหกรรมได้รับเสียงตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนที่พิเศษ 19ง เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

สำหรับการดำเนินการตรวจวัดในครั้งนี้ ค่ามาตรฐานที่ใช้ในการเทียบเคียงจะใช้ค่าระดับเสียงเฉลี่ย (TWA) ที่ยอมรับได้สำหรับการปฏิบัติงาน 8 ชั่วโมง คือไม่เกิน 85 dB(A) ตามมาตรฐานแสดงดังตารางที่ 1-2 ดังนี้

ตารางที่ 1-2 มาตรฐานเสียงที่ใช้ในการเทียบเคียงกับค่าการตรวจวัด

ระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลาการทำงาน (TWA) ไม่เกิน (เดซิเบลเอ)	ระยะเวลาการทำงานที่ได้รับเสียงต่อวัน	
	ชั่วโมง	นาที
82	16	-
83	12	42
84	10	5
85	8	-
86	6	21
87	5	2
88	4	-
89	3	11
90	2	31
91	2	-
92	1	35
93	1	16
94	1	-
95	-	48
96	-	38
97	-	30
98	-	24
99	-	19
100	-	15
101	-	12
102	-	9
103	-	7.5

1-3

ส่วนที่ 2

การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

การตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

2.1 วิธีการตรวจวัดระดับความร้อน

การตรวจวัดสภาวะแวดล้อมในสถานประกอบการ อ้างอิงวิธีตามมาตรฐานการตรวจวัดและการวิเคราะห์ที่ได้รับมอบหมายจากหน่วยงานราชการของประเทศไทย ได้แก่ กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2569 สรุปดังตารางที่ 2-1 โดยมีรายละเอียดต่อไปนี้

ระดับความร้อน คือ อุณหภูมิความร้อนในบริเวณที่ปฏิบัติงาน โดยตรวจวัดเป็นอุณหภูมิเวทบับโกลบ (Wet Bulb Globe Temperature, WBGT) ในบริเวณพื้นที่ทำงาน เป็นค่าเฉลี่ยในช่วงเวลาที่มีอุณหภูมิสูงที่สุดของการทำงานปกติของวัน ค่าอุณหภูมิเวทบับโกลบถือว่าเป็นดัชนีความร้อนสำหรับสิ่งแวดล้อมในการทำงานที่นำไปปัจจัยความร้อนสะสมในร่างกายจากการทำงานและสภาพแวดล้อมมาพิจารณาในการคำนวณ โดยนำค่าอุณหภูมิที่ตรวจวัดได้มาคำนวณตามสมการดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} \text{WBGT} &= 0.7 \text{ NWB} + 0.3 \text{ GT} \text{ (กรณีตรวจวัดในอาคารหรือนอกอาคารที่ไม่มีแสงแดด)} \\ \text{WBGT} &= 0.7 \text{ NWB} + 0.2 \text{ GT} + 0.1 \text{ DB} \text{ (กรณีตรวจวัดนอกอาคารที่มีแสงแดด)} \end{aligned}$$

โดยที่ WBGT (Wet Bulb Globe Temperature: WBGT, °C) คือ ดัชนีชี้วัดสภาพความร้อนในการทำงาน
 NWB (Natural Wet Bulb: NWB, °C) คือ อุณหภูมิที่อ่านค่าจากเทอร์โมมิเตอร์กระเปาะเปียกตามธรรมชาติ เป็นตัวแทนอุณหภูมิจากภายนอกและดูความสามารถในการระเหยได้ของเหลว
 GT (Globe Temperature: GT, °C) คือ อุณหภูมิชนิดโกลบที่ใช้เป็นการตรวจวัดความร้อนแบบแผ่วรังสี
 DB (Dry Bulb: DB, °C) คือ การตรวจวัดอุณหภูมิในการถ่ายเทความร้อนโดยการพา

ตารางที่ 2-1 วิธีการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด / วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
ระดับความร้อน		
- WBGT	°C	Certified Thermometer / Electronic Method

2.2 ผลการตรวจวัดระดับความร้อน

ผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งฟูลินใต้ (South Pailin) จำนวน 9 สถานี เมื่อวันที่ 7 พฤศจิกายน 2568 สรุปได้ดังตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-2 สรุปผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ เมื่อวันที่ 7 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. PACPP	8	7	1
2. PALQ	1	1	0
รวม	9	8 (88.9%)	1 (11.0%)

สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัด ภาพการตรวจวัด และตำแหน่งสถานีตรวจวัด แสดงดังตารางที่ 2-3 ภาพถ่ายที่ 2-1 และรูปที่ 2-1 ตามลำดับ ทั้งนี้พบว่า ผลการตรวจวัดระดับความร้อน (ค่าเฉลี่ย WBGT) มีค่าอยู่ในช่วง 26.6-35.8 °C และเป็นค่าตรวจวัดในพื้นที่ปฏิบัติงานเกี่ยวกับงานเดินตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ ยืนดูงาน ซึ่งเทียบได้กับลักษณะงานเบา และลักษณะงานปานกลาง

เมื่อนำผลการตรวจวัดระดับความร้อนในแต่ละสถานีตรวจวัดมาเปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐาน สำหรับงานเบา ที่กำหนดให้มีค่าได้ไม่เกิน 34 °C และงานปานกลาง ที่กำหนดให้มีค่าได้ไม่เกิน 32 °C พบว่า ส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด

ตารางที่ 2-3 ผลการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ

สถานีตรวจวัด	ประเภท	วันที่ตรวจวัด	เวลา (น.)	ภาระงาน	ผลการตรวจวัดระดับความร้อน (WBGT, °C)
PACPP					
Main Deck					
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (H1)	ในอาคาร	7 พฤศจิกายน 2568	13.00-13.30	งานเบา	27.5
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (H2)	ในอาคาร		13.00-13.30	งานเบา	28.7
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (H3)	ในอาคาร		11.00-11.30	งานเบา	26.6
Cooler Deck					
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (H4)	นอกอาคาร	7 พฤศจิกายน 2568	10.00-10.30	งานเบา	27.6
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (H5)	นอกอาคาร		10.00-10.30	งานเบา	33.4
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (H6)	นอกอาคาร		10.00-10.30	งานเบา	28.5
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (H7)	นอกอาคาร		11.00-11.30	งานปานกลาง	31.9
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (H8)	นอกอาคาร		11.00-11.30	งานปานกลาง	35.8
PALQ					
Upper Deck					
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (H9)	นอกอาคาร	7 พฤศจิกายน 2568	13:35-14:05	งานปานกลาง	31.1
มาตรฐาน ^v	งานเบา			ไม่มากกว่า 34	
	งานปานกลาง			ไม่มากกว่า 32	
	งานหนัก			ไม่มากกว่า 30	

หมายเหตุ : - วิธีการเก็บตัวอย่างและวิธีวิเคราะห์อ้างอิงตามวิธีมาตรฐานของ National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH)
 - การจำแนกความหนัก-เบาของลักษณะการทำงาน ดำเนินการจากปริมาณงานที่ได้รับเลือกตามลักษณะการทำงานในร่างก ดังนี้
 1) งานเบา : <200 กิโลแคลอรี/ชั่วโมง
 2) งานปานกลาง : >200-350 กิโลแคลอรี/ชั่วโมง
 3) งานหนัก : >350 กิโลแคลอรี/ชั่วโมง

ที่มา : " กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2569



จุดตรวจวัดที่ 1 (H1)



จุดตรวจวัดที่ 2 (H2)



จุดตรวจวัดที่ 3 (H3)



จุดตรวจวัดที่ 4 (H4)



จุดตรวจวัดที่ 5 (H5)



จุดตรวจวัดที่ 6 (H6)



จุดตรวจวัดที่ 7 (H7)



จุดตรวจวัดที่ 8 (H8)

ภาพถ่ายที่ 2-1 ภาพการตรวจวัดระดับความร้อนในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP



จุดตรวจวัดที่ 9 (H9)

ภาพถ่ายที่ 2-2 ภาพการตรวจวัดระดับความรบกวนในสถานประกอบการ บริเวณ PALQ



2.3 สรุปผลการตรวจวัดระดับความรบกวน

ผลการตรวจวัดระดับความรบกวนในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งผืนฟ้า (South Pailin) ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 7 พฤศจิกายน 2568 พบว่า ส่วนใหญ่ มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด คิดเป็นร้อยละ 89.0 ของจำนวนจุดตรวจวัดทั้งหมด

สำหรับบริเวณที่มีระดับความรบกวนสูงกว่ามาตรฐานนั้น ควรมีการป้องกันและแนวทางแก้ไขดังนี้

- 1) ควรกำหนดช่วงเวลาทำงาน และช่วงพักของพนักงานให้เหมาะสม
- 2) ควรจัดเตรียมเครื่องแต่งกายและอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคลสำหรับพนักงานในบริเวณต่างๆ ให้เหมาะสม
- 3) ควรจัดหาหมวกกันน็อก แอร์ ตั้งอยู่ใกล้สถานที่ทำงานที่มีความรบกวนสูง
- 4) ติดตั้งป้ายหรือสัญลักษณ์เตือนบริเวณพื้นที่ที่ระดับความรบกวนสูงเกินมาตรฐานที่กำหนด



ส่วนที่ 3

การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ

3.1 วิธีการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่าง

ความเข้มของแสงสว่าง หมายถึง ปริมาณแสงที่ตกกระทบลงในหนึ่งหน่วยพื้นที่ที่กำหนด มีหน่วยวัดเป็น Lux หรือ ฟุตเทียน โดยใช้ Lux Meter เป็นเครื่องมือตรวจวัด ในการดำเนินการตรวจวัดจะวางเครื่องตรวจวัดในแนวเดียวกับพื้นผิวงานและในสภาวะเช่นเดียวกับขณะที่ปฏิบัติงานจริง ในกรณีที่มีการปฏิบัติงานในเวลากลางคืนต้องทำการวัดความเข้มแสงในเวลากลางคืนด้วย สำหรับความเข้มแสงสว่างจะอ้างอิงประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 39ง เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561 ซึ่งสามารถทำการตรวจวัดได้ 2 วิธี คือ การวัดแบบจุด (Spot Measurement) เป็นการตรวจวัดความเข้มแสงสว่าง ณ จุดที่สายตากระทบกับชิ้นงานหรือจุดที่พนักงานปฏิบัติงาน และการวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป (Area Measurement) เป็นการตรวจวัดความเข้มแสงสว่างในบริเวณพื้นที่ทั่วไปในสถานประกอบการ เช่น บริเวณทางเดิน สรุปดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 วิธีการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด / วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
Light Intensity	Lux	Lux Meter / Electronic Method

ส่วนที่ 3

การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ



3.2 ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่าง

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการในเวลากลางวัน ของโครงการผลิตปิโตรเลียม
แหล่งโซลาร์ (South Palm) บริเวณ PALQ และบริเวณ PACPP เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2568 สรุปได้ดังตารางที่
3-2 สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัดมีดังนี้

ตารางที่ 3-2 สรุปผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัด ทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. PALQ			
- การวัดแบบจุด	54	51	3
- การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่	9	9	0
2. PACPP			
- การวัดแบบจุด	12	9	2
รวม	75	69 (92.0%)	5 (6.7%)

3.2.1 บริเวณ PALQ

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในเวลากลางวัน บริเวณ PALQ เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2568
จำนวน 54 สถานี 9 พื้นที่ แสดงดังตารางที่ 3-3 ภาพการตรวจวัดและตำแหน่งสถานีตรวจวัดแสดงถึงภาพถ่ายที่ 3-1
และรูปที่ 3-1 ตามลำดับ ประกอบด้วย

Cellar Deck

- บริเวณ Mechanical & IE Shop ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงาน
คอมพิวเตอร์ บริเวณพื้นที่ห้องประชุม และซ่อมบำรุง
- บริเวณ FE Shop ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ COG Shop ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์

Mezzanine Deck

- บริเวณ MOT & RC Shop ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ Safety Office ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ Laundry Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณเครื่องซักผ้า เครื่องอบผ้า และพื้นผ้า
- บริเวณ Locker Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณพื้นที่ตู้เก็บของพนักงาน
- บริเวณ Store Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ และ
บริเวณพื้นที่ห้องเก็บของ

3-2



3.2.2 บริเวณ PACPP

ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในเวลากลางวัน บริเวณ PACPP เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน
2568 จำนวน 12 สถานี แสดงดังตารางที่ 3-4 ภาพการตรวจวัดและตำแหน่งสถานีตรวจวัดแสดงถึงภาพถ่ายที่ 3-2
และรูปที่ 3-2 ตามลำดับ ประกอบด้วย

Main Deck

- บริเวณ Control Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์/
จอมอนิเตอร์ และตู้ควบคุมเครื่องจักร

Cellar Deck

- บริเวณ Laboratory Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
ชั้นนำหนัก และตู้ดูดควัน

จากผลการตรวจวัดระดับความเข้มของแสงสว่าง บริเวณ PACPP ทั้งหมด 12 สถานี พบว่า
ส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

3-4



Upper Deck

- บริเวณ Meeting Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีคอมพิวเตอร์ และบริเวณพื้นที่
ห้องประชุม
- บริเวณ OIM Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ Maintenance Superintendent Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการ
ทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ Production Superintendent Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงาน
คอมพิวเตอร์
- บริเวณ Assistant to OIM Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ Galley Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ปรุงอาหาร/เตรียมวัตถุดิบ
- บริเวณ Campboss Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ และ
บริเวณพื้นที่เก็บวัตถุดิบ
- บริเวณ Mess Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณพื้นที่ห้องรับประทานอาหาร

2nd Floor

- บริเวณ Medical Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์ และ
บริเวณพื้นที่พักผ่อนหรือพักพิงผู้ป่วย

4th Floor

- บริเวณ Radio Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานคอมพิวเตอร์
- บริเวณ Reading Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณใต้ที่มีการทำงานเอกสาร
- บริเวณ Theatre Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณพื้นที่ดูภาพยนตร์/พักผ่อน

Roof Deck

- บริเวณ Gymnasium Room ดำเนินการตรวจวัดฯ บริเวณพื้นที่ออกกำลังกาย

จากผลการตรวจวัดระดับความเข้มของแสงสว่าง บริเวณ PALQ ทั้งหมดจำนวน 54 สถานี 9 พื้นที่
พบว่า ส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

3-3



ตารางที่ 3-3 ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ บริเวณ PALQ

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ ประเภทงาน	ความเข้ม แสงสว่าง (ลักซ์)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^ก
Cellar Deck			
Mechanical & IE Shop	งานคอมพิวเตอร์		400-500
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)		582	
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)		509	
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)		408	
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)		508	
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)		546	
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)		717	
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)		403	
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)		588	
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)		476	
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)		618	
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)		407	
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)		914	
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป) 13.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L13.1) 13.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L13.2)	ห้องประชุม	674 435	300 150
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (L14)	ซ่อมบำรุง	792	300-400
FE Shop			
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (L15)	งานคอมพิวเตอร์	657	400-500
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (L16)		597	
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (L17)		403	
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (L18)		469	
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (L19)		559	
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (L20)		632	
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (L21)		277	
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (L22)		379	
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (L23)		406	
COG Shop			
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (L24)	งานคอมพิวเตอร์	474	400-500
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (L25)		476	
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (L26)		678	
Mezzanine Deck			
MOT & RC Shop			
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (L27)	งานคอมพิวเตอร์	519	400-500
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (L28)		646	
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (L29)		495	

หมายเหตุ : - ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ต่ำกว่ามาตรฐานที่กำหนด
ที่มา : ^ก ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560
ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 399 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561

3-5



ตารางที่ 3-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ ประเภทงาน	ความเข้ม แสงสว่าง (ลักซ์)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^๖
Mezzanine Deck			
MOT & RT Shop	งานคอมพิวเตอร์		400-500
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (L30)		675	
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (L31)		563	
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (L32)		965	
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (L33)		317	
Safety Office	งานคอมพิวเตอร์		400-500
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (L34)		859	
Laundry Room			
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (L35)	เครื่องอบผ้า	673	200-300
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (L36)	เครื่องซักผ้า	439	
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (L37)	พื้นผ้า	919	
Locker Room			
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	เก็บของ		100
38.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L38.1)		655	
38.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L38.2)		448	
Store Room			
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (L39)	งานคอมพิวเตอร์	411	400-500
40. จุดตรวจวัดที่ 40 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	เก็บของ		100
40.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L40.1)		229	
40.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L40.2)		116	
Upper Deck			
Meeting Room			
41. จุดตรวจวัดที่ 41 (L41)	จอคอมพิวเตอร์	568	400-500
42. จุดตรวจวัดที่ 42 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องประชุม		300
42.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L42.1)		1,212	
42.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L42.2)		972	
OIM Room			
43. จุดตรวจวัดที่ 43 (L43)	งานคอมพิวเตอร์	839	400-500
Maintenance Superintendent Room			
44. จุดตรวจวัดที่ 44 (L44)	งานคอมพิวเตอร์	628	400-500
Production Superintendent Room			
45. จุดตรวจวัดที่ 45 (L45)	งานคอมพิวเตอร์	483	400-500
Assistant to OIM Room			
46. จุดตรวจวัดที่ 46 (L46)	งานคอมพิวเตอร์	461	400-500

หมายเหตุ: - ตัวเลขสีแดงแสดงค่าที่ตรวจวัดได้ต่ำกว่ามาตรฐานที่กำหนด

ที่มา: ^๖ ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560
ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 393 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561



ตารางที่ 3-4 ผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ ประเภทงาน	ความเข้ม แสงสว่าง (ลักซ์)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^๖
Main Deck			
Control Room			
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)	งานคอมพิวเตอร์	325	400-500
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)	ตู้ควบคุม	511	300-400
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)	งานคอมพิวเตอร์จอแอลซีดี	300	400-500
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)		650	
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)		516	
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)		563	
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)	งานคอมพิวเตอร์จอแอลซีดี	408	
Cellar Deck			
Laboratory Room			
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)	ชั้นโถงน้ำ	1,518	400-500
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)	เครื่องดูดอากาศ	596	
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)		987	
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)	เตรียมตัวอย่าง	805	
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)	งานคอมพิวเตอร์	623	400-500

หมายเหตุ: - ตัวเลขสีแดงแสดงค่าที่ตรวจวัดได้ต่ำกว่ามาตรฐานที่กำหนด

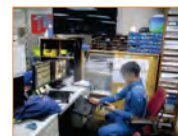
ที่มา: ^๖ ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560
ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 393 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561



ตารางที่ 3-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	กิจกรรม/ ประเภทงาน	ความเข้ม แสงสว่าง (ลักซ์)	เกณฑ์มาตรฐาน (ลักซ์) ^๖
Galley Room			
47. จุดตรวจวัดที่ 47 (L47)	ปรุงอาหาร/เตรียมวัตถุดิบ	575	300-400
48. จุดตรวจวัดที่ 48 (L48)		525	
49. จุดตรวจวัดที่ 49 (L49)		832	
50. จุดตรวจวัดที่ 50 (L50)		781	
51. จุดตรวจวัดที่ 51 (L51)		453	
Campboss Room			
52. จุดตรวจวัดที่ 52 (L52)	งานคอมพิวเตอร์	502	400-500
53. จุดตรวจวัดที่ 53 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	เก็บวัตถุดิบ		100
53.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L53.1)		244	
53.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L53.2)		133	
Mess Room			
54. จุดตรวจวัดที่ 54 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ห้องรับประทานอาหาร		300
54.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L54.1)		798	
54.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L54.2)		701	
		150	
2 nd Floor			
Medical Room			
55. จุดตรวจวัดที่ 55 (L55)	งานคอมพิวเตอร์	972	400-500
56. จุดตรวจวัดที่ 56 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	พักผ่อน/พักพื้น		50
56.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L56.1)		698	
56.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L56.2)		588	
		25	
4 th Floor			
Radio Room			
57. จุดตรวจวัดที่ 57 (L57)	งานคอมพิวเตอร์	907	400-500
58. จุดตรวจวัดที่ 58 (L57)		689	
Reading Room			
59. จุดตรวจวัดที่ 59 (L59)	งานคอมพิวเตอร์	693	400-500
60. จุดตรวจวัดที่ 60 (L60)		792	
61. จุดตรวจวัดที่ 61 (L61)		597	
Theatre Room			
62. จุดตรวจวัดที่ 62 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ดูภาพยนตร์/พักผ่อน		50
62.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L62.1)		491	
62.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L62.2)		183	
		25	
Roof Deck			
Gymnasium Room			
63. จุดตรวจวัดที่ 63 (การวัดแสงเฉลี่ยแบบพื้นที่ทั่วไป)	ออกกำลังกาย		100
63.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงสว่าง (L63.1)		606	
63.2 จุดที่มีความเข้มของแสงสว่างต่ำสุด (L63.2)		116	

ที่มา: ^๖ ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560
ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 393 เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561



จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)



จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)



จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)



จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)



จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)



จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)



จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)



จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)

ภาพถ่ายที่ 3-1 ภาพการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ บริเวณ PALQ



จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)



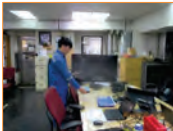
จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)



จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)



จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)



จุดตรวจวัดที่ 13 (L13)



จุดตรวจวัดที่ 14 (L14)



จุดตรวจวัดที่ 15 (L15)



จุดตรวจวัดที่ 16 (L16)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)

3-10



จุดตรวจวัดที่ 17 (L17)



จุดตรวจวัดที่ 18 (L18)



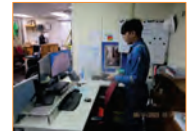
จุดตรวจวัดที่ 19 (L19)



จุดตรวจวัดที่ 20 (L20)



จุดตรวจวัดที่ 21 (L21)



จุดตรวจวัดที่ 22 (L22)



จุดตรวจวัดที่ 23 (L23)



จุดตรวจวัดที่ 24 (L24)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)

3-11



จุดตรวจวัดที่ 25 (L25)



จุดตรวจวัดที่ 26 (L26)



จุดตรวจวัดที่ 27 (L27)



จุดตรวจวัดที่ 28 (L28)



จุดตรวจวัดที่ 29 (L29)



จุดตรวจวัดที่ 30 (L30)



จุดตรวจวัดที่ 31 (L31)



จุดตรวจวัดที่ 32 (L32)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)

3-12



จุดตรวจวัดที่ 33 (L33)



จุดตรวจวัดที่ 34 (L34)



จุดตรวจวัดที่ 35 (L35)



จุดตรวจวัดที่ 36 (L36)



จุดตรวจวัดที่ 37 (L37)



จุดตรวจวัดที่ 38 (L38)



จุดตรวจวัดที่ 39 (L39)



จุดตรวจวัดที่ 40 (L40)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)

3-13



จุดตรวจวัดที่ 41 (L41)



จุดตรวจวัดที่ 42 (L42)



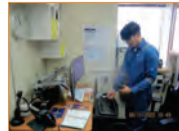
จุดตรวจวัดที่ 43 (L43)



จุดตรวจวัดที่ 44 (L44)



จุดตรวจวัดที่ 45 (L45)



จุดตรวจวัดที่ 46 (L46)



จุดตรวจวัดที่ 47 (L47)



จุดตรวจวัดที่ 48 (L48)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 49 (L49)



จุดตรวจวัดที่ 50 (L50)



จุดตรวจวัดที่ 51 (L51)



จุดตรวจวัดที่ 52 (L52)



จุดตรวจวัดที่ 53 (L53)



จุดตรวจวัดที่ 54 (L54)



จุดตรวจวัดที่ 55 (L55)



จุดตรวจวัดที่ 56 (L56)

ภาพถ่ายที่ 3-2 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 57 (L57)



จุดตรวจวัดที่ 58 (L58)



จุดตรวจวัดที่ 59 (L59)



จุดตรวจวัดที่ 60 (L60)



จุดตรวจวัดที่ 61 (L61)



จุดตรวจวัดที่ 62 (L62)



จุดตรวจวัดที่ 63 (L63)

ภาพถ่ายที่ 3-1 (ต่อ)



จุดตรวจวัดที่ 1 (L1)



จุดตรวจวัดที่ 2 (L2)



จุดตรวจวัดที่ 3 (L3)



จุดตรวจวัดที่ 4 (L4)



จุดตรวจวัดที่ 5 (L5)



จุดตรวจวัดที่ 6 (L6)



จุดตรวจวัดที่ 7 (L7)



จุดตรวจวัดที่ 8 (L8)

ภาพถ่ายที่ 3-2 ภาพการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP



จุดตรวจวัดที่ 9 (L9)



จุดตรวจวัดที่ 10 (L10)



จุดตรวจวัดที่ 11 (L11)



จุดตรวจวัดที่ 12 (L12)

ภาพถ่ายที่ 3-2 (ต่อ)



3.3 สรุปผลการตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างและข้อเสนอนแนะ

การตรวจวัดความเข้มของแสงสว่างในสถานประกอบการ บริเวณ PALQ และบริเวณ PACPP โครงการผลิต
ปิโตรเลียมแหล่งไฟฟ้าน้ำใต้ (South Pailin) ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 8
พฤศจิกายน 2568 พบว่า ส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด คิดเป็นร้อยละ 92.0 ของจำนวนสถานที่พื้นที่ที่
ตรวจวัดทั้งหมด

สำหรับจุดตรวจวัดที่ความเข้มของแสงสว่างไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานควรดำเนินการดังนี้

- 1) เปลี่ยนหลอดไฟใหม่หากมีอายุการใช้งานมาแล้ว หรือพบว่าชำรุด
- 2) หมั่นตรวจสอบและทำความสะอาดหลอดไฟ โคมไฟ และที่ครอบไฟอย่างสม่ำเสมอ



ส่วนที่ 4

การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ

4.1 วิธีการตรวจวัดระดับเสียง

การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ หน่วยวัดเป็น dB(A) ซึ่งเป็นหน่วยวัดความดังเสียงที่
ใกล้เคียงกับการตอบสนองต่อเสียงของมนุษย์ โดยตรวจวัดด้วยอุปกรณ์ในการตรวจวัดเสียง (Sound Level
Meter) ในการตรวจวัดแหล่งกำเนิดที่ให้เสียงสม่ำเสมอตลอดระยะเวลาการทำงาน หรือการตรวจวัดระดับเสียงใน
ช่วงเวลาสั้นๆ ซึ่งค่าที่ตรวจวัดได้จะเป็นค่าเฉลี่ยระดับเสียงในระยะเวลาที่ทำการตรวจวัด สำหรับวิธีการตรวจวัด
การตั้งไมโครโฟนของมาตรวัดระดับเสียง ต้องอยู่สูงจากพื้น อย่างน้อย 1.2-1.5 เมตร และไม่มีสิ่งกีดขวางที่มี
คุณสมบัติสะท้อนเสียงในรัศมีโดยรอบ 1.5 เมตร สำหรับการตรวจวัดภายในอาคาร หรือ 3.5 เมตร สำหรับการ
ตรวจวัดภายนอกอาคาร ตามแนวราบรอบไมโครโฟนและบันทึกข้อมูลที่ได้ตรวจวัดได้ลงแผนผังของพื้นที่นั้นๆ แล้ว
นำมาจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียง (Noise Contour Map) โดยใช้โปรแกรม SoundPLAN เวอร์ชัน 7.3 สรุปดัง
ตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 วิธีการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด/วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
ระดับเสียง		
- ระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min)	dB(A)	Sound Level Meter

ส่วนที่ 4

การตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ



4.2 ผลการตรวจวัดระดับเสียง

ผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลีนได์ (South Palm) บริเวณ PACPP จำนวน 245 สถานี สำหรับจัดทำแผนที่แสดงเส้นระดับเสียงในพื้นที่บริเวณดังกล่าว และตรวจวัดบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน PACPP จำนวน 2 สถานี บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน PALQ จำนวน 1 สถานี เมื่อวันที่ 7 และ 8 พฤศจิกายน 2568 สรุปได้ดังตารางที่ 4-2 สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัดมีดังนี้

ตารางที่ 4-2 สรุปผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ เมื่อวันที่ 7 และ 8 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. PACPP	247	101	146
2. PALQ	1	1	0
รวม	248	102 (41.1%)	146 (58.9%)

ผลการตรวจวัดระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) บริเวณ PACPP จำนวน 247 สถานี และ PALQ จำนวน 1 สถานี เมื่อวันที่ 7 และ 8 พฤศจิกายน 2568 แสดงดังตารางที่ 4-3 และตารางที่ 4-4 ภาพการตรวจวัดและตำแหน่งสถานีตรวจวัดแสดงดังภาพถ่ายที่ 4-1 ถึงภาพถ่ายที่ 4-5 และรูปที่ 4-1 ถึงรูปที่ 4-2 ตามลำดับ สำหรับแผนที่แสดงเส้นระดับเสียง แสดงดังรูปที่ 4-3 พบว่า ค่าระดับเสียงในแต่ละบริเวณสรุปได้ดังนี้

✱ PACPP

- บริเวณ Cooler Deck จำนวน 43 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 70.1-98.1 dB(A)
- บริเวณ Main Deck จำนวน 58 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 68.3-102.1 dB(A)
- บริเวณ Mezzanine Deck จำนวน 6 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 84.5-90.8 dB(A)
- บริเวณ Cellar Deck จำนวน 73 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 71.5-94.8 dB(A)
- บริเวณ Sub Cellar Deck จำนวน 65 สถานี มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดได้อยู่ในช่วง 79.5-95.7 dB(A)
- บริเวณ CCR (Front of UPS 15A) เปิดเครื่อง มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดเท่ากับ 61.4 dB(A)
- บริเวณ Switchgear (Front of UPS 15B) เปิดเครื่อง มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดเท่ากับ 66.4 dB(A)

✱ PALQ

- บริเวณห้อง Laundry มีค่าระดับเสียงที่ตรวจวัดเท่ากับ 78.8 dB(A)

ในกรณีที่นำผลการตรวจวัดระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) มาเทียบกับค่ามาตรฐานระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลาการทำงาน (Time Weighted Average; TWA) สำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน กำหนดให้มีค่าได้ไม่เกิน 85 dB(A) พบว่า ระดับเสียงที่ตรวจวัดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน จำนวน 102 สถานี

4-2



ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
Cooler Deck (ต่อ)	
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)	87.8
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (N37)	87.1
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)	87.0
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (N39)	86.8
40. จุดตรวจวัดที่ 40 (N40)	85.7
41. จุดตรวจวัดที่ 41 (N41)	85.4
42. จุดตรวจวัดที่ 42 (N42)	87.1
43. จุดตรวจวัดที่ 43 (N43)	87.8
Main Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	79.1
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	88.4
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	93.8
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	89.0
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	80.5
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	79.6
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	84.4
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	92.8
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	95.1
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	97.8
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	96.8
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	82.0
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	87.7
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	87.1
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	100.4
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	101.5
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	100.2
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	101.5
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	87.6
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	88.0
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	100.9
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	100.8
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	102.1
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	100.0
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	88.9
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	87.9
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	91.5
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน "	85

ที่มา: " ประกาศนวิเทศการและข้อมูลของโรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมรับได้ถูกจ้างได้รับเมื่อตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
วันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศนวิเทศการจากธนาคาร เช่น 135 ต่อพื้นที่ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561
หมายเหตุ: ตัวหนังสือสีแดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เปรียบเทียบ

4-4



ตารางที่ 4-3 ผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
Cooler Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	76.1
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	82.5
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	70.1
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	75.9
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	79.0
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	79.1
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	77.6
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	83.4
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	84.2
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	83.6
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	83.8
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	87.4
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	88.0
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	85.9
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	82.9
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	92.5
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	93.5
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	94.4
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	93.9
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	92.7
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	93.1
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	98.1
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	96.3
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	96.7
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	93.4
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	91.1
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	92.7
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	92.9
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	90.8
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	88.7
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	89.1
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	87.7
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)	89.7
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)	96.2
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)	96.1
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน "	85

ที่มา: " ประกาศนวิเทศการและข้อมูลของโรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมรับได้ถูกจ้างได้รับเมื่อตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
วันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศนวิเทศการจากธนาคาร เช่น 135 ต่อพื้นที่ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561
หมายเหตุ: ตัวหนังสือสีแดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เปรียบเทียบ

4-3



ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
Main Deck (ต่อ)	
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	96.4
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	99.7
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	100.5
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	91.1
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	88.9
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)	88.1
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)	91.1
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)	94.3
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)	94.0
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (N37)	93.3
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)	89.0
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (N39)	86.0
40. จุดตรวจวัดที่ 40 (N40)	90.0
41. จุดตรวจวัดที่ 41 (N41)	92.1
42. จุดตรวจวัดที่ 42 (N42)	93.0
43. จุดตรวจวัดที่ 43 (N43)	91.6
44. จุดตรวจวัดที่ 44 (N44)	94.4
45. จุดตรวจวัดที่ 45 (N45)	96.0
46. จุดตรวจวัดที่ 46 (N46)	93.1
47. จุดตรวจวัดที่ 47 (N47)	90.9
48. จุดตรวจวัดที่ 48 (N48)	82.7
49. จุดตรวจวัดที่ 49 (N49)	84.2
50. จุดตรวจวัดที่ 50 (N50)	87.2
51. จุดตรวจวัดที่ 51 (N51)	91.7
52. จุดตรวจวัดที่ 52 (N52)	91.4
53. จุดตรวจวัดที่ 53 (N53)	88.2
54. จุดตรวจวัดที่ 54 (N54)	73.8
55. จุดตรวจวัดที่ 55 (N55)	69.9
56. จุดตรวจวัดที่ 56 (N56)	68.9
57. จุดตรวจวัดที่ 57 (N57)	68.3
58. จุดตรวจวัดที่ 58 (N58)	76.0
Mezzanine Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	84.5
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	87.9
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	86.5
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	89.3
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	90.8
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	90.4
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน "	85

ที่มา: " ประกาศนวิเทศการและข้อมูลของโรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมรับได้ถูกจ้างได้รับเมื่อตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
วันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศนวิเทศการจากธนาคาร เช่น 135 ต่อพื้นที่ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561
หมายเหตุ: ตัวหนังสือสีแดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เปรียบเทียบ

4-5

ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
Cellar Dock	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	79.8
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	88.8
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	91.8
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	89.7
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	85.2
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	80.5
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	83.4
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	95.3
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	93.0
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	92.7
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	90.1
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	82.4
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	83.5
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	89.3
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	90.5
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	90.6
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	91.0
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	86.9
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	84.5
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	85.6
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	88.9
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	85.2
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	82.1
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	81.5
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	84.5
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	86.0
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	85.1
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	76.8
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	78.4
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	84.8
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	86.7
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	83.5
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)	84.3
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)	84.7
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)	84.9
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)	84.6
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (N37)	83.6
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน ⁱⁱ	85

ที่มา: ¹ “ประกาศกระทรวงยุติธรรมและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตราฐานระดับเสียงที่ก่อให้เกิดการได้ยินเมื่อผลต่อระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 193 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

หมายเหตุ: ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ควรจัดได้น้อยกว่าเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เทียบเคียง

ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานที่ตรวจวัด	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
Cellar Deck (ห้อง)	
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)	83.1
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (N39)	80.7
40. จุดตรวจวัดที่ 40 (N40)	80.0
41. จุดตรวจวัดที่ 41 (N41)	82.8
42. จุดตรวจวัดที่ 42 (N42)	84.1
43. จุดตรวจวัดที่ 43 (N43)	88.2
44. จุดตรวจวัดที่ 44 (N44)	90.7
45. จุดตรวจวัดที่ 45 (N45)	84.8
46. จุดตรวจวัดที่ 46 (N46)	86.6
47. จุดตรวจวัดที่ 47 (N47)	92.5
48. จุดตรวจวัดที่ 48 (N48)	84.4
49. จุดตรวจวัดที่ 49 (N49)	85.7
50. จุดตรวจวัดที่ 50 (N50)	82.8
51. จุดตรวจวัดที่ 51 (N51)	79.6
52. จุดตรวจวัดที่ 52 (N52)	80.9
53. จุดตรวจวัดที่ 53 (N53)	83.0
54. จุดตรวจวัดที่ 54 (N54)	84.3
55. จุดตรวจวัดที่ 55 (N55)	82.9
56. จุดตรวจวัดที่ 56 (N56)	83.7
57. จุดตรวจวัดที่ 57 (N57)	84.7
58. จุดตรวจวัดที่ 58 (N58)	82.2
59. จุดตรวจวัดที่ 59 (N59)	82.9
60. จุดตรวจวัดที่ 60 (N60)	81.3
61. จุดตรวจวัดที่ 61 (N61)	79.5
62. จุดตรวจวัดที่ 62 (N62)	79.1
63. จุดตรวจวัดที่ 63 (N63)	80.4
64. จุดตรวจวัดที่ 64 (N64)	79.2
65. จุดตรวจวัดที่ 65 (N65)	71.8
66. จุดตรวจวัดที่ 66 (N66)	80.1
67. จุดตรวจวัดที่ 67 (N67)	77.2
68. จุดตรวจวัดที่ 68 (N68)	77.2
69. จุดตรวจวัดที่ 69 (N69)	77.9
70. จุดตรวจวัดที่ 70 (N70)	77.6
71. จุดตรวจวัดที่ 71 (N71)	79.9
72. จุดตรวจวัดที่ 72 (N72)	80.2
73. จุดตรวจวัดที่ 73 (N73)	85.0
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน "	85

ที่มา : ¹¹ ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ลูกจ้างได้รับเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง [dBA] Leq-5 min
Sub Cellar Deck	
1. จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)	82.1
2. จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)	86.2
3. จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)	86.0
4. จุดตรวจวัดที่ 4 (N4)	88.5
5. จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)	80.5
6. จุดตรวจวัดที่ 6 (N6)	79.5
7. จุดตรวจวัดที่ 7 (N7)	87.1
8. จุดตรวจวัดที่ 8 (N8)	87.6
9. จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)	87.6
10. จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)	86.3
11. จุดตรวจวัดที่ 11 (N11)	87.1
12. จุดตรวจวัดที่ 12 (N12)	82.9
13. จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)	83.4
14. จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)	85.7
15. จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)	86.2
16. จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)	85.3
17. จุดตรวจวัดที่ 17 (N17)	85.5
18. จุดตรวจวัดที่ 18 (N18)	81.4
19. จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)	81.2
20. จุดตรวจวัดที่ 20 (N20)	84.4
21. จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)	83.4
22. จุดตรวจวัดที่ 22 (N22)	84.4
23. จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)	84.8
24. จุดตรวจวัดที่ 24 (N24)	84.7
25. จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)	83.2
26. จุดตรวจวัดที่ 26 (N26)	86.8
27. จุดตรวจวัดที่ 27 (N27)	84.9
28. จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)	85.0
29. จุดตรวจวัดที่ 29 (N29)	84.6
30. จุดตรวจวัดที่ 30 (N30)	82.3
31. จุดตรวจวัดที่ 31 (N31)	82.9
32. จุดตรวจวัดที่ 32 (N32)	84.7
33. จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)	87.7
34. จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)	86.8
35. จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)	84.8
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน "	85

ที่มา: ¹ ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ลูกจ้างได้รับเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 191 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561
หมายเหตุ: ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ควรระวัง ไม่เกินเกณฑ์ค่าดังกล่าวที่ใช้เปรียบเทียบ

ตารางที่ 4-3 (ต่อ)

สถานีตรวจวัด	ระดับเสียง (dBA) Leq-5 min
Sub Cellar Deck (ต่อ)	
36. จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)	87.6
37. จุดตรวจวัดที่ 37 (N37)	85.9
38. จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)	90.9
39. จุดตรวจวัดที่ 39 (N39)	87.8
40. จุดตรวจวัดที่ 40 (N40)	86.2
41. จุดตรวจวัดที่ 41 (N41)	83.2
42. จุดตรวจวัดที่ 42 (N42)	86.1
43. จุดตรวจวัดที่ 43 (N43)	88.4
44. จุดตรวจวัดที่ 44 (N44)	90.4
45. จุดตรวจวัดที่ 45 (N45)	86.4
46. จุดตรวจวัดที่ 46 (N46)	93.8
47. จุดตรวจวัดที่ 47 (N47)	92.1
48. จุดตรวจวัดที่ 48 (N48)	89.6
49. จุดตรวจวัดที่ 49 (N49)	86.0
50. จุดตรวจวัดที่ 50 (N50)	84.4
51. จุดตรวจวัดที่ 51 (N51)	84.0
52. จุดตรวจวัดที่ 52 (N52)	85.0
53. จุดตรวจวัดที่ 53 (N53)	87.7
54. จุดตรวจวัดที่ 54 (N54)	92.5
55. จุดตรวจวัดที่ 55 (N55)	93.4
56. จุดตรวจวัดที่ 56 (N56)	95.7
57. จุดตรวจวัดที่ 57 (N57)	95.5
58. จุดตรวจวัดที่ 58 (N58)	93.3
59. จุดตรวจวัดที่ 59 (N59)	90.0
60. จุดตรวจวัดที่ 60 (N60)	88.6
61. จุดตรวจวัดที่ 61 (N61)	84.9
62. จุดตรวจวัดที่ 62 (N62)	83.3
63. จุดตรวจวัดที่ 63 (N63)	86.0
64. จุดตรวจวัดที่ 64 (N64)	90.1
65. จุดตรวจวัดที่ 65 (N65)	92.5
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน ¹⁾	85

ที่มา : " ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ลูกจ้างได้รับเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561

หมายเหตุ : ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ใช้เทียบเคียง



ตารางที่ 4-4 ผลการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน

สถานีตรวจวัด	วันที่ตรวจวัด	เวลา (น.)	ระดับเสียง [dB(A)] Leq-5 min
PACPP			
1. CCR (Front of UPS 15A): Turn on	7 พฤศจิกายน 2560	14:04-14:09	61.4
2. Switchgear (Front of UPS 15B): Turn on	7 พฤศจิกายน 2560	14:19-14:24	66.4
PALQ			
3. Laundry	8 พฤศจิกายน 2560	10:38-10:43	79.8
มาตรฐานสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน ¹⁾			85*

ที่มา: ¹⁾ ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ลูกจ้างได้รับเมื่อตลอดระยะเวลาการทำงานในแต่ละวัน
ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 135 ตอนพิเศษ 199 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2561



จุดตรวจวัดที่ 10 (N10)



จุดตรวจวัดที่ 23 (N23)



จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)



จุดตรวจวัดที่ 45 (N45)



จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)



จุดตรวจวัดที่ 34 (N34)



จุดตรวจวัดที่ 40 (N40)



จุดตรวจวัดที่ 51 (N51)

ภาพถ่ายที่ 4-2 ภาพการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP ที่ Main Deck



จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)



จุดตรวจวัดที่ 13 (N13)



จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)



จุดตรวจวัดที่ 25 (N25)



จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)



จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)



จุดตรวจวัดที่ 14 (N14)



จุดตรวจวัดที่ 19 (N19)



จุดตรวจวัดที่ 28 (N28)



จุดตรวจวัดที่ 36 (N36)

ภาพถ่ายที่ 4-1 ภาพการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP ที่ Cooler Deck



จุดตรวจวัดที่ 1 (N1)



จุดตรวจวัดที่ 3 (N3)



จุดตรวจวัดที่ 2 (N2)



จุดตรวจวัดที่ 5 (N5)

ภาพถ่ายที่ 4-3 ภาพการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP ที่ Mezzanine Deck



จุดตรวจวัดที่ 9 (N9)



จุดตรวจวัดที่ 15 (N15)



จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)



จุดตรวจวัดที่ 21 (N21)



จุดตรวจวัดที่ 33 (N33)



จุดตรวจวัดที่ 35 (N35)



จุดตรวจวัดที่ 56 (N56)



จุดตรวจวัดที่ 60 (N60)

ภาพถ่ายที่ 4-4 ภาพการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP ที่ Cellar Deck

4-14



บริเวณ CCR (Front of UPS 15A): Turn on (WN1)



บริเวณ Switchgear (Front of UPS 15B):
Turn on (WN2)

PACPP



บริเวณ Laundry Room (WN3)

PALQ

ภาพถ่ายที่ 4-6 ภาพการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ

4-2



จุดตรวจวัดที่ 16 (N16)



จุดตรวจวัดที่ 38 (N38)



จุดตรวจวัดที่ 48 (N48)



จุดตรวจวัดที่ 49 (N49)



จุดตรวจวัดที่ 52 (N52)



จุดตรวจวัดที่ 54 (N54)



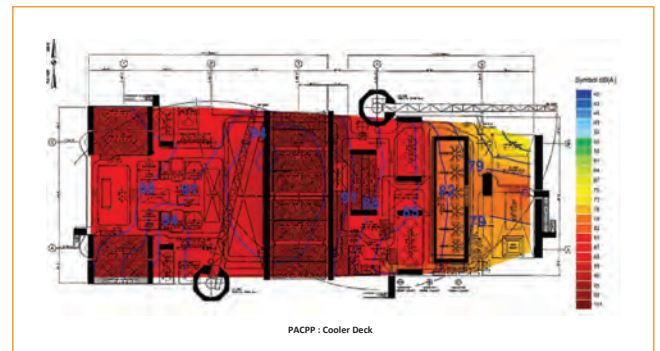
จุดตรวจวัดที่ 56 (N56)



จุดตรวจวัดที่ 57 (N57)

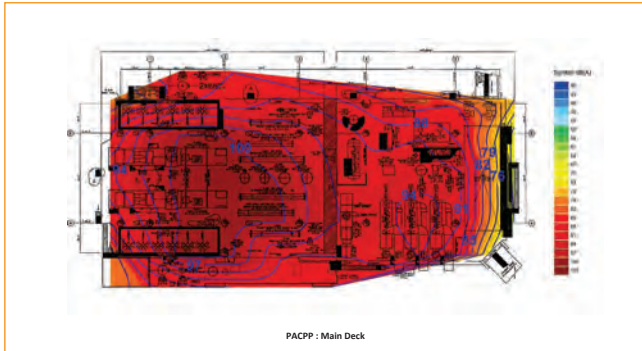
ภาพถ่ายที่ 4-5 ภาพการตรวจวัดระดับเสียงในสถานประกอบการ บริเวณ PACPP ที่ Sub Cellar Deck

4-15

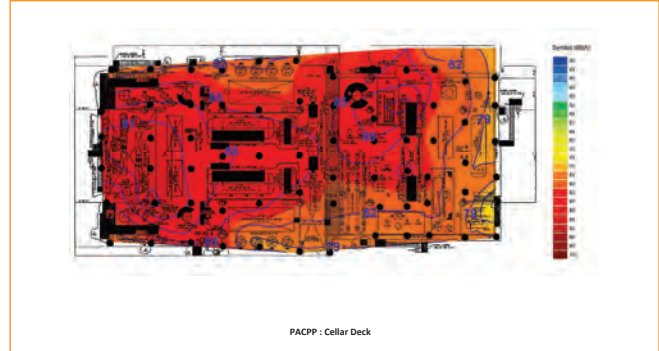


รูปที่ 4-3 แผนที่แสดงเสียงระดับเสียงบริเวณ PACPP

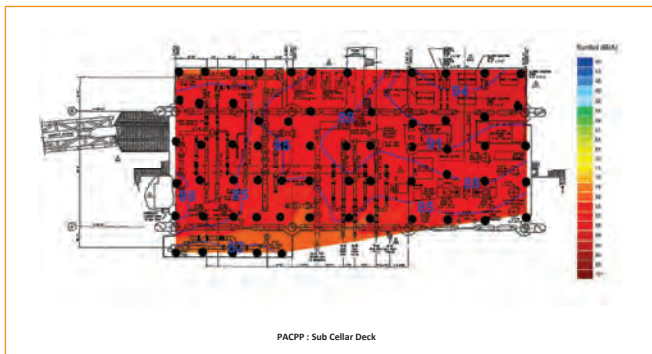
4-11



รูปที่ 4-3 (ต่อ)



รูปที่ 4-3 (ต่อ)



รูปที่ 4-3 (ต่อ)



4.3 สรุปผลการตรวจวัดระดับเสียงและข้อเสนอแนะ

ผลการตรวจวัดระดับเสียงเฉลี่ย 5 นาที (Leq-5 min) บริเวณ PACPP โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งฟิโนลส์ (South Pailin) ของบริษัท เซฟคอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 7 และ 8 พฤศจิกายน 2568 พบว่า มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน คิดเป็นร้อยละ 41.1% ของจำนวนจุดตรวจวัดทั้งหมด

สำหรับบริเวณที่มีเสียงดัง ควรมีมาตรการป้องกันและแก้ไขดังนี้

- 1) ควรมีการตรวจสอบอุปกรณ์เครื่องจักรที่ใช้งานอย่างสม่ำเสมอ เพื่อป้องกันเสียงดังอันเกิดจากการทำงานของเครื่องจักรที่ไม่เต็มประสิทธิภาพ
- 2) ในกรณีที่พนักงานต้องทำงานในบริเวณที่มีเสียงดังเกิน 85 dB(A) ควรให้พนักงานใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงดัง เช่น Ear plugs หรือ Ear muffs ที่ทางบริษัทจัดไว้ให้
- 3) ติดตั้งป้ายหรือสัญลักษณ์เตือนบริเวณพื้นที่ที่มีเสียงดัง
- 4) จัดให้พนักงานที่ทำงานอยู่ในพื้นที่ที่เสียงดังกว่า 85 dB(A) เข้าโครงการอนุรักษ์การได้ยินและจัดให้มีการตรวจสมรรถภาพการได้ยินเป็นประจำทุกปี

ส่วนที่ 5

การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร



ส่วนที่ 5

การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

5.1 วิธีการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

การตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร อ้างอิงวิธีตามมาตรฐานการตรวจวิเคราะห์ที่ได้รับการรับรองจากหน่วยงานราชการของประเทศสิงคโปร์ ได้แก่ Code of Practice for Indoor Air Quality for Air-Conditioned Building, Singapore Standard SS 554:2016+A1:2021 สรุปดังตารางที่ 5-1 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

➢ อุณหภูมิ (Temperature)

อุณหภูมิเป็นปัจจัยสำคัญที่มีผลต่ออากาศที่กำลังสบายของคนที่อยู่ในอาคาร ความพึงพอใจกับอุณหภูมิยังขึ้นอยู่กับกิจกรรมของผู้ทำงาน และเสื้อผ้าที่สวมใส่ ASHRAE Standard 55-1992 กล่าวว่า อากาศที่เหมาะสมหมายถึง อุณหภูมิที่มีผู้ที่อยู่ในอาคารอย่างน้อย 80% ยอมรับ และมีความรู้สึกสบาย ซึ่งกรณีอุณหภูมิที่ 23.0-25.0 °C

➢ ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative Humidity)

ความชื้นสัมพัทธ์ที่ต่ำกว่า 25%RH ทำให้คนที่ทำงานรู้สึกไม่สบายกาย ทำให้ผิวหนังและเยื่อเมือกแห้งทำให้เกิดการระคายเคืองและผิวหนัง อีกทั้งยังก่อให้เกิดเพิ่มไฟฟ้าสถิตย์ มีผลต่อการทำงานของคอมพิวเตอร์ หากมีปริมาณความชื้นสัมพัทธ์สูง จะสนับสนุนการเจริญเติบโตของแบคทีเรียและเชื้อรา สำหรับในประเทศไทยซึ่งมีเป็นประเทศในเขตร้อน ค่าที่เหมาะสมสำหรับผู้ที่ทำงานในอาคาร ควรน้อยกว่า 70%RH

➢ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO₂)

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นก๊าซที่ไม่มีสี และกลิ่น ในบรรยากาศทั่วไปจะมีประมาณ 330-350 ppm สำหรับในอาคารสำนักงานสามารถพบได้จากลมหายใจของคนในอาคาร ระดับความเข้มข้นของคาร์บอนไดออกไซด์ในอาคาร จะมีความหลากหลายขึ้นอยู่กับสถานที่หรือพื้นที่จำนวนคนที่อยู่ในอาคาร ยังมีแหล่งอื่นๆ ในสำนักงานที่ก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เช่น การเผาไหม้เชื้อเพลิงจากการประกอบอาหาร การหมักของต่างๆ ในอาคารควรมีความเข้มข้นไม่เกิน 700 ppm หากมีค่าเกินคนในอาคารมีอาการปวดศีรษะ เหนื่อยง่าย และมีปัญหาทางระบบทางเดินหายใจ

➢ ฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน (Particulate matter less than 10 microns: PM-10)

อนุภาคในอากาศมีจำนวนมาก และมีขนาดที่แตกต่างกันไป อนุภาคขนาดเล็กไม่สามารถมองเห็นด้วยตาเปล่า และสามารถเข้าสู่ถุงลมปอดได้ จากภายนอกอาคารสามารถเข้าสู่อาคารจากช่องหรือรอยรั่วหรือผ่านทางระบบปรับอากาศ สำหรับภายในอาคารอาจมาจากฝุ่นที่อยู่ตามกองเอกสาร หนังสือ หรือพื้นผิวที่ขาดการทำความสะอาด รวมไปถึงการติดมากับสิ่งของ เสื้อผ้าของคนทำงาน อนุภาคของฝุ่น สามารถทำให้เกิดผลเสียต่อสุขภาพคือ ไอ จาม หลอดลมอักเสบเรื้อรัง หอบหืด หากในอาคารมีปริมาณสูง สามารถก่อให้เกิดอาการแพ้ต่างๆ ได้ เช่น ตาแห้ง จูกุ่ ผื่น และผิวหนังระคายเคือง เป็นต้น

SGS (Thailand) Limited | 238 TRR Tower, 19th-21st Floor, Naradhiwas Rajanagarindra Road, Chong Nonsi, Yannawa, Bangkok 10120
t (66-2) 678.16.13 www.sgs.co.th



รายงานการตรวจวัดคุณภาพอากาศเพื่อประเมินสภาพแวดล้อมภายในอาคาร
โครงการพัฒนาศูนย์ข้อมูลแห่งใหม่ (South Pailin) บริษัท เซฟท์วอร์คประเทศไทย จำกัด
ระหว่างวันที่ 7-9 พฤศจิกายน 2568

➢ การเคลื่อนที่อากาศ (Air Movement)

การเคลื่อนที่ของอากาศ เป็นสิ่งหนึ่งที่แสดงถึงการแทนที่ของอากาศโดยการนำพาหรือการระบายอากาศ ถ้าหากการเคลื่อนที่ของอากาศในบริเวณที่มีคนอยู่ไม่เพียงพอ อาจจะมีผลให้ผู้อยู่ในห้อง/อาคาร รู้สึกอึดอัด และสาเหตุจากความดันอากาศในท่ออาจน้อยเกินไป ทำให้การไหลของอากาศไม่เพียงพอ หรือมีผลทำให้การระบายอากาศไม่ทั่วถึงในแต่ละพื้นที่ ปัญหาอีกประการหนึ่งที่พบคือ ขณะที่อาคารมีการเปลี่ยนแปลงไม่ว่าจะเป็นการเปลี่ยนแปลงจำนวนคน การมีอุปกรณ์สำนักงาน เช่น เครื่องถ่ายเอกสาร คอมพิวเตอร์ พริ้นเตอร์ เป็นต้น เพิ่มมากขึ้น มักล้มที่จะปรับการจ่ายอากาศให้มีความเหมาะสมกับสิ่งที่ได้มีการเปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 5-1 วิธีการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด/วิธีวิเคราะห์ตัวอย่าง
1. อุณหภูมิ	°C	Real-time Portable Meter, Thermistor Sensor
2. ความชื้นสัมพัทธ์	%RH	Real-time Portable Meter, Thin-film Capacitive Sensor
3. ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	ppm	Real-time Portable Meter, Dual-wavelength NDIR (Non-Dispersive Infrared Sensor)
4. ฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน	µg/m ³	Real-time Portable Meter, Optical Light Scattering
5. การเคลื่อนที่อากาศ	m/s	Real-time Portable Meter, Hot Wire



รายงานการตรวจวัดคุณภาพอากาศเพื่อประเมินสภาพแวดล้อมภายในอาคาร
โครงการพัฒนาศูนย์ข้อมูลแห่งใหม่ (South Pailin) บริษัท เซฟท์วอร์คประเทศไทย จำกัด
ระหว่างวันที่ 7-9 พฤศจิกายน 2568

5.2 ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร

ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโกลด์ (South Pailin) บริเวณ PACPP จำนวน 2 สถานี และบริเวณ PALO จำนวน 14 สถานี รวมทั้งสิ้นจำนวน 16 สถานี โดยมีการตรวจวัดคุณภาพอากาศนอกอาคาร จำนวน 1 สถานี เพื่อใช้เป็นจุดอ้างอิง เมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2568 สรุปได้ดังตารางที่ 5-2

ตารางที่ 5-2 สรุปผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร เมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2568

สถานีตรวจวัด	จำนวนสถานีตรวจวัดทั้งหมด (สถานี)	ผลการตรวจวัด (สถานี)	
		ผ่าน	ไม่ผ่าน
1. PACPP	2	2	0
2. PALQ	14	9	5
รวม	16	11 (68.8%)	5 (31.3%)

สำหรับรายละเอียดผลการตรวจวัด ภาพการตรวจวัด และตำแหน่งสถานีตรวจวัด แสดงดังตารางที่ 5-3

ภาพถ่ายที่ 5-1 และรูปที่ 5-1 ตามลำดับ โดยผลการตรวจวัดพบว่า พารามิเตอร์ส่วนใหญ่ที่ตรวจวัดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด ยกเว้น

- ผลการตรวจวัดอุณหภูมิ ที่บริเวณ PALQ จำนวน 5 สถานี ที่มีค่าไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ซึ่งกำหนดไว้

ว่า อุณหภูมิที่เหมาะสมควรมีค่าอยู่ในช่วง 23-25 °C



ตารางที่ 5-3 ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร บริเวณแหล่งโพลีไธดี (South Pailin)

สถานี	เวลา	ผลการตรวจวัด				
		อุณหภูมิ (°C)	ความชื้นสัมพัทธ์ (%RH)	คาร์บอนไดออกไซด์ (ppm)	PM-10 (µg/m³)	การเคลื่อนที่อากาศ (m/s)
PACPP						
1. Control Room (IEQ1)	13:27-13:32 น.	23.0	48.1	132	5.28	0.08
2. Laboratory Room (IEQ2)	13:40-13:45 น.	24.9	59.9	90	32.21	0.16
PALQ						
3. Mechanical Shop (IEQ3)	09:32-09:37 น.	24.0	38.4	468	10.77	0.02
4. FE Office (IEQ4)	09:46-09:51 น.	24.1	47.0	191	15.78	0.03
5. COG Room (IEQ5)	09:54-09:59 น.	25.0	46.5	334	11.13	0.05
6. Safety Office (IEQ6)	10:05-10:10 น.	23.8	42.5	183	8.25	0.11
7. MOT & RC Shop (IEQ7)	10:21-10:26 น.	24.0	44.2	204	9.24	0.14
8. Laundry Room (IEQ8)	10:14-10:19 น.	21.3	59.0	152	18.14	0.19
9. Store Room (IEQ9)	10:31-10:36 น.	25.0	60.8	131	19.60	0.07
10. Meeting Room (IEQ10)	10:51-10:56 น.	21.4	49.0	137	4.31	0.22
11. Canteen (IEQ11)	10:42-10:47 น.	23.6	51.1	120	13.85	0.06
12. Production Superintendent (IEQ12)	11:08-11:13 น.	23.0	44.7	116	3.85	0.10
13. OIM (IEQ13)	11:02-11:07 น.	22.7	46.4	137	5.31	0.09
14. Medical Room (IEQ14)	11:15-11:20 น.	22.4	46.3	142	3.26	0.02
15. Radio Room (IEQ15)	11:22-11:27 น.	22.0	49.3	137	6.03	0.15
16. Gymnasium Room (IEQ16)	11:28-11:33 น.	24.2	44.7	118	4.55	0.01
เกณฑ์แนะนำ*		23-25	<70 (Existing buildings)	700 above outdoor	<50 (24 h)	<0.30

หมายเหตุ: - ภาพบรรยากาศของวันที่ 9 พฤศจิกายน 2568: อุณหภูมิมีค่าเท่ากับ 33.3 องศาเซลเซียส, ความชื้นสัมพัทธ์มีค่าร้อยละ 61.7 และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าเท่ากับ 339 ส่วนในล้านส่วน
- ทุกพารามิเตอร์ของการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคารใช้เครื่องมือวัดค่าอิสระทั้งหมด
- ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศไม่ได้นำมาเปรียบเทียบกันเกณฑ์มาตรฐานดังกล่าว
- ผลการตรวจวัดคาร์บอนไดออกไซด์คำนวณจากผลการตรวจวัดในแต่ละสถานีด้วยผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศ ณ วันที่ตรวจวัด
- ตัวเลขสีแดงแสดงถึงค่าที่ตรวจวัดได้ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน
ที่มา: * Code of Practice for Indoor Air Quality for Air-Conditioned Building, Singapore Standard SS 554:2016+A1:2021.

5-4



Control Room (IEQ1)



Laboratory Room (IEQ2)



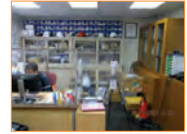
Mechanical Shop (IEQ3)



FE Office (IEQ4)



COG Room (IEQ5)



Safety Office (IEQ6)



MOT & RC Shop (IEQ7)



Laundry Room (IEQ8)

ภาพถ่ายที่ 5-1 ภาพการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร บริเวณแหล่งโพลีไธดี (South Pailin)

5-5



Store Room (IEQ9)



Meeting Room (IEQ10)



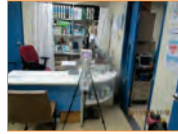
Canteen (IEQ11)



Production Superintendent (IEQ12)



OIM (IEQ13)



Medical Room (IEQ14)



Radio Room (IEQ15)



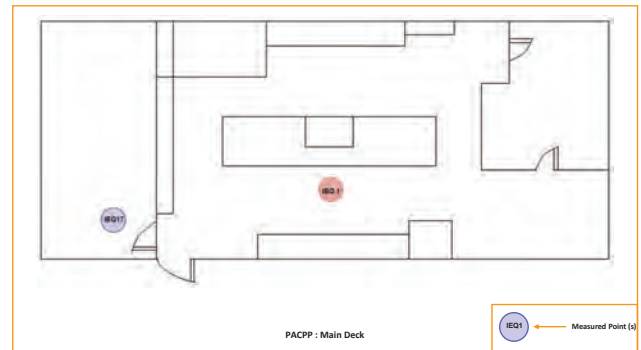
Gymnasium Room (IEQ16)



Outdoor

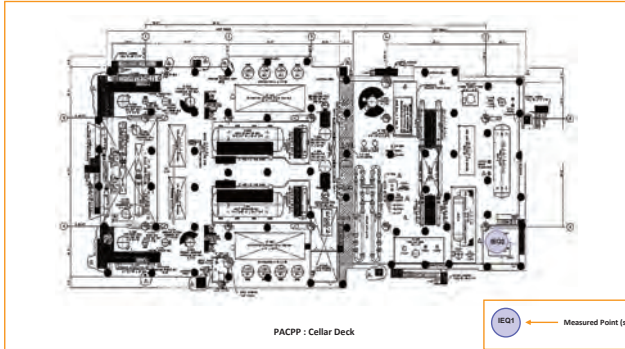
ภาพถ่ายที่ 5-1 (ต่อ)

5-6



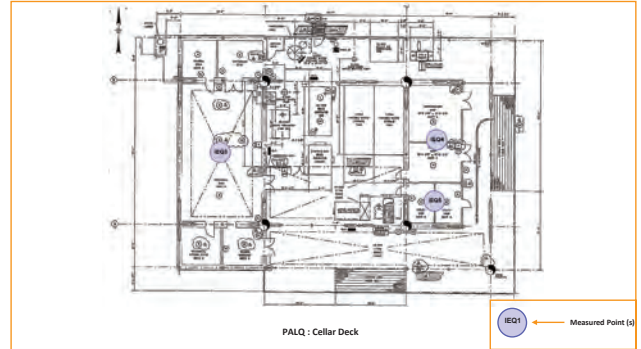
รูปที่ 5-1 ตำแหน่งสถานีตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร บริเวณแหล่งโพลีไธดี (South Pailin)

5-7



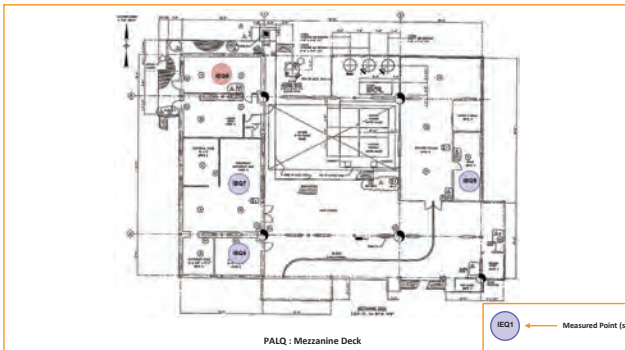
รูปที่ S-1 (ต่อ)

5-8



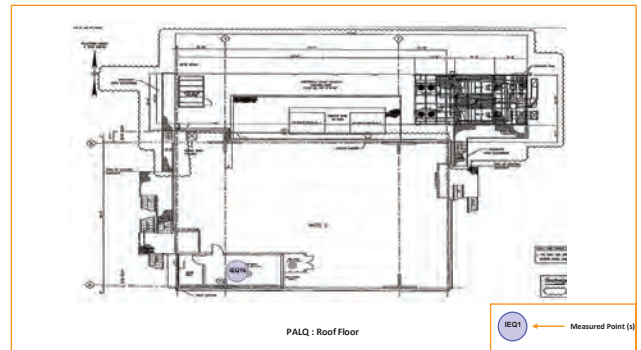
รูปที่ S-1 (ต่อ)

5-9



รูปที่ S-1 (ต่อ)

5-10



รูปที่ S-1 (ต่อ)

5-14



5.3 สรุปผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร และข้อเสนอแนะ

ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศภายในอาคาร บริเวณ PACPP และบริเวณ PALQ โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลีนใต้ (South Pailin) ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด เมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2568 พบว่า พารามิเตอร์ส่วนใหญ่ที่ตรวจวัดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานกำหนด

สำหรับบริเวณที่มีค่าอุณหภูมิไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานมีความสัมพันธ์ในลักษณะของความสบายกาย (Thermal Comfort) ของผู้ใช้อาคาร ดังนั้นจึงควรมีการจัดการสภาพแวดล้อมที่อยู่อาศัยให้เหมาะสม ดังนี้

- 1) ตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของระบบปรับอากาศ ที่แจกจ่ายความร้อนเย็น ปรับเพิ่มหรือลดระดับความชื้นในพื้นที่ที่มีคนใช้งาน
- 2) ควรปิดช่องที่อากาศสามารถผ่านเข้าออกได้ เพราะอาจทำให้อุณหภูมิสูงหรือต่ำกว่าที่ควรจะเป็น
- 3) ควรเพิ่มการระบายอากาศในพื้นที่ที่เกิดปัญหา
- 4) ตรวจสอบพื้นที่ที่มีการออกแบบหรือตกแต่งใหม่หรือไม่ เพราะเป็นสาเหตุทำให้การเคลื่อนที่อากาศเปลี่ยนแปลงจากเดิมที่ออกแบบไว้



ส่วนที่ 6

การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

6.1 วิธีการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

การตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี อ้างอิงวิธีตามมาตรฐาน ANSI/ASHRAE 110-1995 : Method of Testing Performance of Laboratory Fume Hoods ซึ่งออกโดย American National Standards Institute และ American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers ของประเทศสหรัฐอเมริกา ดังตารางที่ 6-1 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

➢ ตู้ดูดควันสารเคมี

ตู้ดูดควันเป็นระบบระบายอากาศทั้ง มีการติดตั้งรอบกับหน้าบานตู้ (Sash) ซึ่งทำหน้าที่เป็นกรอบป้องกันตัวผู้ใช้งาน อัตราความเร็วลมหน้าตู้ (Face Velocity) จะขึ้นอยู่กับหน้าบานตู้ ถ้าหน้าบานตู้เปิดระดับต่ำ อัตราความเร็วลมหน้าตู้จะสูงขึ้น หากหน้าบานตู้เปิดระดับสูง อัตราความเร็วลมหน้าตู้ก็จะต่ำลง ประสิทธิภาพของตู้ดูดควันควรทำงานได้ปกติ เมื่อมีการใช้งานเป็นประจำ ซึ่งการตรวจวัดความเร็วลมจากการดูดของพัดลมของตู้ดูดควันเป็นอีกวิธีทำให้ทราบถึงประสิทธิภาพของตู้ดูดควัน

ตารางที่ 6-1 วิธีการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

พารามิเตอร์	หน่วย	วิธีการตรวจวัด
ค่าเฉลี่ยความเร็วลมหน้าตู้ (Average Face Velocity)	fpm	Real-time portable meter, hot wire



6.2 ผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมี

ผลการตรวจวัดความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันสารเคมีที่ห้องปฏิบัติการ (Laboratory) บริเวณ Cellar Deck ที่ PACPP ของโครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งโพลีนใต้ (South Pailin) จำนวน 2 สถานี เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2568 สรุปได้ดังตารางที่ 6-2 สำหรับตำแหน่งสถานีตรวจวัด แสดงดังรูปที่ 6-1 โดยรายละเอียดผลการตรวจวัด และภาพการตรวจวัด แสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 6-2 สรุปผลการตรวจวัดค่าเฉลี่ยความเร็วลมหน้าตู้ดูดควัน เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2568

สถานี	หน่วย	มาตรฐาน*	ค่า Average Face Velocity	ผลตรวจวัด
Cellar Deck (Laboratory)				
Hood No.1				
- 50% Sash Opening (Maximum Limit Position)	fpm	80-100	206	ผ่าน
- 100% Sash Opening	fpm	~ ^u	131	-
Hood No.2				
- 50% Sash Opening (Maximum Limit Position)	fpm	80-100	316	ผ่าน
- 100% Sash Opening	fpm	~ ^u	190	-

หมายเหตุ : - การพิจารณาค่าที่เหมาะสมของตู้ดูดควันดังกล่าวควรอ้างอิงตามมาตรฐานการออกแบบและการใช้งานของตู้ดูดควันดังกล่าวร่วมด้วย
x 100-150 fpm เป็นช่วงความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันที่ยอมรับได้ และมีประสิทธิภาพในการทำงานใกล้เคียงกับความเร็วในช่วง 80-100 fpm แต่ช่วงความเร็วลมดังกล่าวทำให้เกิดการสิ้นเปลืองพลังงานในการทำงานมากขึ้น
x สูงกว่า 150 fpm เป็นช่วงความเร็วลมหน้าตู้ดูดควันที่สูงเกินไป ซึ่งอาจทำให้เกิดการมีมวลของอากาศที่ด้านหน้าตู้ดูดควันได้
^u การตรวจวัดที่การเปิดหน้าตู้ดูดควันที่ความเร็ว 100% จะไม่เทียบเท่ากับมาตรฐานเนื่องจากไม่ใช่การตรวจทำงานปกติ

ที่มา : * American National Standards for Laboratory Ventilation, ANSI/AIAA 29.5-2003

ภาคผนวก 23

สรุปผลตรวจสุขภาพของพนักงาน
(Medical Report)



Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.
Health & Medical
Report

Name : [REDACTED]
Location : Thailand
Report for : 2025

1. Occupational Health Program

1.1 Medical Surveillance Program

Programs*	Location				Total	Result (Normal / Abnormal)
	BELQ	NPLQ	PALQ	BUK		
Mercury Surveillance (20 ug/gCr)	32	68	132	18	250	(250)
Vision Test for crane operator	48	24	37	-	109	(107 / 2**)
Respiratory Fit Test	-	21	-	-	21	(21 / 0)
Hearing Test	8	7	4	-	19	(19 / 0)

Remarks:

* In 2025, the Respiratory Fit Test conducted for the Emergency Response Team (ERT) at NPLQ. As the program follows a two-years schedule, consequently, for other locations, the fit test for ERT group will resume in the next cycle. For other work scopes, such as welding or vessel cleaning, where the workforce is employed by business partners or vendors, the Respiratory Fit Test will be conducted by their respective employers.

** The vision test with abnormal result were the cases persued with further visual re-test with ophthalmologist and eyesight correction, for example need new glasses.

1.2 Potable water

Program	Location								Total	Result (Normal / Abnormal)
	BELQ		NPLQ		PALQ		BUK			
	9 May	5 Nov	9 May	5 Nov	9 May	5 Nov	9 May	5 Nov		
Drinking water analysis	1	1	1	1	1	1	1	1	8	(7/1*)

Remarks:

*The pH of drinking water at PALQ was initially 9.2. After adjustment by the mechanical technician at the water maker, the pH was corrected to 7.0, in compliance with Thailand's drinking water quality standards.

-End-

ภาคผนวก 24

รายงานการตรวจวัดทางสุขศาสตร์อุตสาหกรรม
(Occupational Hygiene Monitoring)

**รายงานผลการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย
ในบรรยากาศของสถานที่ทำงานและสถานที่เก็บรักษาสารเคมีอันตรายของแหล่งผลิตไพลินเหนือ**

ชื่อสถานประกอบกิจการ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด.....เลขนิติบุคคล.....ประเภทกิจการ.....สำรวจและผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ...

ตั้งอยู่เลขที่...19 อาคาร 3... หมู่ที่.....ถนน.....รัชดาภิเษก.....แขวง/ตำบล.....จตุจักร.....เขต/อำเภอ...จตุจักร.....จังหวัด...กรุงเทพมหานคร...

รหัสไปรษณีย์...10900...โทรศัพท์...0-2545-5555...ได้ตรวจวัดและวิเคราะห์ความเข้มข้นของสารเคมีอันตรายในบรรยากาศของสถานที่ทำงานและสถานที่เก็บรักษาสารเคมีอันตราย โดย

- ดำเนินการเอง
- นิติบุคคลที่ได้รับใบอนุญาตตามมาตรา 11 แห่งพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ.2554

ชื่อนิติบุคคลผู้ให้บริการเลขทะเบียนนิติบุคคล.....

ขอแจ้งรายงานผลการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อสาร	วันที่เก็บตัวอย่าง	จุดที่เก็บตัวอย่าง	จำนวนลูกจ้างที่สัมผัสหรือเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตราย	ชื่อเครื่องมือและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้เก็บตัวอย่าง	อัตราดูดอากาศ (L/min)	ระยะเวลาที่เก็บตัวอย่าง (ชั่วโมง)	วันที่วิเคราะห์	ชื่อเครื่องมือวิเคราะห์	ระดับความเข้มข้นที่วิเคราะห์ได้ ***	ขีดจำกัดความเข้มข้น (TLV _s) (8 ชั่วโมงการทำงาน) ***	การประเมินผล (เกิน/ไม่เกิน)
Noise	10 พฤษภาคม 2568	Crane Operator	2	Noise dosimeter	-	12	10 พฤษภาคม 2568	-	86.5	85 dBA	เกิน
Benzene	8 มิถุนายน 2568	MOT (Maintenance and Operation	7	Personal air sampling pump/ Charcoal tube	0.2	8	20 มิถุนายน 2568	Gas Chromatography, FID	<0.006	1 ppm	ไม่เกิน

ชื่อสาร	วันที่เก็บตัวอย่าง	จุดที่เก็บตัวอย่าง	จำนวนลูกจ้างที่สัมผัสหรือเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตราย	ชื่อเครื่องมือและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้เก็บตัวอย่าง	อัตราดูดอากาศ (L/min)	ระยะเวลาที่เก็บตัวอย่าง (ชั่วโมง)	วันที่วิเคราะห์	ชื่อเครื่องมือวิเคราะห์	ระดับความเข้มข้นที่วิเคราะห์ได้ ***	ขีดจำกัดความเข้มข้น (TLV _s) (8 ชั่วโมงการทำงาน) ***	การประเมินผล (เกิน/ไม่เกิน)
		Team)									
Total Hydrocarbons	8 มิถุนายน 2568	MOT (Maintenance and Operation Team)	7	Personal air sampling pump/ Charcoal tube	0.2	8	20 มิถุนายน 2568	8 กรรณาคม 2568	<0.002	300 ppm	ไม่เกิน
Mercury	8 มิถุนายน 2568	MOT (Maintenance and Operation Team)	7	Personal air sampling pump/ Charcoal tube	0.2	8	20 มิถุนายน 2568	8 กรรณาคม 2568	<0.0001	0.025 mg/m ³	ไม่เกิน
Nickel	15 ตุลาคม 2568	Welder	2	Personal air sampling pump/ MCE cassette	2.0	8	21 ตุลาคม 2568	Inductively Coupled Plasma Optical Emission spectroscopy	<0.0001	1 mg/m ³	ไม่เกิน

ชื่อสาร	วันที่เก็บตัวอย่าง	จุดที่เก็บตัวอย่าง	จำนวนลูกจ้างที่สัมผัสหรือเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตราย	ชื่อเครื่องมือและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้เก็บตัวอย่าง	อัตราดูดอากาศ (L/min)	ระยะเวลาที่เก็บตัวอย่าง (ชั่วโมง)	วันที่วิเคราะห์	ชื่อเครื่องมือวิเคราะห์	ระดับความเข้มข้นที่วิเคราะห์ได้ ***	ขีดจำกัดความเข้มข้น (TLVs) (8 ชั่วโมงการทำงาน) ***	การประเมินผล (เกิน/ไม่เกิน)
Cadmium	15 ตุลาคม 2568	Welder	2	Personal air sampling pump/ MCE cassette	2.0	8	21 ตุลาคม 2568	Inductively Coupled Plasma Optical Emission spectroscopy	<0.0001	0.005 mg/m ³	ไม่เกิน
Zinc oxide fume	15 ตุลาคม 2568	Welder	2	Personal air sampling pump/ MCE cassette	2.0	8	21 ตุลาคม 2568	Inductively Coupled Plasma Optical Emission spectroscopy	<0.0001	5 mg/m ³	ไม่เกิน

หมายเหตุ ๑. นายจ้างดำเนินการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตรายเอง ให้แนบเอกสารหรือหลักฐานแสดงคุณสมบัติของผู้ดำเนินการตรวจวัดสารเคมีอันตราย และผู้ดำเนินการตรวจวิเคราะห์สารเคมีอันตรายทางห้องปฏิบัติการประจำสถานประกอบกิจการมาพร้อมเอกสาร (สอ ๓) นี้

๒. นิติบุคคลที่ได้รับใบอนุญาตตามมาตรา ๑๑ แห่งพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. ๒๕๕๔ เป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย ให้แนบสำเนาใบอนุญาตเป็นผู้ให้บริการตรวจวัดและวิเคราะห์ฯ มาพร้อมเอกสาร (สอ.๓) นี้

๓. เครื่องหมาย * หมายถึง หน่วย ลิตร/นาที

เครื่องหมาย ** หมายถึง นาที่หรือชั่วโมง

เครื่องหมาย *** หมายถึง mg/m^3 หรือ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ หรือ f/cm^3 หรือ mppcf หรือ ppm หรือ ppb

mg/m^3 = มิลลิกรัมต่ออากาศหนึ่งลูกบาศก์เมตร

$\mu\text{g}/\text{m}^3$ = ไมโครกรัมต่ออากาศหนึ่งลูกบาศก์เมตร

f/cm^3 = จำนวนเส้นใยต่ออากาศหนึ่งลูกบาศก์เซนติเมตร

mppcf = จำนวนล้านอนุภาคต่อปริมาตรของอากาศหนึ่งลูกบาศก์ฟุต

ppm = ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร

ppb = ส่วนในพันล้านส่วนโดยปริมาตร

**รายงานผลการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย
ในบรรยากาศของสถานที่ทำงานและสถานที่เก็บรักษาสารเคมีอันตรายของแหล่งผลิตไพลินใต้**

ชื่อสถานประกอบกิจการ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด.....เลขนิติบุคคล.....ประเภทกิจการ.....สำรวจและผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ...

ตั้งอยู่เลขที่...19 อาคาร 3... หมู่ที่.....ถนน.....รัชดาภิเษก.....แขวง/ตำบล.....จตุจักร.....เขต/อำเภอ...จตุจักร.....จังหวัด...กรุงเทพมหานคร...

รหัสไปรษณีย์...10900...โทรศัพท์...0-2545-5555...ได้ตรวจวัดและวิเคราะห์ความเข้มข้นของสารเคมีอันตรายในบรรยากาศของสถานที่ทำงานและสถานที่เก็บรักษาสารเคมีอันตราย โดย

- ดำเนินการเอง
- นิติบุคคลที่ได้รับใบอนุญาตตามมาตรา 11 แห่งพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ.2554

ชื่อนิติบุคคลผู้ให้บริการเลขทะเบียนนิติบุคคล.....

ขอแจ้งรายงานผลการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ชื่อสาร	วันที่เก็บตัวอย่าง	จุดที่เก็บตัวอย่าง	จำนวนลูกจ้างที่สัมผัสหรือเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตราย	ชื่อเครื่องมือและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้เก็บตัวอย่าง	อัตราดูดอากาศ (L/min)	ระยะเวลาที่เก็บตัวอย่าง (ชั่วโมง)	วันที่วิเคราะห์	ชื่อเครื่องมือวิเคราะห์	ระดับความเข้มข้นที่วิเคราะห์ได้ ***	ขีดจำกัดความเข้มข้น (TLV _s) (8 ชั่วโมงการทำงาน) ***	การประเมินผล (เกิน/ไม่เกิน)
Benzene	12 พฤษภาคม 2568	MOT (Maintenance and Operation Team)	10	Personal air sampling pump/ Charcoal tube	0.2	8	30 พฤษภาคม 2568	Gas Chromatography, FID	<0.001	1 ppm	ไม่เกิน
Total Hydrocarbons	12 พฤษภาคม 2568	MOT (Maintenance	10	Personal air sampling pump/ Charcoal tube	0.2	8	30 พฤษภาคม	Gas Chromatogra	<0.05	300 ppm	ไม่เกิน

ชื่อสาร	วันที่เก็บตัวอย่าง	จุดที่เก็บตัวอย่าง	จำนวนลูกจ้างที่สัมผัสหรือเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตราย	ชื่อเครื่องมือและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้เก็บตัวอย่าง	อัตราดูดอากาศ (L/min)	ระยะเวลาที่เก็บตัวอย่าง (ชั่วโมง)	วันที่วิเคราะห์	ชื่อเครื่องมือวิเคราะห์	ระดับความเข้มข้นที่วิเคราะห์ได้ ***	ขีดจำกัดความเข้มข้น (TLV _s) (8 ชั่วโมงการทำงาน) ***	การประเมินผล (เกิน/ไม่เกิน)
		and Operation Team)					2568	phy, FID			
Mercury	12 พฤษภาคม 2568	MOT (Maintenance and Operation Team)	10	Personal air sampling pump/ Hopcalite tube	0.1	8	30 พฤษภาคม 2568	Gas Chromatography, FID	<0.0001	0.025 mg/m ³	ไม่เกิน
Mercury	22 สิงหาคม 2568	Production Operator	6	Personal air sampling pump/ Hopcalite tube	0.1	8	2 กันยายน 2568	Gas Chromatography, FID	<0.0001	0.025 mg/m ³	ไม่เกิน
Nickel	15 กันยายน 2568	Welder	2	Personal air sampling pump/ MCE cassette	2.0	8	30 กันยายน 2568	Inductively Coupled Plasma Optical Emission spectroscopy	<0.0001	1 mg/m ³	ไม่เกิน

ชื่อสาร	วันที่เก็บตัวอย่าง	จุดที่เก็บตัวอย่าง	จำนวนลูกจ้างที่สัมผัสหรือเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตราย	ชื่อเครื่องมือและวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้เก็บตัวอย่าง	อัตราดูดอากาศ (L/min)	ระยะเวลาที่เก็บตัวอย่าง (ชั่วโมง)	วันที่วิเคราะห์	ชื่อเครื่องมือวิเคราะห์	ระดับความเข้มข้นที่วิเคราะห์ได้ ***	ขีดจำกัดความเข้มข้น (TLVs) (8 ชั่วโมงการทำงาน) ***	การประเมินผล (เกิน/ไม่เกิน)
Cadmium	15 กันยายน 2568	Welder	2	Personal air sampling pump/ MCE cassette	2.0	8	30 กันยายน 2568	Inductively Coupled Plasma Optical Emission spectroscopy	<0.0001	0.005 mg/m ³	ไม่เกิน
Zinc oxide fume	15 กันยายน 2568	Welder	2	Personal air sampling pump/ MCE cassette	2.0	8	30 กันยายน 2568	Inductively Coupled Plasma Optical Emission spectroscopy	<0.0001	5 mg/m ³	ไม่เกิน

หมายเหตุ ๑. นายจ้างดำเนินการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตรายเอง ให้แนบเอกสารหรือหลักฐานแสดงคุณสมบัติของผู้ดำเนินการตรวจวัดสารเคมีอันตราย และผู้ดำเนินการตรวจวิเคราะห์สารเคมีอันตรายทางห้องปฏิบัติการประจำสถานประกอบกิจการมาพร้อมเอกสาร (สอ ๓) นี้

๒. นิติบุคคลที่ได้รับใบอนุญาตตามมาตรา ๑๑ แห่งพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. ๒๕๕๔ เป็นผู้ดำเนินการตรวจวัดและวิเคราะห์ระดับความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย ให้แนบสำเนาใบอนุญาตเป็นผู้ให้บริการตรวจวัดและวิเคราะห์ฯ มาพร้อมเอกสาร (สอ.๓) นี้

๓. เครื่องหมาย * หมายถึง หน่วย ลิตร/นาที

เครื่องหมาย ** หมายถึง นาฬิกาหรือชั่วโมง

เครื่องหมาย *** หมายถึง mg/m^3 หรือ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ หรือ f/cm^3 หรือ mppcf หรือ ppm หรือ ppb

mg/m^3 = มิลลิกรัมต่ออากาศหนึ่งลูกบาศก์เมตร

$\mu\text{g}/\text{m}^3$ = ไมโครกรัมต่ออากาศหนึ่งลูกบาศก์เมตร

f/cm^3 = จำนวนเส้นใยต่ออากาศหนึ่งลูกบาศก์เซนติเมตร

mppcf = จำนวนล้านอนุภาคต่อปริมาตรของอากาศหนึ่งลูกบาศก์ฟุต

ppm = ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร

ppb = ส่วนในพันล้านส่วนโดยปริมาตร

ภาคผนวก 25

Bridging Document (Chevron & Shelf Drilling)

Table of Contents

1.0	Introduction	6
1.1	Purpose	6
1.2	Scope	6
2.0	Terminology	7
2.1	Acronyms.....	7
PART 1 – COMMON REQUIREMENTS		9
3.0	Leadership and OE Culture	9
3.1	HES Policy.....	9
3.2	Tenets of Operation	9
3.3	Stop Work Responsibility (SWR) or Time Out For Safety (TOFS)	9
3.3.1	Planned Time Out For Safety	10
3.3.2	Unplanned Time Out For Safety	10
3.4	Save Your Life Actions (SYLA) & Start Work Checks (SWC)	10
3.5	Organizational Structure, Roles and Responsibilities	11
3.5.1	Shelf Drilling Operations Director and Shelf Drilling Operations Manager	11
3.5.2	Shelf Drilling Rig Manager	11
3.5.3	Shelf Drilling HSE Manager	11
3.5.4	Offshore Installation Manager (OIM).....	11
3.5.5	Drilling Planner.....	11
3.5.6	Marine Planner.....	12
3.5.7	Chief Electrician	12
3.5.8	Chief Mechanic	12
3.5.9	Offshore Safety Advisor (OSA)	13
3.5.10	Chevron Drilling Operations Manager/ Deputy Drilling Operations Manager	13
3.5.11	Chevron Drilling Superintendent (Chevron Contract Owner for Shelf Drilling	13
3.5.12	Chevron Offshore Drill Site Representative (DSR)	13
3.5.13	Chevron Health, Environment & Safety Specialist.....	14
3.5.14	Chevron Materials Man.....	14
3.5.15	Chevron Contract Holder (Third Party Services)	14
3.5.16	Third Party Contractors (Service Companies)	14
4.0	Focus areas and OE expectations	15
4.1	Legal, Regulatory and OE Compliance	15
4.2	Risk Management.....	15
4.3	Competency.....	16
4.4	Human Performance.....	17
4.5	Assurance and Verification & Validation.....	17
4.5.1	Safeguard Verification (Verification and Validation – V&V)	17
4.5.2	Shelf Drilling Verification and Validation Programs	17
4.6	Contractor OE Management	17
4.7	Subcontractor Management.....	18
4.8	Incident Investigation and Reporting	18
4.8.1	Incident Reporting	19
4.8.2	Incident Investigation	20
4.8.3	Incident Sharing & Learning.....	21
4.9	Emergency Management.....	22
4.9.1	Manning Levels	22
4.9.2	Emergency Response and Drills.....	22
4.9.3	Oil Spill Response Plan and Notification	23

4.9.4	Medical Emergency (Medivac).....	23
4.9.5	Typhoon Evacuation	26
5.0	Workforce Safety and Health	26
5.1	Hazard Analysis Procedure.....	26
5.2	Permit To Work Procedure.....	27
5.3	MSW Training & Competency Standard.....	28
5.4	Bypassing Critical Protections Standard	28
5.5	Commercial Diving Standard.....	29
5.6	Confined Space Entry Standard.....	30
5.7	Electrical Safe Work Standard	31
5.8	Excavation Standard.....	32
5.9	Hot Work Standard	32
5.10	Isolation of Hazardous Energy Standard.....	33
5.11	Lifting & Rigging Standard	34
5.12	Portable Gas Detection Standard.....	35
5.13	Simultaneous Operations Standard	36
5.14	Work At Height Standard	37
5.15	Fitness For Duty and Worker Health	38
5.16	Occupational Hygiene.....	39
5.17	Communications and Safety Meetings	39
5.17.1	Weekly General Safety Meeting	40
5.17.2	Monthly General HSE Meeting	40
5.17.3	Pre-Tour Meeting	40
5.17.4	Pre- Task Meeting.....	40
5.17.5	Daily Operation Meeting	41
5.17.6	Debrief Meeting (Post-Task Meeting)	41
5.17.7	Safety Stand-Up and Safety Stand-Down	41
5.17.8	Pre- Spud Meeting (Riserless Drilling Meeting).....	42
5.18	Drug and Alcohol Policy	42
6.0	Process safety, reliability and integrity	42
6.1	Codes and standards.....	42
6.2	Well control.....	43
7.0	Environment	43
7.1	Country Environmental Guidance Document	43
7.2	Spill Prevention	43
7.3	Waste Management.....	44
8.0	Security	44
8.1	Location entry requirements.....	44
8.1.1	Travel Safety Briefing.....	44
8.1.2	Facility Safety Induction	45
Part 2	- FUNCTIONAL REQUIREMENTS	45
9.0	Wells Specific Requirements.....	45
9.1	DCM-SP-104101 Elevator Change-Out Log Standard	45
9.2	DCM-SP-104102 Man-Riding Standard	46
9.3	Management of Change (MOC).....	46
9.4	DCM-EN-2100 Restraint System Guideline.....	47
9.5	Wells high consequence expectations	48
9.5.1	Pulsation dampeners	48
9.5.2	Stabbing boards.....	48
9.5.3	Fire Resistant Clothing (FRC).....	48

9.5.4	Cable connectors	48
9.5.5	Offshore helicopter escape training	48
9.5.6	Handling radioactive material	49
PART 3 – SUPPLEMENTAL AGREEMENTS		49
10.0 Additional topics or procedures		49
10.1	Adverse Weather Response	49
10.2	Asbestos	50
10.3	Audit and Compliance Assurance	50
10.4	Behavior Based Observation Program / Safety Conversation	50
10.5	Case Management	51
10.6	Control of Interlocks and Locked Valves	51
10.7	DROPS Management	52
10.8	Hand Arm Vibration syndrome (HAVs)	53
10.9	Heat and Cold Exposure Limit	53
10.10	Homemade Tools & Equipment	53
10.11	Housekeeping	53
10.12	Involvement of the Workforce	53
10.13	Maintenance Management	54
10.14	Management of Explosives	54
10.15	Manual Handling	54
10.16	Noise Mapping and Limits	55
10.17	Offshore Helicopter Transport	55
10.18	Personal & Respiratory Protective Equipment (PPE/RPE)	56
10.19	Pressurized System	56
10.20	Records Retention	56
10.21	Restricted Access Areas / Exclusion Zone Management	57
10.22	Rig Move Operations	57
10.23	Safe Working with Mercury	58
10.24	Short Service Employee (SSE) Program	58
10.25	Site Entry Signage	59
10.26	Smoking Hygiene and Welfare	59
10.27	Use and Storage of Gas Cylinders	60
10.28	Use of Cell Phone on Location	60
10.29	Use of Knives on Location	60
10.30	Working Over Open Water	60
10.31	Working Time Arrangements	61
10.32	Boat Transportation	61
10.32.1	Crane Personnel Transfers	61
10.32.2	Personnel Baskets Transfers	61
10.33	Hazardous Materials Transportation	62
10.34	Hazard Communication / Hazardous Material	63
10.35	Safe Working with Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	63
INTERFACE MATRIX		65
Table 3. Supplemental topics		81

1.0 Introduction

1.1 Purpose

The purpose of the HES Bridging Document is to document agreements and clarify expectations between Chevron and Shelf Drilling regarding the primacy and implementation of the Chevron Operational Excellence Management System (OEMS) requirements with Shelf Drilling's Safety Management System (SMS) for the contracted scope of work (Table 1).

The HES Bridging Document is also used to demonstrate that interfaces between Chevron's OEMS and Shelf Drilling's SMS have been evaluated and reviewed by all affected parties. It is not intended to replace the HES related Attachment in the contract; rather, it is designed to supplement it.

The implementation of agreements determined within this document allows the management of workforce safety and health, process safety, reliability, and integrity, environmental efficiencies, security and stakeholder needs to ultimately deliver OE performance.

In the event of a conflict between the processes and procedures of Chevron and Shelf Drilling, the default position shall be that procedures which are more stringent take precedence.

These expectations are met by;

- Conducting a gap assessment between applicable Chevron's OEMS requirements and Shelf Drilling's SMS.
- Developing a mitigation plan to address identified gaps.
- Ensuring roles, responsibilities and competencies of key personnel are clearly defined and communicated.
- Defining assurance, verification and validation (V&V) activities to assure safeguards are in place and functioning.
- Ensuring local legislative and industry requirements are met or exceeded.

1.2 Scope

The scope of this document covers the contracted services between Chevron and Shelf Drilling as identified in Table 1.

Table 1: Contracted Services

Contracted Service Scope	Contract Number
Drilling Unit, Ancillary Equipment and Personnel	Rig "Chao Phraya" – 1235832 Rig "Krathong" – 1235834
Rig Rental Service Supporting Asset Retirement Activities	Rig "Scepter" - 1735026 Rig "Enterprise" – 1779186

ภาคผนวก 26

ตัวอย่างบันทึกการประเมินการปฏิบัติงานของเรือที่ใช้ในโครงการฯ (SUPO)



Wire

SUPO/INTERMEDIATE INSPECTION

Marine Safety, Reliability and Efficiency (MSRE) Standardized OE Process – Chevron Marine Standard – Rev 2 – 24 May 2023

Requirement §2.0 Vessel Assurance

1	Inspection Details	
1001	Vessel Name	Miclyn Energy
1002	Inspection Date	07 June 2025
1003	Port of Inspection	Sattahip Port, Chonburi, Thailand
1004	Inspectors Name	
1005	Last OVIQ Inspection date	20 June 2024
1006	Date OVPQ Last Updated	29 May 2025
1007	Master's Name	
1008	Scope of Work	Accommodation, Geotechnical & Seismic survey, Supply
	Vessel Capability Variant Being Inspected	Comments
1009	Dynamic Positioning	N.A.
1010	Cargo Operations, Crane Operations or Bunkering	Yes
1011	Spread Moorings	N.A.
1012	Anchor Handling (AHTS) or Towing	N.A.
1013	Crew Boats (Alucats, Petro-Craft & Surfers)	N.A.
1014	Pipe Lay	N.A.
1015	Ship Assist or Escort Tug	N.A.
1016	Emergency Rescue or Response	N.A.
1017	SEWOP (Lift Boats)	N.A.
1018	Barge	N.A.
1019	ABU	N.A.
Inspection Instructions		
	<ul style="list-style-type: none"> • Prior to the inspection, an opening meeting is to be called to ensure that the vessel crew understand the purpose of this inspection. • Inspector to use this form to conduct the inspection. • Sections 1 through 7 shall be completed for all vessels. • The vessel capability variant will determine which parts of section 8 are to be completed. • Record all comments and dates as required. All information related to "No" responses above are to be noted in Observations section of inspection form. The inspector shall ensure that any applicable photographic evidence clearly captures the objective a "No" answer. • The inspection shall be conducted in an objective manner. • Capture any evidence as required – this may be done on any external device. • On completion of the inspection, the inspector is to advise the Master and the crew of all observations noted. This is to be done so verbally, do not leave a copy of the completed inspection on board. If required, the Master/Crew may make their own notes. • Once the inspector has access to the internet, follow the link provided on the original commissioning email and complete the inspection along with entering comments and uploading evidence as required. 	

2	General, Certification & Documentation	Yes	No	NA
2001	Does vessel have current certificates applicable for its size and registration?	X		
2002	Does the manning level meet or exceed that required by the local Port and Flag state and/or operations the vessel is engaged in?	X		
2003	Are crew certification originals and valid? Are crew Competency requirements as defined in section 3.2.2 of the Marine Standard met?		X	
2004	All crew have FFD (Fitness for Duty) / medical certificates?	X		
2005	Are project Specific Documents on board and understood including bridging documents?	X		
2006	Verify that the vessel holds ALL in-force BU Marine Notices, Guidelines, and latest Chevron Marine Standard.	X		
2007	Is the vessel equipped with the required navigational charts and publications for the area of operation?	X		
2008	Are the Master and Crew familiar with any local restrictions such as draft, no-go areas and reporting requirements?	X		
2009	Is there evidence of a risk assessment present for working the weather side of an offshore facility and is there evidence of this being communicated to the Designated MSRE Process Authority?	X		
2010	Are the Master and Crew familiar with Incident and NM reporting requirements?	X		
2011	Has the Master been briefed on the work-scope the vessel is being chartered for?	X		
2012	Cabotage / NIMASA Specific Requirements (NMA only)			
2013	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 1) Ownership – Required If Vessel Certificate of Registry does not state a Nigerian address. NB. Must hold an 'in-date' Annual Build Waiver.			X
2014	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 2) Manning – i.e. A waiver is required if any crew aboard (crewlist) are not Nigerian nationals NB. Vessel must hold an 'in-date' Waiver.			X
2015	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 1) Building – i.e., if vessel constructed outside Nigeria, then vessel must hold an 'in-date' Annual Building Waiver.			X
2016	Vessel Owning Company holds a valid NIMASA Registration Certificate & copy is carried aboard the vessel. This is an Annual Cert and is required to be carried aboard the vessel			X
General Comments: - Bridging document is available and implemented on board.				

3	Inspection Close outs / Standards of Management & Culture	Yes	No	NA
3001	Are Open Deficiencies from the latest OVIQ Inspection Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	X		
3002	Are Open Deficiencies from the latest SUPO Inspection Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	X		
3003	Are Open Deficiencies from the latest Internal Audit Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	X		
3004	Are all Incident and Near Miss Reports Closed out? Include a list of all Incidents and Near Misses recorded within the last 12 months	X		
3005	Is the vessel's OVPQ up to date with the latest certification details?	X		
3006	Is a copy of the most recent Chevron Marine Standard onboard?	X		
General Comments:				

4	Hazard Identification / Standards of Management & Culture – Bridge, Deck, Galley & Hull	Yes	No	NA
4001	Is the gangway adequately secured on board the vessel? Does inboard end of the gangway rests on or is flush with the top of the bulkhead, is a bulwark ladder provided? (Gangway shall not rest on ship rails unless it has been reinforced for that purpose) Is the gangway in good condition and certified? Is a life ring with a self-activating light and buoyant safety line attached and available adjacent to the gangway location?	X		
4002	Are walkways clear of tripping hazards?	X		
4003	Are clearances, pinch points, slips, trips and fall hazards highlighted (including guards)?	X		
4004	Is all Bridge Equipment including communication equipment in good working order?	X		
4005	Are handrail and ladders in good condition, clean and free from obstruction?	X		
4006	Are decks nonslip in relevant areas?	X		
4007	Are the stuffing tubes, sealants and bulkhead penetrations in good condition?	X		

4008	Are the Hull / deck openings, freeing ports and windows/port holes in good condition?	X		
4009	Is shell plating and internal structure joints in good condition?	X		
4010	Are the remote operated valves and controls in good condition and functioning?	X		
4011	Does the galley have adequate fire protection devices including the fire blanket?	X		
4012	Are Galley spaces, storerooms, fridges clean, neat and tidy? (Standard of housekeeping)	X		
4013	Are Drinking water facilities in good and hygienic condition?	X		
4014	Are Toilet/WC facilities in a good and hygienic condition?	X		
4015	Are living accommodations in good and hygienic condition? Is the lighting within the accommodation adequate?	X		
4016	Are deck machinery, wires, dogs, cleats, and roller fairleads etc. well-greased?	X		
4017	Are mooring ropes, wires and equipment records of inspection and maintenance available?	X		
4018	Are the WT doors and access hatches on weather decks in good condition?	X		
General Comments: - Bottled Drinking Water is consumed on board. - Vessel discharged food waste via a macerator when vessel is within 500-meter safety zone at offshore - The transmission hour of Radar (Port) is 15,993 hours at the time of inspection while the manufacturer is recommended the life expectancy of magnetron at 3,000 Tx hours.				

5	Hazard Identification / Standards of Management & Culture – Engine Spaces	Yes	No	NA
5001	Are walkways clear of tripping hazards?	X		
5002	Are clearances, pinch points, slips, trips and fall hazards highlighted (including guards)?	X		
5003	Is the main propulsive machinery fully operational with no reported defects?	X		
5004	Is the steering gear fully operational?	X		
5005	Specify date of last Emergency Steering test	15 Apr 2025		
5006	Are the generators fully operational with no reported defects?	X		
5007	Is the machinery and equipment reportedly free of intermittent faults?	X		
5008	Is Machinery Space pipe work in a satisfactory condition and free from temporary repairs?	X		
5009	Is the condition of the electrical wiring throughout the ship in a safe condition?	X		
5010	Is the lighting satisfactory?	X		
5011	Is machinery guarded where appropriate?	X		
5012	Are floor plates clean, properly secured and non-slip?	X		
5013	Are High Pressure Oil pipes secure and protectively sheathed?	X		
5014	Is exhaust pipe lagging satisfactory?	X		
5015	Are the bilges clean and bilge systems in good condition?	X		
5016	Is the emergency escape route well signed / unobstructed?	X		
5017	Are Stern Seals in good condition and free from any leaks?	X		
5018	Test the Emergency Fire Pump for satisfactory operation	X		
5019	Test the Emergency Generator for satisfactory operation	X		
General Comments:				

6	Safety Management / Crew Involvement / Personal Protective Equipment/PMS	Yes	No	NA
6001	When was the last date Stop Work Authority used and re-enforced by Supervisors? Specify Date:	26 Mar 2025		
6002	When was the last JSA completed? Specify Date:	07 June 2025		
6003	Are Start Work Checks in Place?	X		
6004	Are proper & adequate Personal Protective Equipment provided (reserves for replacement & visitors)?	X		
6005	Are safety drills regularly carried out and recorded? Is there a drill schedule on board? Provide a copy.	X		
6006	Is LSA in survey and good visual condition? (liferafts, lifebuoys, PFD's, life jackets)	X		
6007	Is FFE in survey and good visual condition? (portable and fixed firefighting equipment)	X		
6008	Are there adequate medical facilities and supplies on board?	X		
6009	Is there a PMS on board? If yes, then provide latest weekly printout indicating all overdue and deferred work orders.	07 June 2025		
6010	If vessel utilizes stand-by or back-down buoys, is a procedure, Risk Assessment, JSA in place?	X		

6011	Are weather parameters including maximum limits for operation defined and known on board for the vessels work scope?	X		
General Comments: - Vessel implements a computer base PMS.				

7	Safe Deck & Personnel Transfer	Yes	No	N/A
7001	Is an effective stern protection system in place?	X		
7002	If AHTS is used for cargo operations, has a Risk Assessment been conducted to mitigate crew & cargo exposure to elements, particularly working stern-to-weather?	X		
7003	Is a 'Safe Deck' Procedure implemented and understood?	X		
7004	Is a vessel specific MOPO implemented and understood?	X		
7005	Is there is evidence of personnel transfer at sea? If so, does the vessel have a safe loading/landing zone clearly marked?	X		
7006	Confirm that the Crew & Passengers as applicable have received training in the method/mod of personnel transfer.	X		
7007	Are adequate PFDs for all personnel to be transferred provided?	X		
7008	Is a JSA conducted before any personnel transfer?	X		
7009	If Swing Rope Transfer is utilised, does the vessel have a suitable RA and Procedure	X		
7010	Is weather limit defined for various types of personnel transfer operations (Basket / FROG/Swing Rope)?	X		
General Comments:				

8	Vessel Capability - Dynamic Positioning	Yes	No	NA
8001	Does the vessel have a copy of most recent Annual DP trials details (within 1 year +/- 3 months of anniversary date)?			X
8002	Are all Category A recommendations closed?			X
8003	Does vessel have any pending Category B or C recommendations?			X
8004	Is Activity Specific Operating Guidelines (ASOG) or WSOG (MODU) limit setting agreement in place for current or intended operations?			X
8005	Verify that the DPO's are familiar with the ASOG / WSOG			X
8006	Verify that DP footprints are regularly recorded and compared against previous footprints and the DP Capability Plots?			X
8007	Is the crew familiar with the DP manual, FMEA & Proving Trials?			X
8008	Confirm that the vessel operates with OPEN Bus Tie. If not, then inform and seek guidance from the Designated MSRE Process Authority.			X
8009	Is there an Electronic Technician or Engineer on board with approved training on the DP system?			X
8010	Does the vessel have a Blackout Recovery procedure?			X
8011	State date of last Blackout Recovery desktop drill?			X
8012	Are vessel specific DP Field Arrival, Bridge 500m and E/R set up Checklists available and completed?		NA	
8013	Verify that the Field Arrival Trial has been completed? This is to be verified prior to first use of the vessel or at the discretion of the designated MSRE Process Authority.			X
8014	Verify the availability of the Independent Joystick			X
8015	Verify DP computers and Operating Stations are in good order.			X
8016	Verify that the DP controller was reset within the last 30 days			X
8017	Verify all Alarm and Warning Lights on the DP console for correct operation and indication			X
8018	Verify Heading limits and circle watch limits are not excessive. (3-5 degrees & 3 -5 m)			X
8019	Verify all Position Reference Systems are in good working order			X
8020	Verify that the DP Printer is operational.			X
8021	Verify settings on Gyro are correct – speed and latitude correction set to manual during DP ops?			X
8022	Verify all gyros are aligned and that the gyro error has been confirmed within the previous 6 months.			X
8023	Verify that the wind sensors functional and providing an online input into the DP system.			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Cargo Operations / Crane Operations / Bunkering	Yes	No	NA
8024	Is the lifting gear used in cargo handling colour coded in accordance with local or BU guidelines for the current year?	X		
8025	Confirm that the vessel only utilizes ratchet type chain binders for securing of cargo?	X		
8026	Are the Master & Crew aware that selective unloading (cherry picking) is not permitted?	X		
8027	Verify if Cargo Handling is as per the OCIMF "Deck Cargo Handling on board Offshore Vessels" Information paper	X		
8028	Are MSDS available for any liquid products back loaded from offshore?	X		
8029	If carried confirm that hoses used for hazardous liquid transfers have a valid test certificate? F.O. Last test <u>06 June 2025</u>	X		
8030	If carried, are all hoses fitted with sufficient floatation collars as per GOMO?	X		
8031	Confirm that the vessel has quick dry disconnect fittings (i.e., TODO, Avery Hardall, Klaw fittings) at the manifold for use in hazardous liquid transfers?	X		
8032	Confirm that the vessel has the correct WECO connections and adapters at the manifold.	X		
8033	Do cranes and other lifting equipment on board the vessel have current certification?	X		
8034	Check condition of the crane is in good order. Verify operation to check for seal leakages on crane rams.	X		
8035	Confirm Electronic Fuel monitoring system (EFMS) is in place, is non-by-passable, and operational?	X		
8036	If no EFMS in place, an operational and calibrated totalizer meter in fuel load and discharge system?			X
General Comments: - The floating collars is available on board 10 pcs.				

8	Vessel Capability - Anchoring & Mooring System Design, Review & Safety Reinforcement (Vessels with Spread Moorings)	Yes	No	NA
8037	Are pre-move meetings conducted prior any anchor handling operations (weather, SWA, risk assessment...)?			X
8038	Are comprehensive JSA's implemented prior to any mooring activity?			X
8039	Minimum anchor and mooring clearances from sub-sea structures are known (set by BU) and accounted in the plan?			X
8040	Are special mitigation procedures available when anchor patterns call for crossing pipelines or cables?			X
8041	Are Marine Notices relating to offshore Mooring and Anchor handling located on board and contents known to crew?			X
8042	Verify if Wire Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Anchor Handling (AHTS) & Towing Vessels only	Yes	No	NA
8043	In date, test certificates shall be held on board for all Tow Spread equipment in use.			X
8044	Tow log and tow spread maintenance program in place.			X
8045	Valid Bollard Pull Certificate of less than 5 years old issued /endorsed by an IACS Classification society.			X
8046	Winches have a quick release mechanism, and all have a documented functional testing regime.			X
8047	Are bridge team members fully familiar with the location and operation of the winch emergency release mechanism, its operation and controls? Instructions are to be clearly posted nearby to the release controls.			X
8048	Is Tow and work winch tension meter installed with a method of continuous recording and calibrated?			X
8049	All watertight doors, hatch openings and emergency escape entrances are marked 'close at sea' and all seals and locking dogs are in satisfactory condition.			X
8050	Confirm that the vessel has and operates with a clear deck policy during towing/anchor handling operations.			X
8051	Confirm that the vessel ensures all watertight openings requiring to be closed/sealed during towing/anchor handling operations are done so.			X
8052	Are work-wire / tow-wire terminations in good condition, properly terminated, steel ferrules, with swivels and associated jewellery? NB: Aluminium ferrules are not acceptable.			X
8053	Check that spooling gear is fitted and in good condition.			X
8054	Check the operability of mechanical stoppers. Ensure that the correct size of inserts is available for the intended work-scope.			X

8055	Check that the vessel has the correct size of chain handling gypsies (wildcats) fitted, suitable for the proposed scope of work			X
8056	Are there sufficient shackles, split pins and lead plugs on-board for the intended work scope?			X
8057	Is there welding and burning equipment available and are crew qualified to use it?			X
8058	Check condition of J-Hook and grapnel, type and SWL?			X
8059	The master understands the principles and the consequences of 'Girting'			X
8060	Vessel 'Gobbing' equipment is certified and MBL/SWL is the same as the tow wire and associated rigging			X
8061	Are tow and work wire terminations fitted with snub-nosed, pee-wee, type sockets (long bow spelter sockets not permitted)			X
8062	Verify if Wire Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			X
8063	List the date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			X
8064	Verify if Tow Assembly Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test	NA		
8065	List the date of last maintenance / Inspection / Last NDT or Destructive test of the Tow Assembly			X
8066	Is the length of work wire adequate for operating depth?	NA		
8067	Confirm that no towing from hook (if fitted) is allowed			X
8068	Confirm tow bars, aft bulwarks, stern rail, stern roller are free of sharp edges / obstructions which could damage a tow wire or prevent it from free movement.			X
8069	Confirm that the use of polypropylene ropes for towing is not allowed			X
8070	Conduct brake slip test for towing and work winches			X
8071	On Terminal Export and Line Handling Tugs only, confirm the vessel is equipped with bow winch and associated equipment to safely tow from the bow.			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Crew boats (Alucats, Petro-Craft & Surfers)	Yes	No	NA
8072	Are passenger briefings carried out (safe boarding, disembarkation, and general safety)?			X
8073	Are adequate PFDs for all personnel to be transferred provided?			X
8074	Are fenders in a satisfactory condition?			X
8075	Is there a 30cm gap between the bow fender and boat landing ladder?			X
8076	Are searchlight/s available and in working order?			X
8077	Is a night vision camera available and in working order?			X
8078	Is air conditioning available and in working order?			X
8079	Are toilet facilities available and in working order?			X
8080	Are noise levels within the passenger cabin at an acceptable level?			X
8081	Are Crew boat Pilots aware of any local requirements for safe speed during hours of darkness?			X
8082	Are crew boat Pilots aware of the rules for entering 500m Exclusion/Safety Zones?			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Pipe Lay	Yes	No	NA
8083	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for pipelay operations?			X
8084	Is the firing line hazard marking and restricted access managed effectively?			X
8085	Are firing line ventilation arrangements sufficient?			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Ship Assist/Escort Tug	Yes	No	NA
8086	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for ship assist/escort tug operations?			X
8087	Is the length of tow line adequate for planned operation?			X
8088	Is the MBL of tow line and associated equipment adequate for rated Bollard Pull or expected tensions for the planned operation?			X
8089	Do short bow/snub nose type end fittings make up the tow wire terminations?			X
8090	Have Tow wires been re-terminated in the last 2 years?			X
8091	Are 'snap back' zones and hazards understood by crew?			X
8092	The master understands the principles and the consequences of 'Girting'			X
8093	Are in date test certificates held on board for all Tow Spread equipment in use?			X
8094	Valid Bollard Pull Certificate of less than 5 years old issued /endorsed by an IACS Classification society.			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Emergency Rescue & Response Vessel	Yes	No	NA
8095	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for ERRV/Stand-By operations			X
8096	Are adequate PFDs provided and in satisfactory condition for all personnel to be transferred?			X
8097	Are qualified personnel onboard for FRC operations and has a drill been conducted in the preceding 3 months?			X
8098	Is the recovery time of a MOB during the last drill in accordance with the performance standards in the Safety Case if applicable?			X
8099	Is the Dacon scoop available and has a drill been conducted in the preceding 3 months?			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - SEWOP (Lift Boats)	Yes	No	NA
8100	Is there documented evidence of NDT of the legs and racks, including lower terminus?			X
8101	Is there documented evidence of annual visual inspections of the legs, racks and pinions?			X
8102	Is their evidence that the vessel is following the content of any BU Marine Guidance Notes on SEWOP inspection guidelines?			X
8103	If non IACS Classed, are the NDT being conducted by an IACS Class approved company?			X
8104	If <300 GT, does inspection protocol meet ABS or USCG standards as outlined in Marine Standard and are these inspections being carried out by IACS Class surveyor			X
8105	Are intermediate welded sections visible on the leg pinion support brackets?			X
8106	Is their visual evidence of any dents or cracks to the leg structure, teeth, pinion tower?			X
8107	Confirm the Jacking assemblies/planetaries are in good order			X
8108	Are the legs and pinions sufficiently greased?			X
8109	Is an Original Equipment Manufacturer jacking system inspection report onboard that meets all of the minimum criteria as per the Chevron Marine Standard Non-Tankers and was it conducted within the last 12 months?			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Barge			
8110	Load line and draught marks clearly visible			X
8111	Verify Hull condition, must be intact, minor indentations acceptable			X
8112	Tow bridle adequate, in good condition and spread fully certified with a functional retrieval winch.			X
8113	Manholes fully sealed and watertight			X
8114	Tank vents are self-sealing (float type with mesh). Floats to be tested as free			X
8115	Verify condition of specific build design access ladder on either side of the barge is in good condition			X
8116	Verify - fully functional port, starboard and aft navigation lights with adequate power source (Battery/Solar Power)			X
8117	Verify - navigational day shapes, mast and lanyard on board			X
8118	Check condition of mooring ropes/wires as acceptable			X
8119	Check that the barge's side rubbing band is in good condition without jagged edges and adequate fendering in place as applicable			X
8120	Is the barge equipped with a fit for purpose anchor and spread with a dedicated winch and means of emergency release?			X
8121	On barges without handrails is the edge highlighted with a contrasting colour to the rest of the deck?			X
8122	Is the working deck painted with non-slip paint?			X
8123	Check the cleanliness of the deck, (no remnants of previous cargoes)			X
8124	Internal Compartments are to be dry and free of hydrocarbons. Do NOT enter any compartment,			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - ABU Specific Environmental	Yes	No	NA
8125	Does the vessel have asset (WHS / GOR / JANSZ) subsea infrastructure and pipelines included on vessel marine charts?			X
8126	Is the vessel working under the Gorgon DomGas operational area?			X
8127	If yes, has the vessel been provided with Bombora location data?			X
8128	If required, do crane operators meet the training and competency requirements of Unit of Competency – MASUP305A?			X
8129	Has the vessel completed pre-arrival reporting in accordance with the Australian Biosecurity Act 2015? i.e. Biosecurity Status Document from Department of Agriculture and Water Resources			X
8130	Spill kits adequately stocked, in good condition and available in proximity to where hazardous materials /chemicals are being stored/used?			X
8131	If the vessel will be discharging via the Oily Water Separator - Is the OWS IMO compliant and maintenance is up to date.			X
8132	If the vessel be discharging via the Sewage Treatment Plant- Is the STP IMO compliant and maintenance is up to date.			X
8133	If the vessel will be discharging food waste via a macerator- Is the macerator certified and maintenance of the macerator up to date?			X
8134	Is IAPP certification in place and IAPP record book and PMS maintenance for Engines and Incinerators up to date?			X
8135	Does the vessel have a Waste / Garbage Management Plan and is it within its review date?			X
8136	Are lidded bins provided in open areas of the vessel where waste has a risk of being blown to the ocean (e.g. general waste, loose plastic)?			X
8137	Are Waste receptacles labelled to identify waste stream, securely stored and contained?			X
8138	Are hazardous wastes stored in designated waste storage areas with secondary containment for liquid waste?"			X
8139	Vessel light spill reduced at night including lights 'off' when not required.			X
8140	Internal and external lighting managed to reduce light spill and include, where practicable: • Manage bridge lighting • Close curtains and blinds at night • Remove unnecessary lighting • No decorative lighting • Shielded or mounted lighting as low as practicable • Direct lighting away from the coastline and beaches.			X
8141	Is the type of lighting least disruptive to marine turtles used on the vessel?			X
8142	Does the intended positioning/work scope of the vessel ensure that it will not be moored with lighting on within 1.5 km of turtle nesting beaches during the turtle nesting season from October to April each year at Wheatstone.			X
General Comments:				

OBSERVATIONS

Observation Number	Details	Action/ Due Date / Close out Remarks
2003	Chief Engineer, ETO, Bosun, three (3) deck ratings, and the Cook do not have evidence of holding a Certificate of Endorsement (COE) issued by the Panama flag.	Click here to enter a date.
6009	The starboard generator's running hours were 30,375 at the time of inspection, which is overdue for a complete overhaul as per PMS schedule.	Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.



SUPO/INTERMEDIATE INSPECTION

Marine Safety, Reliability and Efficiency (MSRE) Standardized OE Process – Chevron Marine Standard – Rev 2 – 24 May 2023

Requirement 2.0 Vessel Assurance

1	Inspection Details	
1001	Vessel Name	Unithai Samui
1002	Inspection Date	08 May 2025
1003	Port of Inspection	Sattahip port
1004	Inspectors Name	
1005	Last OVIQ Inspection date	29 May 2024
1006	Date OVPQ Last Updated	02 May 2025
1007	Master's Name	
1008	Scope of Work	Anchor Handling, Tug, Supply vessel
	Vessel Capability Variant Being Inspected	Comments
1009	Dynamic Positioning	NA
1010	Cargo Operations, Crane Operations or Bunkering	Yes
1011	Spread Moorings	NA
1012	Anchor Handling (AHTS) or Towing	Yes
1013	Crew Boats (Alucats, Petro-Craft & Surfers)	NA
1014	Pipe Lay	NA
1015	Ship Assist or Escort Tug	Yes
1016	Emergency Rescue or Response	Yes
1017	SEWOP (Lift Boats)	NA
1018	Barge	NA
1019	ABU	NA
	Inspection Instructions	
	<ul style="list-style-type: none"> Prior to the inspection, an opening meeting is to be called to ensure that the vessel crew understand the purpose of this inspection. Inspector to use this form to conduct the inspection. Sections 1 through 7 shall be completed for all vessels. The vessel capability variant will determine which parts of section 8 are to be completed. Record all comments and dates as required. All information related to "No" responses above are to be noted in Observations section of inspection form. The inspector shall ensure that any applicable photographic evidence clearly captures the objective a "No" answer. The inspection shall be conducted in an objective manner. Capture any evidence as required – this may be done on any external device. On completion of the inspection, the inspector is to advise the Master and the crew of all observations noted. This is to be done so verbally, do not leave a copy of the completed inspection on board. If required, the Master/Crew may make their own notes. Once the inspector has access to the internet, follow the link provided on the original commissioning email and complete the inspection along with entering comments and uploading evidence as required. 	

One Upstream Marine Standard | One risk management process | Zero incidents



2	General, Certification & Documentation	Yes	No	NA
2001	Does vessel have current certificates applicable for its size and registration?	x		
2002	Does the manning level meet or exceed that required by the local Port and Flag state and/or operations the vessel is engaged in?	x		
2003	Are crew certification originals and valid? Are crew Competency requirements as defined in section 3.2.2 of the Marine Standard met?	x		
2004	All crew have FFD (Fitness for Duty) / medical certificates?	x		
2005	Are project Specific Documents on board and understood including bridging documents?	x		
2006	Verify that the vessel holds ALL in-force BU Marine Notices, Guidelines, and latest Chevron Marine Standard.	x		
2007	Is the vessel equipped with the required navigational charts and publications for the area of operation?	x		
2008	Are the Master and Crew familiar with any local restrictions such as draft, no-go areas and reporting requirements?	x		
2009	Is there evidence of a risk assessment present for working the weather side of an offshore facility and is there evidence of this being communicated to the Designated MSRE Process Authority?	x		
2010	Are the Master and Crew familiar with Incident and NM reporting requirements?	x		
2011	Has the Master been briefed on the work-scope the vessel is being chartered for?	x		
2012	Cabotage / NIMASA Specific Requirements (NMA only)			
2013	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 1) Ownership - Required If Vessel Certificate of Registry does not state a Nigerian address. NB. Must hold an 'in-date' Annual Build Waiver.			x
2014	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 2) Manning - i.e. A waiver is required if any crew aboard (crewlist) are not Nigerian nationals NB. Vessel must hold an 'in-date' Waiver.			x
2015	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 1) Building - i.e., if vessel constructed outside Nigeria, then vessel must hold an 'in-date' Annual Building Waiver.			x
2016	Vessel Owning Company holds a valid NIMASA Registration Certificate & copy is carried aboard the vessel. This is an Annual Cert and is required to be carried aboard the vessel			x
General Comments:				

3	Inspection Close outs / Standards of Management & Culture	Yes	No	NA
3001	Are Open Deficiencies from the latest OVIQ Inspection Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	x		
3002	Are Open Deficiencies from the latest SUPO Inspection Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	x		
3003	Are Open Deficiencies from the latest Internal Audit Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	x		
3004	Are all Incident and Near Miss Reports Closed out? Include a list of all Incidents and Near Misses recorded within the last 12 months	x		
3005	Is the vessel's OVPQ up to date with the latest certification details?	x		
3006	Is a copy of the most recent Chevron Marine Standard onboard?	x		
General Comments:				
Bridging document was available and implemented on board.				

4	Hazard Identification / Standards of Management & Culture – Bridge, Deck, Galley & Hull	Yes	No	NA
4001	Is the gangway adequately secured on board the vessel? Does inboard end of the gangway rests on or is flush with the top of the bulkhead, is a bulwark ladder provided? (Gangway shall not rest on ship rails unless it has been reinforced for that purpose) Is the gangway in good condition and certified? Is a life ring with a self-activating light and buoyant safety line attached and available adjacent to the gangway location?	x		
4002	Are walkways clear of tripping hazards?	x		
4003	Are clearances, pinch points, slips, trips and fall hazards highlighted (including guards)?	x		
4004	Is all Bridge Equipment including communication equipment in good working order?	x		
4005	Are handrail and ladders in good condition, clean and free from obstruction?	x		

4006	Are decks nonslip in relevant areas?	X		
4007	Are the stuffing tubes, sealants and bulkhead penetrations in good condition?	X		
4008	Are the Hull / deck openings, freeing ports and windows/port holes in good condition?	X		
4009	Is shell plating and internal structure joints in good condition?	X		
4010	Are the remote operated valves and controls in good condition and functioning?	X		
4011	Does the galley have adequate fire protection devices including the fire blanket?	X		
4012	Are Galley spaces, storerooms, fridges clean, neat and tidy? (Standard of housekeeping)	X		
4013	Are Drinking water facilities in good and hygienic condition?			X
4014	Are Toilet/WC facilities in a good and hygienic condition?	X		
4015	Are living accommodations in good and hygienic condition? Is the lighting within the accommodation adequate?	X		
4016	Are deck machinery, wires, dogs, cleats, and roller fairleads etc. well-greased?	X		
4017	Are mooring ropes, wires and equipment records of inspection and maintenance available?	X		
4018	Are the WT doors and access hatches on weather decks in good condition?	X		
General Comments: 4013 – Bottled water supplied on board.				

5	Hazard Identification / Standards of Management & Culture – Engine Spaces	Yes	No	NA
5001	Are walkways clear of tripping hazards?	X		
5002	Are clearances, pinch points, slips, trips and fall hazards highlighted (including guards)?	X		
5003	Is the main propulsive machinery fully operational with no reported defects?	X		
5004	Is the steering gear fully operational?	X		
5005	Specify date of last Emergency Steering test	08 May 2025		
5006	Are the generators fully operational with no reported defects?	X		
5007	Is the machinery and equipment reportedly free of intermittent faults?	X		
5008	Is Machinery Space pipe work in a satisfactory condition and free from temporary repairs?	X		
5009	Is the condition of the electrical wiring throughout the ship in a safe condition?	X		
5010	Is the lighting satisfactory?	X		
5011	Is machinery guarded where appropriate?	X		
5012	Are floor plates clean, properly secured and non-slip?	X		
5013	Are High Pressure Oil pipes secure and protectively sheathed?	X		
5014	Is exhaust pipe lagging satisfactory?	X		
5015	Are the bilges clean and bilge systems in good condition?	X		
5016	Is the emergency escape route well signed / unobstructed?	X		
5017	Are Stern Seals in good condition and free from any leaks?	X		
5018	Test the Emergency Fire Pump for satisfactory operation	X		
5019	Test the Emergency Generator for satisfactory operation	X		
General Comments: 5018;5019 – Emergency fire pump and emergency generator had tested during attendance. Satisfactory condition.				

6	Safety Management / Crew Involvement / Personal Protective Equipment/PMS	Yes	No	NA
6001	When was the last date Stop Work Authority used and re-enforced by Supervisors? Specify Date:	03/05/2025		
6002	When was the last JSA completed? Specify Date:	08/05/2025		
6003	Are Start Work Checks in Place?	X		
6004	Are proper & adequate Personal Protective Equipment provided (reserves for replacement & visitors)?	X		
6005	Are safety drills regularly carried out and recorded? Is there a drill schedule on board? Provide a copy.	X		
6006	Is LSA in survey and good visual condition? (liferrafts, lifebuoys, PFD's, life jackets)	X		
6007	Is FFE in survey and good visual condition? (portable and fixed firefighting equipment)	X		
6008	Are there adequate medical facilities and supplies on board?	X		

6009	Is there a PMS on board? If yes, then provide latest weekly printout indicating all overdue and deferred work orders.	08/05/2025		
6010	If vessel utilizes stand-by or back-down buoys, is a procedure, Risk Assessment, JSA in place?	x		
6011	Are weather parameters including maximum limits for operation defined and known on board for the vessels work scope?	x		
General Comments: 6009 – Vessel used computer base PMS system.				

7	Safe Deck & Personnel Transfer	Yes	No	N/A
7001	Is an effective stern protection system in place?	x		
7002	If AHTS is used for cargo operations, has a Risk Assessment been conducted to mitigate crew & cargo exposure to elements, particularly working stern-to-weather?	x		
7003	Is a 'Safe Deck' Procedure implemented and understood?	x		
7004	Is a vessel specific MOPO implemented and understood?	x		
7005	Is there evidence of personnel transfer at sea? If so, does the vessel have a safe loading/landing zone clearly marked?	x		
7006	Confirm that the Crew & Passengers as applicable have received training in the method/mod of personnel transfer.	x		
7007	Are adequate PFDs for all personnel to be transferred provided?	x		
7008	Is a JSA conducted before any personnel transfer?	x		
7009	If Swing Rope Transfer is utilised, does the vessel have a suitable RA and Procedure			x
7010	Is weather limit defined for various types of personnel transfer operations (Basket / FROG/Swing Rope)?	x		
General Comments: 7009 – Swing rope transfer was not utilised on board.				

8	Vessel Capability - Dynamic Positioning	Yes	No	NA
8001	Does the vessel have a copy of most recent Annual DP trials details (within 1 year +/- 3 months of anniversary date)?			
8002	Are all Category A recommendations closed?			
8003	Does vessel have any pending Category B or C recommendations?			
8004	Is Activity Specific Operating Guidelines (ASOG) or WSOG (MODU) limit setting agreement in place for current or intended operations?			
8005	Verify that the DPO's are familiar with the ASOG / WSOG			
8006	Verify that DP footprints are regularly recorded and compared against previous footprints and the DP Capability Plots?			
8007	Is the crew familiar with the DP manual, FMEA & Proving Trials?			
8008	Confirm that the vessel operates with OPEN Bus Tie. If not, then inform and seek guidance from the Designated MSRE Process Authority.			
8009	Is there an Electronic Technician or Engineer on board with approved training on the DP system?			
8010	Does the vessel have a Blackout Recovery procedure?			
8011	State date of last Blackout Recovery desktop drill? (Last drill was conducted on 20/01/2024)			
8012	Are vessel specific DP Field Arrival, Bridge 500m and E/R set up Checklists available and completed?			
8013	Verify that the Field Arrival Trial has been completed? This is to be verified prior to first use of the vessel or at the discretion of the designated MSRE Process Authority.			
8014	Verify the availability of the Independent Joystick			
8015	Verify DP computers and Operating Stations are in good order.			
8016	Verify that the DP controller was reset within the last 30 days			
8017	Verify all Alarm and Warning Lights on the DP console for correct operation and indication			
8018	Verify Heading limits and circle watch limits are not excessive. (3-5 degrees & 3 -5 m)			
8019	Verify all Position Reference Systems are in good working order			
8020	Verify that the DP Printer is operational.			
8021	Verify settings on Gyro are correct – speed and latitude correction set to manual during DP ops?			
8022	Verify all gyros are aligned and that the gyro error has been confirmed within the previous 6 months			
8023	Verify that the wind sensors functional and providing an online input into the DP system.			
General Comments:				

8	Vessel Capability - Cargo Operations / Crane Operations / Bunkering	Yes	No	NA
8024	Is the lifting gear used in cargo handling colour coded in accordance with local or BU guidelines for the current year?	x		
8025	Confirm that the vessel only utilizes ratchet type chain binders for securing of cargo?	x		
8026	Are the Master & Crew aware that selective unloading (cherry picking) is not permitted?	x		
8027	Verify if Cargo Handling is as per the OCIMF "Deck Cargo Handling on board Offshore Vessels" Information paper	x		
8028	Are MSDS available for any liquid products back loaded from offshore?	x		
8029	If carried confirm that hoses used for hazardous liquid transfers have a valid test certificate?	x		
8030	If carried, are all hoses fitted with sufficient floatation collars as per GOMO?	x		
8031	Confirm that the vessel has quick dry disconnect fittings (i.e., TODO, Avery Hardall, Klaw fittings) at the manifold for use in hazardous liquid transfers?	x		
8032	Confirm that the vessel has the correct WECO connections and adapters at the manifold.	x		
8033	Do cranes and other lifting equipment on board the vessel have current certification?	x		
8034	Check condition of the crane is in good order. Verify operation to check for seal leakages on crane rams.	X		
8035	Confirm Electronic Fuel monitoring system (EFMS) is in place, is non-by-passable, and operational?	x		
8036	If no EFMS in place, an operational and calibrated totalizer meter in fuel load and discharge system?			x
General Comments:				
8036 – EFMS was fitted on board.				

8	Vessel Capability - Anchoring & Mooring System Design, Review & Safety Reinforcement (Vessels with Spread Moorings)	Yes	No	NA
8037	Are pre-move meetings conducted prior any anchor handling operations (weather, SWA, risk assessment...)?			
8038	Are comprehensive JSA's implemented prior to any mooring activity?			
8039	Minimum anchor and mooring clearances from sub-sea structures are known (set by BU) and accounted in the plan?			
8040	Are special mitigation procedures available when anchor patterns call for crossing pipelines or cables?			
8041	Are Marine Notices relating to offshore Mooring and Anchor handling located on board and contents known to crew?			
8042	Verify if Wire Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			
General Comments:				

8	Vessel Capability - Anchor Handling (AHTS) & Towing Vessels only	Yes	No	NA
8043	In date, test certificates shall be held on board for all Tow Spread equipment in use.	x		
8044	Tow log and tow spread maintenance program in place.	x		
8045	Valid Bollard Pull Certificate of less than 5 years old issued /endorsed by an IACS Classification society.	x		
8046	Winches have a quick release mechanism, and all have a documented functional testing regime.	x		
8047	Are bridge team members fully familiar with the location and operation of the winch emergency release mechanism, its operation and controls? Instructions are to be clearly posted nearby to the release controls.	x		
8048	Is Tow and work winch tension meter installed with a method of continuous recording and calibrated?	x		
8049	All watertight doors, hatch openings and emergency escape entrances are marked 'close at sea' and all seals and locking dogs are in satisfactory condition.	x		
8050	Confirm that the vessel has and operates with a clear deck policy during towing/anchor handling operations.	x		
8051	Confirm that the vessel ensures all watertight openings requiring to be closed/sealed during towing/anchor handling operations are done so.	x		

8052	Are work-wire / tow-wire terminations in good condition, properly terminated, steel ferrules, with swivels and associated jewellery? NB: Aluminium ferrules are not acceptable.	X		
8053	Check that spooling gear is fitted and in good condition.		X	
8054	Check the operability of mechanical stoppers. Ensure that the correct size of inserts is available for the intended work-scope.	X		
8055	Check that the vessel has the correct size of chain handling gypsies (wildcats) fitted, suitable for the proposed scope of work			X
8056	Are there sufficient shackles, split pins and lead plugs on-board for the intended work scope?	X		
8057	Is there welding and burning equipment available and are crew qualified to use it?	X		
8058	Check condition of J-Hook and grapnel, type and SWL? J Hook - SWL – 110 T		X	
8059	The master understands the principles and the consequences of 'Girting'	X		
8060	Vessel 'Gobbing' equipment is certified and MBL/SWL is the same as the tow wire and associated rigging	X		
8061	Are tow and work wire terminations fitted with snub-nosed, pee-wee, type sockets (long bow spelter sockets not permitted)	X		
8062	Verify if Wire Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test	X		
8063	List the date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test (Last MPI check was conducted on 29/11/2024)	X		
8064	Verify if Tow Assembly Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test	X		
8065	List the date of last maintenance / Inspection / Last NDT or Destructive test of the Tow Assembly	X		
8066	Is the length of work wire adequate for operating depth?	54 mm x 250 m.		
8067	Confirm that no towing from hook (if fitted) is allowed	X		
8068	Confirm tow bars, aft bulwarks, stern rail, stern roller are free of sharp edges / obstructions which could damage a tow wire or prevent it from free movement.	X		
8069	Confirm that the use of polypropylene ropes for towing is not allowed	X		
8070	Conduct brake slip test for towing and work winches	X		
8071	On Terminal Export and Line Handling Tugs only, confirm the vessel is equipped with bow winch and associated equipment to safely tow from the bow.	X		
General Comments:				
8053 – Work winch was not fitted with spooling gear.				
8058 – Grapnel was not available on board.				
8055 - Chain handling gypsies was not fitted on board.				

8	Vessel Capability - Crew boats (Alucats, Petro-Craft & Surfers)	Yes	No	NA
8072	Are passenger briefings carried out (safe boarding, disembarkation, and general safety)?			
8073	Are adequate PFDs for all personnel to be transferred provided?			
8074	Are fenders in a satisfactory condition?			
8075	Is there a 30cm gap between the bow fender and boat landing ladder?			
8076	Are searchlight/s available and in working order?			
8077	Is a night vision camera available and in working order?			
8078	Is air conditioning available and in working order?			
8079	Are toilet facilities available and in working order?			
8080	Are noise levels within the passenger cabin at an acceptable level?			
8081	Are Crew boat Pilots aware of any local requirements for safe speed during hours of darkness?			
8082	Are crew boat Pilots aware of the rules for entering 500m Exclusion/Safety Zones?			
General Comments:				

8	Vessel Capability - Pipe Lay	Yes	No	NA
8083	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for pipelay operations?			
8084	Is the firing line hazard marking and restricted access managed effectively?			
8085	Are firing line ventilation arrangements sufficient?			
General Comments:				

8	Vessel Capability - Ship Assist/Escort Tug	Yes	No	NA
8086	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for ship assist/escort tug operations?	x		
8087	Is the length of tow line adequate for planned operation?	x		
8088	Is the MBL of tow line and associated equipment adequate for rated Bollard Pull or expected tensions for the planned operation?	x		
8089	Do short bow/snub nose type end fittings make up the tow wire terminations?	x		
8090	Have Tow wires been re-terminated in the last 2 years?	x		
8091	Are 'snap back' zones and hazards understood by crew?	x		
8092	The master understands the principles and the consequences of 'Girting'	x		
8093	Are in date test certificates held on board for all Tow Spread equipment in use?	x		
8094	Valid Bollard Pull Certificate of less than 5 years old issued /endorsed by an IACS Classification society.	x		
General Comments:				
8094 - Last bollard pull test was conducted on 17/09/2023. Ahead pull – 83.5 T, Stern pull – 77.7 T (Certificate was available on board)				

8	Vessel Capability - Emergency Rescue & Response Vessel	Yes	No	NA
8095	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for ERRV/Stand-By operations	x		
8096	Are adequate PFDs provided and in satisfactory condition for all personnel to be transferred?	x		
8097	Are qualified personnel onboard for FRC operations and has a drill been conducted in the preceding 3 months?	x		
8098	Is the recovery time of a MOB during the last drill in accordance with the performance standards in the Safety Case if applicable?	x		
8099	Is the Dacon scoop available and has a drill been conducted in the preceding 3 months?	x		
General Comments:				
8098, 8099 – last man overboard drill was conducted on 21/04/2025.				

8	Vessel Capability - SEWOP (Lift Boats)	Yes	No	NA
8100	Is there documented evidence of NDT of the legs and racks, including lower terminus?			
8101	Is there documented evidence of annual visual inspections of the legs, racks and pinions?			
8102	Is their evidence that the vessel is following the content of any BU Marine Guidance Notes on SEWOP inspection guidelines?			
8103	If non IACS Classed, are the NDT being conducted by an IACS Class approved company?			
8104	If <300 GT, does inspection protocol meet ABS or USCG standards as outlined in Marine Standard and are these inspections being carried out by IACS Class surveyor			

8105	Are intermediate welded sections visible on the leg pinion support brackets?			
8106	Is their visual evidence of any dents or cracks to the leg structure, teeth, pinion tower?			
8107	Confirm the Jacking assemblies/planetaries are in good order			
8108	Are the legs and pinions sufficiently greased?			
8109	Is an Original Equipment Manufacturer jacking system inspection report onboard that meets all of the minimum criteria as per the Chevron Marine Standard Non-Tankers and was it conducted within the last 12 months?			
General Comments:				

8	Vessel Capability - Barge			
8110	Load line and draught marks clearly visible			
8111	Verify Hull condition, must be intact, minor indentations acceptable			
8112	Tow bridle adequate, in good condition and spread fully certified with a functional retrieval winch.			
8113	Manholes fully sealed and watertight			
8114	Tank vents are self-sealing (float type with mesh). Floats to be tested as free			
8115	Verify condition of specific build design access ladder on either side of the barge is in good condition			
8116	Verify - fully functional port, starboard and aft navigation lights with adequate power source (Battery/Solar Power)			
8117	Verify - navigational day shapes, mast and lanyard on board			
8118	Check condition of mooring ropes/wires as acceptable			
8119	Check that the barge's side rubbing band is in good condition without jagged edges and adequate fendering in place as applicable			
8120	Is the barge equipped with a fit for purpose anchor and spread with a dedicated winch and means of emergency release?			
8121	On barges without handrails is the edge highlighted with a contrasting colour to the rest of the deck?			
8122	Is the working deck painted with non-slip paint?			
8123	Check the cleanliness of the deck, (no remnants of previous cargoes)			
8124	Internal Compartments are to be dry and free of hydrocarbons. Do NOT enter any compartment,			
General Comments:				

8	Vessel Capability - ABU Specific Environmental	Yes	No	NA
8125	Does the vessel have asset (WHS / GOR / JANSZ) subsea infrastructure and pipelines included on vessel marine charts?			
8126	Is the vessel working under the Gorgon DomGas operational area?			
8127	If yes, has the vessel been provided with Bombora location data?			
8128	If required, do crane operators meet the training and competency requirements of Unit of Competency – MASUP305A?			
8129	Has the vessel completed pre-arrival reporting in accordance with the Australian Biosecurity Act 2015? i.e. Biosecurity Status Document from Department of Agriculture and Water Resources			
8130	Spill kits adequately stocked, in good condition and available in proximity to where hazardous materials /chemicals are being stored/used?			
8131	If the vessel will be discharging via the Oily Water Separator - Is the OWS IMO compliant and maintenance is up to date.			
8132	If the vessel be discharging via the Sewage Treatment Plant- Is the STP IMO compliant and maintenance is up to date.			
8133	If the vessel will be discharging food waste via a macerator- Is the macerator certified and maintenance of the macerator up to date?			
8134	Is IAPP certification in place and IAPP record book and PMS maintenance for Engines and Incinerators up to date?			
8135	Does the vessel have a Waste / Garbage Management Plan and is it within its review date?			

8136	Are lidded bins provided in open areas of the vessel where waste has a risk of being blown to the ocean (e.g. general waste, loose plastic)?			
8137	Are Waste receptacles labelled to identify waste stream, securely stored and contained?			
8138	Are hazardous wastes stored in designated waste storage areas with secondary containment for liquid waste?"			
8139	Vessel light spill reduced at night including lights 'off' when not required.			
8140	Internal and external lighting managed to reduce light spill and include, where practicable: • Manage bridge lighting • Close curtains and blinds at night • Remove unnecessary lighting • No decorative lighting • Shielded or mounted lighting as low as practicable • Direct lighting away from the coastline and beaches.			
8141	Is the type of lighting least disruptive to marine turtles used on the vessel?			
8142	Does the intended positioning/work scope of the vessel ensure that it will not be moored with lighting on within 1.5 km of turtle nesting beaches during the turtle nesting season from October to April each year at Wheatstone.			
General Comments:				

OBSERVATIONS		
Observation Number	Details	Action/ Due Date / Close out Remarks
8053	Work winch was not fitted with spooling gear.	08 June 2025
8058	Grapnel was not available on board.	08 June 2025



Wire

SUPO/INTERMEDIATE INSPECTION

Marine Safety, Reliability and Efficiency (MSRE) Standardized OE Process – Chevron Marine Standard – Rev 2 – 24 May 2023

Requirement §2.0 Vessel Assurance

1	Inspection Details	
1001	Vessel Name	UNIEXPRESS 18
1002	Inspection Date	04 July 2025
1003	Port of Inspection	Sattahip Port, Thailand.
1004	Inspectors Name	
1005	Last OVID Inspection date	18 July 2024
1006	Date OVPQ Last Updated	25 June 2025
1007	Master's Name	
1008	Scope of Work	Crew Boat
	Vessel Capability Variant Being Inspected	Comments
1009	Dynamic Positioning	NA.
1010	Cargo Operations, Crane Operations or Bunkering	Yes.
1011	Spread Moorings	NA.
1012	Anchor Handling (AHTS) or Towing	NA
1013	Crew Boats (Alucats, Petro-Craft & Surfers)	Yes
1014	Pipe Lay	NA
1015	Ship Assist or Escort Tug	NA
1016	Emergency Rescue or Response	Yes.
1017	SEWOP (Lift Boats)	NA
1018	Barge	NA
1019	ABU	NA
Inspection Instructions		
	<ul style="list-style-type: none"> Prior to the inspection, an opening meeting is to be called to ensure that the vessel crew understand the purpose of this inspection. Inspector to use this form to conduct the inspection. Sections 1 through 7 shall be completed for all vessels. The vessel capability variant will determine which parts of section 8 are to be completed. Record all comments and dates as required. All information related to "No" responses above are to be noted in Observations section of inspection form. The inspector shall ensure that any applicable photographic evidence clearly captures the objective a "No" answer. The inspection shall be conducted in an objective manner. Capture any evidence as required – this may be done on any external device. On completion of the inspection, the inspector is to advise the Master and the crew of all observations noted. This is to be done so verbally, do not leave a copy of the completed inspection on board. If required, the Master/Crew may make their own notes. Once the inspector has access to the internet, follow the link provided on the original commissioning email and complete the inspection along with entering comments and uploading evidence as required. 	

One Upstream Marine Standard | One risk management process | Zero incidents

2	General, Certification & Documentation	Yes	No	NA
2001	Does vessel have current certificates applicable for its size and registration?	X		
2002	Does the manning level meet or exceed that required by the local Port and Flag state and/or operations the vessel is engaged in?	X		
2003	Are crew certification originals and valid? Are crew Competency requirements as defined in section 3.2.2 of the Marine Standard met?	X		
2004	All crew have FFD (Fitness for Duty) / medical certificates?	X		
2005	Are project Specific Documents on board and understood including bridging documents?	X		
2006	Verify that the vessel holds ALL in-force BU Marine Notices, Guidelines, and latest Chevron Marine Standard.	X		
2007	Is the vessel equipped with the required navigational charts and publications for the area of operation?	X		
2008	Are the Master and Crew familiar with any local restrictions such as draft, no-go areas and reporting requirements?	X		
2009	Is there evidence of a risk assessment present for working the weather side of an offshore facility and is there evidence of this being communicated to the Designated MSRE Process Authority?	X		
2010	Are the Master and Crew familiar with Incident and NM reporting requirements?	X		
2011	Has the Master been briefed on the work-scope the vessel is being chartered for?	X		
2012	Cabotage / NIMASA Specific Requirements (NMA only)			
2013	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 1) Ownership - Required If Vessel Certificate of Registry does not state a Nigerian address. NB. Must hold an 'in-date' Annual Build Waiver.			X
2014	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 2) Manning – i.e. A waiver is required if any crew aboard (crewlist) are not Nigerian nationals NB. Vessel must hold an 'in-date' Waiver.			X
2015	Receipt for or carriage of Annual Waiver Certificate aboard for: - 1) Building – i.e., if vessel constructed outside Nigeria, then vessel must hold an 'in-date' Annual Building Waiver.			X
2016	Vessel Owning Company holds a valid NIMASA Registration Certificate & copy is carried aboard the vessel. This is an Annual Cert and is required to be carried aboard the vessel			X
General Comments: 1. Class Annual survey was last conducted on 21/03/2025. 2. SMC certificate valid up to 22/07/2029.				

3	Inspection Close outs / Standards of Management & Culture	Yes	No	NA
3001	Are Open Deficiencies from the latest OVIQ Inspection Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	X		
3002	Are Open Deficiencies from the latest SUPO Inspection Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	X		
3003	Are Open Deficiencies from the latest Internal Audit Closed? Include a list with the status of all deficiencies.	X		
3004	Are all Incident and Near Miss Reports Closed out? Include a list of all Incidents and Near Misses recorded within the last 12 months	X		
3005	Is the vessel's OVPQ up to date with the latest certification details?	X		
3006	Is a copy of the most recent Chevron Marine Standard onboard?	X		
General Comments: 1. OVPQ update on 25/06/2025. 2. Chevron Marine Standard onboard available on board. 3. An incident report with particularly root cause analysis available to inspection and reviewed. Last incident report 12/02/2025.				

4	Hazard Identification / Standards of Management & Culture – Bridge, Deck, Galley & Hull	Yes	No	NA
4001	Is the gangway adequately secured on board the vessel? Does inboard end of the gangway rests on or is flush with the top of the bulkhead, is a bulwark ladder provided? (Gangway shall not rest on ship rails unless it has been reinforced for that purpose) Is the gangway in good condition and certified? Is a life ring with a self-activating light and buoyant safety line attached and available adjacent to the gangway location?	X		
4002	Are walkways clear of tripping hazards?	X		
4003	Are clearances, pinch points, slips, trips and fall hazards highlighted (including guards)?	X		
4004	Is all Bridge Equipment including communication equipment in good working order?	X		

5	Hazard Identification / Standards of Management & Culture – Engine Spaces	Yes	No	NA
5001	Are walkways clear of tripping hazards?	X		
5002	Are clearances, pinch points, slips, trips and fall hazards highlighted (including guards)?	X		
5003	Is the main propulsive machinery fully operational with no reported defects?		X	
5004	Is the steering gear fully operational?		X	
5005	Specify date of last Emergency Steering test	21/06/2025		
5006	Are the generators fully operational with no reported defects?	X		
5007	Is the machinery and equipment reportedly free of intermittent faults?		X	
5008	Is Machinery Space pipe work in a satisfactory condition and free from temporary repairs?	X		
5009	Is the condition of the electrical wiring throughout the ship in a safe condition?	X		
5010	Is the lighting satisfactory?	X		
5011	Is machinery guarded where appropriate?	X		
5012	Are floor plates clean, properly secured and non-slip?	X		
5013	Are High Pressure Oil pipes secure and protectively sheathed?	X		
5014	Is exhaust pipe lagging satisfactory?	X		
5015	Are the bilges clean and bilge systems in good condition?	X		
5016	Is the emergency escape route well signed / unobstructed?	X		
5017	Are Stern Seals in good condition and free from any leaks?	X		
5018	Test the Emergency Fire Pump for satisfactory operation	X		
5019	Test the Emergency Generator for satisfactory operation			X
General Comments:				
1. Centre Main engine swing is under renewal and in progress by the shore contractor. 2. Freezer sea water pump No.1 and 2 are under replacement of the mechanical seal by the shore contractor. 3. Steering gear fan blower out of order, under repair by shore contractor. 4. Emergency Fire Pump tested. During attendance on board – Satisfactory condition.				

SUPO/IM INSPECTION – Rev 2- 24 MAY 2023

6007	Is FFE in survey and good visual condition? (portable and fixed firefighting equipment)	X		
6008	Are there adequate medical facilities and supplies on board?	X		
6009	Is there a PMS on board? If yes, then provide latest weekly printout indicating all overdue and deferred work orders.		03/07/2025	
6010	If vessel utilizes stand-by or back-down buoys, is a procedure, Risk Assessment, JSA in place?	X		
6011	Are weather parameters including maximum limits for operation defined and known on board for the vessels work scope?	X		
General Comments:				

7	Safe Deck & Personnel Transfer	Yes	No	N/A
7001	Is an effective stern protection system in place?	X		
7002	If AHTS is used for cargo operations, has a Risk Assessment been conducted to mitigate crew & cargo exposure to elements, particularly working stern-to-weather?			X
7003	Is a 'Safe Deck' Procedure implemented and understood?	X		
7004	Is a vessel specific MOPO implemented and understood?	X		
7005	Is there evidence of personnel transfer at sea? If so, does the vessel have a safe loading/landing zone clearly marked?	X		
7006	Confirm that the Crew & Passengers as applicable have received training in the method/mod of personnel transfer.	X		
7007	Are adequate PFDs for all personnel to be transferred provided?	X		
7008	Is a JSA conducted before any personnel transfer?	X		
7009	If Swing Rope Transfer is utilised, does the vessel have a suitable RA and Procedure	X		
7010	Is weather limit defined for various types of personnel transfer operations (Basket / FROG/Swing Rope)?	X		
General Comments:				

8	Vessel Capability - Dynamic Positioning	Yes	No	NA
8001	Does the vessel have a copy of most recent Annual DP trials details (within 1 year +/- 3 months of anniversary date)?			X
8002	Are all Category A recommendations closed?			X
8003	Does vessel have any pending Category B or C recommendations?			X
8004	Is Activity Specific Operating Guidelines (ASOG) or WSOG (MODU) limit setting agreement in place for current or intended operations?			X
8005	Verify that the DPO's are familiar with the ASOG / WSOG			X
8006	Verify that DP footprints are regularly recorded and compared against previous footprints and the DP Capability Plots?			X
8007	Is the crew familiar with the DP manual, FMEA & Proving Trials?			X
8008	Confirm that the vessel operates with OPEN Bus Tie. If not, then inform and seek guidance from the Designated MSRE Process Authority.			X
8009	Is there an Electronic Technician or Engineer on board with approved training on the DP system?			X
8010	Does the vessel have a Blackout Recovery procedure?			X
8011	State date of last Blackout Recovery desktop drill?			X
8012	Are vessel specific DP Field Arrival, Bridge 500m and E/R set up Checklists available and completed?	X		
8013	Verify that the Field Arrival Trial has been completed? This is to be verified prior to first use of the vessel or at the discretion of the designated MSRE Process Authority.			X
8014	Verify the availability of the Independent Joystick			X
8015	Verify DP computers and Operating Stations are in good order.			X
8016	Verify that the DP controller was reset within the last 30 days			X
8017	Verify all Alarm and Warning Lights on the DP console for correct operation and indication			X
8018	Verify Heading limits and circle watch limits are not excessive. (3-5 degrees & 3 -5 m)			X
8019	Verify all Position Reference Systems are in good working order			X
8020	Verify that the DP Printer is operational.			X
8021	Verify settings on Gyro are correct – speed and latitude correction set to manual during DP ops?			X
8022	Verify all gyros are aligned and that the gyro error has been confirmed within the previous 6 months.			X

8023	Verify that the wind sensors functional and providing an online input into the DP system.			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Cargo Operations / Crane Operations / Bunkering	Yes	No	NA
8024	Is the lifting gear used in cargo handling colour coded in accordance with local or BU guidelines for the current year?	X		
8025	Confirm that the vessel only utilizes ratchet type chain binders for securing of cargo?	X		
8026	Are the Master & Crew aware that selective unloading (cherry picking) is not permitted?	X		
8027	Verify if Cargo Handling is as per the OCIMF "Deck Cargo Handling on board Offshore Vessels" Information paper	X		
8028	Are MSDS available for any liquid products back loaded from offshore?	X		
8029	If carried confirm that hoses used for hazardous liquid transfers have a valid test certificate?	X		
8030	If carried, are all hoses fitted with sufficient floatation collars as per GOMO?	X		
8031	Confirm that the vessel has quick dry disconnect fittings (i.e., TODO, Avery Hardall, Klaw fittings) at the manifold for use in hazardous liquid transfers?	X		
8032	Confirm that the vessel has the correct WECO connections and adapters at the manifold.			X
8033	Do cranes and other lifting equipment on board the vessel have current certification?		X	
8034	Check condition of the crane is in good order. Verify operation to check for seal leakages on crane rams.			X
8035	Confirm Electronic Fuel monitoring system (EFMS) is in place, is non-by-passable, and operational?	X		
8036	If no EFMS in place, an operational and calibrated totalizer meter in fuel load and discharge system?			X
General Comments:				
1. The last chain hoist was inspected on 08/2023.				
2. Last transfer flow meter calibrated on 07/05/2024.				
3. Last online flow meter calibrated on 07/05/2024.				

8	Vessel Capability - Anchoring & Mooring System Design, Review & Safety Reinforcement (Vessels with Spread Moorings)	Yes	No	NA
8037	Are pre-move meetings conducted prior any anchor handling operations (weather, SWA, risk assessment...)?			X
8038	Are comprehensive JSA's implemented prior to any mooring activity?			X
8039	Minimum anchor and mooring clearances from sub-sea structures are known (set by BU) and accounted in the plan?			X
8040	Are special mitigation procedures available when anchor patterns call for crossing pipelines or cables?			X
8041	Are Marine Notices relating to offshore Mooring and Anchor handling located on board and contents known to crew?			X
8042	Verify if Wire Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Anchor Handling (AHTS) & Towing Vessels only	Yes	No	NA
8043	In date, test certificates shall be held on board for all Tow Spread equipment in use.			X
8044	Tow log and tow spread maintenance program in place.			X
8045	Valid Bollard Pull Certificate of less than 5 years old issued /endorsed by an IACS Classification society.			X
8046	Winches have a quick release mechanism, and all have a documented functional testing regime.			X
8047	Are bridge team members fully familiar with the location and operation of the winch emergency release mechanism, its operation and controls? Instructions are to be clearly posted nearby to the release controls.			X
8048	Is Tow and work winch tension meter installed with a method of continuous recording and calibrated?			X
8049	All watertight doors, hatch openings and emergency escape entrances are marked 'close at sea' and all seals and locking dogs are in satisfactory condition.			X
8050	Confirm that the vessel has and operates with a clear deck policy during towing/anchor handling operations.			X
8051	Confirm that the vessel ensures all watertight openings requiring to be closed/sealed during towing/anchor handling operations are done so.			X
8052	Are work-wire / tow-wire terminations in good condition, properly terminated, steel ferrules, with swivels and associated jewellery? NB: Aluminium ferrules are not acceptable.			X

8053	Check that spooling gear is fitted and in good condition.			X
8054	Check the operability of mechanical stoppers. Ensure that the correct size of inserts is available for the intended work-scope.			X
8055	Check that the vessel has the correct size of chain handling gypsies (wildcats) fitted, suitable for the proposed scope of work			X
8056	Are there sufficient shackles, split pins and lead plugs on-board for the intended work scope?			X
8057	Is there welding and burning equipment available and are crew qualified to use it?			X
8058	Check condition of J-Hook and grapnel, type and SWL?			X
8059	The master understands the principles and the consequences of 'Girting'			X
8060	Vessel 'Gobbing' equipment is certified and MBL/SWL is the same as the tow wire and associated rigging			X
8061	Are tow and work wire terminations fitted with snub-nosed, pee-wee, type sockets (long bow spelter sockets not permitted)			X
8062	Verify if Wire Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			X
8063	List the date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			X
8064	Verify if Tow Assembly Management plan is in place and date of last maintenance /Inspection/Last NDT or Destructive test			
8065	List the date of last maintenance / Inspection / Last NDT or Destructive test of the Tow Assembly			X
8066	Is the length of work wire adequate for operating depth?	X		
8067	Confirm that no towing from hook (if fitted) is allowed			X
8068	Confirm tow bars, aft bulwarks, stern rail, stern roller are free of sharp edges / obstructions which could damage a tow wire or prevent it from free movement.			X
8069	Confirm that the use of polypropylene ropes for towing is not allowed			X
8070	Conduct brake slip test for towing and work winches			X
8071	On Terminal Export and Line Handling Tugs only, confirm the vessel is equipped with bow winch and associated equipment to safely tow from the bow.			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Crew boats (Alucats, Petro-Craft & Surfers)	Yes	No	NA
8072	Are passenger briefings carried out (safe boarding, disembarkation, and general safety)?	X		
8073	Are adequate PFDs for all personnel to be transferred provided?	X		
8074	Are fenders in a satisfactory condition?	X		
8075	Is there a 30cm gap between the bow fender and boat landing ladder?	X		
8076	Are searchlight/s available and in working order?	X		
8077	Is a night vision camera available and in working order?		X	
8078	Is air conditioning available and in working order?	X		
8079	Are toilet facilities available and in working order?	X		
8080	Are noise levels within the passenger cabin at an acceptable level?	X		
8081	Are Crew boat Pilots aware of any local requirements for safe speed during hours of darkness?	X		
8082	Are crew boat Pilots aware of the rules for entering 500m Exclusion/Safety Zones?	X		
General Comments:				
1. The night vision camera was not available onboard. 2. Last noise levels been conducted on 30/05/2025.				

8	Vessel Capability - Pipe Lay	Yes	No	NA
8083	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for pipelay operations?			X

8084	Is the firing line hazard marking and restricted access managed effectively?			X
8085	Are firing line ventilation arrangements sufficient?			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Ship Assist/Escort Tug	Yes	No	NA
8086	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for ship assist/escort tug operations?			X
8087	Is the length of tow line adequate for planned operation?			X
8088	Is the MBL of tow line and associated equipment adequate for rated Bollard Pull or expected tensions for the planned operation?			X
8089	Do short bow/snub nose type end fittings make up the tow wire terminations?			X
8090	Have Tow wires been re-terminated in the last 2 years?			X
8091	Are 'snap back' zones and hazards understood by crew?			X
8092	The master understands the principles and the consequences of 'Girting'			X
8093	Are in date test certificates held on board for all Tow Spread equipment in use?			X
8094	Valid Bollard Pull Certificate of less than 5 years old issued /endorsed by an IACS Classification society.			X
General Comments:				

8	Vessel Capability - Emergency Rescue & Response Vessel	Yes	No	NA
8095	Is there evidence that effective risk assessments are carried out for ERRV/Stand-By operations	X		
8096	Are adequate PFDs provided and in satisfactory condition for all personnel to be transferred?	X		
8097	Are qualified personnel onboard for FRC operations and has a drill been conducted in the preceding 3 months?			X
8098	Is the recovery time of a MOB during the last drill in accordance with the performance standards in the Safety Case if applicable?	X		
8099	Is the Dacon scoop available and has a drill been conducted in the preceding 3 months?		X	
General Comments: 1. FRC was not fitted on board. 2. There was no Dacon scoop drill record.				

8	Vessel Capability - SEWOP (Lift Boats)	Yes	No	NA
8100	Is there documented evidence of NDT of the legs and racks, including lower terminus?			X
8101	Is there documented evidence of annual visual inspections of the legs, racks and pinions?			X
8102	Is their evidence that the vessel is following the content of any BU Marine Guidance Notes on SEWOP inspection guidelines?			X
8103	If non IACS Classed, are the NDT being conducted by an IACS Class approved company?			X
8104	If <300 GT, does inspection protocol meet ABS or USCG standards as outlined in Marine Standard and are these inspections being carried out by IACS Class surveyor			X
8105	Are intermediate welded sections visible on the leg pinion support brackets?			X
8106	Is their visual evidence of any dents or cracks to the leg structure, teeth, pinion tower?			X

8	Vessel Capability - Barge			
8110	Load line and draught marks clearly visible			X
8111	Verify Hull condition, must be intact, minor indentations acceptable			X
8112	Tow bridle adequate, in good condition and spread fully certified with a functional retrieval winch.			X
8113	Manholes fully sealed and watertight			X
8114	Tank vents are self-sealing (float type with mesh). Floats to be tested as free			X
8115	Verify condition of specific build design access ladder on either side of the barge is in good condition			X
8116	Verify - fully functional port, starboard and aft navigation lights with adequate power source (Battery/Solar Power)			X
8117	Verify - navigational day shapes, mast and lanyard on board			X
8118	Check condition of mooring ropes/wires as acceptable			X
8119	Check that the barge's side rubbing band is in good condition without jagged edges and adequate fendering in place as applicable			X
8120	Is the barge equipped with a fit for purpose anchor and spread with a dedicated winch and means of emergency release?			X
8121	On barges without handrails is the edge highlighted with a contrasting colour to the rest of the deck?			X
8122	Is the working deck painted with non-slip paint?			X
8123	Check the cleanliness of the deck, (no remnants of previous cargoes)			X
8124	Internal Compartments are to be dry and free of hydrocarbons. Do NOT enter any compartment,			X
General Comments:				

SUPO/IM INSPECTION – Rev 2- 24 MAY 2023

8138	Are hazardous wastes stored in designated waste storage areas with secondary containment for liquid waste?"			X
8139	Vessel light spill reduced at night including lights 'off' when not required.			X
8140	Internal and external lighting managed to reduce light spill and include, where practicable: • Manage bridge lighting • Close curtains and blinds at night • Remove unnecessary lighting • No decorative lighting • Shielded or mounted lighting as low as practicable • Direct lighting away from the coastline and beaches.			X
8141	Is the type of lighting least disruptive to marine turtles used on the vessel?			X
8142	Does the intended positioning/work scope of the vessel ensure that it will not be moored with lighting on within 1.5 km of turtle nesting beaches during the turtle nesting season from October to April each year at Wheatstone.			X
General Comments:				

OBSERVATIONS		
Observation Number	Details	Action/ Due Date / Close out Remarks
1	Centre Main engine swing is under renewal and in progress by the shore contractor.	7/5/2025
2	Steering gear fan blower out of order, under repair by shore contractor.	7/5/2025
3	Freezer sea water pumps No.1 and 2 are under replacement of the mechanical seal by the shore contractor.	7/5/2025
4	The last chain hoist was inspected on 08/2023.	7/5/2025
5	The night vision camera was not available onboard.	7/31/2025
6	There was no Dacon scoop drill record.	7/31/2025
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.
		Click here to enter a date.

ภาคผนวก 27

แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของเรือที่ใช้ในการติดตั้งโครงสร้างในทะเล
(*Construction Vessel SOP Emergency Response Plan*)

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 1 of 43



**CHEVRON THAILAND EXPLORATION AND PRODUCTION, LTD.
AND CHEVRON OFFSHORE THAILAND, LTD.**

**2025 OFFSHORE WELLHEAD PLATFORM & PIPELINE INSTALLATION
AND
PIPELINE REMOVAL CAMPAIGN**

**PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN
INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN**

Rev	Status	Date	Status Description	Prepared By	Checked By	Approved By	Approved By CHEVRON
ZZ	IIR	15-Apr-25	Issued for Internal Review	MR	SS	CSU	
A	IFR	16-Apr-25	Issued for Review	MR	SS	CSU	
0	AFC	23-Apr-25	Approved for Construction	MR	SS	CSU	



PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 2 of 43

DOCUMENT REVISION HISTORY SHEET

Revision	Revision Description	Date Issued	Update/Amendment Details
ZZ	IIR	15-Apr-25	Issued for Internal Review
A	IFR	16-Apr-25	Issued for Review
0	AFC	23-Apr-25	Approved for Construction

HOLDS

No.	Section	Description	Input From	Planned Date

	PROJECT DOCUMENT COMMENT SHEET	
CLIENT: CHEVRON CONTRACTOR: Mermaid Subsea Services (Thailand) Ltd.	PROJECT: 2025 WHP & PL INSTALLATION AND PL REMOVAL (1941436) PROJECT	Date: 17/Apr/25
Document Type: PRO		
Document No.: TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	Revision: A	Date: 16-Apr-25
Document Title: Phase Project Emergency Response Plan including Medical Emergency Response Plan		
Received by: Chevron	Date: 17-Apr-25	Transmittal No. 1941436-T2025-MSS-CTEP-044

Item	Reference pages	Comment	Comment By	MSS Response
		No comment	TJRY	

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO- 003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 3 of 43

TABLE OF CONTENTS

NO.	CONTENTS	PAGE
1	INTRODUCTION	6
1.1	General	6
1.2	Scope of Work	6
1.3	Objective	9
1.4	Purpose	9
1.5	Definition	9
1.6	References	10
2	EMERGENCY MANAGEMENT.....	11
2.1	CONTRACTOR EMERGENCY OVERVIEW AND INTERFACE	11
2.2	CONTRACTOR EMERGENCY MANAGEMENT TEAM (EMT)	11
2.3	CONTRACTOR EMERGENCY RESPONSE TEAM (ERT)	12
3	CONTRACTOR EMERGENCY CONTROL CENTER ONSHORE (ECC)	13
3.1	Notification of Local Authorities	13
3.2	External Alerting.....	13
3.3	Written Notification and Reporting	14
3.4	Suspension of emergency - Onshore & Offshore	14
3.5	Communication	14
4	EMERGENCY NOTIFICATION TO COMPANY	15
4.1	COMPANY AR Operator's Emergency Management (Non-G1 Area)	15
4.2	COMPANY PSC Operator's Emergency Management (G1 Area)	15
5	RESPONSIBILITIES OF THE EMERGENCY MANAGEMENT TEAM	16
5.1	Onshore.....	16
5.1.1	Project Manager	16
5.2	Offshore	17
5.2.1	CTEP – CAR Company Authorized Representative	17
5.2.2	DLB/DSV/HLV Offshore Construction Manager (Incident Commander)	17
5.2.3	Captain (Incident Commander-Secondary)	18
5.2.4	SSO (Ship Safety Officer)	18
5.2.5	Vessel Doctor / Medic	18
6	EMERGENCY PROCEDURES	21
6.1	Type of emergencies.....	21

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO- 003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 4 of 43

6.2	Type of Emergencies & Tiered Levels of Emergencies	21
6.3	Environmental Emergencies	22
6.4	Raising the Alarm	23
6.5	Emergency Reporting Instructions – Offshore Emergency	23
6.6	Alarm Testing	24
6.7	Internal Alerting Offshore	24
7	CREDIBLE EMERGENCY SCENARIOS	25
7.1	Fire Onboard	25
7.2	Man Overboard (MOB)	25
7.3	Leakage and Detection of Gases	25
7.4	Gas Bubble Platform ERP	26
7.5	Death on Board.....	27
7.6	Contagious Disease	27
7.7	DP Failure Procedure	27
7.8	Vessel Collision	27
7.9	Vessel Abandonment and evacuation.....	28
7.10	Rescue from Height	28
7.11	Dropped Object ERP	29
8	EMERGENCY EQUIPMENT ONBOARD THE VESSELS	30
8.1	Alerting equipment.....	30
8.2	Fire-fighting arrangements.....	30
8.3	Life-saving appliances (LSA)	30
8.4	Medical Equipment.....	30
9	TRAINING AND DRILLS- ONSHORE & OFFSHORE	31
9.1	Training	31
9.2	Drills	31
9.3	On-board Drill Matrix.....	32
9.4	Diving Drill Matrix	32
10	MEDEVAC	33
10.1	MEDEVAC Methods.....	33
10.1.1	Medical referral code	33
10.1.2	Medical Referral by Regular Helicopter Flight.....	33
10.1.3	Medical Referral by Referral Boat.....	33
10.1.4	Medical Referral by the Daytime and Nighttime Medevac Helicopter Flight	34

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO- 003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 5 of 43

10.2	Communication in Vessel.....	34
	APPENDIX 1: MAIN MARINE SPREAD - EMERGENCY CONTACT	36
	APPENDIX 2: EMERGENCY CONTACT LIST	37
	APPENDIX 3 – COMPANY INCIDENT / EMERGENCY COMMUNICATION FLOW CHART	40
	APPENDIX 4 – COMPANY INJURY / ILLNESS COMMUNICATION FLOW CHART	41
	APPENDIX 5 – MSS MSS INCIDENT NOTIFICATION FOR MAIN VESSEL	42
	APPENDIX 6 – MSS INCIDENT NOTIFICATION FOR SUPPORT VESSEL	43

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 6 of 43

1 INTRODUCTION

1.1 General

Mermaid Subsea Services (Thailand) Ltd. hereafter referred as “CONTRACTOR” has been contracted by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd referred to as “COMPANY” to provide project management and execution for wellhead platforms and pipelines installation and removal of pipelines in the Gulf of Thailand.

For the 2025 Offshore Wellhead Platform & Pipeline Installation and Pipeline Removal Campaign, CONTRACTOR will mobilize the following major installation vessels for an Offshore Commencement Date as follows:

1. WHP Installation – HLV Hailong-106 (HL106) on or around 25-29 June 2025.
2. Pipelines Installation & Pipelines Removal – DP DLV Huan Qiu 1200 (HQ 1200) and DSV Van Gogh. DP DLV HQ1200 offshore commencement on or around 17 – 21 July 2025 for Pipeline Installation and expected to continued immediately to Pipelines Removal. The DSV Van Gogh will be mobilized on or around 31 July 2025, to commence Cut & Lift of subsea spools

For this campaign, the HLV HL106 will mode change from the current WHP Removal campaign to commence with the 2 nos. Phase 67 WHP installation. Upon completion of these WHP installation, HL106 will mode change and resume the WHP Removal campaign.

The DP DLV HQ1200 shall be mobilized and commence with 2 nos. Phase 67 Pipelines. Upon completion of pipeline installation, DP DLV HQ1200 will conduct a mode change from pipeline installation to pipeline removal mode. The pipelay tunnel will be prepared and suitable pipeline cutting equipment, etc. mobilized. Upon mode change completion, DP DLV HQ1200 will commence offshore pipeline removal work via reverse S-lay method. The methodology is expected to be largely similar to the methodology in CONTRACTOR’s 2024 campaign.

The DSV Van Gogh will be mobilized to perform cut and lift of subsea spools, and installation of the subsea spools for the 2xnewly installed pipelines

The area of operations is the Gulf of Thailand in water depths of between 55m-75m. The area of operations is within Chevron Thailand areas of control.

1.2 Scope of Work

In summary, the Scope of Work for 2025 campaign consists of the components listed in the installation and removal scope below. It is worthwhile to note that the WHP 67/1 will be an offshore-to-offshore Topside reuse, i.e. the topside will be removed from LAWB and transported directly to be installed on a jacket to be installed by CONTRACTOR.

WHP 67/3 will also be a re-used Topside, however, it will be loaded out and transported offshore by CUEL together with its associated jacket & piles.

Installation Scope

WHP / PL	DESCRIPTION	BRIEF SCOPE
WHP 67/1	MAD-05 Topside reuse (offshore-to-offshore)	<ul style="list-style-type: none"> • Cut topside from LAWB • put on material barge with new jacket and 42" piles • bring to new location for installation • Water depth approx. 72.3 m. • No post install riser required at MAWC

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 7 of 43

PL 67/1	MAD-05 to MAWC (existing)	<ul style="list-style-type: none"> Pipeline 10" diameter x WT 0.5" API 5L gr. X42 (non-sour service) length 3.835 km
WHP 67/3	PAD-14 Topsides reuse (onshore-to-offshore)	<ul style="list-style-type: none"> BAWH reused Topsides, jacket and 42" piles on barge from shore to installation location Water depth approx. 56.8 m.
PL 67/3	PAD-14 to PAPLC-Y2 (existing)	<ul style="list-style-type: none"> Pipeline 16" diameter x WT 0.625" API 5L gr. X42 (sour service) length 4.470 km. With dummy spool at midline for future Wye

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 9 of 43

1.3 Objective

This EMERGENCY RESPONSE PLAN (ERP) is applicable for execution for wellhead platforms and pipelines installation and removal of jackets, topsides, and pipelines Project of Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.

The EMERGENCY RESPONSE PLAN (ERP) is developed and owned by the Contractor and is based on the contracted activities and expectations. It is the roadmap for detailing how the Contractor will manage the emergencies during the life cycle of the Contract with Company (Chevron).

This emergency response plan (ERP) is a live document subject to periodic reviews and change in line with identified agreed amendments and improvements during the project. The ERP shall also be reviewed and updated to accommodate additions or changes to the scope of work.

1.4 Purpose

This ERP applies to all personnel working on the project, irrespective of their employer. It defines the organization used to respond incidents and manage their consequences. It also presents the individual responsibilities of people within the emergency response organization.

This ERP has been developed to ensure that there are adequate emergency response strategies and procedures in place that contain provisions for management of all foreseeable emergencies that may result from any aspect of the project offshore activities.

The ERP also describes the organization and actions to be taken by COMPANY, CONTRACTOR and/or its Subcontractors, including the chain of command, in emergency situations which may occur during the work activities.

1.5 Definition

The following definitions are used in this document:

Definitions & Abbreviations	Details
ALARP	As Low as Reasonably Practicable
Bridge	Serves as the central communication in the event of emergency or the Emergency Control Room (ECR) onboard the support vessel
CAR	Company Authorised Representative
CC	Call Centre
CO2	Carbon Dioxide
Competent Person	A person who by reasons of qualifications and /or experience have the knowledge and skill necessary to perform the duties with respect to which the term is used
COMPANY	Refers to CHEVRON
Contractor	Mermaid Subsea Services (Thailand) Ltd (MSS)
Distress Call	A call transmitted if the situation demands immediate need of outside assistance or if danger to life is imminent. Also known as MAYDAY! Shall be transmitted repeatedly until receipt is confirmed, preferably by a shore station.
Emergency	An incident that threatens to harm life, the environment, assets, or Company reputation. Emergency Coordinator - Person responsible for the management of emergencies. He is in fact identified and appointed by the Legal Representative with due consideration for operational needs, as well as for local, international and industry laws and regulations governing aspects related to emergency management when these also provide for the protection of the health and safety of workers and the environment.
ERT	Emergency Response Team consists of personnel who have been assigned specific requirements in the event of an emergency occurring.
ERP	Emergency Response Plan
ECR	Emergency Control Room
ERTL	Emergency Response Team Leader
Fire Alarm	Intermittent ringing of the alarm bells and an announcement on the PA system

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 10 of 43

Definitions & Abbreviations	Details
Fire Station	Station on Deck where Above Deck Emergency Teams report. Station at Chief Engineer's office where below deck emergency teams report
IC	Incident Commander
IMT	Incident Management Team
MOB	Man Overboard
Muster Station	A pre-determined location on the barge or spread vessel where personnel onboard assemble/muster whenever the emergency alarm is activated
OCS	Offshore Construction Superintendent
OSC	On Scene Commander referred to as the Offshore Construction Superintendent or his designate
Rescue Boat	Type of motorized craft carried onboard for rescue operations.
Rescue Boat Team	The Rescue Boat Team reports to the DLB/DSV/HLV Offshore Construction Superintendent is responsible for rescue or evacuation efforts in an emergency.
SCBA	Self-Contained Breathing Apparatus
SOLAS	International Convention of Safety of Life at Sea, 1974
Standby / Support Vessel	Any boat assigned to the unit for assisting operations, such as standby, crew change or supply boat
Survival Craft	Every type of craft carried onboard for abandoning ship. Also referred to as life boats and life rafts

1.6 References

Document	Description
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-001	Project Health, Safety and Environment Management Plan
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-002	Project HSE Bridging Document
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	Project Emergency Response Plan including Medical Emergency Response Plan
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-004	Project Tropical Revolving Storm Response Plan
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-005	Project Environmental and waste Management Plan
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-006	Incident and Investigation and Reporting (II&R) and Case Management Procedure
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-007	Marine HSE Bridging Document (HQ1200)
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-008	Marine HSE Bridging Document (VAN GOGH)
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-009	Project Vessel Assurance Procedure
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-010	Marine HSE Bridging Document (Hailong 106)
TH2025-GEN-MSS-HES-REG-001	HAZID Register and Close out Report – Platform Installation Scope
TH2025-GEN-MSS-HES-REG-002	HAZID Register and Close out Report – Pipeline Installation Scope
TH2025-GEN-MSS-HES-REG-003	HAZID Register and Close out Report – Subsea Tie-in Installation Scope
TH2025-GEN-MSS-HES-REG-004	HAZID Register and Close out Report – Pipeline Removal Scope (DSV)
TH2025-GEN-MSS-HES-REG-005	HAZID Register and Close out Report – Pipeline Removal Scope (DLB)
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-001	Project Health, Safety and Environment Management Plan

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 11 of 43

2 EMERGENCY MANAGEMENT

2.1 CONTRACTOR EMERGENCY OVERVIEW AND INTERFACE

This project ERP will be used to streamline the interface between COMPANY and CONTRACTOR emergency response plan/procedures with individual vessel specific operation procedure (VSOP) when dealing with emergencies.

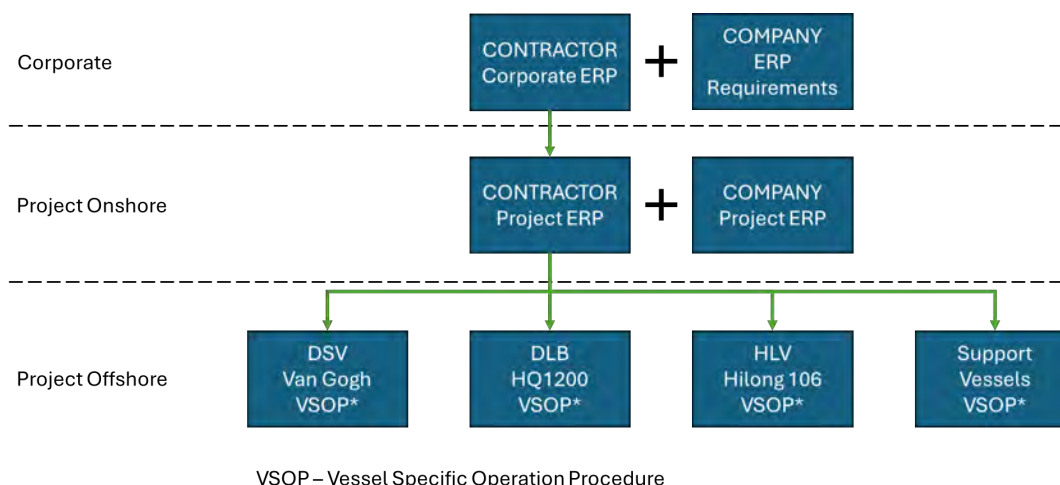
The project will be utilizing a number of marine spreads for the campaign, namely:

- DSV Van Gogh
- DLB HQ 1200
- HLV H106
- Supporting spreads ie.crew boat & supply boat

Each vessel operates their own VSOP which is a mandatory compliance documents in accordance with the International Safety Management (ISM) Code.

The VSOP contains all on board HSE procedures for the activities to be performed by the marine and construction crews, their responsibilities, reporting requirements and forms.

These procedures must be utilized in conjunction with contract required forms and forms which are specified by Contractor. Contractor and Vessel forms and procedures must be in harmony with the Company required reporting and procedures.

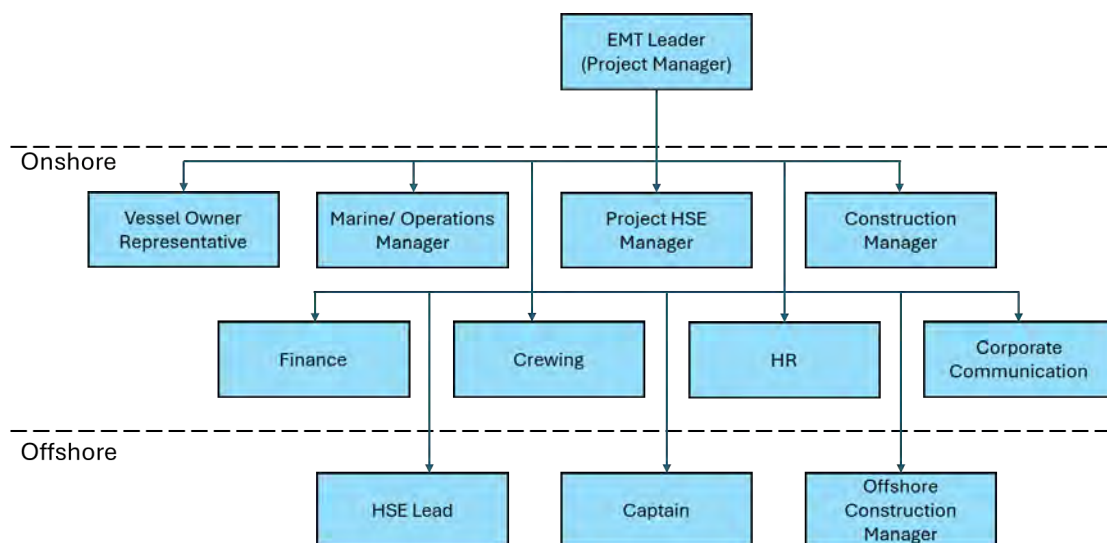


2.2 CONTRACTOR EMERGENCY MANAGEMENT TEAM (EMT)

The EMT is based on the Project Organization and will consist of:

- Project Manager or his delegated authority. Project Manager is the Emergency Manager (EMT Leader).
- Project QHSE Manager or his delegated authority.
- DLB/DSV/HLV Offshore Construction Manager (OCM) as applicable, depending on the nature of emergency.
- DLB/DSV/HLV HSE Lead (Offshore).
- Vessel Captain.
- Vessel owner representative (chartered vessel).
- Representatives from finance, crewing, HR and corporate communication.

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 12 of 43

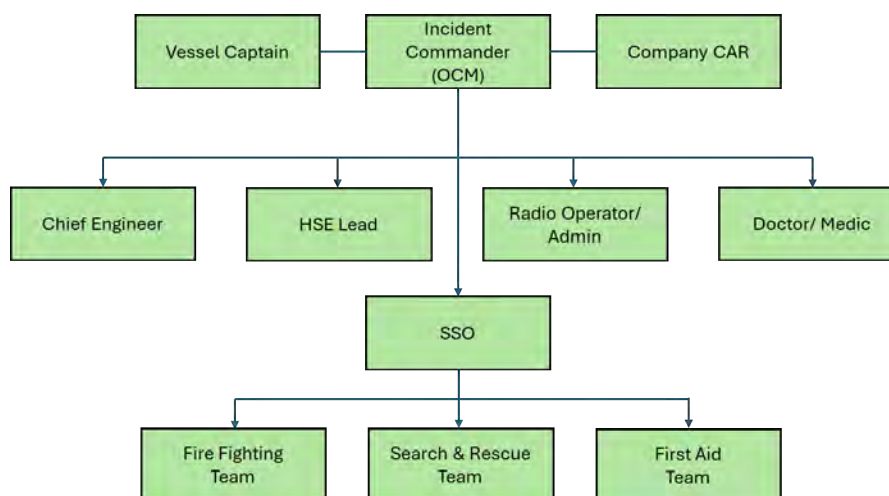


2.3 CONTRACTOR EMERGENCY RESPONSE TEAM (ERT)

Each Vessel has appointed an Emergency Response Team (ERT), Key personnel involved in emergency response at the work site and project vessel consists of the following:

- Company Authorized Representative (CAR)
- Offshore Construction Manager (OCM) as Incident Commander (OSC) on construction vessel
- Vessel Master or Captain as Incident Commander (OSC) on support vessel
- Vessel Emergency Response Team (ERT)
- Vessel Doctor/ Medic
- Onsite HSE Advisor

Roles & responsibilities of these key personnel as well as other support personnel are described in the Contractor ERP. This group of key personnel will work together to manage the emergency situation and fill critical roles and responsibilities in the Contractor ERP.



PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO- 003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 13 of 43

3 CONTRACTOR EMERGENCY CONTROL CENTER ONSHORE (ECC)

The Contractor Emergency Control Centre is located in the Contractor Thailand office conference rooms. Whenever the Incident Management Team (IMT) is summoned by the OSC/IC, IMT personnel shall proceed as soon as possible to the ECC.

Once the IMT has assembled in the ECC, the IC and his relief, or in his absence, the General Manager, shall be in charge of the team's activities. Members of the IMT's not able to reach the ECC should be contacted and informed of the situation.

Telephonic conferencing communications shall be set up with absent members of the IMT via mobile phone.

- The ECC's shall be equipped with the following at minimum:
- This Emergency response document
- Emergency Contact Numbers
- Emergency Response Logs
- Fixed line and mobile telephones including speaker phone system
- Networked computer, printer and necessary consumables
- Stationary.

3.1 Notification of Local Authorities

The local Authorities must always be notified where emergency situations or accidents / incidents require help from the shore.

When the Vessel is on contract to Contractor, then Contractor will notify CAR on board to co-ordinate this notification through Company resources and ensure the relevant authorities are kept informed of the situation, and steps are taken to remedy the problem and bring the Vessel back to safety and normal operations.

3.2 External Alerting

If contact with existing internal resources fails to elicit an emergency response, the OCM or will use standard maritime distress signals: MAYDAY or SECURITY (depending of the severity of the situation / emergency) to contact the relevant Rescue Centre and/or all units/facilities in the vicinity.

Any call for help or distress call must be transmitted repeatedly until receipt is confirmed, preferably by a shore station.

The form and contents of MAYDAY and SECURITY messages have to comply with the international rules of Radio Signals, which are available in the Vessel Radio Room.

Upon receiving such emergency call from offshore, the Contractor ERT should evaluate the situation, initiate appropriate actions and relay the message to all concerned parties to attend to the emergency.

To enable the onshore organization to evaluate the situation and to give the appropriate assistance in cases of emergency, the following particulars must be dispatched to shore:

- Name and call sign of the Vessel.
- Position, latitude/longitude and time of position.
- Nature of emergency.
- Total number of personnel on board.
- Number of persons injured, missing or dead, and condition of the injured person(s) – depending on the nature of emergency and current situation at the time of communication.
- Assistance received or under way.
- Actions taken and further intentions.
- Weather and sea state.
- Required assistance.

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO- 003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 14 of 43

CONTRACTOR has contracted the services of International SOS who will provide support for medical emergencies.

The medic must contact International SOS in the event of any medical emergency that is deemed serious enough to require external assistance for medevac and treatment.

3.3 Written Notification and Reporting

Notification and reporting of the event, no matter whether onshore or offshore, will be done in accordance with Company requirements.

During the written notification and reporting process, Contractor will complete all relevant forms, reports, etc. Notification to the Next of Kin (NOK) will be a direct responsibility of the HR Department in case of:

- Fatality.
- Life threatening injury.
- Serious disabling injury.
- Missing person.

An Emergency Response Log is to be completed to track the emergency response process and this form will form part of the subsequent incident investigation.

3.4 Suspension of emergency - Onshore & Offshore

When the emergency is localized and there is no possibility of escalation, then suspension of emergency will be announced by available resources (sirens / VHF radio, mobile phone, PA system o/b the Vessel, etc.).

Once the emergency situation has been resolved, including any subsequent investigation, it is subject to an endorsement by the OCM and Project Manager.

The Project Manager will direct clear-up operations and re-instate the emergency scene to its original condition, including conducting any remedial works that may thereby be required, with particular emphasis on the HSE aspects.

3.5 Communication

The DLB/DSV/HLV HSE Lead (Offshore) will ensure, through the Site HSE Officers/Representatives that updated Emergency Telephone Numbers list will be always in place and visibly displayed at strategic locations. Dedicated VHF radio and emergency mobile phone will be provided to each EMT member where applicable.

The Project Manager (EMT Leader / Emergency Manager) will ensure that sufficient number of competent persons is available at all times to form the Emergency Management Team (EMT).

The primary means of communication will be:

- Telephone (landline).
- Mobile phone.
- VHF Radio.
- INMARSAT system o/b the Vessels (in the Radio Room).
- Email

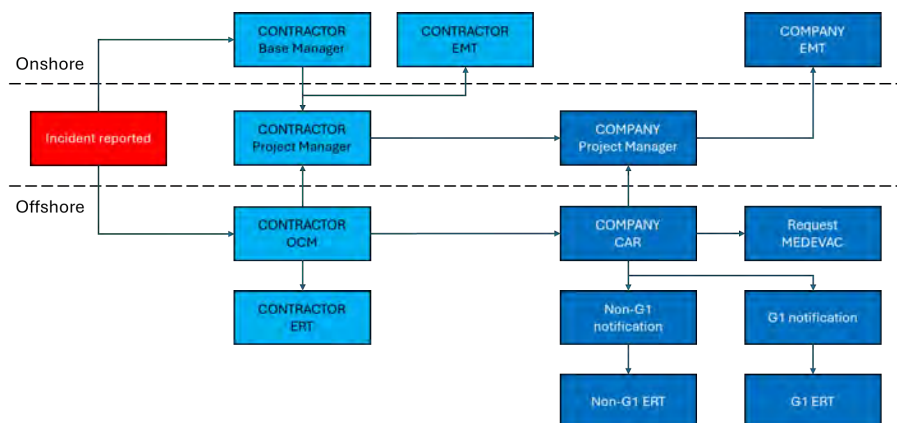
At the onshore site, all Contractor personnel fulfilling an Emergency Response Team role will carry, at all times, a VHF radio and/or mobile telephone.

Onboard Vessels, personnel fulfilling an Emergency Response Team role will carry, at all times, a VHF radio.

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 15 of 43

4 EMERGENCY NOTIFICATION TO COMPANY

All project incidents occurred onshore or offshore shall be reported to COMPANY.



The area of operations is distinguished by installation and removal activities within Chevron Thailand areas of control.

4.1 COMPANY AR Operator's Emergency Management (Non-G1 Area)

The AR Operator's emergency management team for AR activities in G1 area is primarily CTEP's Asset Emergency Management Team (AEMT), based in CTEP Bangkok Office. AEMT shall be activated when the emergency event meets any or all of the following conditions:

- Disrupt or interrupt AR operations over an extended period of time.
- Require the acquisition of response resources beyond those immediately available to the Project Vessels.
- Create potential environmental impacts that must be addressed or remediated.

The AEMT will provide resources to support the Contractor EMT and coordinate with PSC Operator for emergency response support, if needed.

4.2 COMPANY PSC Operator's Emergency Management (G1 Area)

In the event of life-threatening emergency, AR Operator may request support from PSC Operator's Emergency Response Team on the following emergency response actions:

- Providing a vessel to transfer injured person(s) to nearest Living Quarter for medical treatment or MEDEVAC via helicopter to onshore.
- Providing a vessel to search and rescue person(s) from the sea.
- Providing a vessel to evacuate personnel from the Project Vessel in case AR Operator's vessel could not be timely mobilized to the incident site.
- Providing a vessel to suppress fire to the extent needed to allow safe rescue and evacuation.

Refer to Appendix 3 - FDS Incident / Emergency communication flow chart and Appendix 4 - FDS injury / illness communication flow chart.

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN

Doc. No.
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-
003

Rev: 0

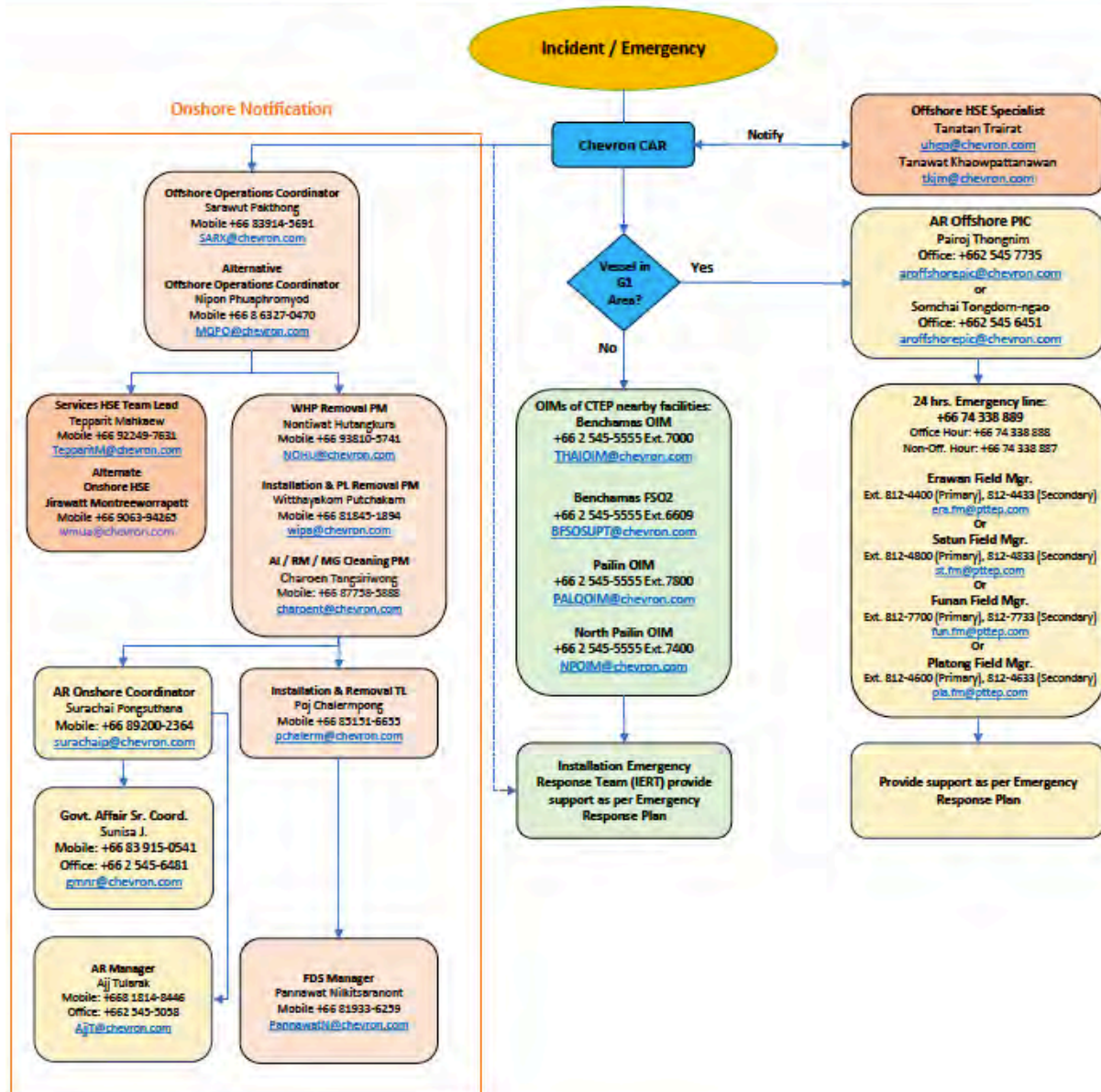
Status: AFC

Date: 23-Apr-25

Page 40 of 43

APPENDIX 3 – COMPANY INCIDENT / EMERGENCY COMMUNICATION FLOW CHART

Incident / Emergency communication flow chart



Note:

G1 Area Emergency Response Plan instructions:

- CAR reports to OOC or Project Manager when the response is likely to be greater than emergency level 1, keep updating the situations and request support, if needed.
- CAR informs OIM of CTEP nearby facilities and coordinate with G1 ERP team during ERP exercise.
- AR Offshore PIC contacts nearby G1 FM through PSB Radio Room if immediate emergency response assistance required, including preparation of medical support or MEDEVAC, marine search and rescue.
- Project Manager informs BIC the situation and request for AEMT and CTEP field support.
- BIC activate AEMT (Asset Emergency Management Team) and provide directions to CTEP field IERT.
- Vessel Doctor notifies Chevron On duty Medic for standby and preparation if medical support required or request Helicopter support for MEDEVAC.
- AR Offshore PIC will liaison with PTTEP ED Field Manager for additional support needed

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN

Doc. No.
TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-
003

Rev: 0

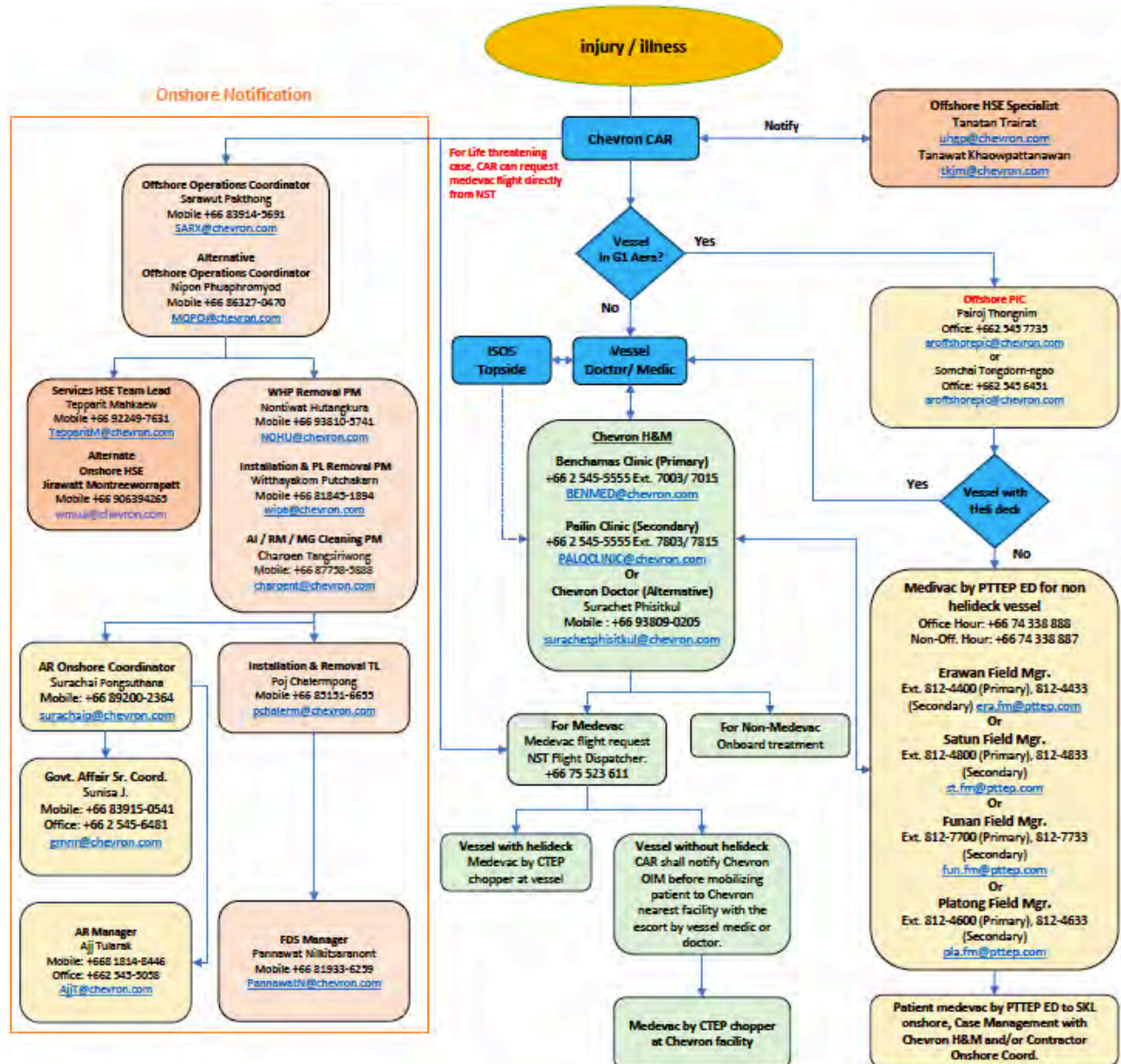
Status: AFC

Date: 23-Apr-25

Page 41 of 43

APPENDIX 4 – COMPANY INJURY / ILLNESS COMMUNICATION FLOW CHART

Injury / illness communication flow chart



Note:

- CAR must inform OOC and OIM of any incident within 30 minutes of any occurrence via telephone and/or e-mail.
- Initial Incident report must be submitted to OOC within 24 hours
- In case of medevac, refer to "FDS Medical Reporting Flowchart & Checklist".
- For Offshore Medical Referral and Night flight medevac refer to TSP 10.
- For G1 Area, Medevac by PTTEP ED for non helideck vessel Patient mobilize to the nearest PTTEP ED's LQ by project or PTTEP ED vessel with the escort by vessel medic or doctor.
- For G1 area, to verbally notify by AR Offshore PIC within 24 hours and follow up by official e-mail.
- For G1 Area, Even medevac by PTTEP ED, Chevron Medic/Vessel Medic shall be notified and connected with PTTEP ED.

Medical referral code

- Code 1: Not urgent condition
- Code 2: Urgent condition
- Code 3: Serious condition
- Code 4: Critical condition
- Code 5: No vital signs

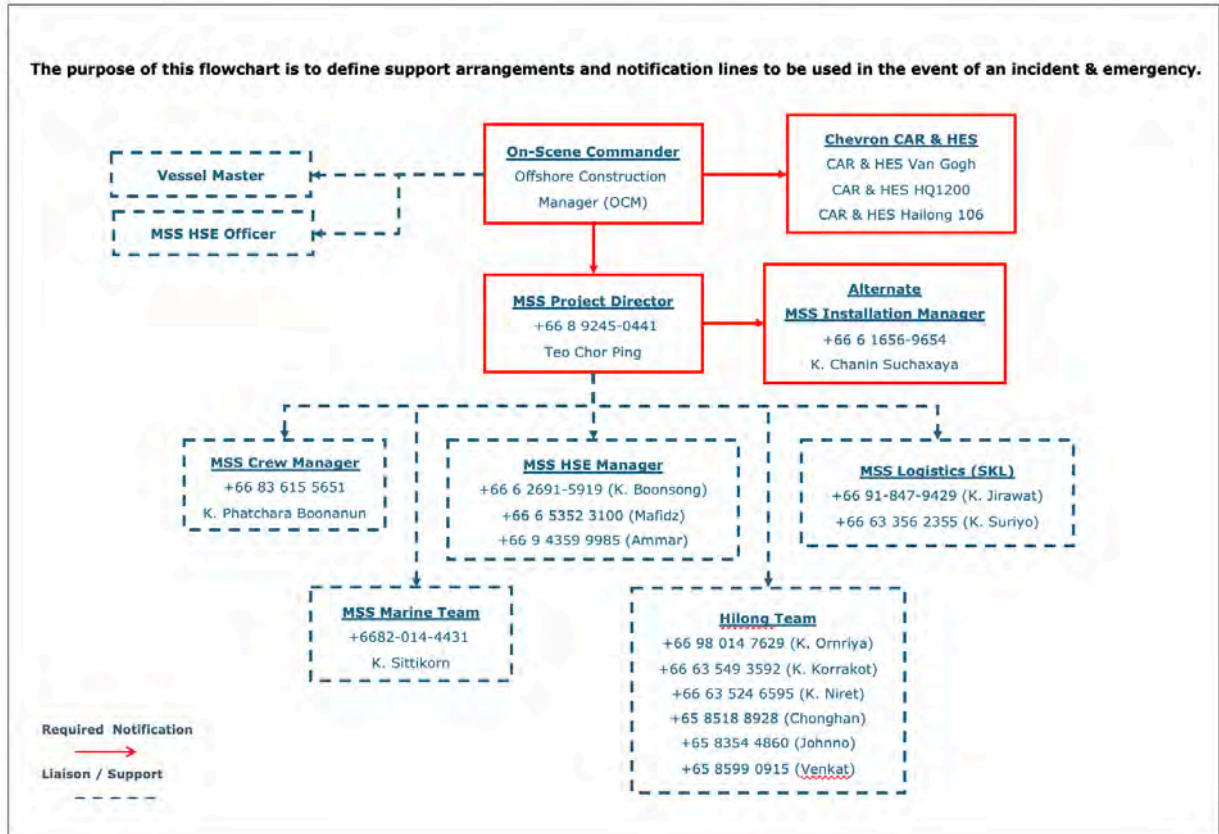
For Code 1-2, Contractor Shore Coordinator shall prepare medical support at Hangar.

(Code 3-5 Refer by medevac flight)

REV.2.2, Jan 2025

PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 42 of 43

APPENDIX 5 – MSS MSS INCIDENT NOTIFICATION FOR MAIN VESSEL



PROJECT EMERGENCY RESPONSE PLAN INCLUDING MEDICAL EMERGENCY RESPONSE PLAN		Doc. No. TH2025-GEN-MSS-HES-PRO-003	
Rev: 0	Status: AFC	Date: 23-Apr-25	Page 43 of 43

APPENDIX 6 – MSS INCIDENT NOTIFICATION FOR SUPPORT VESSEL

