

ภาคผนวก ข-7

การตรวจสอบ Cathodic Protection

เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม พ.ศ. 2566

---





**Cathodic Protection  
for  
Test Inspection**

***Chevron Songkhla JO Terminal Underground Pipeline Project***

**Submitted to  
New Star International Co., Ltd.  
July 27, 2023**

**Prepared by  
CPE Engineering and Service Company Limited**

Doc. No. : CPED-2023/035

164/620 Moo 1, Soi Jamjuree 4, Bangkruiy-Trinoy Rd., Pimolraj, Bangbuathong, Nondhaburi 11110  
T. 0-2924-3024, 0-2924-9553-4 F. 0-2924-1744 / www.cpe-eng.co.th / e-mail : cpe@cpe-eng.co.th



**TABLE OF CONTENT**

**1. Cathodic Protection Test Procedure**

164/620 Moo 1, Soi Jamjuree 4, Bangkruiy-Trinoy Rd., Pimolraj, Bangbuathong, Nondhaburi 11110  
T. 0-2924-3024, 0-2924-9553-4 F. 0-2924-1744 / www.cpe-eng.co.th / e-mail : cpe@cpe-eng.co.th

- CATHODIC PROTECTION TEST PROCEDURE

TABLE OF CONTENT

1.	Introduction
2.	Cathodic Protection Criteria
3.	Cathodic Protection Test Procedure
4.	Test Instrument and Catalogue
5.	Data Record Sheet
6.	Conclusion
7.	Pipeline Lay Out
8.	Photograph
9.	Appendix
	- NACE SP0169-2007 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
	- NACE SP0286-2007 Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines

## 1. INTRODUCTION

### 1.1. Scope of Work

This proposal is specifically written for **Chevron Songkhla JO Terminal Underground Pipeline Project** in addressing Cathodic Protection System for the corrosion protection of coated buried steel pipeline.

#### Scope of Work

##### On Shore Rack (Depot)

-Pipe to Soil Potential Measurement and Insulation Flange Kit Check

##### Middle Line Island

-Pipe to Soil Potential Measurement

##### Loading Jetty

-Pipe to Sea Water Potential Measurement and Insulation Flange Kit Check

## 2. CATHODIC PROTECTION CRITERIA

The NACE standard SP0169-2007 section 6 provided lists criteria and other consideration for Cathodic Protection that will indicate, when used either separately or in combination, whether adequate Cathodic Protection of a metallic pipeline system has been achieved. Section 6.2 lists a criteria for steel and cast iron pipeline as the following below :-

### 6.2.2.1.1. A negative potential of at least 850 mV with the Cathodic Protection applied.

This potential is measured with respect to a saturated copper/copper sulfate reference electrode contacting the electrolyte. Voltage drop other than those across the structure-to-electrolyte boundary must be considered for valid interpretation of this voltage measurement.

### 6.2.2.1.2. A negative polarized potential of at least 850 mV relative at saturated copper/copper sulfate reference electrode.

### 6.2.2.1.3. A minimum of 100 mV Cathodic Protection polarization between the structure surface and stable reference electrode contacting the electrolyte. The formation of decay of polarization can be measured of satisfy this criteria.

#### Alternative Reference Electrode

Other standard reference electrode may be substituted for the saturated copper/copper sulfate reference electrode. Can be commonly used reference electrode with their voltage equivalent to -850 mV referred to saturated copper/copper sulfate reference electrode. So, saturated silver/silver chloride reference electrode used in 25 ohm-cm sea water is -800 mV.



### 3. CATHODIC PROTECTION TEST PROCEDURE

#### 3.1. Pipe to Soil and Sea Water Potential Measurement

Pipe to soil and sea water potential measurement is made most frequently in pipeline corrosion test work and carried out to confirm the protective condition of the pipeline. Pipe to soil potential is measured with respect to a saturated copper/copper sulfate reference electrode (Cu/CuSO<sub>4</sub>) and silver/silver chloride reference electrode (Ag/AgCl) is used for pipe to sea water potential measurement with a digital multimeter at all test boxes.

##### 3.1.1. Natural Potential Measurement

- 1). Before the energization or turn up of any anode groundbed, natural pipe to soil potentials should be measured at all test boxes.
- 2). The measurement method is shown in Figure 1.
- 3). The direction for using a saturated copper/copper sulfate reference electrode as following :
  - Put the reference electrode on the ground surface just above the pipeline, to decrease effect of IR drop when pipe to soil potential be measured.
  - The reference electrode should be inserted approximately 2 centimetre into the soil to be good contact with the soil.

##### 3.1.2. Energized Potential Measurement

- 1). The anode groundbed should be energized and make pipe to soil potential more negative than -0.850 volt (vs. Cu/CuSO<sub>4</sub>) or -0.80 volt (vs. Ag/AgCl) at all test boxes.
- 2). Energized potentials should be recorded at all location where the natural potential were recorded.

#### 3.2. Insulation Flange Check

The purpose of this test is to prove that propose pipeline is electrically separated from piping and other metallic system.

##### 3.2.1. Equipment

- Insulation checker gas electronic model 601

##### 3.2.2. Test Procedure

- Turn instrument "on" with the left hand toggle switch.
- Flip the right hand toggle switch to the "zero" position.
- Adjust potentiometer knob pointer is at "zero"
- Flip the right hand toggle switch to the "test" position (pointer will strong swing to the right pointer stop)
- Checking may be done by shorting across the probes with a screwdriver, knife, etc. this should show a direct short deflecting the pointer "zero" of below
- Make contact with each probe across the insulator in question the following results will be obtained;

If an insulator is shorted, the meter pointer will be deflected to or near to "zero" on the meter scale

#### 4. TEST INSTRUMENT AND CATALOGUE

- 4.1. Digital Multimeter Fluke 289
- 4.2. Cu/CuSO<sub>4</sub> and Ag/AgCl Reference Electrode
- 4.3. Insulation Checker Model 601



## Fluke 289 and 287 True-rms Logging Multimeters

## Find little problems before they become big ones

The Fluke 289 and 287 are high performance industrial logging multimeters. The large 50,000 count, 1/4 VGA dot matrix display and multiple on screen displays give you sharp, clear readings. Use the logging function with expanded memory for unattended monitoring of signals over time. With on-board TrendCapture, you can graphically review up to 10,000 recorded events and logged readings. Then, zoom on trend provides an unprecedented ability to zoom in up to 14 times to view and analyze data—all without needing a PC.

- Two terminal 50 ohm range with 1 milliohm resolution, 10 mA source current.
- Useful for measuring and comparing differences in motor winding resistance or contact resistance (289)
- Low-pass filter for accurate voltage and frequency measurements on adjustable speed motor drives and other electrically noisy equipment (289)
- Add the wireless data logging capabilities of Fluke Connect+ with Share-Live+ video call with the i3000 FC connector
- True-rms ac bandwidth 100 kHz; dBV/dBm; dc mV resolution 1  $\mu$ V; Megohm range up to 500 M $\Omega$
- Conductance 50.00 nS
- Min/Max/Avg/duty cycle/pulse width
- Isolated optical DMM interface with USB FC connection
- Over 200 hours logging capacity with new power saving function
- Lo Ohm capability; Lo Z volts; Lo Pass Filter

### Specifications

Functions	Range and resolution	Basic accuracy
AC or dc voltage	50.000 mV, 500.000 mV, 5.0000 V, 50.000 V, 500.00 V, 1000.0 V	0.4% (true-rms) [ac]
AC current dc current	50.000 $\mu$ A, 500.00 $\mu$ A, 5.0000 mA, 50.000 mA, 500.00 mA, 10.000 A	0.15% (true-rms) [ac] 0.7% (true-rms) [dc]
Temperature (excluding probe)	-200.0 °C to 1350.0 °C (-328.0 °F to 2462.0 °F)	1.0%
Resistance	50.000 $\Omega$ , 500.00 $\Omega$ , 5.0000 k $\Omega$ , 50.000 k $\Omega$ , 500.00 k $\Omega$ , 5.0000 M $\Omega$ , 50.000 M $\Omega$ , 500.00 M $\Omega$	0.35%
Capacitance	1.000 pF, 10.00 nF, 100.0 nF, 1.00 $\mu$ F, 10.00 $\mu$ F, 100.0 $\mu$ F, 1.00 mF, 10.00 mF, 100.0 mF	1.0%
Frequency	99.999 Hz, 999.99 Hz, 9.9999 kHz, 99.999 kHz, 999.99 kHz	0.05%

### Ordering information

Models	Included accessories
FLUKE-289 True-rms Industrial Logging Multimeter with TrendCapture	Test leads, alligator clips, holster, AA batteries installed, information packet
FLUKE-287 True-rms Electronics Logging Multimeter with TrendCapture	Test leads, alligator clips, holster, AA batteries installed, information packet



**Kits—buy more, save more**



**289/FVF True-rms Industrial Logging Multimeter Combo Kit with TrendCapture**

### Recommended accessories



TL175 TwistGuard™ Test Leads	ir3 Cor
---------------------------------	------------

**[www.fluke.com/dmm](http://www.fluke.com/dmm)**

[illegible]

### Certificate of Calibration

**Keywords:** *work, work environment, work engagement, work satisfaction, work stress, work strain, work-life balance, work-family balance, work-family conflict, work-family interface, work-family issues, work-family research, work-family interventions, work-family programs, work-family policies, work-family practices, work-family outcomes, work-family research agenda, work-family research community, work-family research network, work-family research center, work-family research institute, work-family research association, work-family research journal, work-family research conference, work-family research symposium, work-family research workshop, work-family research seminar, work-family research meeting, work-family research forum, work-family research colloquium, work-family research roundtable, work-family research panel, work-family research debate, work-family research discussion, work-family research presentation, work-family research poster, work-family research paper, work-family research book, work-family research monograph, work-family research article, work-family research chapter, work-family research section, work-family research volume, work-family research series, work-family research collection, work-family research database, work-family research repository, work-family research archive, work-family research library, work-family research center, work-family research institute, work-family research association, work-family research journal, work-family research conference, work-family research symposium, work-family research workshop, work-family research seminar, work-family research meeting, work-family research forum, work-family research colloquium, work-family research roundtable, work-family research panel, work-family research debate, work-family research discussion, work-family research presentation, work-family research poster, work-family research paper, work-family research book, work-family research monograph, work-family research article, work-family research chapter, work-family research section, work-family research volume, work-family research series, work-family research collection, work-family research database, work-family research repository, work-family research archive, work-family research library*

August 2000

[illegible]

**Keywords:** children; adolescents; parents; siblings; families; mental health; depression; anxiety disorders

<sup>1</sup> Expressed as % of total cell collection.

© 2000 Blackwell Science Ltd

Instrument	Noted	Rec'd No.	Expiration No.	Due Date
1) Multi-Passport Collection	01/02/20	0000000000	0000000000	10 May 2020
2) Supplemental Vaccine Information	01/02/20	0000000000	0000000000	10 Jun 2020

8. The Committee is requested to be informed of the progress of all measures for the implementation of the Convention.

Approved by: \_\_\_\_\_  
Date: 07 March 2020



Result of calibration: (1) Worst adjustment (1) Best adjustment

Function:	DC voltage measurement	Range:	10	100
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
45.000	45.000	0.000	0.0	
0.000	0.000	0.000	0.0	
40.000	40.000	0.000	0.0	

Function:	DC voltage measurement	Range:	100	1000
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
400.000	400.000	0.000	0.0	
0.000	0.000	0.000	0.0	
400.000	400.000	0.000	0.0	

Function:	DC voltage measurement	Range:	0.1	1
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
4.0000	4.0000	0.0001	0.00	
0.0000	0.0000	0.0001	0.000	
0.0000	0.0000	0.0000	0.00	

Function:	DC voltage measurement	Range:	10	100
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
40.0000	40.0000	0.0000	0.0	
0.0000	0.0000	0.0000	0.00	
40.0000	40.0000	0.0000	0.0	

Function:	DC voltage measurement	Range:	100	1
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
400.000	400.000	0.000	0.0	
0.000	0.000	0.000	0.0	
400.000	400.000	0.000	0.0	

MMC-100 Under Calibration



Result of calibration: (1) Worst adjustment (1) Best adjustment

Function:	DC voltage measurement	Range:	100	1
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
400.000	400.000	0.000	0.0	
0.000	0.000	0.000	0.000	
400.000	400.000	0.000	0.0	

Function:	AC voltage measurement	Range:	10	100 dB
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 mV)	(1 mV)	(1 mV)	(1 mV)	
0.000	0.000	0.000	0.0	
40.000	40.000	0.000	0.0	

Function:	AC voltage measurement	Range:	100	100 dB
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 mV)	(1 mV)	(1 mV)	(1 mV)	
0.000	0.000	0.000	0.000	
400.00	400.00	0.000	0.00	

Function:	AC voltage measurement	Range:	1	100 dB
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
0.0000	0.0000	0.0000	0.00	
4.0000	4.0000	0.0000	0.0	

Function:	AC voltage measurement	Range:	10	100 dB
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
0.0000	0.0000	0.0000	0.00	
40.000	40.000	0.0000	0.0	

Function:	AC voltage measurement	Range:	100	100 dB
Standard Value	MMC Reading	Error	Uncertainty	
(1 V)	(1 V)	(1 mV)	(1 mV)	
0.0000	0.0000	0.0000	0.0	
400.00	400.00	0.0000	0.00	

MMC-100 Under Calibration



Result of adjustment: (✓) Within adjustment (✗) Not adjustment

Function	DC voltage measurement	Range	100	V @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(V)	(V)	(V)	( $\pm$ V)	
	50.00	50.2	0.2	0.32	
	500.00	501.4	1.4	0.82	
Function	DC current measurement	Range	500	$\mu$ A	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\pm$ $\mu$ A)	
	Open	0.02	0.00	0.0000	
	400.00	400.90	0.90	0.19	
Function	DC current measurement	Range	2000	$\mu$ A	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\pm$ $\mu$ A)	
	Open	0.0	0.0	0.000	
	4000.0	4000.0	-0.0	0.80	
Function	DC current measurement	Range	50	nA	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(nA)	(nA)	(nA)	( $\pm$ nA)	
	Open	0.000	0.000	0.00	
	40.000	40.140	0.140	0.4	
Function	DC current measurement	Range	400	nA	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(nA)	(nA)	(nA)	( $\pm$ nA)	
	Open	0.00	0.00	0.0000	
	300.00	300.00	0.00	0.10	
Function	DC current measurement	Range	0	A	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(A)	(A)	(A)	( $\pm$ nA)	
	Open	0.0000	0.0000	0.000	
	4.0000	4.0000	-0.0000	0.0	

UMC = Unit Under Calibration

M 1111200



Result of adjustment: (✓) Within adjustment (✗) Not adjustment

Function	DC current measurement	Range	50	$\mu$ A @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\pm$ $\mu$ A)	
	Open	0.000	0.000	0.00	
	0.0000	0.000	0.000	0.0	
Function	AC current measurement	Range	500	$\mu$ A @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\pm$ $\mu$ A)	
	50.00	50.1	0.1	0.37	
	500.00	500.00	0.00	0.80	
Function	AC current measurement	Range	2000	$\mu$ A @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\mu$ A)	( $\pm$ $\mu$ A)	
	500.00	500.0	0.0	0.80	
	4000.0	4000.1	0.1	0.7	
Function	AC current measurement	Range	50	nA @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(nA)	(nA)	(nA)	( $\pm$ nA)	
	0.0000	0.000	0.000	0.0	
	40.000	40.000	0.000	0.0	
Function	AC current measurement	Range	400	nA @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(nA)	(nA)	(nA)	( $\pm$ nA)	
	40.000	40.00	0.00	0.007	
	300.00	300.00	0.00	0.80	
Function	AC current measurement	Range	0	A @ 50 Hz	
	Standard Value	UMC Reading	Error	Uncertainty	
	(A)	(A)	(A)	( $\pm$ nA)	
	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	
	4.0000	4.0000	0.0000	0.0	

UMC = Unit Under Calibration

M 1111200



Result of calibration:- (7) Wire diameter (1) After adjustment

Function:	Measured Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.4)	(1.4)	(0.1)		( $\pm 0.01$ )	
	1.0000	1.007	-0.007		0.0	
	0.0000	0.010	0.010		0.1	
Function:	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.00	0.00		0.0000	
	400.00	440.00	-0.10		0.10	
Function:	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.000	0.0000		0.000	
	0.0000	0.0000	0.0001		0.2	
Function:	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.000	0.000		0.00	
	0.0000	0.0000	-0.000		0.0	
Function:	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.00	0.00		0.0000	
	400.00	440.00	-0.10		0.10	
Function:	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.0000	0.0000		0.000	
	0.0000	0.0000	-0.0000		0.0	

UCL = Upper Control Limit

M 11/12/17



Result of calibration:- (7) Wire diameter (1) After adjustment

Function:	Measured Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.000	0.000		0.0000	
	0.0000	0.0000	-0.000		0.10	
Function: <th>Resistance Measurement</th> <th>Range</th> <th>SD</th> <th>MS</th> <th>UCL</th> <th>Lower</th>	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.00	0.00		0.0000	
	400.00	44.01	-0.08		0.07	
Function: <th>Resistance Measurement</th> <th>Range</th> <th>SD</th> <th>MS</th> <th>UCL</th> <th>Lower</th>	Resistance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.000	0.00	0.00		0.000	
	0.0000	0.0000	0.0001		0.2	
Function: <th>Capacitance Measurement</th> <th>Range</th> <th>SD</th> <th>MS</th> <th>UCL</th> <th>Lower</th>	Capacitance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.0000	0.000	0.000		0.000	
	0.0000	0.000	-0.000		0.0	
Function: <th>Capacitance Measurement</th> <th>Range</th> <th>SD</th> <th>MS</th> <th>UCL</th> <th>Lower</th>	Capacitance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.0000	0.00	0.00		0.0000	
	400.00	440.00	-0.10		0.10	
Function: <th>Capacitance Measurement</th> <th>Range</th> <th>SD</th> <th>MS</th> <th>UCL</th> <th>Lower</th>	Capacitance Measurement	Range	SD	MS	UCL	Lower
	Standard Value	UCL/Reading	Error		Uncertainty	
	(1.0)	(1.0)	(0.1)		( $\pm 0.1$ )	
	1.0000	0.00	0.00		0.0000	
	400.00	440.00	-0.10		0.10	

UCL = Upper Control Limit

M 11/12/17



Result of calibration:- (\*) Without adjustment (-) After adjustment

Function	Capacitance measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\pm$ error)
	0.1000	0.100	0.000	0.00
	0.0000	0.000	0.000	0.0
Function	Capacitance measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\pm$ error)
	1.0000	1.00	0.00	0.0
	0.000	0.00	0.00	0.0
Function	Capacitance measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\pm$ error)
	10.000	10.0	0.0	0.00
	00.00	00.0	0.0	0.00
Function	Capacitance measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\pm$ error)
	10.000	10.0	0.0	0.00
	00.00	00.0	0.0	0.00
Function	Capacitance measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\mu F$ )	( $\pm$ error)
	100.00	100	0	0.0
	000.0	000	0	0.0
Function	Frequency measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	(Hz)	(Hz)	(Hz)	( $\pm$ error)
	10.00000	10.000	0.000	0.00
	00.00000	00.000	0.000	0.00
Function	Frequency measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	(Hz)	(Hz)	(Hz)	( $\pm$ error)
	100.00000	100.00	0.00	0.0
	000.00000	000.00	0.00	0.0

UUC Unit Under Calibration



Result of calibration:- (\*) Without adjustment (-) After adjustment

Function	Frequency measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	(Hz)	(Hz)	(Hz)	( $\pm$ error)
	1.00000	1.0000	0.0000	0.0
	0.00000	0.0000	0.0000	0.0
Function	Frequency measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	(Hz)	(Hz)	(Hz)	( $\pm$ error)
	10.00000	10.000	0.000	0.00
	00.00000	00.000	0.000	0.00
Function	Frequency measurement	Range	Unit	Uncertainty
	Standard Value	UUC Reading	Error	( $\pm$ error)
	(Hz)	(Hz)	(Hz)	( $\pm$ error)
	100.00000	100.00	0.00	0.0
	000.00000	000.00	0.00	0.0

The reported uncertainty of measurement was based on a standard uncertainty multiplied by a coverage factor  $k=2$ , providing a level of confidence of approximately 95 %.

UUC Unit Under Calibration

Remarks: The Calibration record includes test load resistance effect and user shall ensure test load resistance effect compensation.

-00-



## MODEL RE-51

Standard Model. The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/2" dia. 2" long. 1/2" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-52

Long, standard design. The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/2" dia. 4" long. 1/2" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-53

Small diameter. The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/8" dia. 2" long. 1/8" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-54

The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/2" dia. 2" long. 1/2" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-55

Small diameter. The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/8" dia. 2" long. 1/8" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-56

The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/2" dia. 2" long. 1/2" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-57

Small diameter. The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/8" dia. 2" long. 1/8" dia. 1/2" long.

## MODEL RE-58

The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/2" dia. 2" long. 1/2" dia. 1/2" long.

The CPE design for general use. It can be used for standard electrode work in most electrolytes. Model has 1/2" dia. 2" long. 1/2" dia. 1/2" long.



model 601

## INSULATION CHECKER

- CHECKS ALL TYPES OF INSULATORS - Checks for shorts, grounds, and other faults in a series.
- LOCATES SHORTS AND GROUND - Indicates the location of shorts and grounds in a series.
- EVALUATES PARTIALLY SHORTED INSULATION - Indicates the degree and seriousness of shorts.
- SIMPLE TO OPERATE - Simple to operate, portable, battery powered, no AC required.
- CHECKS - For "leak" tests, insulation resistance, and other tests.

Built to provide ease of operation, the Model 601 is light, compact, and rugged. It is a rugged, 3.5" x 4.5" x 1.5", providing adequate insulation, and all other tests.





## Certificate of Calibration

Certificate No.: 1000000

Page: 1 of 2

Customer: [Redacted]

Manufacturer: [Redacted]

Model: [Redacted]

Serial No.: [Redacted]

Lot No.: [Redacted]

Condition for Recalibration: [Redacted]

Recalibration Date: [Redacted]

Calibration Date: [Redacted]

Due Date: [Redacted]

Reference: [Redacted]

Material Temperature: [Redacted]

Material Humidity: [Redacted]

The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue. The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue.

Calibration by: [Redacted]

TPS Engineering and Services Co., Ltd.  
 P.O. Box 1000, [Redacted]

Remarks: [Redacted]

### Conditions of Recalibration

1. Recalibration is required:

1) After 12 months of use  
 2) After 12 months of use, or when the accuracy of the instrument is found to be outside the specified limits  
 3) The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue  
 4) The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue

2) The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue

3) The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue

4) The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue

5) The certificate is valid for the period of 12 months from the date of issue

Calibration by: [Redacted]

Due Date: [Redacted]

Approved Signature: [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

0.1000000



Cert. No.: 1000000

Page: 2 of 2

Result of calibration: [Redacted]

Function: [Redacted]

Range: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Uncertainty: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

Standard Value: [Redacted]

Limit: [Redacted]

Unit: [Redacted]

0.1000000



5. DATA RECORD SHEET

- 5.1. Data Record Sheet No. 1 Cathodic Protection Pipe to Soil/Sea Water Potential Measurement  
5.2. Data Record Sheet No. 2 Cathodic Protection Insulation Flange Check



Data Record Sheet No.1

CATHODIC PROTECTION

PIPE TO SOIL POTENTIAL MEASUREMENT

TEST INSTRUMENT : *Cu/CuSO<sub>4</sub> Reference Electrode*  
: *Ag/AgCl Reference Electrode*  
: *Digital Multimeter*

NACE Standard SP0169 criterion#1 "Potential more negative than -0.850 V vs. Cu/CuSO<sub>4</sub>  
and -0.800 V vs. Ag/AgCl with CP applied"

Pipe to Soil/Sea Water Potential Measurement (Vdc)						
Station No.	Cu/CuSO <sub>4</sub> Ref.				Ag/AgCl Ref.	
	On Shore Rack		Middle Line Island		Loading Jetty	
	GPS Datum : WGS84		GPS Datum : WGS84		GPS Datum : WGS84	
	North	East	North	East	North	East
	7.23968	100.55970	7.23610	100.56683	7.23713	100.56520
	P/S	Accept?	P/S	Accept?	P/SW	Accept?
Dia. 8", FW	-0.884	Yes	-0.993	Yes	-0.975	Yes
Dia. 8", Diesel	-1.074	Yes	-1.040	Yes	-0.982	Yes
Dia. 8", Mogas	-0.874	Yes	-1.019	Yes	-0.984	Yes
Dia. 8", Blind Flange	-1.015	Yes	-1.040	Yes	-0.986	Yes

Note/Comment :

	Test By	Witness By	Acceptance By
Company	CPE	New Star	Chevron
Name	K.Rungroj		
Title	Supervisor		
Signature			
Date	16 July 2023		

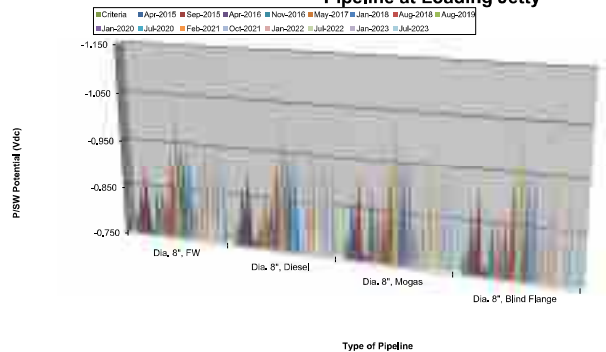
■ Criteria ■ Apr-2015 ■ Sep-2015 ■ Apr-2016 ■ Nov-2016 ■ May-2017 ■ Jan-2018 ■ Aug-2018 ■ Aug-2019  
■ Jan-2020 ■ Jul-2020 ■ Feb-2021 ■ Oct-2021 ■ Jan-2022 ■ Jul-2022 ■ Jan-2023 ■ Jul-2023



■ Criteria ■ Apr-2015 ■ Sep-2015 ■ Apr-2016 ■ Nov-2016 ■ May-2017 ■ Jan-2018 ■ Aug-2018 ■ Aug-2019  
■ Jan-2020 ■ Jul-2020 ■ Feb-2021 ■ Oct-2021 ■ Jan-2022 ■ Jul-2022 ■ Jan-2023 ■ Jul-2023



**Chart 3-Chevron, Songkhla JO Terminal Underground Pipeline at Loading Jetty**



Data Record Sheet No.2

CATHODIC PROTECTION  
INSULATION FLANGE CHECK

### TEST INSTRUMENT

: Insulation Checker Model 601

Insulation Flange Check						
IF Tag No.	% Insulation (by Weight)	Can Insulate?	15% or More water U/G or at AG	Spark Gap	Remarks	
On Shore Rack						
Dia 8", F/W	100%	Yes	<0.84	<0.62	OK Prime Coat / Good Moisture	
Dia 8", Disbel	100%	Yes	<1.74	<0.65	OK Good Layer / Moisture Good	
Dia 8", Mega	100%	Yes	<0.84	<0.55	OK Good Layer / Mega Primer & Res	
Dia 8", Blind Flange	Total force (no IF)	Yes	-1.03	-	OK not used	
Loading Jetty						
Dia 8", F/W	100%	Yes	<0.75	<1.30	OK Prime Coat / Good Moisture	
Dia 8", Disbel	100%	Yes	<0.92	<0.57	OK Good Layer / Moisture Good	
Dia 8", Mega	100%	Yes	<0.94	<0.43	OK Good Layer / Mega Primer & Res	
Dia 8", Blind Flange	100%	Yes	<0.96	<0.57	OK not used	
Static at Loading Jetty						
Dia 8", Disbel	100%	Yes	<1.55	<0.86	- Prime Coat / Good Moisture	
Dia 8", Mega	100%	Yes	<0.75	<0.54	- Good Layer / Mega Primer & Res	
Dia 8", Blind Flange	100%	Yes	<0.70	<0.66	- not used	

**Note/Comment :**

	Test By	Witness By	Acceptance By
Company	CPE	New Star	Chevron
Name	K. Rungroj		
Title	Supervisor		
Signature			
Date	16 July 2023		

164/620 Moo 1, Soi Jamjuee 4, Bangkrui-Trinoy Rd., Pimolraj, Bangbua Thong, Nonthaburi 11110  
T. 0-2924-3024, 0-2924-9553-4 F. 0-2924-1744 / [www.cpe-eng.co.th](http://www.cpe-eng.co.th) / e-mail : [cpe@cpeng.co.th](mailto:cpe@cpeng.co.th)

## 6. CONCLUSION

Refer to Data Sheet No.1 and No.2, we can conclude that

### On Shore Rack (Depot)

#### **-Pipe to Soil Potential Measurement**

Pipe to soil potential for all pipes is more negative than criteria.

It is acceptable.

#### **-Insulation Flange Kit Check**

All insulation flanges can completely electrically isolate.

### Middle Line Island

#### **-Pipe to Soil Potential Measurement**

Pipe to soil potential for all pipes is more negative than criteria.

It is acceptable.

### Loading Jetty

#### **-Pipe to Sea Water Potential Measurement**

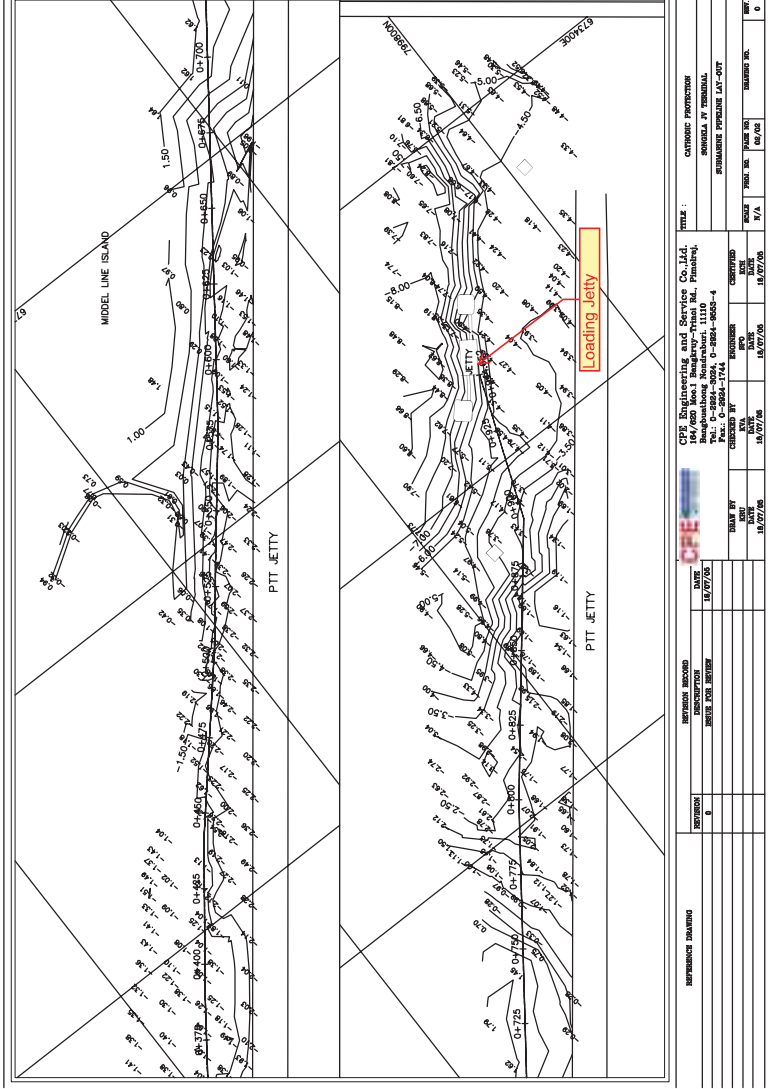
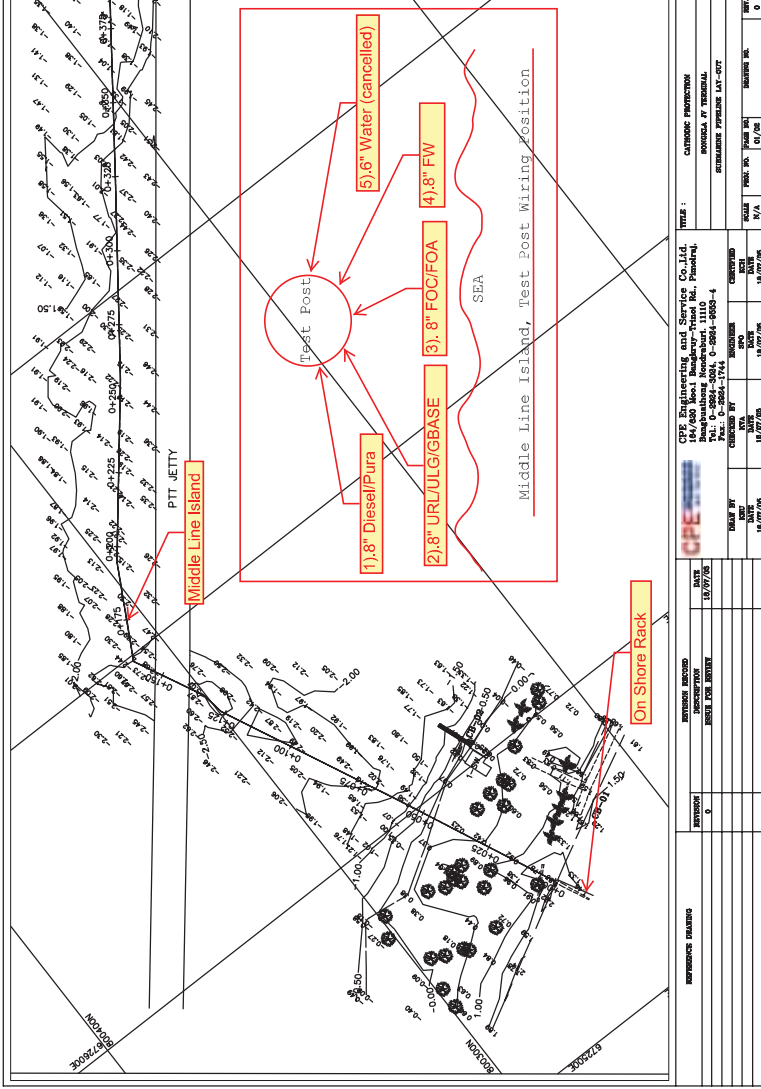
Pipe to soil potential for all pipes is more negative than criteria.

It is acceptable.

#### **-Insulation Flange Kit Check**

All insulation flanges can completely electrically isolate.

## 7. PIPELINE LAY OUT



## 8. PHOTOGRAPH



On shore rack (Depot)



Middle line island



Loading jetty

## 9. APPENDIX

- NACE SP0169-2007 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
- NACE SP0286-2007 Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines

## Standard Practice

### Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

This NACE International standard represents a consensus of those individual members who have reviewed this document, its scope, and provisions. Its acceptance does not in any respect preclude anyone, whether he or she has adopted the standard or not, from manufacturing, marketing, purchasing, or using products, processes, or procedures not in conformance with this standard. Nothing contained in this NACE International standard is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, to manufacture, sell, or use in connection with any method, apparatus, or product covered by Letters Patent, or as indemnifying or protecting anyone against liability for infringement of Letters Patent. This standard represents minimum requirements and should in no way be interpreted as a restriction on the use of better procedures or materials. Neither is this standard intended to apply in all cases relating to the subject. Unpredictable circumstances may negate the usefulness of this standard in specific instances. NACE International assumes no responsibility for the interpretation or use of this standard by other parties and accepts responsibility for only those official NACE International interpretations issued by NACE International in accordance with its governing procedures and policies which preclude the issuance of interpretations by individual volunteers.

Users of this NACE International standard are responsible for reviewing appropriate health, safety, environmental, and regulatory documents and for determining their applicability in relation to this standard prior to its use. This NACE International standard may not necessarily address all potential health and safety problems or environmental hazards associated with the use of materials, equipment, and/or operations detailed or referred to within this standard. Users of this NACE International standard are also responsible for establishing appropriate health, safety, and environmental protection practices, in consultation with appropriate regulatory authorities if necessary, to achieve compliance with any existing applicable regulatory requirements prior to the use of this standard.

**CAUTIONARY NOTICE:** NACE International standards are subject to periodic review, and may be revised or withdrawn at any time in accordance with NACE technical committee procedures. NACE International requires that action be taken to reaffirm, revise, or withdraw this standard no later than five years from the date of initial publication. The user is cautioned to obtain the latest edition. Purchasers of NACE International standards may receive current information on all standards and other NACE International publications by contacting the NACE International FirstService Department, 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906 (telephone +1 [281] 228-6200).

Reaffirmed 2007-03-15  
Reaffirmed 2002-04-11  
Reaffirmed 1996-09-13  
Revised April 1992  
Revised January 1983  
Revised September 1976  
Revised January 1972  
Approved April 1969  
NACE International  
1440 South Creek Drive  
Houston, Texas 77084-4906  
+1 281/228-6200  
ISBN 1-57590-035-1  
©2007, NACE International

#### Foreword

This standard practice presents procedures and practices for achieving effective control of external corrosion on buried or submerged metallic piping systems. These recommendations are also applicable to many other buried or submerged metallic structures. It is intended for use by corrosion control personnel concerned with the corrosion of buried or submerged piping systems, including oil, gas, water, and similar structures. This standard describes the use of electrically insulating coatings, electrical isolation, and cathodic protection (CP) as external corrosion control methods. It contains specific provisions for the application of CP to existing bare, existing coated, and new piping systems. Also included are procedures for control of interference currents on pipelines.

This standard should be used in conjunction with the practices described in the following NACE standards and publications, when appropriate (use latest revisions):

SP0572<sup>1</sup> RP0177<sup>2</sup> RP0285<sup>3</sup> SP0186<sup>4</sup> SP0286<sup>5</sup> SP0387<sup>6</sup> SP0188<sup>7</sup>  
TPC 11<sup>8</sup> TM0497<sup>9</sup>

For accurate and correct application of this standard, the standard must be used in its entirety. Using or citing only specific paragraphs or sections can lead to misinterpretation and misapplication of the recommendations and practices contained in this standard.

This standard does not designate practices for every specific situation because of the complexity of conditions to which buried or submerged piping systems are exposed.

This standard was originally published in 1969, and was revised by NACE Task Group (TG) T-10-1 in 1972, 1976, 1983, and 1992. It was reaffirmed in 1998 by NACE Unit Committee T-10A on Cathodic Protection, and in 2002 and 2007 by Specific Technology Group (STG) 35 on Pipelines, Tanks, and Well Casings. This standard is issued by NACE International under the auspices of STG 35, which is composed of corrosion control personnel from oil and gas transmission companies, gas distribution companies, power companies, corrosion consultants, and others concerned with external corrosion control of buried or submerged metallic piping systems.

In NACE standards, the terms *shall*, *must*, *should*, and *may* are used in accordance with the definitions of these terms in the NACE Publications Style Manual, 4th ed., Paragraph 7.4.1.9. *Shall* and *must* are used to state mandatory requirements. The term *should* is used to state something considered good and is recommended but is not mandatory. The term *may* is used to state something considered optional.



## NACE International Standard Practice

### Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

#### Contents

1. General .....	1
2. Definitions .....	1
3. Determination of Need for External Corrosion Control .....	3
4. Piping Systems Design.....	4
5. External Coatings .....	6
6. Criteria and Other Considerations for CP .....	12
7. Design of Cathodic protection Systems .....	17
8. Installation of CP Systems .....	20
9. Control of Interference Currents .....	22
10. Operations and Maintenance of CP Systems.....	24
11. External Corrosion Control Records .....	25
References .....	26
Table 1 .....	8
Table 2 .....	8
Table 3 .....	9
Table 4 .....	10
Table 5 .....	11
Bibliography for Section 6 .....	14
Bibliography for Section 7 .....	20
Appendix A .....	28
Appendix B .....	28
Appendix C .....	28
Appendix D .....	29

#### Section 1: General

1.1 This standard presents acknowledged practices for the control of external corrosion on buried or submerged steel, cast iron, ductile iron, copper, and aluminum piping systems.

1.2 This standard is intended to serve as a guide for establishing minimum requirements for control of external corrosion on the following systems:

1.2.1 New piping systems: Corrosion control by a coating supplemented with CP, or by some other proven method, should be provided in the initial design and maintained during the service life of the piping system, unless investigations indicate that corrosion control is not required. Consideration should be given to the construction of pipelines in a manner that facilitates the use of in-line inspection tools.

1.2.2 Existing coated piping systems: CP should be provided and maintained, unless investigations indicate that CP is not required.

1.2.3 Existing bare piping systems: Studies should be made to determine the extent and rate of corrosion on existing bare piping systems. When these studies indicate that corrosion will affect the safe or economic operation of the system, adequate corrosion control measures shall be taken.

1.3 The provisions of this standard should be applied under the direction of competent persons who, by reason of knowledge of the physical sciences and the principles of engineering and mathematics, acquired by education and related practical experience, are qualified to engage in the practice of corrosion control on buried or submerged metallic piping systems. Such persons may be registered professional engineers or persons recognized as corrosion specialists or CP specialists by NACE if their professional activities include suitable experience in external corrosion control of buried or submerged metallic piping systems.

1.4 Special conditions in which CP is ineffective or only partially effective sometimes exist. Such conditions may include elevated temperatures, disbonded coatings, thermal insulating coatings, shielding, bacterial attack, and unusual contaminants in the electrolyte. Deviation from this standard may be warranted in specific situations provided that corrosion control personnel in responsible charge are able to demonstrate that the objectives expressed in this standard have been achieved.

1.5 This standard does not include corrosion control methods based on chemical control of the environment, on the use of electrically conductive coatings, or on control of internal corrosion.

#### Section 2: Definitions <sup>(1)</sup>

**Amphoteric Metal:** A metal that is susceptible to corrosion in both acid and alkaline environments.

**Anode:** The electrode of an electrochemical cell at which oxidation occurs. Electrons flow away from the anode in the external circuit. Corrosion usually occurs and metal ions enter solution at the anode.

**Anodic Polarization:** The change of the electrode potential in the noble (positive) direction caused by current across the electrode/electrolyte interface. (See *Polarization*.)

**Backfill:** Material placed in a hole to fill the space around the anodes, vent pipe, and buried components of a cathodic protection system.

**Beta Curve:** A plot of dynamic (fluctuating) interference current or related proportional voltage (ordinate) versus the corresponding structure-to-electrolyte potentials at a selected location on the affected structure (abscissa) (see Appendix A [nonmandatory]).

**Cable:** One conductor or multiple conductors insulated from one another.

**Cathode:** The electrode of an electrochemical cell at which reduction is the principal reaction. Electrons flow toward the cathode in the external circuit.

**Cathodic Disbondment:** The destruction of adhesion between a coating and the coated surface caused by products of a cathodic reaction.

<sup>(1)</sup> Definitions in this section reflect common usage among practicing corrosion control personnel and apply specifically to how the terms are used in this standard. In many cases, in the interests of brevity and practical usefulness, the scientific definitions are abbreviated or paraphrased.

**Cathodic Polarization:** The change of electrode potential in the active (negative) direction caused by current across the electrode/electrolyte interface. See *Polarization*.

**Cathodic Protection:** A technique to reduce the corrosion of a metal surface by making that surface the cathode of an electrochemical cell.

**Coatings:** A liquid, liquefiable, or mastic composition that, after application to a surface, is converted into a solid protective, decorative, or functional adherent film.

**Coating Disbondment:** The loss of adhesion between a coating and the pipe surface.

**Conductor:** A material suitable for carrying an electric current. It may be bare or insulated.

**Continuity Bond:** A connection, usually metallic, that provides electrical continuity between structures that can conduct electricity.

**Corrosion:** The deterioration of a material, usually a metal, that results from a reaction with its environment.

**Corrosion Potential ( $E_{corr}$ ):** The potential of a corroding surface in an electrolyte relative to a reference electrode under open-circuit conditions (also known as *rest potential*, *open-circuit potential*, or *freely corroding potential*).

**Corrosion Rate:** The rate at which corrosion proceeds.

**Criterion:** Standard for assessment of the effectiveness of a cathodic protection system.

**Current Density:** The current to or from a unit area of an electrode surface.

**Diode:** A bipolar semiconducting device having a low resistance in one direction and a high resistance in the other.

**Distributed-Anode Impressed Current System:** An impressed current anode configuration in which the anodes are "distributed" along the structure at relatively close intervals such that the structure is within each anode's voltage gradient. This anode configuration causes the electrolyte around the structure to become positive with respect to remote earth.

**Electrical Isolation:** The condition of being electrically separated from other metallic structures or the environment.

**Electrical Survey:** Any technique that involves coordinated electrical measurements taken to provide a basis for deduction concerning a particular electrochemical condition relating to corrosion or corrosion control.

**Electrode:** A conductor used to establish contact with an electrolyte and through which current is transferred to or from an electrolyte.

**Electroosmotic Effect:** Passage of a charged particle through a membrane under the influence of a voltage. Soil or coatings may act as the membrane.

**Electrolyte:** A chemical substance containing ions that migrate in an electric field. For the purpose of this standard, electrolyte refers to the soil or liquid adjacent to and in contact with a buried or submerged metallic piping system, including the moisture and other chemicals contained therein.

**Foreign Structure:** Any metallic structure that is not intended as a part of a system under cathodic protection.

**Galvanic Anode:** A metal that provides sacrificial protection to another metal that is more noble when electrically coupled in an electrolyte. This type of anode is the electron source in one type of cathodic protection.

**Galvanic Series:** A list of metals and alloys arranged according to their corrosion potentials in a given environment.

**Groundbed:** One or more anodes installed below the earth's surface for the purpose of supplying cathodic protection.

**Holiday:** A discontinuity in a protective coating that exposes unprotected surface to the environment.

**Impressed Current:** An electric current supplied by a device employing a power source that is external to the electrode system. (An example is direct current for cathodic protection.)

**In-Line Inspection:** The inspection of a steel pipeline using an electronic instrument or tool that travels along the interior of the pipeline.

**Insulating Coating System:** All components of the protective coating, the sum of which provides effective electrical isolation of the coated structure.

**Interference:** Any electrical disturbance on a metallic structure as a result of stray current.

**Interference Bond:** An intentional metallic connection, between metallic systems in contact with a common electrolyte, designed to control electrical current interchange between the systems.

**IR Drop:** The voltage across a resistance in accordance with Ohm's Law.

**Isolation:** See *Electrical Isolation*.

**Line Current:** The direct current flowing on a pipeline.

**Long-Line Current:** Current through the earth between an anodic and a cathodic area that returns along an underground metallic structure.

**Mixed Potential:** A potential resulting from two or more electrochemical reactions occurring simultaneously on one metal surface.

**Pipe-to-Electrolyte Potential:** See Structure-to-Electrolyte Potential.

**Polarization:** The change from the open-circuit potential as a result of current across the electrode/electrolyte interface.

**Polarized Potential:** The potential across the structure/electrolyte interface that is the sum of the corrosion potential and the cathodic polarization.

**Reference Electrode:** An electrode whose open-circuit potential is constant under similar conditions of measurement, which is used for measuring the relative potentials of other electrodes.

**Reverse-Current Switch:** A device that prevents the reversal of direct current through a metallic conductor.

**Shielding:** (1) Protecting protective cover against mechanical damage. (2) Preventing or diverting the cathodic protection current from its intended path.

**Shorted Pipeline Casing:** A casing that is in direct metallic contact with the carrier pipe.

**Sound Engineering Practices:** Reasoning exhibited or based on thorough knowledge and experience, logically valid and having technically correct premises that demonstrate good judgment or sense in the application of science.

**Stray Current:** Current through paths other than the intended circuit.

**Stray-Current Corrosion:** Corrosion resulting from current through paths other than the intended circuit, e.g., by any extraneous current in the earth.

**Structure-to-Electrolyte Potential:** The potential difference between the surface of a buried or submerged metallic structure and electrolyte that is measured with reference to an electrode in contact with the electrolyte.

**Telluric Current:** Current in the earth as a result of geomagnetic fluctuations.

**Voltage:** An electromotive force or a difference in electrode potentials expressed in volts.

**Wire:** A slender rod or filament of drawn metal. In practice, the term is also used for smaller-gauge conductors (6 mm<sup>2</sup> [No. 10 AWG<sup>(2)</sup>] or smaller).

Section 3: Determination of Need for External Corrosion Control

3.1 Introduction

3.1.1 This section recommends practices for determining when an underground or submerged metallic piping system requires external corrosion control.

3.1.2 Metallic structures, buried or submerged, are subject to corrosion. Adequate corrosion control procedures should be adopted to ensure metal integrity for safe and economical operation.

3.2 The need for external corrosion control should be based on data obtained from one or more of the following: corrosion surveys, operating records, visual observations, test results from similar systems in similar environments, in-line inspections, engineering and design specifications, and

operating, safety, and economic requirements. The absence of leaks alone is insufficient evidence that corrosion control is not required.

3.2.1 Environmental and physical factors include the following:

3.2.1.1 Corrosion rate of the particular metallic piping system in a specific environment (see Appendix B [nonmandatory]);

3.2.1.2 Nature of the product being transported, the working temperature, temperature differentials within the pipeline causing thermal expansion and contraction, tendency of backfill to produce soil stress, and working pressure of the piping system as related to design specification;

<sup>(2)</sup> American Wire Gauge,



SP0169-2007	<p>loosen, become highly resistant, or lose electrical continuity.</p> <p>4.5.3.5 The connection should be tested for mechanical strength and electrical continuity. All exposed portions of the connection should be thoroughly cleaned of all welding slag, dirt, oils, etc.; primed, if needed; and coated with materials compatible with the cable insulation, pipe coating, and environment.</p> <p>4.5.4 Attachment of Aluminum Test Lead Wire to Aluminum Pipes</p> <p>4.5.4.1 Aluminum test lead wire, or aluminum tabs attached to aluminum wire, may be welded to aluminum pipe using the tungsten inert-gas shielded arc (TIG) or metal inert-gas shielded arc (MIG) process. Welded attachments should be made to flanges or at butt weld joints. Attachment at other sites may adversely affect the mechanical properties of the pipe because of the heat of welding.</p> <p>4.5.4.2 Test lead wire may be attached to aluminum pipe by soldering. If low-melting-point soft solders are used, a flux is required. Flux residues may cause corrosion unless removed.</p> <p>NOTE: The use of copper test lead wire may cause preferential galvanic attack on the aluminum pipe. When copper wire or flux is used, care must be taken to seal the attachment areas against moisture. In the presence of moisture, the connection may disbond and be damaged by corrosion.</p> <p>4.5.4.3 Aluminum tabs to which test lead wires have been TIG welded can be attached by an</p>	<p>explosive bonding technique called high-energy joining.</p> <p>4.5.4.4 Mechanical connections that remain secure and electrically conductive may be used.</p> <p>4.5.5 Attachment of Copper Test Lead Wire to Copper Pipe.</p> <p>4.5.5.1 Copper test lead wire, or copper tabs attached to copper wire, may be attached to copper pipe by one of the following methods. The relative thickness of the wire and the pipe wall dictates, in part, which of the methods can be used.</p> <p>4.5.5.1.1 Arc welding (TIG, MIG, or shielded metal);</p> <p>4.5.5.1.2 Electrical resistance (spot) welding;</p> <p>4.5.5.1.3 Brazing;</p> <p>4.5.5.1.4 Soldering; or</p> <p>4.5.5.1.5 Mechanical connection.</p> <p>4.5.5.2 Attention should be given to proper joining procedures to avoid possible embrittlement or loss of mechanical properties of the metals from the heat of welding or brazing.</p> <p>4.5.5.3 A flux may be required, or self-produced, when brazing with some filler metals or soldering with some low-melting-point soft solders. Because flux residues may cause corrosion, they should be removed.</p>	<p>5.1.2.1.6 Ability to resist development of holidays with time;</p> <p>5.1.2.1.7 Ability to resist damage during handling, storage, and installation;</p> <p>5.1.2.1.8 Ability to maintain substantially constant electrical resistivity with time;</p> <p>5.1.2.1.9 Resistance to disbonding;</p> <p>5.1.2.1.10 Resistance to chemical degradation;</p> <p>5.1.2.1.11 Ease of repair;</p> <p>5.1.2.1.12 Retention of physical characteristics;</p> <p>5.1.2.1.13 Nontoxic to the environment; and</p> <p>5.1.2.1.14 Resistance to changes and deterioration during aboveground storage and long-distance transportation.</p> <p>5.1.2.2 Typical factors to consider when selecting an external pipe coating include:</p> <p>5.1.2.2.1 Type of environment;</p> <p>5.1.2.2.2 Accessibility of piping system;</p> <p>5.1.2.2.3 Operating temperature of piping system;</p> <p>5.1.2.2.4 Ambient temperatures during application, shipping, storage, construction, installation, and pressure testing;</p> <p>5.1.2.2.5 Geographical and physical location;</p> <p>5.1.2.2.6 Type of external coating on existing pipe in the system;</p> <p>5.1.2.2.7 Handling and storage;</p> <p>5.1.2.2.8 Pipeline installation methods;</p> <p>5.1.2.2.9 Costs; and</p>	<p>5.1.2.2.10 Pipe surface preparation requirements.</p> <p>5.1.2.3 Pipeline external coating systems shall be properly selected and applied to ensure that adequate bonding is obtained. Unbonded coatings can create electrical shielding of the pipeline that could jeopardize the effectiveness of the CP system.</p> <p>5.1.3 Information in this section is primarily by reference to other documents. It is important that the latest revision of the pertinent reference be used.</p> <p>5.1.3.1 Table 1 is a listing of types of external coating systems, showing the appropriate references for material specifications and recommended practices for application.</p> <p>5.1.3.2 Table 2 is a grouping of references for general use during installation and inspection, regardless of coating type.</p> <p>5.1.3.3 Table 3 is a list of external coating system characteristics related to environmental conditions containing suggested laboratory test references for various properties.</p> <p>5.1.3.4 Table 4 is a list of external coating system characteristics related to design and construction, with recommended laboratory tests for evaluating these properties.</p> <p>5.1.3.5 Table 5 lists the references that are useful in field evaluation of external coating systems after the pipeline has been installed.</p> <p>5.2 Storage, Handling, Inspection, and Installation</p> <p>5.2.1 Storage and Handling</p> <p>5.2.1.1 Coated pipe to be stored should be protected internally and externally from atmospheric corrosion and coating deterioration.</p> <p>5.2.1.2 Damage to coating can be minimized by careful handling and by using proper pads and slings.</p>
	<p>Section 5: External Coatings</p>			
6	<p>5.1 Introduction</p> <p>5.1.1 This section recommends practices for selecting, testing and evaluating, handling, storing, inspecting, and installing external coating systems for external corrosion control on piping systems.</p> <p>The function of external coatings is to control corrosion by isolating the external surface of the underground or submerged piping from the environment, to reduce CP current requirements, and to improve current distribution.</p> <p>5.1.2 External coatings must be properly selected and applied and the coated piping carefully handled and installed to fulfill these functions. Various types of external coatings can accomplish the desired functions.</p>	<p>5.1.2.1 Desirable characteristics of external coatings include the following:</p> <p>5.1.2.1.1 Effective electrical insulator;</p> <p>5.1.2.1.2 Effective moisture barrier;</p> <p>5.1.2.1.3 Application to pipe by a method that does not adversely affect the properties of the pipe;</p> <p>5.1.2.1.4 Application to pipe with a minimum of defects;</p> <p>5.1.2.1.5 Good adhesion to pipe surface;</p>		
	NACE International	NACE International		7

Generic External Coating System	Reference
Coal Tar	ANSI <sup>(B)</sup> /AWWA <sup>(C)</sup> C 203 <sup>10</sup>
Wax	NACE Standard RP0375 <sup>11</sup>
Prefabricated Films	ANSI/AWWA C 214 <sup>12</sup> ANSI/AWWA C 209 <sup>13</sup>
Fusion-Bonded Epoxy Coatings	<i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> <sup>14</sup> ANSI/AWWA C 213 <sup>15</sup> API <sup>(D)</sup> RP 5L7 <sup>16</sup> CSA <sup>(E)</sup> Z245.20M <sup>17</sup> NACE Standard RP0394 <sup>18</sup>
Polyolefin Coatings	NACE Standard RP0185 <sup>19</sup> DIN <sup>(F)</sup> 30 670 <sup>20</sup> ANSI/AWWA C 215 <sup>21</sup>

<sup>(A)</sup> NOTE: Many other references are available, and this table is not comprehensive. Listing does not constitute endorsement of any external coating system in preference to another. Omission of a system may be due to unavailability of reference standards or lack of data.

<sup>(B)</sup> American National Standards Institute (ANSI), 1819 L St. NW, Washington, DC 20036.

<sup>(C)</sup> American Water Works Association (AWWA), 6666 West Quincy Ave., Denver, CO 80235.

<sup>(D)</sup> American Petroleum Institute (API), 1220 L St. NW, Washington, DC 20005-4070.

<sup>(E)</sup> CSA International, 178 Rexdale Blvd., Toronto, Ontario, Canada M9W 1R3.

<sup>(F)</sup> Deutsches Institut für Normung (DIN), Burggrafenstrasse 6, D-10787 Berlin, Germany.

TABLE 2  
References for General Use in the Installation and Inspection of External Coating Systems for Underground Piping

Subject	Reference
Application of Organic Pipeline Coatings	ANSI/AWWA C 203 <sup>10</sup> NACE Standard RP0375 <sup>11</sup> <i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> <sup>14</sup> ANSI/AWWA C 213 <sup>15</sup> API RP 5L7 <sup>16</sup> CSA Z245.20M <sup>17</sup>
Film Thickness of Pipeline Coatings	ASTM <sup>(A)</sup> G 128 <sup>22</sup>
Inspection of Pipeline Coatings	NACE Standard RP0274 <sup>23</sup>

<sup>(A)</sup> ASTM, 100 Barr Harbor Dr., West Conshohocken, PA 19428-2959.

TABLE 3 External Coating System Characteristics Relative to Environmental Conditions <sup>(A)</sup>	
Environmental Factor	Recommended Test Methods <sup>(B)</sup>
General underground exposure with or without CP	<i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> <sup>14</sup> ANSI/AWWA C 213 <sup>15</sup> API RP 5L7 <sup>16</sup> CSA Z245.20M <sup>17</sup> ASTM G 8 <sup>25</sup> ASTM G 19 <sup>26</sup> ASTM G 42 <sup>26</sup> ASTM G 95 <sup>27</sup>
Resistance to water penetration and its effect on choice of coating thickness	ASTM G 9 <sup>28</sup>
Resistance to penetration by stones in backfill	ASTM G 17 <sup>29</sup> ASTM D 2240 <sup>30</sup> ASTM G 13 <sup>31</sup> ASTM G 14 <sup>32</sup>
Soil stress	<i>Underground Corrosion</i> <sup>33</sup> ASTM D 427 <sup>34</sup>
Resistance to specific liquid not normally encountered in virgin soil	ASTM D 543 <sup>35</sup> Federal Test Standard <sup>(C)</sup> No. 406A, Method 7011 <sup>36</sup> ASTM G 20 <sup>37</sup>
Resistance to thermal effects	ASTM D 2304 <sup>38</sup> ASTM D 2454 <sup>39</sup> ASTM D 2485 <sup>40</sup>
Suitability of supplementary materials for joint coating and field repairs	ASTM G 8 <sup>24</sup> ASTM G 19 <sup>26</sup> ASTM G 42 <sup>26</sup> ASTM G 95 <sup>27</sup> ASTM G 9 <sup>28</sup> ASTM G 18 <sup>41</sup> ASTM G 55 <sup>42</sup>
Resistance to microorganisms	ASTM G 21 <sup>43</sup> Federal Test Standard No. 406A, Method 6091 <sup>44</sup>

<sup>(A)</sup> NOTE: Apply only those factors pertinent to the installation.

<sup>(B)</sup> No specific criteria are available. Comparative tests are recommended for use and evaluation as supplementary information only.

<sup>(C)</sup> Available from General Services Administration, Business Service Center, Washington, DC 20025.

TABLE 4  
External Coating System Characteristics Related to Design and Construction

Design and Construction Factor	Recommended Test Methods <sup>(a)</sup>
Yard Storage, Weathering	ASTM G 11 <sup>45</sup>
Yard Storage, Penetration Under Load	ASTM G 17 <sup>29</sup> ASTM D 2240 <sup>30</sup>
Handling Resistance, Abrasion	ASTM G 6 <sup>18</sup>
Handling Resistance, Impact	ASTM G 13 <sup>31</sup> ASTM G 14 <sup>32</sup>
Field Bending Ability	ASTM G 10 <sup>27</sup>
Driving Ability (Resistance to Sliding Abrasion)	ASTM G 6 <sup>18</sup> ASTM D 2197 <sup>48</sup>
Special Requirements for Mill-Applied Coating	ANSI/AWWA C 203 <sup>10</sup> NACE Standard RP0375 <sup>11</sup> ANSI/AWWA C 214 <sup>12</sup> ANSI/AWWA C 209 <sup>13</sup> <i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> <sup>14</sup> ANSI/AWWA C 213 <sup>15</sup> API RP 5L <sup>16</sup> CSA Z245.20M <sup>17</sup> NACE Standard RP0185 <sup>19</sup> DIN 30 670 <sup>20</sup> ANSI/AWWA C 215 <sup>21</sup>
Special Requirements for Application of Coating Over the Ditch	ANSI/AWWA C 203 <sup>10</sup> NACE Standard RP0375 <sup>11</sup> ANSI/AWWA C 214 <sup>12</sup> ANSI/AWWA C 209 <sup>13</sup> <i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> <sup>14</sup> ANSI/AWWA C 213 <sup>15</sup> API RP 5L <sup>16</sup> CSA Z245.20M <sup>17</sup>
Backfill Resistance	ASTM G 13 <sup>31</sup> ASTM G 14 <sup>32</sup>
Resistance to Thermal Effects	ASTM G 8 <sup>24</sup> ASTM G 19 <sup>25</sup> ASTM G 42 <sup>26</sup> ASTM G 95 <sup>27</sup> ASTM D 2304 <sup>28</sup> ASTM D 2454 <sup>29</sup> ASTM D 2485 <sup>40</sup>
Suitability of Joint Coatings and Field Repairs	<i>Peabody's Control of Pipeline Corrosion</i> <sup>14</sup> ANSI/AWWA C 213 <sup>15</sup> API RP 5L <sup>16</sup> CSA Z245.20M <sup>17</sup> ASTM G 8 <sup>25</sup> ASTM G 19 <sup>25</sup> ASTM G 42 <sup>26</sup> ASTM G 95 <sup>27</sup> ASTM G 9 <sup>33</sup> ASTM G 18 <sup>41</sup> ASTM G 55 <sup>42</sup>

<sup>(a)</sup> No specific criteria are available. Comparative tests are recommended for use and evaluation as supplementary information only.

TABLE 5  
Methods for Evaluating In-Service Field Performance of External Coatings

Title or Subject of Method	Reference	Basis for Rating
(1) Rate of Change in Current Required for CP	<i>Underground Corrosion</i> <sup>33</sup>	Comparison of initial current requirement with subsequent periodic determination of current requirement
(2) Inspection of Pipeline Coating	NACE Standard RP0274 <sup>23</sup>	(a) With CP: no active corrosion found (b) Without CP: no new holidays showing active corrosion
(3) Cathodic Disbondment	ASTM G 8 <sup>24</sup> ASTM G 19 <sup>25</sup> ASTM G 42 <sup>26</sup> ASTM G 95 <sup>27</sup>	Purpose is to obtain data relative to specific conditions for comparison with laboratory data

5.2.2 Inspection	5.2.3.7 Care shall be exercised when using materials such as loose wrappers, nonconducting urethane foam, and rock shield around pipelines as protection against physical damage or for other purposes, because these materials may create an electrical shielding effect that would be detrimental to the effectiveness of CP.
5.2.2.1 Qualified personnel should keep every phase of the coating operation and piping installation under surveillance.	
5.2.2.2 Surface preparation, primer application, coating thickness, temperature, bonding, and other specific requirements should be checked periodically, using suitable test procedures, for conformance to specifications.	5.2.3.8 When a pipeline comes above ground, it must be cleaned and externally coated, or jacketed with a suitable material, for the prevention of atmospheric corrosion.
5.2.2.3 The use of holiday detectors is recommended to detect coating flaws that would not be observed visually. The holiday detector should be operated in accordance with the manufacturer's instructions and at a voltage level appropriate to the electrical characteristics of the coating system.	5.3 Methods for Evaluating External Coating Systems
5.2.3 Installation	5.3.1 Established Systems Proven by Successful Use
5.2.3.1 Joints, fittings, and tie-ins must be coated with a material compatible with the existing coating.	5.3.1.1 Visual and electrical inspection of in-service pipeline coatings should be used to evaluate the performance of an external coating system. These inspections can be conducted wherever the pipeline is excavated or at bell holes made for inspection purposes.
5.2.3.2 Coating defects should be repaired.	5.3.2 Established or Modified Systems for New Environments
5.2.3.3 Materials used to repair coatings must be compatible with the existing pipe coating.	5.3.2.1 This method is intended for use when external coating systems will continue to be used and are qualified under Paragraph 5.3.1, but when application will be extended to new environments or when it is desired to revise a system to make use of new developments, one of the following should be used:
5.2.3.4 The ditch bottom should be graded and free of rock or other foreign matter that could damage the external coating or cause electrical shielding. Under difficult conditions, consideration should be given to padding the pipe or the ditch bottom.	5.3.2.1.1 The use of applicable material requirements, material specifications, standards, and recommended practices for application, as given in Table 1, is recommended.
5.2.3.5 Pipe should be lowered carefully into the ditch to avoid external coating damage.	5.3.2.1.2 The use of applicable references in Table 2 is recommended unless previously covered in applicable references in Table 1.
5.2.3.6 Care should be taken during backfilling so that rocks and debris do not strike and damage the pipe coating.	



6.2.4.1 The following criterion shall apply: a minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode contacting the electrolyte. The formation or decay of this polarization can be used in this criterion.

6.2.5 Dissimilar Metal Piping

6.2.5.1 A negative voltage between all pipe surfaces and a stable reference electrode contacting the electrolyte equal to that required for the protection of the most anodic metal should be maintained.

6.2.5.2 PRECAUTIONARY NOTE

6.2.5.2.1 Amphoteric materials that could be damaged by high alkalinity created by CP should be electrically isolated and separately protected.

6.3 Other Considerations

6.3.1 Methods for determining voltage drop(s) shall be selected and applied using sound engineering practices. Once determined, the voltage drop(s) may be used for correcting future measurements at the same location, provided conditions such as pipe and CP system operating conditions, soil characteristics, and external coating quality remain similar. (Note: Placing the reference electrode next to the pipe surface may not be at the pipe-electrolyte interface. A reference electrode placed at an externally coated pipe surface may not significantly reduce soil voltage drop in the measurement if the nearest coating holiday is remote from the reference electrode location.)

6.3.2 When it is impractical or considered unnecessary to disconnect all current sources to correct for voltage drop(s) in the structure-to-electrolyte potential measurements, sound engineering practices should be used to ensure that adequate CP has been achieved.

6.3.3 When feasible and practicable, in-line inspection of pipelines may be helpful in determining the presence or absence of pitting corrosion damage. Absence of external corrosion damage or the halting of its growth may indicate adequate external corrosion control. The in-line inspection technique, however, may not be capable of detecting all types of external corrosion damage, has limitations in its accuracy, and may report as anomalies items that are not external corrosion. For example, longitudinal seam corrosion and general corrosion may not be readily detected by in-line inspection. Also, possible thickness variations, dents, gouges, and external ferrous objects may be detected as corrosion. The appropriate use of in-line inspection must be carefully considered.

6.3.4 Situations involving stray current and stray electrical gradients that require special analysis may exist. For additional information, see Section 9, "Control of Interference Currents."

6.4 Alternative Reference Electrodes

6.4.1 Other standard reference electrodes may be substituted for the saturated copper/copper sulfate reference electrode. Two commonly used reference electrodes are listed below along with their voltage equivalent (at 25°C (77°F)) to +850 mV referred to a saturated copper/copper sulfate reference electrode:

6.4.1.1 Saturated KCl calomel reference electrode: +780 mV; and

6.4.1.2 Saturated silver/silver chloride reference electrode used in 25 ohm-cm seawater: +800 mV.

6.4.2 In addition to these standard reference electrodes, an alternative metallic material or structure may be used in place of the saturated copper/copper sulfate reference electrode if the stability of its electrode potential is ensured and if its voltage equivalent referred to a saturated copper/copper sulfate reference electrode is established.

Bibliography for Section 6

Criteria for Copper

Schwerdtfeger, W.J., "Criteria for Cathodic Protection—Highly Resistant Copper Deteriorates in Severely Corrosive Soil." *Materials Protection* 57, 9 (1968): p. 43.

Criteria for Aluminum

BS CP 1021 (latest revision), "Code of Practice for Cathodic Protection," London, England: BSI.<sup>(3)</sup>

DIN30 676 (latest revision), "Design and Application of Cathodic Protection of External Surfaces," Berlin, Germany: DIN

<sup>(3)</sup> British Standards Institution (BSI), British Standards House, 389 Chiswick High Road, London W4 4AL, United Kingdom.

NACE Publication 2M363 (withdrawn), "Recommended Practice for Cathodic Protection of Aluminum Pipe Buried in Soil or Immersed in Water," Houston, TX: NACE.

Schwerdtfeger, W.J., "Effects of Cathodic Current on the Corrosion of An Aluminum Alloy," National Bureau of Standards<sup>(4)</sup> *Journal of Research* 68c (Oct.-Dec, 1964): p. 283.

Criteria for Steel and Cast Iron

Doremus, E.P., and T.J., Canfield, "The Surface Potential Survey Can Detect Pipeline Corrosion Damage," *Materials Protection* 6, 9 (1967): p. 33.

Ewing, S.P., "Potential Measurements for Determination of Cathodic Protection Requirements," *Corrosion* 7, 12 (1951): p. 410.

Haycock, E.W., "Current Requirements for Cathodic Protection of Oil Well Casing," *Corrosion* 13, 11 (1957): p. 767.

Kuhn, R.C., "Cathodic Protection of Underground Pipelines Against Soil Corrosion," *American Petroleum Institute Proceedings* IV, 14 (1953): p. 153.

McCollum, B., and K.H. Logan, National Bureau of Standards Technical Paper No. 351, 1927.

Romanoff, M. *Underground Corrosion*, Houston, TX: NACE, 1989.

Pearson, J.M., "Electrical Instruments and Measurement in Cathodic Protection," *Corrosion* 3, 11 (1947): p. 549.

Pearson, J.M., "Null Methods Applied to Corrosion Measurements," *Transactions of the Electrochemical Society* 81 (1942): p. 485.

Schwerdtfeger, W.J., and O.N. McDorman, "Potential and Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Soils," *Corrosion* 8, 11 (1952): p. 391.

Sudrabin, L.P., and F.W. Ringer, "Some Observations on Cathodic Protection Criteria," *Corrosion* 13, 5 (1957) p. 351L. Discussion on this paper *Corrosion* 13, 12 (1957): p. 835L.

Additional References

Barlo, T.J., and W.E. Berry, "A Reassessment of the -0.85 V and 100 mV Polarization Criteria for Cathodic

Protection of Steel Buried in Soils, *Ninth International Congress on Metallic Corrosion* 4, (1984): June 7, National Research Council Canada.<sup>(5)</sup>

Barlo, T.J., and W.E. Berry, "An Assessment of the Current Criteria for Cathodic Protection of Buried Steel Pipes," *MP* 23, 9 (1984).

Barlo, T.J., and R.R. Fessler, "Interpretation of True Pipe-to-Soil Potentials on Coated Pipelines with Holidays."

CORROSION/83, paper no. 292, Houston, TX: NACE, 1983.

Barlo, T.J., and R.R. Fessler, "Investigation of Techniques to Determine the True Pipe-to-Soil Potential of a Buried Pipeline," AGA<sup>(6)</sup> Project PR-3-93, 1979 Annual Report, May, 1980.

Cathodic Protection Criteria—A Literature Survey, Houston, TX: NACE, 1989.

Comeaux, R.V., "The Role of Oxygen in Corrosion and Cathodic Protection," *Corrosion* 8, 9 (1952): pp. 305-309.

Compton, K.G., "Criteria and Their Application for Cathodic Protection of Underground Structures," *Materials Protection* 4, 8 (1965): pp. 93-98.

Dabkowski, J., "Assessing the Cathodic Protection Levels of Well Casings," AGA Project 151-106, Final Report, January 1983: pp. 3-92.

Dexter, S.C., L.N. Moettus, and K.F. Lucas, "On the Mechanism of Cathodic Protection," *Corrosion* 41, 10 (1985).

"Field Testing the Criteria for Cathodic Protection," AGA Interim Report PR-151-163, December, 1987.

Fischer, K.P., "Cathodic Protection in Saline Mud Containing Sulfate Reducing Bacteria," *MP* 20, 10 (1981): pp. 41-46.

Holler, H.D., "Studies on Galvanic Couples II-Some Potential-Current Relations in Galvanic Corrosion," *Journal of the Electrochemical Society* September (1950): pp. 277-282.

Gummow, R.A., "Cathodic Protection Criteria—A Critical Review of NACE Standard RP0169," *MP* 25, 9 (1986): pp. 9-16.

<sup>(4)</sup> National Institute of Standards and Technology (NIST) (formerly National Bureau of Standards), 100 Bureau Dr., Gaithersburg, MD 20899.

<sup>(5)</sup> National Research Council Canada (NRC), 1200 Montreal Road, Ottawa, Ontario K1A 0R6, CANADA.

<sup>(6)</sup> American Gas Association (AGA), 400 North Capitol St. NW, Suite 400, Washington, DC 20001.



SP0169-2007			SP0169-2007
Hoey, G.R., and M. Cohen. "Cathodic Protection of Iron in the Temperature Range 25-92°C." <i>Corrosion</i> 14, 4 (1958): pp. 200-202.	NACE Technical Committee T-2C Report (withdrawn). "Criteria for Adequate Cathodic Protection of Coated, Buried, or Submerged Steel Pipe Lines and Similar Steel Structures." Houston, TX: NACE.	Webster, R.D. "Compensating for the IR Drop Component in Pipe-to-Soil Potential Measurements." <i>MP</i> 26, 10 (1987): pp. 38-41.	Parkins, R.N., and R.R. Fessler. "Stress Corrosion Cracking of High-Pressure Gas Transmission Pipelines." <i>Materials in Engineering Applications</i> 1, 2 (1978) pp. 80-96.
Howell, R.P. "Potential Measurements in Cathodic Protection Designs." <i>Corrosion</i> 8, 9 (1952).	Pearson, J.M. "Concepts and Methods of Cathodic Protection." <i>The Petroleum Engineer</i> 15, 6 (1944): p. 218; and 15, 7 (1944): p. 199.	Wyatt, B.S., and K.C. Lax. "Close Interval Overline Polarized Potential Surveys of Buried Pipelines." UK Corrosion Conference, 1985.	Parkins, R.N., and R.R. Fessler. "Line Pipe Stress Corrosion Cracking—Mechanisms and Remedies." CORROSION/86 paper no. 320. Houston, TX: NACE, 1986.
Jones, D. "Electrochemical Fundamentals of Cathodic Protection." CORROSION/87, paper no. 317. Houston, TX: NACE, 1987.	Pourbaix, M. <i>Atlas of Electrochemical Equilibria in Aqueous Solutions</i> . Houston, TX: NACE, 1974, p. 319.	Barlo, T.J., et al. "An Assessment of the Criteria for Cathodic Protection of Buried Pipelines." AGA Final Report, Project PR-3-129, 1983.	Parkins, R.N., A.J. Markworth, and J.H. Holbrook. "Hydrogen Gas Evolution From Cathodically Protected Pipeline Steel Surfaces Exposed to Chloride-Sulfate Solutions." <i>Corrosion</i> 44, 8 (1988): pp. 572-580.
Kasahara, K., T. Sato, and H. Adachi. "Results of Polarization Potential and Current Density Surveys on Existing Buried Pipelines." <i>MP</i> 19, 9 (1980): pp. 45-51.	Prinz, W. "Close Interval Potential Survey of Buried Pipelines, Methods and Experience." UK Corrosion '86, p. 67.	Barlo, T.J., et al. "Controlling Stress-Corrosion Cracking by Cathodic Protection." AGA Annual Report, Project-3-164, 1984.	McCaffrey, W.R. "Effect of Overprotection on Pipeline Coatings." <i>Materials Protection and Performance</i> 12, 2 (1973): p. 10.
Kehn, G.R., and E.J. Wilhelm. "Current Requirements for the Cathodic Protection of Steel in Dilute Aqueous Solutions." <i>Corrosion</i> 7, 5 (1951): pp. 156-160.	Riordan, M.A. "The Electrical Survey—What It Won't Do." <i>MP</i> 17, 11 (1978): pp. 38-41.	Parkins, R.N., A.J. Markworth, J.H. Holbrook, and R.R. Fessler. "Hydrogen Gas Evolution From Cathodically Protected Surfaces." <i>Corrosion</i> 41, 7 (1985): pp. 389-	PR-15-427. "An Assessment of Stress Corrosion Cracking (SCC) Research for Line Pipe Steels." AGA, 1985.
Koybayaski, T. "Effect of Environmental Factors on the Protective Potential of Steel." <i>Proceedings of the Fifth International Congress on Metallic Corrosion</i> . Houston, TX: NACE, 1980.	Riordan, M.A., and R.P. Sterk. "Well Casing as an Electrochemical Network in Cathodic Protection Design." <i>Materials Protection</i> 2, 7 (1963): pp. 58-68.		
Krivian, L. "Application of the Theory of Cathodic Protection to Practical Corrosion Systems." <i>British Corrosion Journal</i> 19, 1 (1984).	Schaschl, E., and G.A. Marsh. "Placement of Reference Electrode and Impressed Current Anode Effect on Cathodic Protection of Steel in a Long Cell." <i>MP</i> 13, 6 (1974): pp. 9-11.	<b>Section 7: Design of Cathodic Protection Systems</b>	
Kuhn, R.J. "Cathodic Protection on Texas Gas Systems." AGA Annual Conference, Held Detroit, MI, April 1950.	Stern, M. "Fundamentals of Electrode Processes in Corrosion." <i>Corrosion</i> 13, 11 (1957): p. 97.	7.1 Introduction	7.1,2,4 Selection of locations for proposed installations to minimize currents or earth potential gradients, which can cause detrimental effects on foreign buried or submerged metallic structures.
Lattin, B.C. "The Errors of Your Ways (Fourteen Pitfalls for Corrosion Engineers and Technicians to Avoid)." <i>MP</i> 20, 3 (1981): p. 30.	CEA 54277 (withdrawn). "State-of-the-Art Report. Specialized Surveys for Buried Pipelines." Houston, TX: NACE.	7.1.1 This section recommends procedures for designing CP systems that will provide effective external corrosion control by satisfying one or more of the criteria listed in Section 6 and exhibiting maximum reliability over the intended operating life of the systems.	7.1,2,5 Cooperative investigations to determine mutually satisfactory solution(s) of interference problems (see Section 9).
Logan, K.H. "Comparison of Cathodic Protection Test Methods." <i>Corrosion</i> 10, 7 (1954).	Thompson, N.G., and T.J. Barlo. "Fundamental Process of Cathodically Protecting Steel Pipelines." International Gas Research Conference, 1983.	7.1,2 In the design of a CP system, the following should be considered:	7.1,2,6 Special consideration should be given to the presence of sulfides, bacteria, disbonded coatings, thermal insulating coatings, elevated temperatures, shielding, acid environments, and dissimilar metals.
Logan, K.H. "Underground Corrosion." National Bureau of Standards Circular C450, November 1945, pp. 249-278.	Toncre, A.C. "A Review of Cathodic Protection Criteria." <i>Proceeding of Sixth European Congress on Metallic Corrosion</i> . Held London, England, September 1977, pp. 365-372.	7.1,2,1 Recognition of hazardous conditions prevailing at the proposed installation site(s) and the selection and specification of materials and installation practices that ensure safe installation and operation.	7.1,2,7 Excessive levels of CP that can cause external coating disbondment and possible damage to high-strength steels as a result of hydrogen evolution should be avoided.
Logan, K.H. "The Determination of the Current Required for Cathodic Protection." National Bureau of Standards Soil Corrosion Conference, March 1943.	Van Nieuhuys, H.C. "Cathodic Protection and High Resistivity Soil." <i>Corrosion</i> 9, 12 (1953): pp. 448-458.	7.1,2,2 Specification of materials and installation practices to conform to the latest editions of applicable codes, National Electrical Manufacturers Association (NEMA) <sup>(7)</sup> standards, National Electrical Code (NEC) <sup>(8)</sup> , appropriate international standards, and NACE standards.	7.1,2,8 When amphoteric metals are involved, care should be taken so that high-pH conditions that could cause cathodic corrosion of the metal are not established.
Martin, B.A. "Cathodic Protection: The Ohmic Component of Potential Measurements—Laboratory Determination with a Polarization Probe in Aqueous Environments." <i>MP</i> 20, 1 (1981): p. 52.	Van Nieuhuys, H.C. "Cathodic Protection and High Resistivity Soil—A Sequel." <i>Corrosion</i> 14, 12 (1958): p. 55.	7.1,2,3 Selection and specification of materials and installation practices that ensure dependable and economical operation throughout the intended operating life.	7.2 Major objectives of CP system design include the following:
Martin, B.A., and J.A. Huckson. "New Developments in Interference Testing." <i>Industrial Corrosion</i> 4, 6 (1986): pp. 26-31.	Von Baekmann, W., A. Ballest, and W. Prinz. "New Development in Measuring the Effectiveness of Cathodic Protection." <i>Corrosion Australasia</i> . February, 1983.		7.2,1 To provide sufficient current to the structure to be protected and distribute this current so that the selected criteria for CP are effectively attained;
Mears and Brown. "A Theory of Cathodic Protection." <i>Transactions of the Electrochemical Society</i> 74 (1938): p. 527.	Von Baekmann, W., and W. Schwenk. <i>Handbook of Cathodic Protection</i> . Portellis Press, 1975, Chapter 2.		
Morgan, J. <i>Cathodic Protection</i> . 2 <sup>nd</sup> Ed. Houston, TX: NACE, 1987.			

SP0169-2007			SP0169-2007
<p>7.2.2 To minimize the interference currents on neighboring underground structures (see Section 9);</p> <p>7.2.3 To provide a design life of the anode system commensurate with the required life of the protected structure, or to provide for periodic rehabilitation of the anode system;</p> <p>7.2.4 To provide adequate allowance for anticipated changes in current requirements with time;</p> <p>7.2.5 To install anodes when the possibility of disturbance or damage is minimal; and</p> <p>7.2.6 To provide adequate monitoring facilities to test and evaluate the system performance.</p>	<p>7.3.3 Useful information from field surveys, corrosion test data, and operating experience includes the following:</p> <p>7.3.3.1 Protective current requirements to meet applicable criteria;</p> <p>7.3.3.2 Electrical resistivity of the electrolyte;</p> <p>7.3.3.3 Electrical continuity;</p> <p>7.3.3.4 Electrical isolation;</p> <p>7.3.3.5 External coating integrity;</p> <p>7.3.3.6 Cumulative leak history;</p> <p>7.3.3.7 Interference currents;</p> <p>7.3.3.8 Deviation from construction specifications; and</p> <p>7.3.3.9 Other maintenance and operating data.</p> <p>7.3.4 Field survey work prior to actual application of CP is not always required if prior experience or test data are available to estimate current requirements, electrical resistivity of the electrolyte, and other design factors.</p>	<p>7.5.3 Effects of CP interference currents on adjacent structures that may limit the use of impressed current CP systems;</p> <p>7.5.4 Availability of electrical power;</p> <p>7.5.5 Physical space available, proximity of foreign structures, easement procurement, surface conditions, presence of streets and buildings, river crossings, and other construction and maintenance concerns.</p> <p>7.5.6 Future development of the right-of-way area and future extensions to the pipeline system;</p> <p>7.5.7 Costs of installation, operation, and maintenance; and</p> <p>7.5.8 Electrical resistivity of the environment.</p>	<p>caked petroleum coke, and natural or manufactured graphite.</p> <p>7.5.6 In the design of an extensive distributed-anode impressed current system, the voltage and current attenuation along the anode-connecting (header) cable should be considered. In such cases, the design objective is to optimize anode system length, anode spacing and size, and cable size in order to achieve efficient external corrosion control at the extremities of the protected structure.</p> <p>7.6.7 When it is anticipated that entrapment of gas generated by anodic reactions could impair the ability of the impressed current groundbed to deliver the required current, suitable provisions should be made for venting the anodes. For the same current output of the system, an increase in the surface area of the special backfill material or an increase in the number of anodes may reduce gas blockage.</p> <p>7.6.8 When it is anticipated that electroosmotic effects could impair the ability of the impressed current groundbed to deliver the required current output, suitable provisions should be made to ensure adequate soil moisture around the anodes. Increasing the number of impressed current anodes or increasing the surface area of the special backfill materials may further reduce the electroosmotic effect.</p>
<p>7.3 Information Useful for Design</p> <p>7.3.1 Useful piping system specifications and information include the following:</p> <p>7.3.1.1 Route maps and atlas sheets;</p> <p>7.3.1.2 Construction dates;</p> <p>7.3.1.3 Pipe, fittings, and other appurtenances;</p> <p>7.3.1.4 External coatings;</p> <p>7.3.1.5 Casings;</p> <p>7.3.1.6 Corrosion control test stations;</p> <p>7.3.1.7 Electrically isolating devices;</p> <p>7.3.1.8 Electrical bonds; and</p> <p>7.3.1.9 Aerial, bridge, and underwater crossings.</p> <p>7.3.2 Useful information on piping system site conditions includes the following:</p> <p>7.3.2.1 Existing and proposed CP systems;</p> <p>7.3.2.2 Possible interference sources (see Section 9);</p> <p>7.3.2.3 Special environmental conditions;</p> <p>7.3.2.4 Neighboring buried metallic structures (including location, ownership, and corrosion control practices);</p> <p>7.3.2.5 Structure accessibility;</p> <p>7.3.2.6 Power availability; and</p> <p>7.3.2.7 Feasibility of electrical isolation from foreign structures.</p>	<p>7.4 Types of CP Systems</p> <p>7.4.1 Galvanic Anode Systems</p> <p>7.4.1.1 Galvanic anodes can be made of materials such as alloys of magnesium, zinc, or aluminum. The anodes are connected to the pipe, either individually or in groups. Galvanic anodes are limited in current output by the anode-to-pipe driving voltage and the electrolyte resistivity.</p> <p>7.4.2 Impressed Current Anode Systems</p> <p>7.4.2.1 Impressed current anodes can be of materials such as graphite, high-silicon cast iron, lead-silver alloy, precious metals, or steel. They are connected with an insulated cable, either individually or in groups, to the positive terminal of a direct-current (DC) source, such as a rectifier or generator. The pipeline is connected to the negative terminal of the DC source.</p> <p>7.5 Considerations influencing selection of the type of CP system include the following:</p> <p>7.5.1 Magnitude of protective current required;</p> <p>7.5.2 Stray currents causing significant potential fluctuations between the pipeline and earth that may preclude the use of galvanic anodes;</p>	<p>7.6 Factors Influencing Design of CP Systems</p> <p>7.6.1 Various anode materials have different rates of deterioration when discharging a given current density from the anode surface in a specific environment. Therefore, for a given current output, the anode life depends on the environment and anode material, as well as the anode weight and the number of anodes in the CP system. Established anode performance data may be used to calculate the probable deterioration rate.</p> <p>7.6.2 Data on the dimensions, depth, and configuration of the anodes and the electrolyte resistivity may be used to calculate the resultant resistance to electrolyte of the anode system. Formulas and graphs relating to these factors are available in the bibliography literature and from most anode manufacturers.</p> <p>7.6.3 Design of galvanic anode systems should consider anode-to-pipe potential, electrolyte resistivity, current output, and in special cases, anode lead-wire resistance. A separate design for each anode or anode system may not be necessary.</p> <p>7.6.4 Galvanic anode performance in most soils can be improved by using special backfill material. Mixtures of gypsum, bentonite, and anhydrous sodium sulfate are most commonly used.</p> <p>7.6.5 The number of impressed current anodes required can be reduced and their useful life lengthened by the use of special backfill around the anodes. The most common materials are coal coke,</p>	<p>7.7 Design Drawings and Specifications</p> <p>7.7.1 Suitable drawings should be prepared to designate the overall layout of the piping to be protected and the location of significant items of structure hardware, corrosion control test stations, electrical bonds, electrical isolation devices, and neighboring buried or submerged metallic structures.</p> <p>7.7.2 Layout drawings should be prepared for each impressed current CP installation, showing the details and location of the components of the CP system with respect to the protected structure(s) and to major physical landmarks. These drawings should include right-of-way information.</p> <p>7.7.3 The locations of galvanic anode installations should be recorded on drawings or in tabular form, with appropriate notes on anode type, weight, spacing, depth, and backfill.</p> <p>7.7.4 Specifications should be prepared for all materials and installation practices that are to be incorporated in construction of the CP system.</p>

design specifications and that any damage during handling does not affect application. If a coating is used on bands and the inner side of bracelet anode segments, it should be inspected and, if damaged, repaired before the anodes are installed.

- ### 8.4.2 Installing Anodes

8.4.2.1 Anodes should be installed according to construction specifications.

8.4.2.2 Packaged galvanic anodes should be backfilled with appropriately compacted material. When anodes and special chemical backfill are provided separately, anodes should be centered in special backfill, which should be compacted prior to backfilling. Care should be exercised during all operations so that lead wires and connections are not damaged. Sufficient slack should exist in lead wires to avoid strain.

8.4.2.3) When anodes in **bracket** form are used, external pipe coating beneath the anode should be free of holidays. Care should be taken to prevent damage to the external coating when bracket anodes are installed. After application of concrete (if used) to pipe, all coating and concrete should be removed from the anode surface. If reinforced concrete is used, there must be no metallic contact between the anode and the reinforcing mesh or between the reinforcing mesh and the pipe.

8.4.2.4 When a ribbon-type anode is used, it can be trenched or plowed in, with or without special chemical backfill as required, generally parallel to the section of pipeline to be protected.

### 8.5 Impressed Current Systems

### 8.5.1 Inspection and Handling

8.5.1.1 The rectifier or other power source should be inspected to ensure that internal connections are mechanically secure and that the unit is free of damage. Rating of the DC power source should comply with the construction specification. Care should be exercised in handling and installing the power source.

8.5.1.2 Impressed current anodes should be inspected for conformance to specifications concerning anode material, size, length of lead cable, anode lead connection, and integrity of seal. Care should be exercised to avoid cracking or damaging anodes during handling and installation.

8.5.1.3 All cables should be carefully inspected to detect defects in insulation. Care should be taken to avoid damage to cable insulation. Defects in the cable insulation must be repaired.

8.5.1.4 Anode backfill material should conform to specifications.

### 8.5.2 Installation Provisions

8.5.2.1 A rectifier or other power source should be installed so that the possibility of damage or vandalism is minimized.

8.5.2.2 Wiring to rectifiers shall comply with local and national electrical codes and requirements of the utility supplying power. An external disconnect switch should be provided in the AC circuit. A rectifier case shall be properly grounded.

8.5.2.3 On thermoelectric generators, a reverse current device should be installed to prevent galvanic action between the anode bed and the pipe if the flame is extinguished.

8.5.2.4 Impressed current anodes can be buried vertically, horizontally, or in deep holes (see NACE Standard RP0572<sup>1)</sup>) as indicated in construction specifications. Backfill material should be installed to ensure that there are no voids around anodes. Care should be exercised during backfilling to avoid damage to the anode and cable.

8.5.2.5 The cable from the rectifier negative terminal to the pipe should be connected to the pipe as described in Paragraph 8.6. Cable connections to the rectifier must be mechanically secure and electrically conductive. Before the power source is energized, it must be verified that the negative cable is connected to the structure to be protected and that the positive cable is connected to the anodes. After the DC power source has been energized, suitable measurements should be made to verify that these connections are correct.

8.5.2,6 Underground splices on the header (positive) cable to the groundbed should be kept to a minimum. Connections between the header and anode cables should be mechanically secure and electrically conductive. If buried or submerged, these connections must be sealed to prevent moisture penetration so that electrical isolation from the environment is ensured.

8.5.2.7 Care must be taken during installation of direct-burial cable to the anodes (positive cable) to avoid damage to insulation. Sufficient slack should be left to avoid strain on all cables. Backfill material around the cable should be free of rocks and foreign matter that might cause damage to the insulation when the cable is installed in a trench. Cable can be installed by plowing if proper precautions are taken.

**8.5.2.8 If insulation integrity on the buried or submerged header cable, including splices, is not**

## Section 8: Installation of CP Systems

## 8.1 Introduction

8.1.1 This section recommends procedures that will result in the installation of CP systems that achieve protection of the structure. The design considerations recommended in Sections 4 and 7 should be followed.

## 8.2 Construction Specifications

8.2.1 All construction work on CP systems should be performed in accordance with construction drawings and specifications. The construction specifications should be in accordance with recommended practices in Sections 4 and 7.

### 8.3 Construction Supervision

8.3.1 All construction work on CP systems should be performed under the surveillance of trained and qualified personnel to verify that the installation is in strict accordance with the drawings and specifications. Exceptions may be made only with the approval of qualified personnel responsible for external corrosion control.

8.3.2 All deviations from construction specifications should be noted on as-built drawings.

## 8.4 Galvanic Anodes

#### 8.4.1 Inspection, Handling, and Storage

8.4.1.1 Packaged anodes should be inspected and steps taken to ensure that backfill material completely surrounds the anode. The individual container for the backfill material and anode should be intact. If individually packaged anodes are supplied in waterproof containers, the containers must be removed before installation. Packaged anodes should be kept dry during storage.

8.4.1.2 Lead wire must be securely connected to the anode. Lead wire should be inspected for assurance that it is not damaged.

8.4.1.3 Other galvanic anodes, such as the unpackaged "bracelet" or ribbon type, should be inspected to ensure that dimensions conform to

8.7.1 Inspection and electrical measurements should ensure that electrical isolation is adequate (see NACE SP0286<sup>5</sup>).

<p>1 Introduction</p> <p>9.1.1 This section recommends practices for the detection and control of interference currents. The mechanism and its detrimental effects are described.</p>	<p>9.2.2 The severity of external corrosion resulting from interference currents depends on several factors:</p>	<p>9.3.2.2 Measurement of current flowing on the structure with recording or indicating instruments;</p>	<p>9.4.5 Relocation of the groundbeds of cathodic protection rectifiers can reduce or eliminate the pickup of interference currents on nearby structures.</p>
<p>9.2 Mechanism of Interference-Current Corrosion (Stray-Current Corrosion)</p>	<p>9.2.2.1 Separation and routing of the interfering and affected structures and location of the interfering current source;</p> <p>9.2.2.2 Magnitude and density of the current;</p> <p>9.2.2.3 Quality of the external coating or absence of an external coating on the structures involved; and</p> <p>9.2.2.4 Presence and location of mechanical joints having high electrical resistance.</p>	<p>9.3.2.3 Development of beta curves to locate the area of maximum current discharge from the affected structure (see Appendix A); and</p> <p>9.3.2.4 Measurement of the variations in current output of the suspected source of interference current and correlations with measurements obtained in Paragraphs 9.3.2.1 and 9.3.2.2.</p>	<p>9.4.6 Rerouting of proposed pipelines may avoid sources of interference current.</p> <p>9.4.7 Properly located isolating fittings in the affected structure may reduce or resolve interference problems.</p> <p>9.4.8 Application of external coating to current pickup area(s) may reduce or resolve interference problems.</p>
<p>9.2.1 Interference-current corrosion on buried or submerged metallic structures differs from other causes of corrosion damage in that the direct current, which causes the corrosion, has a source foreign to the affected structure. Usually the interfering current is collected from the electrolyte by the affected structure from a DC source not metallurgically bonded to the affected structure.</p>	<p>9.2.3 Typical sources of interference currents include the following:</p>	<p>9.4 Methods for Mitigating Interference Corrosion Problems</p> <p>9.4.1 Interference problems are individual in nature and the solution should be mutually satisfactory to the parties involved. These methods may be used individually or in combination.</p>	<p>9.5 Indications of Resolved Interference Problems</p> <p>9.5.1 Restoration of the structure-electrolyte potentials on the affected structure to those values that existed prior to the interference.</p> <p>9.5.2 Measured line currents on the affected structure that show that the interference current is not being discharged to the electrolyte.</p> <p>9.5.3 Adjustment of the slope of the beta curve to show that current discharge has been eliminated at the location of maximum exposure (see Appendix A).</p>
<p>9.2.1.1 Detrimental effects of interference currents usually occur at locations where the currents transfer between the affected structures and the electrolyte.</p>	<p>9.2.3.1 Direct current: CP rectifiers, thermoelectric generators, DC electrified railway and transit systems, coal mine haulage systems and pumps, welding machines, and other DC power systems;</p>	<p>9.4.2 Design and installation of electrical bonds of proper resistance between the affected structures is a technique for interference control. The bond electrically conducts interference current from an affected structure to the interfering structure or current source.</p>	
<p>9.2.1.2 Structures made of amphoteric metals such as aluminum and lead may be subject to corrosion damage from a buildup of alkalinity at or near the metal surface collecting interference currents.</p>	<p>9.2.3.2 Alternating current: AC power systems and AC electrified railway systems; and</p>	<p>9.4.2.1 Unidirectional control devices, such as diodes or reverse current switches, may be required in conjunction with electrical bonds if</p>	
<p>9.2.1.3 Coatings may become disbonded at areas where voltage gradients in the electrolyte force current onto the affected structure. However, as the external coating becomes disbonded, a larger area of metal may be exposed, which would increase the demand for a CP current. This disbondment may create shielding problems.</p>	<p>9.2.3.3 Telluric current.</p>		
	<p>9.3 Detection of Interference Currents</p> <p>9.3.1 During external corrosion control surveys, personnel should be alert for electrical observations that could indicate interference from a foreign source such as the following:</p>		

SP0169-2007			SP0169-2007
<hr/>			
<b>Section 10: Operation and Maintenance of CP Systems</b>			
10.1 Introduction	10.1 This section recommends procedures and practices for energizing and maintaining continuous, effective, and efficient operation of CP systems.	10.4 Inspection and tests of CP facilities should be made to ensure their proper operation and maintenance as follows:	
10.1.1.1 Electrical measurements and inspection are necessary to determine that protection has been established according to applicable criteria and that each part of the CP system is operating properly. Conditions that affect protection are subject to change. Correspondingly, changes may be required in the CP system to maintain protection. Periodic measurements and inspections are necessary to detect changes in the CP system. Conditions in which operating experience indicates that testing and inspections need to be made more frequently than recommended herein may exist.	10.4.1 All sources of impressed current should be checked at intervals of two months. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate. Evidence of proper functioning may be current output, normal power consumption, a signal indicating normal operation, or satisfactory CP levels on the pipe.	10.4.2 All impressed current protective facilities should be inspected annually as part of a preventive maintenance program to minimize in-service failure. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate. Inspections may include a check for electrical malfunctions, safety ground connections, meter accuracy, efficiency, and circuit resistance.	
10.1.1.2 Care should be exercised in selecting the location, number, and type of electrical measurements used to determine the adequacy of CP.	10.4.3 Reverse current switches, diodes, interference bonds, and other protective devices, whose failures would jeopardize structure protection, should be inspected for proper functioning at intervals of two months. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate.	10.4.4 The effectiveness of isolating fittings, continuity bonds, and casing isolation should be evaluated during the periodic surveys. This may be accomplished by electrical measurements.	
10.1.1.3 When practicable and determined necessary by sound engineering practice, a detailed (close-interval) potential survey should be conducted to:	10.5 When pipe has been uncovered, it should be examined for evidence of external corrosion and, if externally coated, for condition of the external coating.	10.6 The test equipment used for obtaining each electrical value should be of an appropriate type. Instruments and related equipment should be maintained in good operating condition and checked for accuracy.	
(a) assess the effectiveness of the CP system;	10.7 Remedial measures should be taken when periodic tests and inspections indicate that CP is no longer adequate. These measures may include the following:	10.7.1 Repair, replace, or adjust components of CP systems;	
(b) provide base line operating data;	10.7.2 Provide supplementary facilities in which additional CP is necessary;	10.7.3 Thoroughly clean and properly coat bare structures if required to attain CP;	
(c) locate areas of inadequate protection levels;	10.7.4 Repair, replace, or adjust continuity and interference bonds;	10.7.5 Remove accidental metallic contacts; and	
(d) identify locations likely to be adversely affected by construction, stray currents, or other unusual environmental conditions; or			
(e) select areas to be monitored periodically.			
10.1.1.4 Adjustments to a CP system should be accompanied by sufficient testing to assure the criteria remain satisfied and to reassess interference to other structures or isolation points.			
10.2 A survey should be conducted after each CP system is energized or adjusted to determine whether the applicable criterion or criteria from Section 6 have been satisfied.			
10.3 The effectiveness of the CP system should be monitored annually. Longer or shorter intervals for monitoring may be appropriate, depending on the variability of CP factors, safety considerations, and economics of monitoring.			
		10.7.6 Repair defective isolating devices.	improving the quality of the external coating on the pipeline outside the casing. None of these steps will ensure that external corrosion will not occur on the carrier pipe inside the casing; however, a shorted casing does not necessarily result in external corrosion of the carrier pipe inside the casing.
		10.8 An electrical short circuit between a casing and carrier pipe can result in inadequate CP of the pipeline outside the casing due to reduction of protective current to the pipeline.	
		10.8.1 When a short results in inadequate CP of the pipeline outside the casing, steps must be taken to restore CP to a level required to meet the CP criterion. These steps may include eliminating the short between the casing and carrier pipe, supplementing CP, or	10.9 When the effects of electrical shielding of CP current are detected, the situation should be evaluated and appropriate action taken.
<hr/>			
<b>Section 11: External Corrosion Control Records</b>			
11.1 Introduction	11.1.1 This section describes external corrosion control records that will document in a clear, concise, workable manner data that are pertinent to the design, installation, operation, maintenance, and effectiveness of external corrosion control measures.	11.4.4.2 Record of interference tests conducted, including location of tests, name of company involved, and results.	
11.2 Relative to the determination of the need for external corrosion control, the following should be recorded:	11.2.1 Corrosion leaks, breaks, and pipe replacements; and	11.5 Relative to the installation of external corrosion control facilities, the following should be recorded:	
11.2.2 Pipe and external coating condition observed when a buried structure is exposed,	11.3 Relative to structure design, the following should be recorded:	11.5.1 Installation of CP facilities:	
11.3.1 External coating material and application specifications; and	11.3.2 Design and location of isolating devices, test leads and other test facilities, and details of other special external corrosion control measures taken,	11.5.1.1 Impressed current systems:	
11.4 Relative to the design of external corrosion control facilities, the following should be recorded:	11.4.1 Results of current requirement tests;	11.5.1.1.1 Location and date placed in service;	
11.4.2 Results of soil resistivity surveys;	11.4.2 Results of soil resistivity surveys;	11.5.1.1.2 Number, type, size, depth, backfill, and spacing of anodes;	
11.4.3 Location of foreign structures; and	11.4.3 Location of foreign structures; and	11.5.1.1.3 Specifications of rectifier or other energy source; and	
11.4.4 Interference tests and design of interference bonds and reverse current switch installations.	11.4.4.1 Scheduling of interference tests, correspondence with corrosion control coordinating committees, and direct communication with the concerned companies,	11.5.1.1.4 Cable size and type of insulation,	
		11.5.1.2 Galvanic anode systems:	
		11.5.1.2.1 Location and date placed in service;	
		11.5.1.2.2 Number, type, size, backfill, and spacing of anodes; and	
		11.5.1.2.3 Wire size and type of insulation,	
		11.5.2 Installation of interference mitigation facilities:	
		11.5.2.1 Details of interference bond installation:	
		11.5.2.1.1 Location and name of company involved;	
		11.5.2.1.2 Resistance value or other pertinent information; and	
		11.5.2.1.3 Magnitude and polarity of drainage current,	
24	NACE International	NACE International	25

SP0169-2007		SP0169-2007	
11.5.2.2 Details of reverse current switch: 11.5.2.2.1 Location and name of companies;  11.5.2.2.2 Type of switch or equivalent device; and  11.5.2.2.3 Data showing effective operating adjustment,  11.5.2.3 Details of other remedial measures.		11.7.1.2 Repair or replacement of anodes, connections, wires, and cables.  11.7.2 Maintenance of interference bonds and reverse current switches:  11.7.2.1 Repair of interference bonds; and  11.7.2.2 Repair of reverse current switches or equivalent devices.  11.7.3 Maintenance, repair, and replacement of external coating, isolating devices, test leads, and other test facilities.  11.8 Records sufficient to demonstrate the evaluation of the need for and the effectiveness of external corrosion control measures should be maintained as long as the facility involved remains in service. Other related external corrosion control records should be retained for such a period that satisfies individual company needs.	
11.6 Records of surveys, inspections, and tests should be maintained to demonstrate that applicable criteria for interference control and CP have been satisfied.  11.7 Relative to the maintenance of external corrosion control facilities, the following information should be recorded:  11.7.1 Maintenance of CP facilities:  11.7.1.1 Repair of rectifiers and other DC power sources; and		16. API RP 5L7 (latest revision), "Recommended Practices for Unprimed Internal Fusion Bonded Epoxy Coating of Line Pipe" (Washington, DC: API).  17. CSA Z245.20M (latest revision), "External Fusion Bond Epoxy Coated Steel Pipe" (Toronto, ON: CSA).  18. NACE Standard RP0394 (latest revision), "Application, Performance, and Quality Control of Plant-Applied, Fusion-Bonded Epoxy External Pipe Coating" (Houston, TX: NACE).  19. NACE Standard RP0185 (latest revision), "Extruded Polyolefin Resin Coating Systems with Soft Adhesives for Underground or Submerged Pipe" (Houston, TX: NACE).  20. DIN 30 670 (latest revision), "Polyethylene-Coatings for Steel Pipes and Fittings Requirements and Testing" (Berlin, Germany: DIN).  21. ANSI/AWWA C 215 (latest revision), "Extruded Polyolefin Coatings for the Exterior of Steel Water Pipe Lines" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).  22. ASTM G 128 (latest revision), "Standard Guide for Control Of Hazards And Risks In Oxygen Enriched Systems" (West Conshohocken, PA: ASTM).  23. NACE Standard RP0274 (latest revision), "High-Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation" (Houston, TX: NACE).  24. ASTM G 8 (latest revision), "Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).  25. ASTM G 19 (latest revision), "Standard Test Method for Disbonding Characteristics of Pipeline Coatings by Direct Soil Burial" (West Conshohocken, PA: ASTM).  26. ASTM G 42 (latest revision), "Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings Subjected to Elevated Temperatures" (West Conshohocken, PA: ASTM).  27. ASTM G 95 (latest revision), "Test Method for Cathodic Disbondment Test of Pipeline Coatings (Attached Cell Method)" (West Conshohocken, PA: ASTM).  28. ASTM G 9 (latest revision), "Standard Test Method for Water Penetration into Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).  29. ASTM G 17 (latest revision), "Standard Test Method for Penetration Resistance of Pipeline Coatings (Blunt Rod)" (West Conshohocken, PA: ASTM).  30. ASTM D 2240 (latest revision), "Standard Test Method for Rubber Property—Durometer Hardness" (West Conshohocken, PA: ASTM).  31. ASTM G 13 (latest revision), "Standard Test Method for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Limestone Drop Test)" (West Conshohocken, PA: ASTM).  32. ASTM G 14 (latest revision), "Standard Test Method for Impact Resistance of Pipeline Coatings (Falling Weight Test)" (West Conshohocken, PA: ASTM).  33. M. Romanoff, Underground Corrosion (Houston, TX: NACE, 1989).  34. ASTM D 427 (latest revision), "Standard Test Method for Shrinkage Factors of Soils by the Mercury Method" (West Conshohocken, PA: ASTM).  35. ASTM D 543 (latest revision), "Standard Practices for Evaluating the Resistance of Plastics to Chemical Reagents" (West Conshohocken, PA: ASTM).  36. Federal Test Standard No. 406A, Method 7011 (latest revision), "Test Method for Resistance of Plastics to Chemical Reagents" (Washington, DC: GSA).  37. ASTM G 20 (latest revision), "Standard Test Method for Chemical Resistance of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).  38. ASTM D 2304 (latest revision), "Standard Test Method for Thermal Endurance of Rigid Electrical Insulating Materials" (West Conshohocken, PA: ASTM).  39. ASTM D 2454 (latest revision), "Standard Practice for Determining the Effect of Overbaking on Organic Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).  40. ASTM D 2485 (latest revision), "Standard Test Methods for Evaluating Coatings for High-Temperature Service" (West Conshohocken, PA: ASTM).  41. ASTM G 18 (latest revision), "Standard Test Method for Joints, Fittings, and Patches in Coated Pipelines" (West Conshohocken, PA: ASTM).  42. ASTM G 55 (latest revision), "Standard Test Method for Evaluating Pipeline Coating Patch Materials" (West Conshohocken, PA: ASTM).  43. ASTM G 21 (latest revision), "Standard Practice for Determining Resistance of Synthetic Polymetric Materials To Fungi" (West Conshohocken, PA: ASTM).  44. Federal Test Standard No. 406A, Method 6091 (latest revision), "Test Method for Mildew Resistance of Plastics by Mixed Culture Method (Agar Medium)" (Washington, DC: GSA).  45. ASTM G 11 (latest revision), "Standard Test Method for Effects of Outdoor Weathering on Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM).	
References		References	
1. NACE SP0572 (latest revision), "Design, Installation, Operation, and Maintenance of Impressed Current Deep Anode Beds" (Houston, TX: NACE).  2. NACE Standard RP0177 (latest revision), "Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems" (Houston, TX: NACE).  3. NACE Standard RP0285 (latest revision), "Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection" (Houston, TX: NACE).  4. NACE SP0186 (latest revision), "Application of Cathodic Protection for Well Casings" (Houston, TX: NACE).  5. NACE SP0286 (latest revision), "The Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines" (Houston, TX: NACE).  6. NACE SP0387 (latest revision), "Metallurgical and Inspection Requirements for Cast Galvanic Anodes for Offshore Applications" (Houston, TX: NACE).  7. NACE SP0188 (latest revision), "Discontinuity (Holiday) Testing of Protective Coatings" (Houston, TX: NACE).  8. NACE Publication TPC 11 (latest revision), "A Guide to the Organization of Underground Corrosion Control Coordinating Committees" (Houston, TX: NACE).		9. NACE Standard TM0497 (latest revision), "Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping Systems" (Houston, TX: NACE).  10. ANSI/AWWA C 203 (latest revision), "Standard for Coal-Tar Protective Coatings and Linings for Steel Water Pipelines—Enamel and Tape—Hot Applied" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).  11. NACE Standard RP0375 (latest revision), "Field-Applied Underground Coating Systems for Underground Pipelines: Application, Performance, and Quality Control" (Houston, TX: NACE).  12. ANSI/AWWA C 214 (latest revision), "Tape Coating Systems for the Exterior of Steel Water Pipelines" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).  13. ANSI/AWWA C 209 (latest revision), "Cold-Applied Tape Coatings for the Exterior of Special Sections, Connections, and Fittings for Steel Water Pipelines" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).  14. Ronald Bianchetti, ed., Peabody's Control of Pipeline Corrosion, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 2001).  15. ANSI/AWWA C 213 (latest revision), "Fusion-Bonded Epoxy Coating for the Interior and Exterior of Steel Water Pipelines" (Washington, DC: ANSI and Denver, CO: AWWA).	
26		NACE International	
27		NACE International	

SP0169-2007			SP0169-2007
46. ASTM G 6 (latest revision), "Standard Test Method for Abrasion Resistance of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM),	47. ASTM G 10 (latest revision), "Standard Test Method for Specific Bendability of Pipeline Coatings" (West Conshohocken, PA: ASTM),	(f) Cost of lost product;  (g) Loss of revenue through interruption of service;	(h) Loss of contract or goodwill through interruption of service; and  (i) Loss of reclaim or salvage value of piping system.
	48. ASTM D 2197 (latest revision), "Test Method for Adhesion of Organic Coatings by Scrape Adhesion" (West Conshohocken, PA: ASTM),		
<div>Appendix A—Interference Testing</div> <p>A beta curve is a plot of dynamic (fluctuating) interference current or related proportional voltage (ordinate) versus values of corresponding structure-to-soil potentials at a selected location on the affected structure (abscissa). If the correlation is reasonably linear, the plot will indicate whether the affected structure is receiving or discharging current at the location where the structure-to-soil potential was measured. Dynamic interference investigation involves</p>			
<div>Appendix B—Method for Determining Probable Corrosion Rate and Costs of Maintaining Service</div> <p>Maintenance of a piping system may include repairing corrosion leaks and reconditioning or replacing all or portions of the system.</p> <p>In order to make estimates of the costs involved, it is necessary to determine the probability of corrosion or the rate at which corrosion is proceeding. The usual methods of predicting the probability or rate of corrosion are as follows:</p>			
<p>(a) Study of corrosion history on the piping system in question or on other systems of the same material in the same general area or in similar environments. Cumulative leak-frequency curves are valuable in this respect.</p> <p>(b) Study of the environment surrounding a piping system: resistivity, pH, and composition. Redox potential tests may also be used to a limited extent. Once the nature of the environment has been determined, the probable corrosiveness is estimated by reference to actual corrosion experience on similar metallic structures, when environmental conditions are similar. Consideration of</p>	<p>possible environmental changes such as might result from irrigation, spillage of corrosive substances, pollution, and seasonal changes in soil moisture content should be included in such a study.</p> <p>(c) Investigation for corrosion on a piping system by visual inspection of the pipe or by instruments that mechanically or electrically inspect the condition of the pipe. Condition of the piping system should be carefully determined and recorded each time a portion of the line is excavated for any reason.</p> <p>(d) Maintenance records detailing leak locations, soil studies, structure-to-electrolyte potential surveys, surface potential surveys, line current studies, and wall thickness surveys used as a guide for locating areas of maximum corrosion.</p> <p>(e) Statistical treatment of available data.</p> <p>(f) Results of pressure testing. Under certain conditions, this may help to determine the existence of corrosion.</p>	<p>(c) Use of corrosion-resistant materials;</p> <p>(d) Use of selected or inhibited backfill;</p> <p>(e) Electrical isolation to limit possible galvanic action; and</p> <p>(f) Correction of conditions in or on the pipe that might accelerate corrosion.</p>	
<div>Appendix C—Contingent Costs of Corrosion</div> <p>In addition to the direct costs that result from corrosion, contingent costs include:</p> <p>(a) Public liability claims;</p> <p>(b) Property damage claims;</p>			
	<p>(c) Damage to natural facilities, such as municipal or irrigation water supplies, forests, parks, and scenic areas;</p> <p>(d) Cleanup of product lost to surroundings;</p> <p>(e) Plant shutdown and startup costs;</p>		
28	NACE International	NACE International	29



## Standard Practice

### Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines

This NACE International standard represents a consensus of those individual members who have reviewed this document, its scope, and provisions. Its acceptance does not in any respect preclude anyone, whether he or she has adopted the standard or not, from manufacturing, marketing, purchasing, or using products, processes, or procedures not in conformance with this standard. Nothing contained in this NACE International standard is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, to manufacture, sell, or use in connection with any method, apparatus, or product covered by Letters Patent, or as indemnifying or protecting anyone against liability for infringement of Letters Patent. This standard represents minimum requirements and should in no way be interpreted as a restriction on the use of better procedures or materials. Neither is this standard intended to apply in all cases relating to the subject. Unpredictable circumstances may negate the usefulness of this standard in specific instances. NACE International assumes no responsibility for the interpretation or use of this standard by other parties and accepts responsibility for only those official NACE International interpretations issued by NACE International in accordance with its governing procedures and policies which preclude the issuance of interpretations by individual volunteers.

Users of this NACE International standard are responsible for reviewing appropriate health, safety, environmental, and regulatory documents and for determining their applicability in relation to this standard prior to its use. This NACE International standard may not necessarily address all potential health and safety problems or environmental hazards associated with the use of materials, equipment, and/or operations detailed or referred to within this standard. Users of this NACE International standard are also responsible for establishing appropriate health, safety, and environmental protection practices, in consultation with appropriate regulatory authorities if necessary, to achieve compliance with any existing applicable regulatory requirements prior to the use of this standard.

**CAUTIONARY NOTICE:** NACE International standards are subject to periodic review, and may be revised or withdrawn at any time in accordance with NACE technical committee procedures. NACE International requires that action be taken to reaffirm, revise, or withdraw this standard no later than five years from the date of initial publication and subsequently from the date of each reaffirmation or revision. The user is cautioned to obtain the latest edition. Purchasers of NACE International standards may receive current information on all standards and other NACE International publications by contacting the NACE International First Service Department, 1440 South Creek Dr., Houston, Texas 77084-4906 (telephone +1 281/228-6200).

Reaffirmed 2007-03-10  
Reaffirmed 2002-04-11  
Revised 1997-June-27  
Approved 1986  
NACE International  
1440 South Creek Drive  
Houston, Texas 77084-4906  
+1 281/228-6200  
  
ISBN 1-57590-041-6  
© 2007, NACE International

#### Foreword

This standard practice is to be used in conjunction with the latest revisions of NACE SP0169<sup>1</sup> and SP0177.<sup>2</sup> Each of these standards refers to electrical isolation or isolation joints, but details are not provided. This standard, which was prepared to supplement those standards, provides engineers, designers, and technical personnel dealing with pipelines the necessary information to isolate cathodically protected pipelines electrically.

This standard was originally prepared in 1986 and revised in 1997 by former Task Group T-10A-15 on Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines, a component of Unit Committee T-10A on Cathodic Protection. The standard was reaffirmed in 2002 and 2007 by Specific Technology Group (STG) 35 on Pipelines, Tanks, and Well Casings. It is issued by NACE International under the auspices of STG 35.

In NACE Standards, the terms *shall*, *must*, *should*, and *may* are used in accordance with the definitions of these terms in the NACE Publications Style Manual, 4th ed., Paragraph 7.4.1.9. *Shall* and *must* are used to state mandatory requirements. The term *should* is used to state something good and is recommended but is not mandatory. The term *may* is used to state something considered optional.



NACE International  
Standard Practice  
Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines

Contents	
1. General .....	1
2. Definitions .....	1
3. Need for Isolation .....	1
4. Methods of Isolation .....	2
5. Isolation from Other Metallic Structures .....	7
6. Selection of Isolation Device or Method .....	9
7. Equipment Specifications .....	9
8. Equipment Installation .....	12
9. Field Testing and Maintenance .....	15
References .....	17
FIGURES	
Figure 1a: Full-Length Bolt Sleeves .....	2
Figure 1b: Half-Length Bolt Sleeves .....	2
Figure 2: Typical Isolating Monolithic Device .....	3
Figure 3: Typical Isolating Monolithic Joint .....	3
Figure 4: Typical Isolating Yoke-Type Device .....	4
Figure 5: Typical Isolating Union .....	5
Figure 6: Typical Isolating Spools .....	5
Figure 7: Typical Isolating Couplings .....	6
Figure 8: Typical Isolating Tapping Sleeve .....	7
Figure 9: Typical Casing/Sleeve Installation .....	7
Figure 10: Typical Use of Isolating Devices at Each End of a Bridge for a Cathodically Protected Pipeline .....	8
Figure 11: Isolating Joint Test Station .....	12
Figure 12: Isolating Device Leakage Test .....	16

Section 1: General

- 1.1 This standard explains the importance of pipeline electrical isolation in achieving and maintaining adequate, reliable, and economical corrosion control. The standard outlines the types of devices used for isolation; precautions to be observed; and selection of devices based on pipeline characteristics, site, and contents. The standard describes isolating flanges, gaskets, sleeves, washers, joints, unions, couplings, and spools, and discusses materials for pipeline casing isolation. Installation, field testing, and maintenance of isolating devices are also included.

1.2 This standard describes the application of isolating devices intended only for cathodic protection (CP) purposes when voltages across the isolating device are 1 to 2 volts direct current (DC) and the alternating current (AC) exposure does not exceed 15 volts root mean square (rms).<sup>1</sup>

1.3 This standard does not discuss situations in which isolating devices are incorporated purely for safety reasons; in those situations, reference should be made to relevant electrical safety codes. Isolating devices shall not be used in enclosed areas where combustible atmospheres are likely to be present.

1.4 Isolation of cathodically protected pipelines is recommended to minimize current requirements, facilitate testing and troubleshooting, and improve current distribution.

Section 2: Definitions

Refer to the NACE International Glossary of Corrosion-Related Terms<sup>4</sup> for definitions.

Section 3: Need for Isolation

- 3.1 CP current intended for a given pipeline can flow to other underground facilities or equipment electrically connected to the pipeline. If protection of the other underground facilities is not intended, significant CP current can be lost unless preventive measures are taken. Generally called a current drain, this current loss can be reduced through electrical isolation of the pipeline.

3.2 CP even of well coated pipelines may not be economical or practical unless electrical isolation is achieved.

3.3 Pipeline casings should be electrically isolated from the carrier pipe.

3.4 If a pipeline passes through the wall of a valve pit or a building, metallic contact can occur between the pipe and the steel reinforcement in the concrete, causing a significant loss of protective current.

3.5 Electrical isolation can minimize or eliminate galvanic corrosion caused by dissimilar metals in contact with each other or caused by similar metals in contact with each other when one metal is bare or has a dielectric coating system while the other has a permeable (e.g., concrete or mortar) coating system.

3.6 If a pipeline is designed to be electrically continuous but is supported by another metallic structure in contact with soil or groundwater, the pipeline should be isolated from that structure. The isolating supports must prevent damage to the pipeline coating and must accommodate relative movement, vibration, and temperature differential.

3.7 Isolation of power and instrumentation grounding systems may be required when electrically operated valves and similar components form part of a pipeline system. All applicable safety codes and standards must be followed.

3.8 If a pipeline is to be protected by more than one type of CP system, isolation of one or more sections may be desirable.

3.9 Isolation of pipelines can be beneficial in controlling or limiting the effect of stray currents such as telluric currents, currents associated with an electric traction system, or currents from nearby structures under CP.

Section 4: Methods of Isolation

4.1 Electrically isolating devices may be specially manufactured or prefabricated. It may be possible for existing fittings to be retrofitted with isolating materials to serve as isolating devices. Selection of the type of isolating device depends on the mechanical forces due to its position in the system, the operating temperature range, pressure constraints, and other considerations. Provisions should be made for the connection of test wires for testing these isolating devices.

4.2 Flanges

4.2.1 A bolted pair of pipeline flanges may be converted into an electrically isolating device by inserting an isolating gasket between the flanges and isolating sleeves over the shanks of the bolts, and placing isolating washers under the external steel

washers to isolate the bolts (see Figures 1a and 1b). Isolating gaskets may have diameters equal to or greater than the outside diameter of the flanges, or they may fit within the bolt circle of the flange faces or into the groove of ring-type joint flanges. Isolating sleeves (around bolts) and washers (over bolts and under nuts and bolt heads) may also be combined as one-piece units. In some underground applications, the nuts and bolts may be isolated from one flange only so that CP will also protect all bolts and nuts. In some applications, isolating flanges are required to be pressure tested after assembly. When isolating flanges are being considered for use below ground, special consideration should be given to the installation (see Paragraph 7.2.5). If circumstances indicate that this type of installation would not be effective, an alternative device should be used.



**FIGURE 1a:**  
**Full-Length Bolt Sleeves**  
This figure shows the use of full-length bolt sleeves.



**FIGURE 1b:**  
**Half-Length Bolt Sleeves**  
This figure shows the use of half-length bolt sleeves.

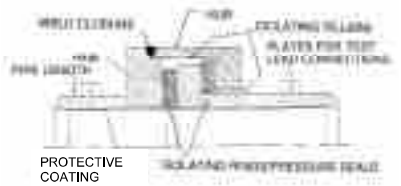
4.3 Prefabricated Isolating Joints

4.3.1 Pressure and electrical test certificates should be provided with any specially manufactured isolating joints. Unless the isolating device is pressure tested as part of the pipeline system, a pressure test certificate may be required in order to comply with applicable codes. These codes include Parts 192 and 195 of U.S. Department of Transportation<sup>1)</sup> Regulations,<sup>2)</sup> ANSI B31.3,<sup>3)</sup> ANSI B31.4,<sup>4)</sup> and ANSI B31.8.<sup>5)</sup>

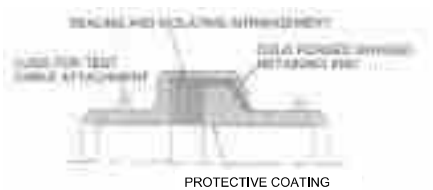
4.3.2 Isolating monolithic joints for pressure services over 1,000 kPa<sup>6)</sup> (150 psi) (see Figure 2) consist of a pair of hubs on short pipe lengths; one hub is extended at its periphery by a barrel that overlaps the other hub. The two sections are aligned with the isolating

materials and held in position with a large compressive force that is locked by welding, wedging, or swaging and is pressure sealed. These units do not include any threaded components and cannot be disassembled on site.

4.3.3 Isolating monolithic joints for pressure services below 1,000 kPa (150 psi) are generally one of two types. One type consists of short lengths of pipe. The end of one length is enlarged and its internal surface serrated. An isolating sleeve bonded to the external serrated surface of the other pipe fits into the enlarged pipe, which is swaged to hold the assembly in position. The second type (see Figure 3) is similar to the higher-pressure joint described in Paragraph 3.3.2.



**FIGURE 2:**  
**Typical Isolating Monolithic Device**  
High Pressure—Over 1,000 kPa (150 psi)



**FIGURE 3:**  
**Typical Isolating Monolithic Joint**  
Pressure Service—Below 1,000 kPa (150 psi)  
(Other methods of construction are available.)

<sup>1)</sup> U.S. Department of Transportation (DOT), 400 7th St. SW, Washington, DC 20590.  
<sup>2)</sup> American National Standards Institute (ANSI), 11 West 42nd St., New York, NY 10036.  
<sup>3)</sup> 1 kPa = 0.01 bar.

4.3.4 Isolating yoke-type joints (see Figure 4) include two hub assemblies. The back of one hub is conical. The two hubs are sealed using O-rings and isolating

rings or spacers. The hubs are held together under pressure by an encircling yoke clamped by bolts through lugs that are normally tack welded.

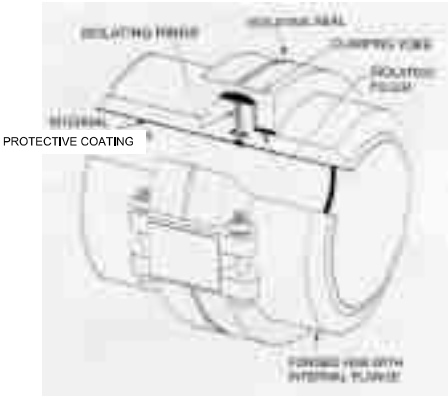


FIGURE 4:  
Typical Isolating Yoke-Type Device

4.3.5 Prefabricated isolating flanges are factory assembled isolating devices that are welded to a short pipe length with welded or screwed end preparations.

4.4 Unions (see Figure 5)

An isolating union consists of two flanged bodies screwed onto the end of each connecting pipe. One flanged end is externally threaded, and the joint is held in position by a nut that is electrically isolated from the other end. The pressure seal may be achieved by using a molded seal or a gasket between mating faces.

4.5 Spools (see Figure 6)

An isolating spool for pipelines carrying fluids may be made either by inserting a long piece of nonmetallic pipe into a piping system or by inserting a long piece of metallic pipe into the pipeline in combination with one or two of the devices described in Paragraphs 3.2 through 3.6. One of

the isolating devices described in those paragraphs may also be used with an extended pipe length that has a high-electrical-resistance lining bonded to the isolating flange or joint and to the inside of the extended pipe length. When using this design, the extended length should also be the protected length.

4.6 Couplings (see Figure 7)

4.6.1 Bolted couplings consist of a cylindrical steel middle ring, two resilient gaskets, and steel follower rings connected by a set of steel trackhead bolts. Isolation may be provided by an isolating gasket under one of the follower rings and an isolating sleeve for one pipe end.

4.6.2 Screwed couplings consist of a forged steel or malleable iron body, an isolating gasket, two retainer cups, and two end nuts, with a combined isolating sleeve and end spacer provided for one pipe end.

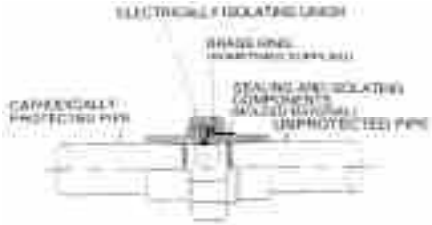


FIGURE 5:  
Typical Isolating Union



FIGURE 6:  
Typical Isolating Spools



5.1.1.2 Electrical isolation of the casing and carrier pipe provided by the isolating spacers may be relied on only as long as the carrier pipe remains physically separated from the casing pipe. Isolating spacers should be designed and spaced to withstand the loads caused by the movement of the carrier pipe under operational conditions.

5.1.1.3 The use of proper end-sealing and casing-filling methods can prevent possible contacts as well as the ingress of foreign substances.

5.1.2 Pipe Bridges

5.1.2.1 Pipeline supports on a metallic pipe bridge shall be provided with pads to isolate the pipe electrically from the support cradles. Plastics, neoprene, fiberglass reinforced plastic, or glazed ceramics may be used for these pads. The material chosen should be the most suitable for the pipeline service and environmental conditions.

5.1.2.2 If the CP system is designed so that the portion of the pipeline on the pipe bridge is isolated from the underground portion of the pipeline, a jumper wire can be bonded to the pipeline at the isolating device (see Figure 10) to provide electrical continuity around the isolated section on the bridge. The jumper wire must be sized to conduct the required CP current.

IN ADDITION OR ALTERNATIVELY, PIPELINE ON BRIDGE MAY BE SUPPORTED BY ISOLATING DEVICES WHICH ENSURE NO METALLIC CONTACT CAN OCCUR BETWEEN THE PIPELINE AND THE BRIDGE STRUCTURE.

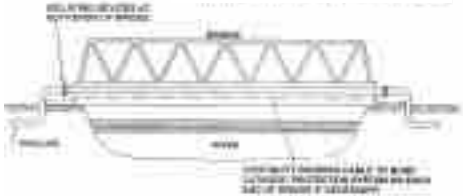


FIGURE 10: Typical Use of Isolating Devices at Each End of a Bridge for a Cathodically Protected Pipeline

5.1.3 Pipeline Crossings

5.1.3.1 A minimum separation of 0.3 m (12 in.) should be maintained between all buried metallic structures at pipeline crossings. When this is not possible, consideration should be given to installation of isolating materials between the structures.

5.1.4 Offshore Platform Riser Pipes

5.1.4.1 Pipelines rising from the ocean bed onto offshore platforms may require electrical isolation from the structure's steel jacket, support legs, or, in the case of concrete platforms, the concrete reinforcing steel. If the riser support is designed to allow movement of the riser pipe, then roller guides, flexible collars, or other suitable parts

made of isolating materials can be used to ensure effective electrical isolation.

5.1.5 Electrical Grounds and Supply Cable Sheathing

5.1.5.1 Installation of electric motorized valves and instrumentation transducers in a pipeline connects the pipeline with the electrical supply earth grounding. Electrical isolation can be obtained by using one of the following methods. Any measure taken should not conflict with applicable electrical codes.

5.1.5.1.1 Install a continuity bond cable around the assembly; then provide isolating joints on each side of the valve.

5.1.5.1.2 Ground the valve with appropriate devices; then isolate the electrical supply earth grounding from the valve.

5.1.5.1.3 Separately ground and connect the secondary side of the circuit to approved isolating equipment; then isolate the electrical supply earth grounding from the motor by terminating the supply on an isolating

transformer or equipment approved for that application.

5.1.5.1.4 Ground separately, if necessary; then isolate the instrumentation transducer screen from the transducer.

5.1.5.1.5 Connect an approved electrical equipment device; then connect the electrical supply earth grounding by that means.

Section 6: Selection of Isolation Device or Method

6.1 The following factors should be carefully considered when selecting the isolating device or method to be used in any particular application.

6.1.1 Pipeline contents;

6.1.2 Pipeline temperature;

6.1.3 Pipeline pressure rating;

6.1.4 Location and orientation of isolating devices;

6.1.5 Piping configuration;

6.1.6 Isolation from foreign contact;

6.1.7 Necessity for field repair; and

6.1.8 Tensile, compression, and bending load requirements of the isolating devices.

Section 7: Equipment Specifications

7.1 This section defines the general requirements for materials for isolating devices and for the design and testing of isolating devices.

7.2 Isolating Flanges

7.2.1 Specifications—Material, design, manufacturing, testing, and marking specifications shall be agreed on by the customer and the vendor.

7.2.2 Procurement Information—The following information is normally required for purchasing:

7.2.2.1 Pipe nominal diameter and material;

7.2.2.2 Flange standard;

7.2.2.3 Pressure class;

7.2.2.4 Product carried;

7.2.2.5 Operating temperature range;

7.2.2.6 Wall thickness of pipe;

7.2.2.7 Flange dimensions, pitch circle diameter, bolt size, number of bolts, etc., if nonstandard;

7.2.2.8 Flange face details (e.g., raised or full face, ring joint);

7.2.2.9 Test requirements; and

7.2.2.10 Isolating materials.

7.2.3 Design

7.2.3.1 Gaskets may either be full face or may fit inside the bolt circle. They should be a minimum of 3.0 mm (120 mil) thick and may protrude into the bore of the pipe by 1.5 mm (60 mil) to prevent electrically conductive bridging over the isolation material. Thinner gaskets may be appropriate to reduce blowout potential.

7.2.3.2 Isolating bolt sleeves are normally designed for standard bolting in standard bolt holes and should be of sufficient length to extend halfway inside the steel washer. Care should be taken to ensure that the dimensions selected will allow the use of the standard size bolt.

7.2.3.3 Isolating bolt washers should be sized internally to accommodate the bolt sleeve, and the outside diameter (OD) should be sized so that the washer will fit inside the flange spot facing.

7.2.3.4 Steel washers should be the same size as the isolating washer and should be treated to prevent corrosion.

SP0286-2007			SP0286-2007
<p>7.2.3.5 A combined isolating sleeve/isolating washer may be used.</p> <p>7.2.4 Materials</p> <p>7.2.4.1 Gaskets should be manufactured from isolating material having low cold-flow characteristics, low water absorption, and high compressive strength. Preference should be given to materials with low <math>y</math> and <math>m</math> factors. The <math>y</math> factor is a measure of the compressive load required to establish an initial seal, while the <math>m</math> factor is an indication of the additional load required to hold the fluid pressure needed to keep the seal in operation. The smaller these factors are, the less pressure is required to establish and maintain the seal. (The <math>m</math> and <math>y</math> factors for various materials are included in the ASME<sup>(4)</sup> Boiler and Pressure Vessel Code, Section 8,<sup>5</sup> ANSI B16.5,<sup>10</sup> and BS<sup>(5)</sup> 1560.<sup>11</sup>) For pipelines carrying water or water-containing fluids, gaskets may consist of a laminate core material faced with a suitable sealing material (e.g., neoprene-faced phenolic), or with seals set into the laminate core material. For cryogenics, the core should be a suitable epoxy with either polytetrafluoroethylene (PTFE) or fluorinated ethylene propylene (FEP) seals, depending on the product and temperature. For high-pressure, high-temperature steam, gasket manufacturers should be consulted. For pipelines carrying hydrocarbons and other fluids, the gasket selected should be suitable for the particular application (product, pressure, temperature, etc.). Gaskets should have the highest compressive strength suitable for the service conditions.</p> <p>7.2.4.2 Isolating bolt sleeves should be manufactured from materials having low water absorption (because of the limitations on thickness), high dielectric strength, and low cold-flow characteristics. They should be suitable for the service conditions of the particular application.</p> <p>7.2.4.3 Isolating washers should be manufactured from materials having high compressive strength, low water absorption, high dielectric strength, and low cold-flow characteristics.</p> <p>7.2.4.4 All materials should be selected to suit the operating conditions (product, pressure, temperature, etc.). Special consideration should be given to ensuring that the materials selected for the isolating sleeves and washers are not damaged during tightening at the time of installation.</p>	<p>7.2.5 Testing—The materials used should be supplied with suitable test certificates, if required, stating the compressive strength, <math>m</math> and <math>y</math> factors, temperature rating, pressure rating, water absorption, and dielectric strength.</p> <p>7.3 Other Devices</p> <p>7.3.1 Specifications—Material, design, manufacturing, testing, and marking generally shall be agreed upon by the customer and the vendor.</p> <p>7.3.2 Procurement Information—The following information is normally required for purchasing:</p> <p>7.3.2.1 Pressure class;</p> <p>7.3.2.2 Service temperature range;</p> <p>7.3.2.3 Product carried;</p> <p>7.3.2.4 Grade of pipe material;</p> <p>7.3.2.5 Pipe dimensions;</p> <p>7.3.2.6 Mandatory design standards and any unusual or high external forces (e.g., tension, bending, torsion, or thermal forces);</p> <p>7.3.2.7 Internal and external coating;</p> <p>7.3.2.8 Overall length of device;</p> <p>7.3.2.9 Test/inspection requirements; and</p> <p>7.3.2.10 Packing requirements.</p> <p>7.3.3 Design</p> <p>7.3.3.1 The design shall be such that under maximum working conditions, stress in any part of the device shall not exceed the specified minimum yield strength of that part.</p> <p>7.3.3.2 The procedures used by manufacturers in final assembly shall ensure that the joint sealing does not allow leakage and that the joint seal is not damaged during fabrication or by testing conditions. Elastomer seals shall have permanent residual elasticity to ensure leak tightness.</p> <p>7.3.4 Manufacture</p> <p>7.3.4.1 The manufacturer shall be responsible for the integrity of the manufacturing procedures and conformance to the specifications provided by the customer.</p>	<p>7.3.4.2.1 General arrangement drawing and material safety data sheets (MSDS);</p> <p>7.3.4.2.2 Detailed drawings showing all parts with material identification and stress/design calculations;</p> <p>7.3.4.2.3 Full details of the manufacturing procedure;</p> <p>7.3.4.2.4 Fabrication details including welding and inspection procedures;</p> <p>7.3.4.2.5 Installation and maintenance instructions; and</p> <p>7.3.4.2.6 Material and test certification, etc.</p> <p>7.3.5 Testing—The acceptance criteria shall be set in accordance with the requirements of the customer and of applicable codes.</p> <p>7.3.5.1 Prototype testing should be conducted to prove the integrity of the design and manufacturing procedures; alternatively, independently witnessed test data may be satisfactory. For most applications, the following tests are conducted:</p> <p>7.3.5.1.1 Hydrostatic cyclic pressure test;</p> <p>7.3.5.1.2 Hydrostatic pressure plus bending test;</p> <p>7.3.5.1.3 Vacuum test, when appropriate; and</p> <p>7.3.5.1.4 Torsional test.</p> <p>7.3.5.2 Common acceptance tests to be conducted on each device are:</p> <p>7.3.5.2.1 Hydrostatic pressure test;</p> <p>7.3.5.2.2 Dielectric and resistance tests; and</p> <p>7.3.5.2.3 Holiday test on coatings/linings.</p> <p>7.3.6 Marking—Each device may be identified using marking methods approved by the customer. The information given to identify the device could be as follows:</p> <p>7.3.6.1 Purchase order number;</p> <p>7.3.6.2 Joint serial number;</p> <p>7.3.6.3 Manufacturer's name;</p> <p>7.3.6.4 Nominal diameter;</p> <p>7.3.6.5 Specification number;</p>	<p>7.3.6.6 Maximum design pressure;</p> <p>7.3.6.7 Test pressure; and</p> <p>7.3.6.8 Temperature rating.</p> <p>7.4 Casing Isolator Spacers and End Seals</p> <p>7.4.1 All isolating materials must be selected for the long-term retention of their compressive strength, dielectric properties, and resistance to ambient conditions. The primary function of the casing isolator is to isolate electrically and support the carrier pipe in the casing and protect the pipeline coating. The carrier pipe should be fully supported within each end of the casing and externally to the casing at either end (see Figure 9).</p> <p>7.4.1.1 Specifications for the casing isolator should provide the following information:</p> <p>7.4.1.1.1 Width and thickness of the casing isolator;</p> <p>7.4.1.1.2 Coating specifications for metallic components;</p> <p>7.4.1.1.3 Dielectric material composition, physical characteristics, and compressive strength;</p> <p>7.4.1.1.4 Number and spacing of isolating segments of casing isolator;</p> <p>7.4.1.1.5 Carrier pipe insulator inner liner isolating material and dimensions; and</p> <p>7.4.1.1.6 Attachment hardware.</p> <p>7.4.2 Procurement Information—The following information is normally required for purchasing:</p> <p>7.4.2.1 Actual carrier pipe outside diameter, including coating;</p> <p>7.4.2.2 Casing inside diameter;</p> <p>7.4.2.3 Bell or flange diameter (if applicable);</p> <p>7.4.2.4 Clearance desired between the outside diameter of the pipe, including any flange, bells, or protective coatings, and the casing inside diameter;</p> <p>7.4.2.5 Position within casing (standard, centered, or restrained);</p> <p>7.4.2.6 Casing length and the weight per linear meter (foot) of the carrier pipe;</p> <p>7.4.2.7 Density of the fluid/product carried, and</p>

<sup>(4)</sup> ASME International (ASME), Three Park Ave., New York, NY 10016-5990.  
<sup>(5)</sup> British Standards Institution (BSI), 389 Chiswick High Rd, London W4 4AL, United Kingdom.

- 7.4.2.8 Operating temperatures and environment.
- 7.4.3 Materials

7.4.3.1 The materials selected must be compatible with the carrier pipe coating, the environment, and all operating conditions. The thickness, spacing, and components of the casing isolator should be designed to prevent contact between the carrier pipe and the casing.

Section 8: Equipment Installation

- 8.1 This section discusses the procedures to be used when installing the equipment described in Section 3. The procedures are designed to ensure that:

8.1.1 A satisfactory degree of electrical isolation is achieved at the time of installation and that the joint is not damaged so as to cause an accelerated degradation rate with time;
- 8.1.2 The installed equipment is adequately protected against the effects of stray DC or induced AC voltages;
- 8.1.3 There is adequate provision for test wires to allow for field testing and maintenance (typical arrangements are shown in Figure 11); and
- 8.1.4 Electrical continuity is provided to all parts of bolted isolated couplings to ensure their inclusion in the CP system.

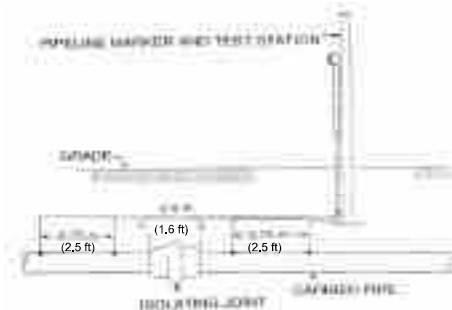


FIGURE 11:  
Isolating Joint Test Station

- 8.2 Installation

8.2.1 General—When installed, all equipment items should be properly supported and aligned so that any forces transferred from the adjoining pipe are minimized. This should be considered when equipment locations are selected. The equipment chosen must be suitable for the mechanical forces to be encountered at the selected site. Isolating devices should not be installed in gas systems at locations where the accumulation of internal moisture is likely.
- When feasible, the flanges and isolating devices should be assembled and tested before and after installation.
- 8.2.2 Monolithic Isolating Devices (see Figures 2 and 3)

8.2.2.1 Monolithic isolating devices may be supplied in a form suitable for welded, flanged, or threaded ends.

8.2.2.2 Monolithic isolating devices for welding should be ordered with the weld end preparation

- conforming to the main pipe-laying specifications. The manufacturer's special installation instructions must always be followed, particularly when welding joints with short overall lengths, to ensure that the heat generated does not damage the isolating materials used in the joint construction.
- 8.2.3 Yoke-Type Isolating Joints (see Figure 4)—These joints should be installed as described in Paragraph 7.2.1. Particular care should be taken in supporting the yoke joint and adjacent pipe to ensure that minimum strain is applied during welding and backfilling.
- 8.2.4 Isolating Spods (see Figure 6)—These joints must be installed as described in Paragraph 7.2.1. In the case of linings, additional care should be taken to ensure that the direction of the joint is correct. The side of the joint that has the longer length of internal lining must be attached to the protected side of the pipeline. Linings must be fused or bonded to the internal surface of the pipe.
- 8.2.5 Isolating Flange Joints (see Figures 1a and 1b)

8.2.5.1 Factory Preassembled Joints—These are supplied with weld ends and should be installed as described in Paragraph 7.2.1.

8.2.5.2 Isolating Gasket Kits

8.2.5.2.1 Flanges are welded or screwed onto the pipeline, and the isolating gasket is supplied as a kit for on-site installation. Ideally, the installation should take place in clean, dry conditions. Flanges on which isolating gaskets are to be installed should be supplied as matched pairs or reamed on site to ensure correct alignment of bolt holes.

8.2.5.2.2 The flange faces should be clean and correctly aligned. Misaligned flanges will result in damage to the isolating sleeve during assembly or subsequent springing of the pipe. Flange faces should be square and free of burrs to allow for correct sealing of nuts, bolts, and washers.

8.2.5.2.3 The isolating gasket should be carefully aligned between the flange faces and the bolt holes. It may be easier to use one size smaller diameter, high-tensile-strength steel bolts, or special thin-walled sleeving to assist alignment.

8.2.5.2.4 Alignment pins should be inserted to ensure that flange alignment is maintained during installation of the isolating sleeves.

8.2.5.2.5 The isolating sleeves are then positioned in the correctly aligned holes.
- Isolating sleeves must be of the correct length. If isolating sleeves are too long, they may be damaged when the bolt nuts are finally tightened. If they are too short, they may fail to provide proper isolation. The length of the isolating sleeve shall normally include the two isolating washers, except when alignment allows only one flange to be isolated.
- 8.2.5.2.6 The bolts, complete with isolating washers adjacent to the flange and steel washers under the bolt or nut heads, are inserted through the sleeves and tightened by hand.
- 8.2.5.2.7 The original alignment pins may then be removed and bolts installed, complete with sleeves and washers as described above.
- 8.2.5.2.8 Final tightening to the tension recommended for the diameter and pressure rating of the flange shall be done in a sequence that provides for equal tension without distortion.
- 8.2.5.2.9 Before measures are taken to protect against the ingress of moisture, the effectiveness of the isolation achieved should be checked using appropriate methods such as the example provided in Figure 12.
- 8.2.5.3 Protection Against Ingress of External Moisture—The materials used for the isolating sleeves, washers, and gaskets may absorb water, and the construction of the joint may allow for moisture ingress, both of which reduce the electrical resistance of the assembly. Therefore, providing a protective coating is essential. A suitable material may be applied to fill in the crevices and gaps between flange faces and mold around the flange faces in underground installations. In this way, a smooth profile that may be coated or wrapped to the same standard as the pipeline, together with the adjacent pipe work, is achieved.

8.2.6 Pipeline Casing Isolators (see Figure 9)

8.2.6.1 Pipeline casing isolators must be installed in accordance with the manufacturer's instructions. Special care should be taken to ensure that all subcomponents are correctly assembled and tightened and that no damage occurs during insertion of the carrier pipe.

8.2.6.2 The annulus between the carrier pipe and the casing should be sealed at each end of the casing to prevent electrolyte, debris, and the surrounding soil from entering the casing.

8.2.6.3 There must be no metallic contact between the casing and the carrier pipe. The spacing of isolators should ensure that the carrier pipe is adequately supported throughout its length, particularly at the ends, to prevent settling and possible electrical shorting of the pipe and casing.

8.2.7 Pipeline Support Isolators—Care should be taken to ensure that isolating materials used in isolating supports are adequately secured so as to eliminate the possibility of dislodging, which would render the isolation ineffective.

8.3 High-Voltage Protection

8.3.1 Isolating devices and supports should be protected against damage from high-voltage surges. These surges may be caused by lightning, induced AC from adjacent or overhead high-voltage cables, fault conditions, power pipeline conditions, or switching surges (see NACE SP0177<sup>®</sup>). If isolating joints exist in these corridors and must be maintained for CP design reasons, then they must be made conductive to AC currents by the use of capacitors, polarization cells, or any equivalent solid-state product. (See EPRI<sup>®</sup> Report EL 904<sup>12</sup> for more information.) Protective devices (surge suppressors, lightning arresters, etc.) are usually designed for a specific purpose. Protective equipment must be selected and used in accordance with the intended purpose, following all manufacturer's specifications.

8.3.2 High-voltage surges may permanently damage the isolating materials used in the joint construction.

8.3.3 Isolating devices and supports may be protected with lightning arresters, electrolytic grounding cells, polarization cells, equivalent solid-state products, or combinations of these.

8.3.4 Electrical surges and fault currents of all types are potentially hazardous. Pipelines equipped with isolating devices may be protected from stray-current hazards originating from electrical power supplies through the use of grounding media or isolation protection equipment. Grounding media that should be considered for the discharge of induced AC, lightning, and fault current from a pipeline to earth include packaged galvanic anodes of magnesium or zinc and extruded ribbon of magnesium or zinc, with or without backfill. Electrically isolated bare steel pipeline casing, grounding grids, and ground rods should also be considered suitable grounds but must be separated from the cathodically protected pipeline by capacitors, zinc grounding cells, polarization cells, or equivalent solid-state products.

8.3.5 The manufacturer's instructions must be followed strictly when installing protective devices. In particular, the devices shall be physically secured and the connection cables properly sized.

8.3.6 The threshold rating of the protective device must be such that, even allowing for tolerances, the potential applied across the isolating device is below the device's minimum dielectric strength.

8.3.7 Lightning arresters and other protective devices shall be located to prevent the collection of dirt and moisture, which could lead to an external flashover at a relatively low surge voltage. Applicable electrical codes shall be consulted. To prevent incendiary spark hazards at fuel transfer facilities, electrical isolation shall be avoided in areas where a combustible atmosphere may exist.

8.4 Provision for Field Testing

8.4.1 Methods of testing the effectiveness of the electrical isolation are described in Section 8. The following paragraphs describe the provision of test wires to facilitate these measurements. Test wires on buried devices should be attached on both sides of any isolating device and on the carrier pipe and casing of sleeved systems.

8.4.2 Attachment of Test Wires

8.4.2.1 Test wires on buried isolating devices shall be installed in accordance with NACE SP0169.<sup>1</sup>

8.4.2.2 Care should be taken when attaching test wires to prevent damage to the internal coating or lining by excessive heat.

8.4.3 Wire Type

8.4.3.1 The wire cross section and type of sheath insulation must be selected to take into account the location and expected (or future) current to be carried. Wires should be labeled for permanent identification.

<sup>®1</sup> Electric Power Research Institute (EPRI), 3412 Hillview Ave., Palo Alto, CA 94304-1395.

**Section 9: Field Testing and Maintenance**

9.1 This section deals with the testing and maintenance of electrical isolation facilities. In testing the effectiveness of isolating devices installed on buried piping systems, the effect of pipe grounding and other equivalent electrical parallel circuit conditions that may exist must be considered. Conventional ohmic resistance measurements, as applied to the total isolating device, are not conclusive under field conditions. However, ohmic resistance measurements may have validity in checking individual components of an isolating device.

9.2 Field Testing

9.2.1 Several tests may be used to determine the effectiveness of an isolating device, depending on the following:

9.2.1.1 The experience and training of the staff conducting the tests;

9.2.1.2 The environment and location of the device; and

9.2.1.3 The local potential and magnitude of any cathodic or anodic electrical currents.

9.2.2 If the isolating device is installed and connected on both sides, a test may be conducted in which current is applied to the pipe on one side of the assembly and effectiveness is judged by the resulting difference in pipe-to-soil potentials measured on both sides of the device.

9.2.3 When desired, a test can be conducted to obtain the percent of leakage at an isolating device (see Figure 12). However, if the isolating device is located adjacent to a section of above-grade piping, a voltage drop measurement can be readily taken to determine isolating effectiveness.

9.2.4 When the isolating device incorporates bolts that require full isolation from all other metal work (e.g., bolts used in an isolated flanged joint in which an isolating washer is used beneath each bolt head or nut), it may be possible to check for proper isolation of each bolt. This check has considerable validity because bolt isolation is normally the part of the assembly that is most susceptible to failure. The test should be conducted by using an ohmmeter or other device to prove isolation between each bolt or stud and the metal against which it is to be isolated.

9.2.5 For cathodically protected pipelines, a good indication of performance may be the change in protection level adjacent to the isolating device that occurs when the isolating device is deliberately shorted. The results from such a test depend on the resistance to earth of the unprotected structure from which the protected pipeline is isolated. When this resistance to earth is very low, a significant reduction in the level of protection may be expected.

9.2.6 Audio frequency pipe locators may indicate the effectiveness of isolating devices.

9.2.7 Radio frequency meters may also indicate the effectiveness of isolating devices.

9.2.8 A magnetometer system may be used for testing the effectiveness of isolating devices.

9.3 Isolating Devices in Parallel—When a number of isolating devices are installed in parallel (e.g., several flanged joints at a manifold), IR drops or current measurements in each line may be the only method of proving effectiveness of an individual device. Techniques that measure magnetic fields in the flange area may also serve as an indication of the device's effectiveness. The use of audio frequency and radio frequency instruments may indicate the comparative effectiveness of each individual device.

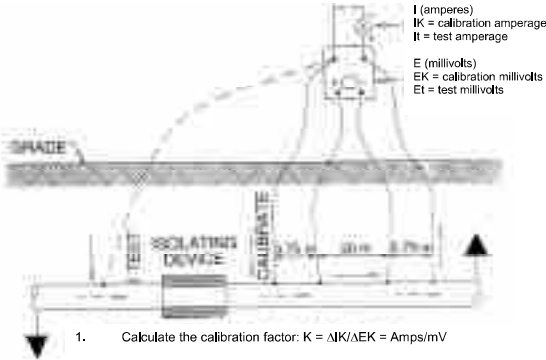
9.4 Maintenance

9.4.1 Test stations and test wires attached at isolating devices should be subject to a regular maintenance program. Figure 11 shows the typical configuration of test stations.

9.4.2 Isolating devices that are aboveground and open to the weather should be inspected periodically and cleared of accumulated debris, which could bridge isolating material. Any protective barrier coatings provided to prevent water absorption by isolating materials should be kept in good condition. Paints, thermal barriers, and tracers and reinforcements with a metallic content, such as aluminum or zinc should not be used as barrier coatings.

9.4.3 When the effectiveness of isolating devices is tested on site, the effectiveness of any high-voltage protection device should also be checked.





Example: Given the following data:

Calibration: IK = +6.42 Amps  
EK = +3.55 mV

Test: It = +1.61 Amps  
ΔEt = +0.14 mV

Calculate:

$K = \frac{6.42 \text{ Amps}}{3.55 \text{ mV}} = 1.81 \text{ A/mV}$

$\% \text{ leakage} = \frac{K \times \Delta Et \times 100}{It}$

$= \frac{1.81 \text{ A/mV} \times 0.14 \text{ mV} \times 100}{1.61 \text{ Amps}}$

$= 15.7\%$

FIGURE 12:  
Isolating Device Leakage Test

References

1. NACE SP0169 (latest revision), "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems" (Houston, TX: NACE International).
2. NACE SP0177 (latest revision), "Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems" (Houston, TX: NACE).
3. CAN/CSA-C22.3 No. 6 (latest revision), "Principles and Practices of Electrical Coordination Between Pipelines and Electrical Supply Lines" (Rexdale, Ontario: Canadian Standards Association).
4. NACE International Glossary of Corrosion-Related Terms (latest revision) (Houston, TX: NACE International).
5. U.S. Code of Federal Regulations (CFR) Title 49, "Protection Against Accidental Overpressure," Parts 192 and 195 (Washington DC: Office of the Federal Register).
6. ANSI B31.3 (latest revision), "Process Piping" (New York, NY: ASME).
7. ANSI B31.4 (latest revision), "Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols" (New York, NY: ASME).
8. ANSI B31.8 (latest revision), "Gas Transmission and Distribution Piping Systems" (New York, NY: ASME).
9. ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section 8, "Rules for Construction of Pressure Vessels" (New York, NY: ASME).
10. ANSI B16.5 (latest revision), "Pipe Flanges and Flanged Fittings" (New York, NY: ASME).
11. BS 1560 (latest revision), "Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings" (London: British Standards Institution).
12. EPRI Report EL 904, "Mutual Design Considerations for Overhead AC Transmission Lines and Gas Transmission Lines" (Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute).

ภาคผนวก ข-8

ข้อมูลการทำ Hydrotest เมื่อวันที่ 7 กรกฎาคม พ.ศ. 2566



สรุปรายการตรวจสอบ RUBBER HOSES INSPECTION ประจำเดือน September 2023

Item	Date	Description	Product	Location	Result	Remarks
1	7/9/2023	RUBBER HOSES 8"	Diesel / Mogas Chevron & Esso	Jetty	ใช้งานได้	มีรอยดลอกเล็กน้อย
2	7/9/2023	RUBBER HOSES 8"	Diesel / Mogas Shell	Jetty	ใช้งานได้	มีรอยดลอกเล็กน้อย
3	5/9/2023	RUBBER HOSES 3"	Ethanal	จุดรับรถ Ethanal	ใช้งานได้	
4	5/9/2023	RUBBER HOSES 3"	B-100	จุดรับรถ B-100	ใช้งานได้	

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.  
Contractor : New Star International Co., Ltd.

NSI

Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035  
Description : RUBBER HOSES INSPECTION  
PM Date : 7/9/2023  
Next PM Date : 20/9/2024  
Page No. : 1  
Frequency : Yearly

MEASURING INSTRUMENT

Pressure gauge : Nuova firma  
Serial No. : EN837-1  
Certificate No : SP23624  
Insulation tester : Hioki  
Serial No. : 150421474  
Certificate No : CA00970-23

DOCK HOSE DATA  
Manufacture : Continental  
Model : FLEXDOCK225  
Serial No. : 105488065  
Size : 8"  
Overall length (cm.) : 982 cm  
Product : Diesel / Mogas Chevron & Esso

1

ทดสอบ Hose ออกจากที่ยึด และ ทำการตรวจสอบสภาพทั่วไป วัดความยาว

Hioki

ปัญหาที่พบ

ความยาว 982 cm.

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

2

ทำ Hydrostatic test at 10 PSI คงที่แรงดันไว้ 10 นาที

วัดค่าความยาวของสาย ค่าที่วัดได้ไม่ควรเกิน ±1% ของการวัดครั้งแรก

ความยาวที่วัดได้ = 989 cm.  
คิดเป็น 0.99% ของการวัดครั้งแรก

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

3

ทำ Hydrostatic test at 150 PSI คงที่แรงดันไว้ 10 นาที

วัดค่าความยาวของสาย ค่าที่วัดได้ไม่ควรเกิน ±7.5% ของการวัดครั้งที่สอง

ความยาวที่วัดได้ = 1,004 cm.  
คิดเป็น 7.0% ของการวัดครั้งที่สอง

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

4

ตรวจสอบจุดรั่วซึม

ปัญหาที่พบ

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

5

ตรวจสอบหน้าแปลน จุดต่อของสาย

ปัญหาที่พบ

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

6

วัดค่าความต้านทานสาย ไม่ควรเกิน 100Ω

ค่าที่วัดได้ 4.97 Ω

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

7

ประกอบหน้าแปลนพร้อมทั้งขันแป้นหน้าแปลน

✓

ปัสดี

ผิดพลาด

หมายเหตุ : 1. หากพบความผิดปกติเกิดขึ้นให้รีบแจ้งถึงสายควบคุมแจ้งวิศวกร, ผู้ควบคุมงานทราบ พร้อมบันทึกทำการซ่อมแบบแนวทางแก้ไข  
ไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ  
2. อุปกรณ์ใดที่จะเปลี่ยน เนื่องจากเสื่อมสภาพ หรือเสียหาย ให้เขียนแจ้งแจ้งผู้จ้าง เพื่อเสนอราคาขอเปลี่ยนโดยทันที

บันทึกเพิ่มเติม สาย Hose มีรอยดลอก บริเวณผิวยาง จากการเบียดไปชนของตู้ด้านนอกใช้งานไม่ได้ปกติ

Report By : จตุพล ไชยเสน  
Date : 7/9/2023

Inspected By : สุรพล ญ่มสิน  
Date : 7/9/2023

## CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.  
Contractor : New Star International Co., Ltd



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 2
	PM. Date : 7/9/2023	Next PM. Date : 20/9/2024
		Frequency : Yearly
LOCATION : Chevron SKL	PRODUCT : Diesel	No. Diesel Hose 8"

PRIMARY DATA

DESCRIPTION	
	รายงานผลการตรวจพบ
	
ความยาวของสาย Hoses รุ่น Test 16 982 cm	วัดค่าความดันตามสาย ค่าที่วัดได้ 4.97 ๑
	
Hydrostatic test at 10 PSI	วัดค่าความยาวสาย Hoses 16 989 CM
	
Hydrostatic test at 150 PSI	วัดค่าความยาวสาย Hoses 16 1004 CM

## CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.

Contractor : New Star International Co., Ltd.



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 3
	PM. Date : 7/9/2023	Next PM. Date : 20/9/2024
		Frequency : Yearly

MEASURING INSTRUMENT	DOCK HOSE DATA
Pressure gauge : Nuova firma	Manufacture : CONTINENTAL
Serial No. : EN837-1	Model : FLEXDOCK225
Certificate No : SP23624	Serial No. : 10158035
Insulation tester : Hioki	Size : 8"
Serial No. : 150421474	Overall length (cm.) : 983 cm
Certificate No : CA00970-23	Product : Diesel / Mogas Shell

1. ตรวจสอบ Hose ออกจากถังยึด และ ทำการตรวจสอบสภาพทั่วไป วัดความยาว	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ปัญหาที่พบ	
ความยาว 983 cm.	
2. ทำ Hydrostatic test at 10 PSI ลงที่แรงดันไว้ 10 นาที	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
วัดค่าความยาวของสาย ค่าที่วัดได้ไม่ตรงกับ $\pm 1\%$ ของการวัดครั้งแรก	
ความยาวที่วัดได้ = 983 cm.	
คิดเป็น 0.99% ของการวัดครั้งแรก	
3. ทำ Hydrostatic test at 150 PSI ลงที่แรงดันไว้ 10 นาที	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
วัดค่าความยาวของสาย ค่าที่วัดได้ไม่ตรงกับ $\pm 7.5\%$ ของการวัดครั้งแรก	
ความยาวที่วัดได้ = 1,008 cm.	
คิดเป็น 7.1% ของการวัดครั้งแรก	
4. ตรวจสอบจุดรั่วซึม	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ปัญหาที่พบ	
5. ตรวจสอบหัวแป้นหมุน จุดต่อของสาย	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ปัญหาที่พบ	
6. วัดค่าความดันตามสาย ไม่ตรงกับ 100 ๑	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ค่าที่วัดได้ 4.65 ๑	
7. ประกอบหัวแป้นหมุนพร้อมทั้งขันแป้นเข้าแป้น	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ

หมายเหตุ : 1. หากพบความผิดปกติเกิดขึ้นให้รีบแจ้งถึงฝ่ายดูแลและแจ้งวิศวกร, ผู้ควบคุมงานทราบ พร้อมกันทำการเสนอแนะแนวทางแก้ไข  
ได้สามารถใช้งานได้ตามปกติ  
2. ค่าแรงดันที่เปลี่ยนแปลง เนื่องจากสื่อสภาพ หรือเสียหาย ให้รีบแจ้งแจ้งผู้จ้าง เพื่อเสนอราคาขอเปลี่ยนชิ้นส่วนทุกครั้งที่  
บันทึกพบข้อบกพร่อง สาย Hose มีรอยฉีกขาด บริเวณผิวสาย จากการปะทะกับของมีคมหรือมีสิ่งมากรัดใช้งานไม่ได้ปกติ

Report By : จตุพล ไชยชนะ	Inspected By : สุรเชษฐ์ แซ่ตัน
Date : 7/9/2023	Date : 7/9/2023

## CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.  
Contractor : New Star International Co., Ltd



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 4
PM Date : 7/9/2023	Next PM Date : 20/9/2024	Frequency : Yearly
LOCATION : Chevron SKL	PRODUCT : Mogas	No. Mogas Hose 8"

PRIMARY DATA

DESCRIPTION	
	
ความยาวของสาย Hoses ก่อน Test 14 983 cm	
	
Hydrostatic test at 10 PSI วัดค่าความยาวสาย Hoses 14 983 CM	Hydrostatic test at 150 PSI วัดค่าความยาวสาย Hoses 14 1008 CM
	
หาความยาวสายก่อนและเปลี่ยนเป็นใหม่	วัดค่าความยาวสาย สายที่วัดได้ 4.65 Q

## CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.

Contractor : New Star International Co., Ltd.



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 5
PM Date : 5/9/2023	Next PM Date : 20/9/2024	Frequency : Yearly

MEASURING INSTRUMENT	DOCK HOSE DATA
Pressure gauge : Nuova firma	Manufacture : ไทยนิว
Serial No. : EN837-1	Model : -
Certificate No : SP23624	Serial No. : -
Insulation tester : Hioki	Size : 3"
Serial No. : 150421474	Overall length (cm.) : 438 cm
Certificate No : CA00970-23	Product : Ethanol

1. ตรวจสอบ Hose ออกจากถัง และ ทำการตรวจสอบสภาพทั่วไป วัดความยาว	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ปัญหาที่พบ	ความยาว 438 cm.
2. ทำ Hydrostatic test at 10 PSI ลงที่แรงดันไว้ 10 นาที	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
วัดค่าความยาวของสาย สายที่วัดได้ไม่ครบเกิน ±1% ของการวัดครั้งแรก	ความยาวที่วัดได้ = 447 cm.
คิดเป็น 1.00% ของการวัดครั้งแรก	คิดเป็น 7.1% ของการวัดครั้งแรก
3. ทำ Hydrostatic test at 30 PSI ลงที่แรงดันไว้ 10 นาที	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
วัดค่าความยาวของสาย สายที่วัดได้ไม่ครบเกิน ±7.5% ของการวัดครั้งแรก	ความยาวที่วัดได้ = 460 cm.
คิดเป็น 7.1% ของการวัดครั้งแรก	คิดเป็น 7.1% ของการวัดครั้งแรก
4. ตรวจสอบจุดรั่วซึม	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ปัญหาที่พบ	ปัญหาที่พบ
5. ตรวจสอบหัวแม่เหล็ก จุดต่อของสาย	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ปัญหาที่พบ	ปัญหาที่พบ
6. วัดค่าความต้านทานสาย ไม่ควรเกิน 100Ω	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ
ค่าที่วัดได้	1.55 Ω
7. ประกอบหัวแม่เหล็กพร้อมทั้งขันแน่นตามแผน	<input checked="" type="checkbox"/> ปกติ <input type="checkbox"/> ผิดปกติ

หมายเหตุ : 1. หากพบความผิดปกติเกิดขึ้นให้รีบแจ้งผู้ดูแลระบบแจ้งวิศวกร, ผู้ควบคุมงานทราบ พร้อมบันทึกการซ่อมแซมแบบแนวทางแก้ไข  
ไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ  
2. จะนำผลที่ได้จะเปลี่ยน เนื่องจากเสื่อมสภาพ หรือเสียหาย ให้เปลี่ยนแจ้งผู้จ้างจ้าง เพื่อเสนอราคาขอซื้อเปลี่ยนชุดเครื่อง

บันทึกเพิ่มเติม

Report By : จกพล ไชยชนะ	Inspected By : สุรเชษฐ์ แซ่ตัน
Date : 5/9/2023	Date : 5/9/2023

## CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thai) Ltd.  
Contractor : New Star International Co., Ltd



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 6
PM Date : 5/9/2023	Next PM Date : 20/9/2024	Frequency : Yearly
LOCATION : Chevron SKL	PRODUCT : Ethanol	No. Ethanol Hose 3"

PRIMARY DATA

DESCRIPTION	
	ภาพรวมสภาพที่ตรวจพบ
	
ตรวจสภาพทั่วไป และ วัดสาย Hoses ตาม Test 14 438 CM	
	
Hydrostatic test at 10 PSI วัดค่าความยาวสาย Hoses 14 447 CM	
	
วัดค่าความยาวสายตามสาย ค่าที่วัดได้ 1.55 Q	Hydrostatic test at 30 PSI วัดค่าความยาวสาย Hoses 14 460 CM

## CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.

Contractor : New Star International Co., Ltd.



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 7
PM Date : 5/9/2023	Next PM Date : 20/9/2024	Frequency : Yearly

MEASURING INSTRUMENT	DOCK HOSE DATA
Pressure gauge : Nuova firma	Manufacture : TOZEN
Serial No. : EN837-1	Model : -
Certificate No : SP23624	Serial No. : -
Insulation tester : Hioki	Size : 3"
Serial No. : 150421474	Overall length (cm.) : 519 cm
Certificate No : CA00970-23	Product : B-100

1. ตรวจสอบสภาพที่วัด และ ทำการตรวจสอบสภาพทั่วไป วัดความยาว
 

☒ ปกติ
 ☐ ผิดปกติ

 ปัญหาที่พบ : \_\_\_\_\_  
 ความยาว : 519 cm.
2. ทำ Hydrostatic test at 10 PSI ลงที่แรงดันไว้ 10 นาที  
 วัดค่าความยาวของสาย ค่าที่วัดได้ไม่ควรเกิน  $\pm 1\%$  ของการวัดครั้งแรก  
 ความยาวที่วัดได้ = 542 cm.  
 คิดเป็น 1.0% ของการวัดครั้งแรก
3. ทำ Hydrostatic test at 30 PSI ลงที่แรงดันไว้ 10 นาที  
 วัดค่าความยาวของสาย ค่าที่วัดได้ไม่ควรเกิน  $\pm 7.5\%$  ของการวัดครั้งแรก  
 ความยาวที่วัดได้ = 552 cm.  
 คิดเป็น 7.10% ของการวัดครั้งแรก
4. ตรวจสอบจุดรั่วซึม
 

☒ ปกติ
 ☐ ผิดปกติ

 ปัญหาที่พบ : \_\_\_\_\_
5. ตรวจสอบหน้าแปลน จุดต่อของสาย
 

☒ ปกติ
 ☐ ผิดปกติ

 ปัญหาที่พบ : \_\_\_\_\_
6. วัดค่าความต้านทานสาย ไม่ควรเกิน 100 Q
 

☒ ปกติ
 ☐ ผิดปกติ

 ค่าที่วัดได้ : 1.13 Q
7. ประกอบหน้าแปลนพร้อมทั้งขันแน่นตามแปลน
 

☒ ปกติ
 ☐ ผิดปกติ

หมายเหตุ : 1. หากพบความผิดปกติเกิดขึ้นให้รีบแจ้งผู้ดูแลระบบและแจ้งวิศวกร, ผู้ควบคุมงานทราบ พร้อมบันทึกการซ่อมแซมแบบแนวทางแก้ไข  
 ไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ  
 2. อุปกรณ์ใดที่จะเปลี่ยน เนื่องจากเสื่อมสภาพ หรือเสียหาย ให้เขียนแจ้งผู้ว่าจ้าง เพื่อเสนอราคาขอซื้อเปลี่ยนทุกครั้งที่  
 บันทึกเพิ่มเติม : \_\_\_\_\_

Report By : จตุพล ไชยชนะ	Inspected By : สุรเชษฐ นพรัตน์
Date : 5/9/2023	Date : 5/9/2023

# CHECK SHEET FOR PM WORKS

Owner : Chevron (Thailand) Ltd.  
Contractor : New Star International Co., Ltd



Ref. Job Spec. No. : JS-PM-035	Description : RUBBER HOSES INSPECTION	Page No. : 8
PM, Date : 5/9/2023	Next PM, Date : 20/9/2024	Frequency : Yearly
LOCATION : Chevron SKL	PRODUCT : B-100	No. B-100 Hose 3"

PRIMARY DATA

DESCRIPTION	
	<div> <div>   </div> <div> <p>Hydrostatic test at 10 PSI วัดค่าความดันภายใน Hoses ไท 542 CM</p>   </div> <div> <p>Hydrostatic test at 30 PSI วัดค่าความดันภายใน Hoses ไท 552 CM</p>  </div> </div>

ภาคผนวก ข-9

แผนการปฏิบัติการกรณีฉุกเฉิน





<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 1 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 2 of 110

**Songkhla JV Terminal – Emergency Response Plan**

**Contents**

1.0	หน้า	4
2.0	Procedures	7
3.0	องค์กรตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน	9
4.0	เครื่องมือและทรัพยากร	17
5.0	วัดอันตรายบริเวณทำงาน	22
6.0	ขั้นตอนการอพยพ	26
7.0	ขั้นตอนการรับมือเพลิงไหม้	27
8.0	ขั้นตอนการผจญเพลิง	28
9.0	แผนสำหรับการรับมือการหกสื่อน้ำมัน	28
10.0	แผนสำหรับการรับมือการเกิดอุบัติเหตุของรถบรรทุกน้ำมัน	31
11.0	ขั้นตอนสำหรับการรับมือการบาดเจ็บส่วนบุคคล	34
12.0	ขั้นตอนการรับมือกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่ทำเรือ	35
13.0	ขั้นตอนการรับมือต่อการถูกขู่วางระเบิด	35
14.0	ขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อยานพาหนะถูกจี้	39
15.0	เหตุการณ์ฉุกเฉินอื่นๆ จากภายนอก	44
16.0	แผนรับมือการปล้น หรือยึดเรือหรือตัวประกัน	44
17.0	แผนรับมือการเข้าไปยุ่งเกี่ยวกับสินค้า หรืออุปกรณ์ของเรือโดยไม่ได้รับอนุญาต	45
18.0	แผนรับมือการลักลอบขึ้นเรือ	46
19.0	แผนรับมือการเข้าไปใช้สิ่งของโดยไม่ได้รับอนุญาต	46
20.0	แผนรับมือการใช้เรือเพื่อก่อการร้าย	47
21.0	แผนรับมือการใช้เรือเป็นอาวุธในการโจมตี	47
22.0	ขั้นตอนปฏิบัติเมื่อเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ	48
23.0	ขั้นตอนการรายงาน	50
24.0	เบอร์โทรศัพท์ติดต่อ	57
25.0	คำจำกัดความ	58
26.0	ภาคผนวก	66

**Songkhla JV Terminal  
Emergency Response Plan**

**Version 10.0**

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 3 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 4 of 110

©2005 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.

**1.0 หน้า**

**วัตถุประสงค์และขอบเขต**

แผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน (ERP) อธิบายเกี่ยวกับขั้นตอนของการวางแผนและระบบปฏิบัติการอันเนื่องมาจากสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นที่คลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา

การควบคุมและจำกัดความเสียหายจากสถานการณ์ฉุกเฉินหรือสถานการณ์ฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นจริงให้อยู่ในขอบเขตที่ผลสำเร็จของการนำแผนไปปฏิบัติใช้ในสถานการณ์จริง

แผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินได้อธิบายถึงขั้นตอนในการปฏิบัติเมื่อมีเหตุการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้นในคลังเก็บน้ำมัน

เครื่องอำนวยความสะดวกในคลังน้ำมันประกอบด้วย

- ถังเก็บน้ำมัน (Bulk storage tanks and compound)
- ช่องจ่ายน้ำมันให้กับรถบรรทุกน้ำมัน (Tank truck loading rack)
- คลังสินค้า (Warehouse)
- อาคารสำนักงานบริหาร (Administration office building)

แผนการปิดล้อมคลุมถึงสถานการณ์ฉุกเฉินดังนี้

- สถานการณ์ที่ก่อให้เกิดการบาดเจ็บสาหัส
- เหตุการณ์เพลิงไหม้ภายในคลังน้ำมัน
- เหตุการณ์ใดๆ ที่อาจจะก่อให้เกิดผลกระทบแรงต่อสิ่งแวดล้อม
- เหตุการณ์ใดๆ ที่ก่อให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรงหรือก่อให้เกิดความเสียหายต่อทรัพย์สิน

**ผู้ครอบครองแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

เลข ERP	ผู้ครอบครอง
01	ผู้จัดการคลังน้ำมันร่วมฯสงขลา
02	ผู้จัดการสำนักงานขาย บ.สตาร์ ฟูลเลอร์ มาร์เก็ตติ้ง จำกัด
03	ผู้จัดการสำนักงานขาย บ.บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน)
04	ผู้จัดการสำนักงานขาย บ.เชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด
05	ผู้เชี่ยวชาญด้านสุขภาพ, สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัย

**การควบคุมแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

แผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินฉบับนี้เป็นความลับของบริษัทสตาร์ ์ฟูลเลอร์ มาร์เก็ตติ้ง จำกัด ห้ามกระทำการลอกเลียนไม่ว่าจะเป็นบางส่วนหรือทั้งหมดของแผนการโดยปราศจากการอนุญาตของผู้จัดการทั่วไป ของบริษัทน้ำมันเชฟรอน (ไทย) จำกัด

แผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินนี้ได้รับการรักษา ปรับปรุงและควบคุมโดยผู้จัดการคลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา และผู้เชี่ยวชาญด้านสุขภาพ, สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัย

การแก้ไขจะได้รับจากผู้จัดการคลังน้ำมันร่วมฯสงขลา หน้าเอกสารที่จัดหามาใหม่ (สังเกตได้จากวันที่ที่เปลี่ยนแปลงไป) จะถูกส่งไปยังผู้ถือแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 5 of 110

### การฝึกหัด

ในระดับความต้องการขั้นต่ำ คลังน้ำมันร่วมฯสงขลาควรประกอบไปด้วย

- การซ้อมดับเพลิง กับหน่วยดับเพลิงท้องถิ่น
- การฝึกซ้อมดับเพลิงประจำปี โดยใช้เวลาประมาณ 2 ชั่วโมง
- การฝึกหัดแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินทุก 2 ครั้งต่อปีในการประชุมของชุดดูแลคลังน้ำมัน

### ผู้มีอำนาจบังคับบัญชา (SCHEDULE OF AUTHORITY)

- อธิบดีฯต้องขอเขตจำกัดของการอนุมัติสำหรับสมาชิก COTL ERP ผู้ซึ่งสามารถอนุมัติวงเงินและเครดิตระหว่างสถานการณ์ฉุกเฉิน
- ผู้มอบัติสามารถให้โดยที่ปีงบประมาณจะต้อง**ได้รับความสนใจจากบริษัท**
- ผู้จัดการทั่วไป การจัดหาจ่ายคือ หน้าที่อนุมัติที่สำคัญที่สุดในหน่วยจัดหาจ่าย ประเทศไทย
- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯ สามารถให้อนุมัติวงเงิน 60,000 บาท (ทุกการสั่งซื้อจะต้องผ่านฝ่ายการเงินและจัดซื้อ)

### ความสัมพันธ์ระหว่างแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินของคลังฯ ร่วมสงขลาและ Country Crisis Management Plan (CMP)

COUNTRY CMP ใช้สำหรับการรับมือเหตุการณ์ที่นอกเหนือไปจากความสามารถของคลังน้ำมันในแต่ละท้องถิ่น เมื่อต้องการที่จะใช้ COUNTRY CMP ผู้จัดการคลังน้ำมันจะต้องแจ้งให้ผู้จัดการทั่วไปฝ่ายแจกจ่ายเพื่อร้องขอต่อการใช้ CCMP

### ขั้นตอนการรายงานอุบัติเหตุ

รายละเอียดของการรายงานอุบัติเหตุที่ได้กล่าวไว้ดังต่อไปนี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อเป็นการเตือนให้ผู้จัดการคลังน้ำมัน ผู้จัดการแผนกปฏิบัติการคลังน้ำมันส่วนภูมิภาค และวิศวกร และผู้จัดการทั่วไปกลุ่มธุรกิจจัดส่งให้รายงานอุบัติเหตุได้ถูกประเภท

### อุบัติเหตุที่จะต้องแจ้งรายงานทันทีหลังจากอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น คือ

- อุบัติการณ์ที่เกี่ยวข้องการเสียชีวิตที่เกิดจากการทำงานของพนักงาน ผู้รับเหมา หรือบุคคลที่สาม
- การบาดเจ็บจำนวนมากที่ต้องมีการบันทึก
- อุบัติการณ์ที่ก่อให้เกิดการฟักโรคสัตว์ที่โรงพยาบาลและค้างคืนของพนักงาน ผู้รับเหมา หรือบุคคลที่สามมากกว่าการเฝ้าดูอาการ
- ปีโตรเลียม หรือผลิตภัณฑ์ปีโตรเลียมหกรั่วไหลลงสู่ น้ำ ในปริมาณมากกว่า 7,949.2 ลิตร
- ปีโตรเลียม หรือผลิตภัณฑ์ปีโตรเลียม หกรั่วไหลลงสู่พื้นดิน ในปริมาณมากกว่า 79,492 ลิตร
- การปล่อยสารเคมีในปริมาณเพิ่มมากกว่า 8,000 กิโลกรัม ลงสู่พื้นดิน น้ำ อากาศ หรือส่งผลกระทบต่อความปลอดภัย สุขอนามัย และสิ่งแวดล้อมของประชาชน
- มูลค่าความเสียหายของอุบัติเหตุมีค่าเท่ากับหรือมากกว่า 15 ล้านบาทหรือมากกว่า500,000 เหรียญสหรัฐ สำหรับความสูญเสียทางร่างกาย สิ้นสุด หรือความเสียหายที่เกิดจากเหตุการณ์
- ต้องรายงานอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในหน่วยงานร่วมทุนซึ่งไม่ได้ควบคุมการปฏิบัติงานเองเมื่อเชพรอนต้องแบ่งความรับผิดชอบสำหรับค่าเสียหายจากอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น ที่มีมูลค่าเท่ากับหรือมากกว่า 500,000 เหรียญสหรัฐ
- อุบัติการณ์ใด ๆ ที่ดึงดูดความสนใจในการรายงานข่าวของสื่อมวลชนระหว่างประเทศหรือภายในประเทศเป็นบริเวณกว้าง
- อุบัติการณ์ใด ๆ ที่ดึงดูดความสนใจในการรายงานข่าวของสื่อมวลชนระหว่างประเทศหรือภายในประเทศเป็นบริเวณกว้าง

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 5 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 6 of 110

- อุบัติการณ์ที่ต้องรายงานต่อตัวแทนภายนอก และต้องการหรือข่มขู่ให้หยุดดำเนินการปฏิบัติงานก่อให้เกิดความเสียหายที่น้ำจะมีมูลค่าเท่ากับหรือมากกว่า 500,000 เหรียญสหรัฐ
- อุบัติเหตุทางรถยนต์ ที่ก่อให้เกิดการเสียชีวิต (พนักงาน ผู้รับเหมา ผู้รับเหมาจ้าง หรือบุคคลที่ 3)

### อุบัติเหตุที่จะต้องแจ้งรายงานทันทีภายในเวลา 24 ชั่วโมงหลังจากอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น คือ

- การบาดเจ็บที่ต้องบันทึก หรือการเจ็บป่วยที่ต้องฟักโรคสัตว์ที่โรงพยาบาลมากกว่าเฝ้าดูอาการ (อาจส่งผลให้เกิดการสูญเสียวันทำงานหรือทำงานแบบมีข้อจำกัดติดต่อ HES ประจำพื้นที่เพื่อขอคำแนะนำ)
- ปีโตรเลียม หรือผลิตภัณฑ์ปีโตรเลียมหกรั่วไหลลงสู่ น้ำ ในปริมาณมากกว่า158,984 ลิตร(1 บาร์เรล) จนถึง 7,949.2 ลิตร (50 บาร์เรล)
- ปีโตรเลียม หรือผลิตภัณฑ์ปีโตรเลียม หกรั่วไหลลงสู่พื้นดิน หรือ ที่กักเก็บรองลงมา ในปริมาณมากกว่า 7,949.2 ลิตร (50 บาร์เรล) จนถึง 79,492 ลิตร (500 บาร์เรล)
- หน่วยงานภายนอกเข้ามาใกล้สถานการณ์ และการเข้าแทรกแซง (เข้ามาควบคุมและรับผิดชอบแทน)
- มูลค่าเสียหายของอุบัติเหตุมีค่าเกิน 15 ล้านบาท( 500,000 เหรียญสหรัฐ)
- อัคคีภัยที่ก่อให้เกิดความเสียหายต่อทรัพย์สินของบริษัทที่มีมูลค่ามากกว่า15 ล้านบาท (500,000 เหรียญสหรัฐ)
- ต้องรายงานอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในหน่วยงานร่วมทุนซึ่งไม่ได้ควบคุมการปฏิบัติงานเองเมื่อเชพรอนต้องแบ่งความรับผิดชอบสำหรับค่าเสียหายจากอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น ที่น้ำจะมีมูลค่าเกิน 15 ล้านบาท (500,000 เหรียญสหรัฐ)
- อุบัติการณ์ซึ่งมีผลกระทบต่อประเทศ หรือระหว่างประเทศในชื่อเสียงของเชพรอน
- การร้องเรียนที่ถูกติดตามกฎหมายจากลูกค้า หรือสาธารณะชนมากกว่า 10 รายต่อเฉพาะเหตุการณ์
- อุบัติการณ์ที่ต้องรายงานต่อหน่วยงานภายนอก และมีผลตามกฎหมาย การชำระค่าปรับ หรือสินไหม ที่มีมูลค่ามากกว่า หรือเท่ากับ 15 ล้านบาท(500,000 เหรียญสหรัฐ)
- รอยต่อของคนทำงานใด ๆ ที่เกิดการพลิกคว่ำ
- อุบัติเหตุทางรถยนต์ ที่ก่อให้เกิดการที่ต้องหยุดงานเพื่อพักฟื้น (พนักงาน ผู้รับเหมา ผู้รับเหมาจ้าง)
- อุบัติเหตุทางรถยนต์ ที่ก่อให้เกิดการบาดเจ็บต้องฟักโรคสัตว์ที่โรงพยาบาลค้างคืนของพนักงาน ผู้รับเหมา หรือบุคคลที่ 3 มากกว่าเฝ้าดูอาการ

เหตุการณ์ฉุกเฉินที่ได้กล่าวมาข้างต้นอาจจะไม่ครอบคลุมถึงเหตุการณ์ฉุกเฉินทั้งหมด ดังนั้นกลุ่มผู้รับผิดชอบความรับผิดชอบต่อความปลอดภัยในการตีความเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น

### อ้างอิง

ขั้นตอนการดำเนินการของคลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา  
แผนการจัดการภาวะวิกฤตของประเทศไทย  
แผนการป้องกันเพลิงไหม้ของคลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา  
ตารางการจัดแบ่งประเทศ และการรายงานอุบัติเหตุของโกลบอลมาร์เก็ตติ้ง

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 6 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

## 2.0 เกี่ยวกับการปฏิบัติการในคลังน้ำมันร่วมฯสงขลา

### ที่ตั้ง

คลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา ตั้งอยู่ในอำเภอสิงหนคร ห่างจากตัวเมืองสงขลาประมาณ 30 กิโลเมตร และห่างจากกรุงเทพฯ 1,000 กิโลเมตร โดยทางรถยนต์ สงขลาเป็นจังหวัดชายแดนของประเทศไทยจุดกึ่งครึ่งเคดาห์ (ไทรบุรี) ของมาเลเซีย นับเป็นเป็นเมืองท่าและเมืองชายทะเลที่สำคัญแห่งหนึ่งของภาคใต้ มีเมืองเก่าหลายเมือง มีศิลปโบราณ วัตถุสถาน สงขลามีชายหาดที่สวยงาม น้ำตก ทะเลสาบ เป็นศูนย์กลางในด้านการค้า เป็นเมืองชุมทางของภาคใต้

### ลักษณะของคลังน้ำมัน

คลังน้ำมันแบ่งออกเป็น 2 ส่วน

**ส่วนที่ 1** เป็นคลังฯ ที่ร่วมทุนก่อสร้างระหว่าง บ.เชพรอน (ไทย) จำกัด และ บ.เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2537 (ค.ศ.1994) มีพื้นที่ 27.75 ไร่ **ส่วนที่ 2** บ.เชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด ได้เข้าร่วมกิจการเมื่อ ค.ศ.1999 มีพื้นที่ 50.05 ไร่ คลังน้ำมันทั้ง 2 ส่วน ได้รวมตัวกันมีชื่อว่า “คลังน้ำมันร่วมฯ สงขลาฯ” มีพื้นที่รวมกันทั้งหมด 77.8 ไร่ การจัดเก็บและจัดจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปีโตรเลียม ซึ่งได้ถูกส่งผ่านจาก โรงกลั่นน้ำมันจังหวัดระยองประมาณ 90% และ 10% จากโรงกลั่นศรีราชา และภายนอกประเทศ โดยจัดส่งผ่านทางเรือบรรทุกผลิตภัณฑ์ และรถบรรทุกน้ำมัน การจัดจำหน่ายของคลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา ครอบคลุมลูกค้าใน 7 จังหวัดภาคใต้ตอนล่างของประเทศไทย ดังนั้นน้ำมันถูกจัดสร้างอยู่ในบริเวณควบคุม โดยแต่ละถังได้เก็บผลิตภัณฑ์ต่างชนิดกัน ภายใต้มาตรฐาน API

### การปฏิบัติการ

คลังน้ำมันใช้ในการเป็นศูนย์กลางการจัดเก็บและแจกจ่ายน้ำมัน จากโรงกลั่นน้ำมันในจังหวัดระยองโดยทางรถเรือ การขนส่งผลิตภัณฑ์เข้าเ็นการโดยพนักงานของคลังน้ำมันฯ โดยการสูบน้ำผ่านเครื่องสูบน้ำทางท่อข้ามที่แยกชนิดของผลิตภัณฑ์ไปยังถังเก็บน้ำมันแต่ละชนิด

การจัดจำหน่ายน้ำมันจากคลังน้ำมันผ่านทางรถบรรทุกน้ำมันโดยจ่ายจากโรงเติมน้ำมันให้กับรถบรรทุกน้ำมัน รถบรรทุกน้ำมันจะได้รับน้ำมันในปริมาณที่ต้องการตามใบส่งสินค้าผ่านทางระบบมิเตอร์จ่ายน้ำมัน ขบวนการจ่ายน้ำมันจะถูกควบคุมโดยระบบกักตุนอัตโนมัติ มีการตั้งปริมาตรที่ต้องการผ่าน Preset meter และมีระบบ ประสานความปลอดภัย Safety interlock system ได้ถูกติดตั้งที่คลังน้ำมันฯ นอกจากนี้ยังมีเครื่องป้องกันการเติมน้ำมันลงในระหว่างที่บรรจุน้ำมันลงในรถบรรทุกน้ำมัน

การปฏิบัติการของเครื่องสูบน้ำนั้นถูกควบคุมจากสวิตช์หลักที่โรงเติมน้ำมันเชื้อเพลิง สวิตช์ปิดมีลูกเงินถูกติดตั้งอยู่ใน 3 ตำแหน่ง คือ ที่โรงเติมน้ำมันเชื้อเพลิง โรงบิมน้ำมัน และอาคารปฏิบัติการคลังน้ำมันฯ

### สินค้าคลัง

ถังเก็บน้ำมันดีเซลมีลักษณะเป็นหลังคาทรงโดมแนวดิ่งตามมาตรฐานของ API ถังเก็บน้ำมันเบนซินซึ่งทั้งหมด มีการติดตั้งฝาถังลอย เพื่อป้องกันการระเหยของไอน้ำมัน

### ขนาดความจุของถังเก็บน้ำมันแต่ละใบถูกแสดงในตารางข้างล่างนี้

เบอร์ถังเก็บน้ำมัน	ผลิตภัณฑ์	ความจุ (ลิตร)
TH-01	ดีเซล	8,902,000
TH-02	ดีเซล	3,175,000
TH-03	ดีเซล	8,866,000
TH-04	ดีเซล	6,264,000
TH-05	(ว่าง)	1,806,000
TH-06	แก๊สโซลีนเบส-91	1,611,000
TH-07	แก๊สโซลีนเบส-91	1,612,000
TH-08	แก๊สโซลีนเบส-95	1,611,000
TH-09	แก๊สโซลีนเบส-95	1,034,000
TH-10	แก๊สโซลีนเบส-95	1,627,000
TH-11	เอทานอล	1,302,000
TH-12	เบนซิน-95	1,611,000
TH-13	(ว่าง)	97,000
TH-14	SLOP(ว่าง)	27,000
TH-15	B100	205,000
TH-16	(ว่าง)	15,000
TH-17	B100	546,000
SH-06	แก๊สโซลีนเบส-95	1,200,000
SH-08	(ว่าง)	1,200,000
SH-09	ดีเซล	1,200,000
SH-13	แก๊สโซลีนเบส-91	1,800,000
SH-15	เดซี	2,000,000
SH-16	(ว่าง)	2,000,000
SH-17	แก๊สโซลีนเบส-91	6,200,000
SH-18	แก๊สโซลีนเบส-95	6,200,000
SH-19	ดีเซล	20,000,000
SH-20	ดีเซล	20,000,000
SH-24	(ว่าง)	1,239,159

### ตารางที่ 1 ความจุของถังน้ำมันที่คลังน้ำมันร่วมฯ สงขลา

การเก็บน้ำมันมิได้ทำการบรรจุนกะที่เต็มความจุของถังน้ำมันเนื่องจากมีการจัดจำหน่ายน้ำมันให้กับลูกค้าทุกวัน

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 8 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 7 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 9 of 110

### 3.0 องค์การตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน

#### ผู้รับผิดชอบหรือผู้ที่เกี่ยวข้องก่อนที่จะมีเหตุการณ์ฉุกเฉิน

##### ผู้จัดการทั่วไปกลุ่มธุรกิจจัดส่ง

ผู้จัดการทั่วไปฝ่ายจัดจำหน่ายจะต้องจัดเตรียมทรัพยากรที่เหมาะสมเพื่อใช้ในการพัฒนาและรักษาระบบการจัดการต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน

##### ผู้ประสานงานธุรกิจจัดส่งและปฏิบัติการคลังน้ำมัน

ผู้ประสานงานธุรกิจจัดส่งและปฏิบัติการคลังน้ำมัน ควรที่จะ

- ทบทวนแผนเบื้องต้นของการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินจากผู้จัดการคลังน้ำมันฯ
- ประเมินถึงความพร้อมในการรับมือสถานการณ์ฉุกเฉินเป็นระยะ
- จัดหาทรัพยากรที่เหมาะสมเพื่อที่จะพัฒนาการนำไปปฏิบัติจริงและรักษาระบบการจัดการและการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน

##### ผู้เชี่ยวชาญด้านสุขภาพ, สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัย

ผู้เชี่ยวชาญด้านสุขภาพ, สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัย ควรที่จะ

- ทบทวนแผนเบื้องต้นของการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินจากผู้จัดการคลังน้ำมันฯ
- ตรวจสอบความพร้อมของเครื่องมือที่ใช้ในสถานการณ์ฉุกเฉินให้อยู่ในสภาพที่ดีและพร้อมที่จะใช้งานทุกเมื่อ
- ปรับปรุงแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินและส่งไปยังผู้ที่จำเป็นต้องใช้แผนดังกล่าวตามความเหมาะสม
- แน่ใจว่าพนักงานทุกคนมีความคุ้นเคยกับแผนดังกล่าวและแนะนำแผนดังกล่าวต่อพนักงานที่เพิ่งเข้ามาทำงานเป็นวันแรก
- สร้างความคุ้นเคยและผูกมิตรกับเจ้าหน้าที่ในท้องถิ่น หน่วยงานเพลิงและ แผนการตอบสนองสถานการณ์ฉุกเฉินของหน่วยเพื่อน
- นำแผนดังกล่าวไปปฏิบัติใช้และการประกาศยกเลิกใช้แผนดังกล่าว
- จัดทำรายงานแจ้งเหตุของเหตุการณ์ฉุกเฉินทุกเหตุการณ์
- ทำการสืบสวนหาสาเหตุของเหตุฉุกเฉินดังกล่าวเพื่อหาต้นตอของปัญหา
- มีการวิจารณ์ แผนเหตุการณ์ฉุกเฉินร่วมกับทีมงาน / โดยเตรียมรายงาน ---อุปสรรคในการสื่อสารที่พบ ชื่อนแนะนำในการปรับปรุง
- แสดงถึงความรับผิดชอบอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องได้แก่

ผู้จัดการคลังน้ำมัน

ผู้จัดการคลังน้ำมัน ควรที่จะ

- จัดการและประสานงานต่อกิจกรรมต่างๆ ที่จะช่วยรับมือต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจจะเกิดขึ้นได้ เช่น การซ่อมป้องกันเพลิงไหม้
- บำรุงรักษาเครื่องมือที่ใช้ในสถานการณ์ฉุกเฉินให้อยู่ในสภาพที่ดีและพร้อมที่จะใช้งานทุกเมื่อ
- ปรับปรุงแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินและส่งไปยังผู้ที่จำเป็นต้องใช้แผนดังกล่าวตามความเหมาะสม
- แน่ใจว่าพนักงานทุกคนมีความคุ้นเคยกับแผนดังกล่าวและแนะนำแผนดังกล่าวต่อพนักงานที่เพิ่งเข้ามาทำงานเป็นวันแรก
- สร้างความคุ้นเคยและผูกมิตรกับเจ้าหน้าที่ในท้องถิ่น หน่วยงานเพลิงและ แผนการตอบสนองสถานการณ์ฉุกเฉินของหน่วยเพื่อน
- นำแผนดังกล่าวไปปฏิบัติใช้และการประกาศยกเลิกใช้แผนดังกล่าว
- จัดทำรายงานแจ้งเหตุของเหตุการณ์ฉุกเฉินทุกเหตุการณ์
- ทำการสืบสวนหาสาเหตุของเหตุฉุกเฉินดังกล่าวเพื่อหาต้นตอของปัญหา
- มีการวิจารณ์ แผนเหตุการณ์ฉุกเฉินร่วมกับทีมงาน / โดยเตรียมรายงาน ---อุปสรรคในการสื่อสารที่พบ ชื่อนแนะนำในการปรับปรุง
- แสดงถึงความรับผิดชอบอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องได้แก่
  - มีข้อมูลความปลอดภัยของวัสดุสำหรับทุกผลิตภัณฑ์ (MSDS) ที่จัดเก็บไว้ หรือใช้ในคลังน้ำมันและแน่ใจว่าพนักงานทุกคนมีความคุ้นเคยกับสิ่งนี้
  - มีการเริ่มทบทวนความปลอดภัย ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน และ ผู้มีอำนาจในการสั่งการให้กลับไปปฏิบัติการใช้ใหม่ ผู้มีอำนาจดังกล่าวควรมีการกำหนด หรือแต่งตั้งให้ชัดเจน

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 11 of 110

ผังองค์กรของทีมงานจัดการภาวะวิกฤตระดับประเทศ



รูปภาพที่ 1 ผังองค์กรของทีมงานจัดการภาวะวิกฤตระดับประเทศ CMT

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 10 of 110

- เมื่อได้รับการอนุมัติให้แถลงข่าวกับสื่อข่าวในกรณีที่โฆษกของบริษัทหรือผู้จัดการประชาสัมพันธ์ และรัฐบาลไม่สามารถกระทำหน้าที่ใดในระหว่างเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- ร่วมมือในทุกๆ ด้านกับผู้บังคับการตำรวจผู้สั่งการในเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- ร่วมมือในทุกๆ ด้านกับตำรวจท้องถิ่นเพื่อที่จะได้การสนับสนุนและความรับผิดชอบจากตำรวจ เช่น การควบคุมทางกฎหมายและการสืบสวนต่อสาเหตุของเหตุการณ์ดังกล่าวอันเป็นเหตุให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตและทรัพย์สินของพนักงาน
- ร่วมมือกับการบริการรถพยาบาลเพื่อที่จะได้รับการปฐมพยาบาล
- ขอความช่วยเหลือจากคลังน้ำมันอื่นๆ ที่ใกล้เคียง และ หน่วยงานรัฐบาลอื่นๆ ในท้องถิ่น ถ้าคลังน้ำมันฯ ไม่สามารถรับมือกับสถานการณ์ดังกล่าวได้
- มอบหมายให้ใครเป็นผู้ที่ควบคุมสถานการณ์ ในกรณีที่ว่าเองไม่อยู่ บุคคลดังกล่าวจะต้องมีหน้าที่ รับผิดชอบ ที่จะปฏิบัติงานได้อย่างต่อเนื่อง จนกระทั่งถูกสับเปลี่ยนโดย ผู้บริหารอาวุโสหรือตัวแทนของผู้บริหารระดับอาวุโส

##### ผู้ช่วยผู้จัดการคลังน้ำมันฯ

ผู้ช่วยจัดการคลังน้ำมัน ควรที่จะ

- ให้คำแนะนำแก่สมาชิกของผู้บริหารอาวุโสในเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่เกิดขึ้นอย่างเหมาะสม
- จัดทำรายงานผลการสืบสวนตามความเหมาะสมของเหตุการณ์สำคัญต่างๆ
- จัดให้มีการฝึกฝนและทบทวนการฝึกฝนอยู่เป็นระยะ
- มีการซ่อมการป้องกันเพลิงไหม้ให้เป็นไปตามแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- ปรับปรุงแผนการต่างๆ และบอร์โดห์ศัพท์ให้ทันสมัยอยู่เสมอ
- สืบสวนเหตุการณ์ฉุกเฉินสำคัญต่างๆ ค้นหารากของสาเหตุและรายงานสิ่งผิดปกติที่พบ
- ตรวจสอบและจัดหาเครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ ที่จำเป็นต้องใช้เมื่อมีเหตุฉุกเฉินเกิดขึ้น

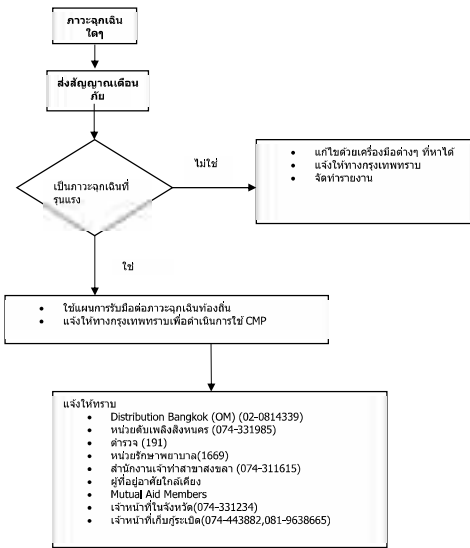
<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 12 of 110

ผังองค์กรของทีมงานตอบสนองต่อสภาวะการฉุกเฉินของคลังน้ำมันร่วมสหสาขา ERT



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 13 of 110

แผนผังการกระจายการติดต่อสื่อสาร



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 13 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 15 of 110

- ควบคุมการจราจรและรักษาให้ทางเข้าออกโล่งเพื่อยานพาหนะที่ใช้ในภาวะฉุกเฉิน ควบคุมการเข้าออกของบุคคล
- ป้องกันมิให้ผู้สู้อาหารเข้ามาเกี่ยวข้องกับความปลอดภัย
- แจ้งในความปลอดภัยของสำนักงาน เอกสาร ผลิตภัณฑ์ต่าง รวมถึง ทรัพย์สินต่างๆ ของบริษัท เช่น อุปกรณ์ที่ใช้ในภาวะฉุกเฉิน เครื่องจักรต่างๆ
- รายงานให้ผู้สั่งการ เหตุการณ์ฉุกเฉิน ทราบถึงสถานการณ์ต่างๆ

#### ผู้ปฐมพยาบาล/สื่อสาร/จัดบันทึก

ผู้รับผิดชอบ: หัวหน้าแผนกบัญชี

ช่วยเหลือโดย: แม่บ้าน

รับผิดชอบต่อ: ผู้จัดการคลังน้ำมัน

- จัดเตรียมสถานที่ปลอดภัยสำหรับผู้บาดเจ็บ
- จัดหาเครื่องปฐมพยาบาลเบื้องต้นและขอความช่วยเหลือทางการแพทย์หากมีความจำเป็น
- จัดเตรียมอาหารและเครื่องดื่มสำหรับทีมปฏิบัติการ
- ช่วยเหลือผู้สั่งการเหตุการณ์ฉุกเฉิน ในการติดต่อสื่อสารกับหน่วยธุรกิจจัดส่งที่กรุงเทพฯและหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง
- จัดบันทึกสำคัญเหตุการณ์ต่างๆ ถ่ายภาพความเสียหายตามความจำเป็น
- รายงานให้ผู้สั่งการ เหตุการณ์ฉุกเฉินทราบถึงจำนวนและสถานะภาพของผู้บาดเจ็บ

#### ทีมงาน A และ B

ผู้รับผิดชอบ: หัวหน้าแผนก

ช่วยเหลือโดย: พนักงานปฏิบัติการ

รับผิดชอบต่อ: ผู้จัดการคลังน้ำมัน

- แจ้งว่าอุปกรณ์ฉุกเฉินภายใต้การควบคุมโดยผู้สั่งการภาคสนามหรือโดยผู้สั่งการเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- ควบคุมและดำเนินการใช้เครื่องมือต่างๆ และพยายามอย่างสุดความสามารถในการควบคุมสถานการณ์
- แจ้งว่ามิใช่สถานที่หรือสิ่งวางเพลิงสำหรับเก็บน้ำมันเป็นเชื้อ
- ควบคุมดูแลการปฏิบัติการในการทำความสะอาด
- รายงานถึงสถานการณ์การปฏิบัติการให้ผู้สั่งการภาคสนามทราบเป็นระยะๆ

#### ทีมสนับสนุนด้านเทคนิค

ผู้รับผิดชอบ: วิศวกร

ช่วยเหลือโดย: ช่างเทคนิค

รับผิดชอบต่อ: ผู้จัดการคลังน้ำมัน

- ปิดแหล่งพลังงานไฟฟ้าทุกชนิดที่มีได้ใช้งาน
- หยุดการปฏิบัติงานทุกประเภท
- พิจารณาเสนอแนะที่ระบายนอกจากถังตัว วาล์วที่ปล่อยน้ำมัน และวาล์ว ท่อน้ำมันทุกชนิดที่ต่อตรงกับถังเก็บน้ำมัน
- เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงให้พร้อมใช้ และแจ้งว่า มาตรการ การป้องกันไฟได้ถูกนำมาใช้ตลอดเวลา
- ช่วยเหลือตามความจำเป็น
- ช่วยงานทำความสะอาดน้ำมัน
- รายงานให้ผู้สั่งการภาคสนามทราบถึงสถานการณ์ต่างๆ

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 15 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 14 of 110

#### ความรับผิดชอบของทีมตอบสนองต่อภาวะการฉุกเฉินในระหว่างเหตุการณ์ฉุกเฉิน

แบบตรวจสอบต่อไปนี้จะถูกใช้ในระหว่างเหตุการณ์ฉุกเฉิน วัตถุประสงค์ของแบบตรวจสอบเพื่อใช้ในการเตือนให้แต่ละบุคคลได้ปฏิบัติหน้าที่ของตนในระหว่างเหตุการณ์ แบบตรวจสอบดังกล่าวมิได้ครอบคลุมถึงหน้าที่ทั้งหมดซึ่งจำเป็นจึงควรใช้การอนุญาตของตนเองในการดำเนินการ

#### สมาชิกของทีมตอบสนองต่อภาวะการฉุกเฉิน ที่คลังน้ำมันฯ สงขลา

ผู้ควบคุมสั่งการในขณะเกิดเหตุการณ์

ผู้สั่งการภาคสนาม

ผู้ควบคุมความปลอดภัยและการจราจร

ผู้ปฐมพยาบาล/สื่อสาร/จัดบันทึก

ทีมงาน A และ B

ผู้ควบคุมการปฏิบัติงานภาคสนาม

#### ผู้ควบคุมสั่งการในขณะเกิดเหตุการณ์

ผู้รับผิดชอบ: ผู้จัดการคลังน้ำมัน

รับผิดชอบต่อ: ผู้จัดการแผนกปฏิบัติการและขนส่ง

- ประเมินสถานการณ์และมอบหมายงานสมาชิกของทีม
- แต่งตั้งคนส่งสาร สำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินตามความจำเป็น
- รายงานสถานการณ์สู่ศูนย์สั่งการกรุงเทพเป็นระยะอย่างต่อเนื่อง
- ดูแล ร่วมมือและควบคุมทุกการปฏิบัติการ
- ประสานกับผู้สู้อาหารโดยความร่วมมือและอนุมัติการแลกเปลี่ยนจากโฆษกและแผนการเงินของบริษัทเท่านั้น
- แจ้งในความปลอดภัยของพนักงานและสมาชิกของทีม
- ให้คำแนะนำตามความจำเป็นเพื่อแจ้งให้ชุมชนในท้องถิ่นทราบ
- ดำเนินการสู่สถานการณ์การปฏิบัติการให้กลับเป็นปกติตามความจำเป็น

#### ผู้สั่งการภาคสนาม

ผู้รับผิดชอบ: ผู้ช่วยผู้จัดการคลังน้ำมัน

รับผิดชอบต่อ: ผู้จัดการคลังน้ำมัน

- ประสานและควบคุมงานสนาม กับ สมาชิกของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- แจ้งในความปลอดภัยของพนักงานและสมาชิกของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- รายงานสถานการณ์ภาคสนามให้ผู้สั่งการ ในขณะเกิดเหตุการณ์เป็นระยะอย่างต่อเนื่อง
- ช่วยเหลือสมาชิกของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในการปฏิบัติการภาคสนาม เช่น หาตำแหน่งและแยกจุดที่เกิดการหกส้น และรั่วไหล พยายามต่อสู้กับไฟ
- ร่วมทำงานกับ คณะทำงาน
- ทำหน้าที่เป็นผู้สั่งการเหตุการณ์ฉุกเฉิน เมื่อผู้สั่งการตัวจริงไม่ได้อยู่ในภาวะฉุกเฉินนั้น หรือทำตามที่ได้รับสั่งมาจากผู้สั่งการ

#### ผู้ควบคุมความปลอดภัยและการจราจร

ผู้รับผิดชอบ: หัวหน้างานพนักงานรักษาความปลอดภัย

ช่วยเหลือโดย: พนักงานรักษาความปลอดภัยที่ปฏิบัติงานที่อยู่นั้น

รับผิดชอบต่อ: ผู้จัดการคลังน้ำมันฯ

- ประเมินและคอยป้องกันมิให้ยานพาหนะและบุคคลที่ไม่เกี่ยวข้องเข้ามาในระหว่างการปฏิบัติการรถบรรทุกทั้งหมดของบริษัทจะต้องจอดในจุดที่ได้รับการแจ้ง

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 14 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 16 of 110

#### 4.0 เครื่องมือและทรัพยากร

##### บริการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินภายนอกองค์กร

##### หน่วยดับเพลิงสงขลาในประเทศไทย

หน่วยงานแรกที่รับผิดชอบต่อเหตุการณ์เพลิงไหม้ภายในบริเวณคลังน้ำมันคือสถานีดับเพลิงสมุทร ที่ถนนสงขลา-ระโนด และสถานีดับเพลิง สงขลา ที่ถนนสงขลาบุรี สถานีทั้งสองพร้อมปฏิบัติการตลอด 24 ชั่วโมง เมื่อมีเหตุการณ์เพลิงไหม้เกิดขึ้น พนักงานดับเพลิงสามารถเดินทางไปถึงคลังน้ำมันได้ภายในเวลา 5 นาทีและ20 นาทีเมื่อสัญญาณเตือนภัยของคลังน้ำมันดังขึ้น พนักงานจะต้องโทรศัพท์ติดต่อกลับหน่วยรับผิดชอบภายนอกโดยกด 9 แล้วตามด้วย 199

##### บริการรถพยาบาล

หน่วยสนับสนุนทางการแพทย์ที่อยู่ใกล้ที่สุดคือโรงพยาบาลสงขลาซึ่งตั้งอยู่บนถนนห้าแยก-เกาะยอ เจ้าหน้าที่ทางการแพทย์สามารถเดินทางมาถึงคลังน้ำมันได้ภายในเวลาประมาณ 10 นาทีหลังจากมีแจ้งเหตุ ส่วนหน่วยสนับสนุนเพิ่มเติมอยู่ที่ถนนสงขลา-ระโนด โรงพยาบาลสิงหนคร

พนักงานขอความช่วยเหลือรถพยาบาลได้จากกรกด 9 เพื่อต่อสายภายนอกแล้วตามด้วย 1669 หรือ 074-336100

##### ข้อมูลเพิ่มเติมสำหรับการขอความช่วยเหลือจากภายนอก

##### โรงพยาบาล

โรงพยาบาลราชบุรี	ถนนราชบุรีตัดใหม่ภาคใหญ่
จังหวัดสงขลา	จังหวัดสงขลา
โทร 074-221040-4, 074-220300-4	
โรงพยาบาลศิรินคร	169 ถนนพหลโยธิน
อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา	
โทร 074-366966, 074-366977	

##### สถานีตำรวจ

สถานีตำรวจสงขลาสามารถติดต่อได้จากกรกด 9 เพื่อต่อสายภายนอกแล้วตามด้วย 191

##### อุปกรณ์ของคลังน้ำมันที่ใช้ในภาวะฉุกเฉิน

##### ระบบเตือนภัย

นำสัญญาณเตือนภัยตั้งอยู่ที่ศูนย์รักษาความปลอดภัยและในอาคารสำนักงาน, โรงเก็บน้ำมัน, โกดังน้ำมันเครื่อง (อ้างอิงจากแผนการบริหารจัดการภาวะฉุกเฉินของคลังน้ำมันฯ)

พนักงานของคลังน้ำมันฯจะทำการทดสอบทุกเดือน

เพื่อความไม่ประมาท พนักงานที่รับผิดชอบจะต้องโทรศัพท์โดยกรกด 9 เพื่อต่อสายภายนอกหลังจากนั้นกด 199 เพื่อขอความช่วยเหลือจากตำรวจดับเพลิง หรือ กด 191 สำหรับเรียกรถตำรวจ

##### การติดต่อสื่อสาร

ในระหว่างวันปฏิบัติการ คลังน้ำมันร่วมสงขลาสามารถติดต่อได้ทางโทรศัพท์สายตรง แฟกซ์ และคอมพิวเตอร์ อุปกรณ์ติดต่อสื่อสารเพิ่มเติมคือ

โทรศัพท์มือถือ

วิทยุจำนวน 7 เครื่อง

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 16 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 17 of 110

#### อุปกรณ์ปฐมพยาบาล

อุปกรณ์ปฐมพยาบาลเบื้องต้นจัดไว้ในสำนักงานของคลังฯ

#### อุปกรณ์ดับเพลิง

อ้างอิงถึงบัญชีแผนการป้องกันเพลิงคั้งน้ำมันร่วมฯสงขลาหน้า 14

#### อุปกรณ์เก็บคราบน้ำมันหกส้น

อุปกรณ์สำหรับเก็บคราบน้ำมันหกส้น เช่น ไม้กวาด อุปกรณ์สำหรับกวาดต่างๆ อุปกรณ์รองรับ ถูกเก็บอยู่ที่รถ Dry-zit Trailer ซึ่งจอดอยู่ใกล้คลังเก็บน้ำมันเครื่อง (รูปภาพที่ 4)

- อุปกรณ์สำหรับเก็บคราบน้ำมันในทะเล อยู่ในโรงเก็บภายในบริเวณคลังฯ และส่วนหนึ่งอยู่ที่ท่าเรือ

- อุปกรณ์สำหรับเก็บคราบน้ำมันในทะเล ของกลุ่ม IESG เก็บไว้ที่คลังน้ำมันปดท.สงขลา ซึ่งนำมาใช้ได้ทันทีเมื่อเกิดเหตุการณ์

#### อุปกรณ์สำหรับภาวะฉุกเฉินของสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน

เป็นความตกลงร่วมกันของอุตสาหกรรมน้ำมันในการให้ความช่วยเหลือซึ่งกันจากการร้องขอหน่วยงานที่ประสบเหตุฉุกเฉิน

จากข้อตกลงดังกล่าวหากคลังน้ำมันร่วมฯเกิดภาวะฉุกเฉิน บริษัทน้ำมันต่างๆ จะให้ความช่วยเหลือในด้าน การให้ขี้นยานพาหนะ เครื่องสูบล อุปกรณ์สำหรับเก็บคราบน้ำมันรวมทั้งกำลังคนเท่าที่จัดหาได้

#### องค์กรส่วนบุคคล

**การจัดหาโฟม** ข้อตกลงในการจัดสรรโฟมมีจำนวนจำกัดตามรายละเอียดตามรายการอุปกรณ์ของ IESGในกรณีที่เกิดคลังน้ำมันฯขาดแคลนโฟม ให้จัดหาได้จากที่กรุงเทพฯเท่านั้น ดังนั้นคลังน้ำมันฯควรที่จะวางแผนในการประสานงานเพื่อยืมโฟมจากแหล่งอื่นมาสนับสนุน

**อุปกรณ์ทำให้น้ำมันแข็ง** ไม่มีหน่วยงานในท้องถิ่นที่มีอุปกรณ์สำหรับรับมือการหกส้นของน้ำมัน ในกรณีที่คลังน้ำมันต้องการอุปกรณ์ดังกล่าวในสถานการณ์ฉุกเฉิน อุปกรณ์ทั้งหมดสามารถจัดหาได้จากกรุงเทพฯ เท่านั้น

**อุปกรณ์เครื่องสูบล วาลส์ และ เครื่องสูบน้ำมัน** สามารถจัดซื้อได้ในท้องถิ่น

#### ตารางที่ 3 อุปกรณ์ดับเพลิงที่คลังน้ำมันร่วมสงขลา

##### ติดตั้งอยู่ในพื้นที่ส่วนที่ 1 สตาร์ ฟูลเซลล์ มาร์เก็ตติ้ง - บางจาก ศรีราชา

- เครื่องสูบบนหินศูนย์กลางสำหรับดับเพลิง 2 หน่วย, เครื่องยนต์แบบ Cummins diesel ขนาด 1000 gpm @ 150 psi
- ถังเก็บน้ำดับเพลิงเส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร ความจุรวม 1,900,000 ลิตร และต่อเข้าระบบถังน้ำดับเพลิงในพื้นที่ส่วนที่ 2 ความจุ 2,459,000 ลิตรและต่อท่อเข้าร่วมกับคลังปดทรวมความจุ 6,000,000 รวม10,359,000 ลิตร
- ท่อดับเพลิงเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว รอบคลังน้ำมัน
- หัวจ่ายน้ำแบบ Quick coupling 24 จุด (จุดละ 2 หัว รวม 48 หัว)
- แท่นบันจิดน้ำเสียงถึง จำนวน 5 หน่วย ขนาด 750 gpm
- เครื่องฉีดโฟม 2 เครื่อง ชนิดเคลื่อนตัวได้ ( Mobile Foam )
- หัวฉีดโฟม 1 ตัว ขนาด 420 gpm ( CHU55)
- สายส่งน้ำยาว 30 เมตร เส้นผ่าศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว จำนวน 24 เส้น
- สายส่งน้ำยาว 30 เมตร เส้นผ่าศูนย์กลาง 2.5 นิ้ว จำนวน 12 เส้น
- สายส่งน้ำยาว 20 เมตร เส้นผ่าศูนย์กลาง 1 นิ้ว จำนวน 3 เส้น ชนิดติดตั้งตายตัว
- หัวฉีดแบบปรับแต่งได้ 12 หัว (Arkron Turbo Jet )
- ระบบสปริงเกอร์ประจำโรงเต็ม จำนวน 4 ชุด

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 17 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 19 of 110

อุปกรณ์สำหรับรับมือการเหอสน้ำมันที่คลังน้ำมันร่วมสงขลา

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 18 of 110

- เครื่องดับเพลิงแบบ Anslul ขนาด 20 ปอนด์ จำนวน 39 ลูก
- เครื่องดับเพลิงแบบ Anslul ขนาด 150 ปอนด์ จำนวน 3 ลูก
- โฟม AFFF ปริมาตร 9,420 ลิตร (30 x 200 ลิตร,63 x 20 ลิตร , Bulk 900 ลิตร ชนิด 3%)
- โฟม AR-AFFF ปริมาตร 1050 ลิตร (ในระบบ 250 ลิตร, 4 x 200 ลิตร)
- เครื่องดับเพลิงแบบ Anslul ขนาด 150 ปอนด์ จำนวน 1 เครื่อง (สารเคมีแห้ง)
- ผ้าคลุมไฟ Angus ( Fire Blanket ) 12 ชุด
- ชุดผจญเพลิง (ชุด, หมวก , ถุงมือ, รองเท้า ) 4 ชุด

##### ติดตั้งอยู่ในพื้นที่ส่วนที่ 2 SHELL

- เครื่องยนต์แบบหินศูนย์กลางสำหรับดับเพลิง 1 หน่วย, เครื่องยนต์แบบ Caterpillar diesel ขนาด 2300 gpm @ 150 psi
- ถังเก็บน้ำดับเพลิงเส้นผ่านศูนย์กลาง 14.63 เมตร สูง 14.78 เมตร ความจุรวม 2,439,000 ลิตร และต่อเข้าระบบถังน้ำดับเพลิงในพื้นที่ส่วนที่ 1 รวม 4,359,000 ลิตร
- ท่อดับเพลิงเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว รอบคลังน้ำมัน
- หัวจ่ายน้ำแบบ Quick coupling 19 จุด (จุดละ 2 หัว รวม 38 หัว)
- สายส่งน้ำยาว 20 เมตร เส้นผ่าศูนย์กลาง 2.5 นิ้ว จำนวน 29 เส้น
- สายส่งน้ำยาว 20 เมตร เส้นผ่าศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 15 ปอนด์ 5 ลูก ชนิดมือถือสลัก
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์ 19 ลูก ชนิดมือถือสลัก
- หัวฉีดโฟมชนิดปรับแต่งได้ 3 หัว
- หัวฉีดโฟม 4 ชุด
- หัวฉีดน้ำธรรมดา 2 ชุด
- หัวฉีดโฟมชนิดติดตั้งตายตัว 2 ชุด
- หัวฉีดแบบปรับแต่งได้ 12 หัว (Arkron Turbo Jet )
- โฟมชนิด Fluoroprotien ปริมาตร 4,900 ลิตร (20 x 12 ถัง, 24 x 200 ลิตร)
- ชุดผจญเพลิง (ชุด, หมวก , ถุงมือ, รองเท้า ) 4 ชุด

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 18 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 20 of 110



##### รูปภาพที่ 4 อุปกรณ์สำหรับเก็บคราบน้ำมันที่หกส้นของน้ำมันที่คลังน้ำมันร่วมสงขลา

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 20 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 19 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 21 of 110

**การฝึกฝนความพร้อมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

**พนักงานใหม่**

พนักงานใหม่ทั้งหมดมีหน้าที่จะต้องทำความเข้าใจแผนเตรียมความพร้อมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินภายในสัปดาห์แรกของการทำงาน การฝึกฝนรวมถึง

- โครงสร้างของหน่วยงานการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- ความต้องการในการแจ้งให้ทราบถึงสถานการณ์ฉุกเฉิน
- ขั้นตอนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- สถานที่ วัตถุประสงค์ และวิธีการใช้อุปกรณ์ในสถานการณ์ฉุกเฉิน
- พนักงานจะต้องปฏิบัติตามหน้าที่ที่ได้รับมอบหมายในแผนการนี้
- ตำแหน่งและเส้นทางการอพยพและจุดรวมตัว

**พนักงานคลังน้ำมัน**

ผู้จัดการคลังน้ำมันหรือตัวแทนของ HES จะต้องทำการฝึกฝนหลักสูตรต่างๆ ให้กับพนักงานของคลังน้ำมันฯ เพื่อให้ได้มั่นใจว่าการเตรียมพร้อมของคลังน้ำมันต่อสถานการณ์ดังกล่าวอยู่ในระดับมาตรฐานตลอดเวลา การฝึกฝนนี้รวมถึงการฝึกอบรม การใช้เครื่องมือดับเพลิง การปฐมพยาบาล และการจัดเก็บคราบน้ำมันที่หกส้น หรือการฝึกปฏิบัติโดยการสมมติเหตุการณ์เพื่อทดสอบแผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน

บันทึกของการฝึกอบรมและแบบฝึกหัดต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินแสดงอยู่ในภาคผนวก 1

การฝึกฝนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินอื่นๆ ต้องถูกบันทึกอยู่ในบันทึกการฝึกฝนของพนักงานแต่ละคน

**ผู้รับเหมา**

ผู้จัดการคลังน้ำมันฯต้องแน่ใจว่าผู้รับเหมาทั้งหมดจะต้องคุ้นเคยขั้นตอนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินและรู้จักใช้เครื่องมือที่เกี่ยวข้องทั้งหมด ผู้รับเหมาที่เป็นสมาชิกของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินจะต้องเข้าใจวิธีการใช้เครื่องมือที่เกี่ยวข้องทั้งหมด ส่วนผู้รับเหมาอื่นที่ไม่ใช่ภาระหน้าที่จะต้องรู้ถึงจุดรวมพลและการอพยพพร้อมทั้งรายงานต่อหัวหน้าพื้นที่ที่มีเสียงสัญญาณเตือนภัย

**5.0 วัตถุประสงค์รายบริเวณทำงาน**

**ถังเก็บน้ำมัน**

ถังเก็บน้ำมันเหล่านี้จะอยู่รวมกันบริเวณเดียวกัน ผลิตภัณฑ์ที่อยู่ในถังเก็บถังเก็บน้ำมัน คือ

- ดีเซล
- เบนซิน-91
- เบนซิน-95
- น้ำมันเตา เอ
- น้ำมันเตาซี
- น้ำมันซุดเจาะ

**ข้อมูลเกี่ยวกับความปลอดภัยของผลิตภัณฑ์ (SDS)**

ข้อมูลเกี่ยวกับความปลอดภัยของผลิตภัณฑ์สำหรับน้ำมันที่กักเก็บแล้วและสำหรับน้ำมันทั่วไปที่ให้อยู่ในบริเวณทำงาน ถูกจัดเก็บอยู่ในพื้นที่สำนักงานคลังฯและสามารถเปิดดูได้ทางอินเตอร์เน็ต

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 22 of 110

**สำเนาของข้อมูลเกี่ยวกับความปลอดภัยของผลิตภัณฑ์**

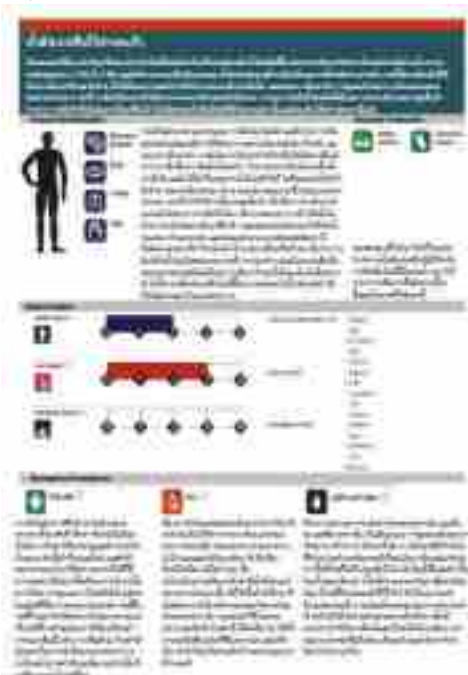
คู่มือความปลอดภัยของผลิตภัณฑ์ซึ่งได้กล่าวสรุปเกี่ยวกับข้อมูลเกี่ยวกับความปลอดภัยของผลิตภัณฑ์ประเภทต่างๆ ดังนี้ ถูกเก็บอยู่ในแผ่นนี้

- น้ำมันดีเซล
- น้ำมันเบนซิน
- ผลิตภัณฑ์น้ำมันหล่อลื่น
- น้ำมันเตา
- น้ำมันแก๊สโซฮอล์

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 23 of 110



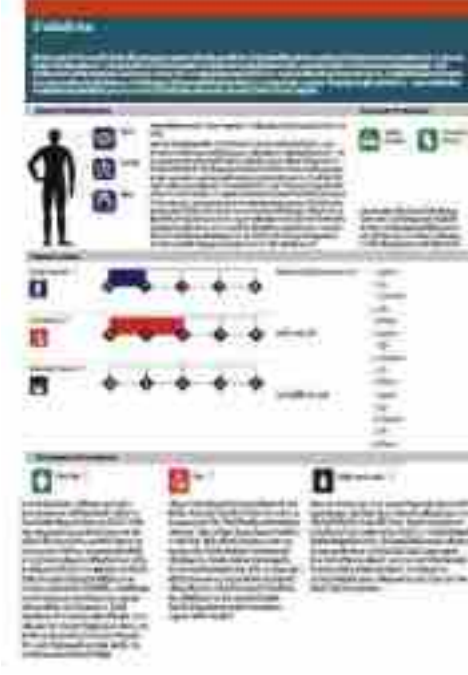
Fuel MSDS-Unleaded (adjusted 1).pdf



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 24 of 110



Fuel MSDS-Diesel (adjusted 1).pdf



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 25 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 26 of 110

**รูปภาพที่ 7 แผนงานเกี่ยวกับความปลอดภัยของโรงสกัดประเภทน้ำมันแก๊สโซฮอล์**



**6.0 ขั้นตอนการอพยพ**

ขั้นตอนต่างๆ สามารถนำไปใช้ทุกครั้งเมื่อมีสถานการณ์ดังต่อไปนี้เกิดขึ้น

- เมื่อมีเสียงสัญญาณเตือนภัยดังขึ้น
- เมื่อผู้จัดการคลังน้ำมันฯสั่งการให้มีการอพยพ
- เมื่อตำรวจและหน่วยฉุกเฉินสั่งการให้มีการอพยพ
- เมื่อเกิดเพลิงไหม้หรือมีสถานการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้น

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- หยุดการปฏิบัติการทั้งหมดรวมทั้งเครื่องมือต่างๆ
- ผู้ที่ไม่มีหน้าที่รับผิดชอบต่อสถานการณ์ฉุกเฉินจะต้องไปรวมตัวกันณจุดรวมพลที่ถูกกำหนดไว้รวมทั้งปิดสำนักและคลังสินค้าแต่ไม่ลือคปรตุดก่อนที่จะไปรวมตัวกันที่จุดรวมพล
- ถ้ามีรถบรรทุกน้ำมันกำลังเต็มที่โรงเต็มน้ำมัน คนขับรถจะต้องก่ปิดบนหยุดจ่ายน้ำมันฉุกเฉินเพื่อหยุดการจ่ายน้ำมัน รวมทั้งปิดฝาครอบช่องรับน้ำมันให้เรียบร้อย
- ถ้าปลอดภัยที่จะเคลื่อนที่รถบรรทุกน้ำมัน ควรเคลื่อนรถบรรทุกน้ำมันไปยังจุดรวมพลของรถบรรทุกน้ำมัน โดยจุดรวมพลของยานพาหนะจะอยู่ด้านหน้าของคลังน้ำมัน
- ถ้าไม่ปลอดภัยที่จะเคลื่อนที่รถบรรทุกน้ำมัน คนขับรถบรรทุกจะต้องไปรวมตัวที่จุดรวมพล
- ทำการนับจำนวนของพนักงานทั้งหมดรวมทั้งผู้รับเหมาและแขกผู้มาเยี่ยม
- ถ้ามีบุคคลสูญหาย ให้พิจารณาว่าเป็นการปลอดภัยหรือไม่ที่จะค้นหาและช่วยชีวิตบุคคลดังกล่าว
- ถ้าปลอดภัยที่จะค้นหาและช่วยชีวิต
- ถ้าเห็นว่ามีเพลิงไหม้ ให้เคลื่อนยานพาหนะที่จอดอยู่ทั้งหมดไปยังจุดรวมพลของยานพาหนะและหน่วยงานที่จะให้ความช่วยเหลือจากภายนอก เช่น พนักงานดับเพลิง ตำรวจและผู้ประสานงานต่างๆ และรายงานสถานการณ์ต่างๆ แก่หัวหน้าของหน่วยงาน
- แจ้งให้ผู้บริหารธุรกิจจัดส่งและปฏิบัติการคลังน้ำมัน และผู้จัดการทั่วไปกลุ่มธุรกิจจัดส่งทราบสถานการณ์ให้เร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้
- ติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูงอย่างสม่ำเสมอ
- กลับสู่คลังน้ำมันและดำเนินการตามปกติเมื่อผู้จัดการคลังน้ำมันหรือผู้บริหารระดับสูงได้ประกาศว่าทุกอย่างกลับเข้าสู่สภาวะปกติ

**การปฏิบัติการหลังจากเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ**

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงทราบเมื่อเหตุการณ์สงบ
- จัดทำรายงานเกี่ยวกับสถานการณ์ฉุกเฉินสำหรับทุกเหตุการณ์
- สืบสวนถึงสาเหตุของปัญหาของเหตุการณ์ดังกล่าว
- ทำการพิจารณาแผนตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน เตรียมรายงาน สื่อสารผลการปฏิบัติการที่ไว้ รวมทั้งข้อเสนอแนะสำหรับการปรับปรุงในการปฏิบัติการในครั้งต่อไป

**7.0 ขั้นตอนการรับมือเพลิงไหม้**

ขั้นตอนต่างๆนี้ สามารถนำไปใช้ทุกครั้งเมื่อเกิดเหตุการณ์เพลิงไหม้ขึ้นเกิดที่คลังน้ำมันฯร่วมฯ สงขลา

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- ตะโกน "ไฟไหม้ ไฟไหม้ ไฟไหม้" เพื่อเรียกร้องความสนใจและความช่วยเหลือ
- กดปุ่มสัญญาณเพลิงไหม้ และโทรศัพท์ไปยังหน่วยดับเพลิง โดยโชค 9 เพื่อต่อสายภายนอกจากนั้นกด 199
- โทรศัพท์เพื่อขอความช่วยเหลือจากกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน
- ใช้อุปกรณ์ดับเพลิงที่อยู่ใกล้ที่สุดเพื่อทำการควบคุม ห้ามใช้น้ำดับเพลิงซึ่งเกิดจากน้ำมันและไฟฟ้า
- ถ้าเพลิงไหม้ได้ขยายวงกว้าง หยุดการปฏิบัติการทั้งหมดและพยายามที่จะหยุดยั้งการขยายวงกว้างของเพลิงไหม้โดยการแยกวัตถุที่ติดเพลิงได้ง่ายไปไว้ที่อื่น หยุดการทำงานของเครื่องสูบลมและปิดวาล์วควบคุมการไหลของผลิตภัณฑ์
- อพยพจากคลังน้ำมันและตรวจสอบว่าทุกคนได้รับความปลอดภัย ตามเอกสารภาคผนวก 3
- แจ้งให้ผู้จัดการคลังน้ำมันฯ ทราบสถานการณ์ทันทีถ้าไม่สามารถรับมือได้
- จัดทีมดับเพลิงตามที่ได้ระบุไว้ในแผนการดับเพลิงในรูปที่ 2
- ถ้าเห็นว่ามีเพลิงไหม้ ควรพยายามที่จะดับเพลิงโดยใช้โฟมชนิดน้ำและเครื่องดับเพลิง
- ตรวจสอบว่ามีพนักงานผู้ใดได้รับบาดเจ็บเพื่อให้การรักษา และโทรศัพท์เรียกรถพยาบาล
- ตรวจสอบทางเข้าออกเพื่ออำนวยความสะดวกต่อพนักงานดับเพลิงและความช่วยเหลือจากภายนอก
- ถ้าเปลวไฟยังคงไหม้ถึงกับน้ำมันควรที่จะเปิดน้ำเพื่อให้น้ำฉีดเป็นละอองจากวงแหวน และระบบการจ่ายไฟ (คู่มือการปฏิบัติที่หน้าถังบรรจุไฟ)
- เพื่อลดความเสี่ยงหากต้องทรัพย์สินให้เกิดน้อยที่สุดโดยการเคลื่อนยานพาหนะต่างๆ ถ้าเห็นว่าปลอดภัยที่จะดำเนินการ
- ให้คำแนะนำแก่ผู้ใช้อาศัยอยู่ใกล้เคียงหากเพลิงไหม้ก่อให้เกิดความเสี่ยงภัยแก่ทรัพย์สินของบุคคลดังกล่าว
- เมื่อพนักงานดับเพลิงมาถึงคลังน้ำมัน สรุปรายงานการต่างๆ และการดำเนินการของคลังน้ำมันให้แก่วินิจฉัยของพนักงานดับเพลิงทราบ
- แจ้งให้ผู้จัดการแผนปฏิบัติการและขนส่ง และผู้จัดการทั่วไปกลุ่มธุรกิจจัดส่งทราบสถานการณ์ให้เร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้
- สื่อสารกับผู้บริหารระดับสูงอย่างเหมาะสม ประเมินถึงสถานการณ์ต่างๆ และพยายามใช้ความพยายามอย่างสุดความสามารถในการควบคุมเพลิงไหม้

**การปฏิบัติการหลังจากสถานการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ**

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงที่เกี่ยวข้องทราบเมื่อเหตุการณ์สงบ
- ประเมินความเสี่ยงภัยเบื้องต้นเมื่อผู้จัดการคลังน้ำมันหรือผู้ส่งการของหน่วยดับเพลิงได้ประกาศว่าเหตุการณ์ได้คลี่คลายลง
- จัดทำรายงานเกี่ยวกับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นเพื่อทำการสืบสวนถึงสาเหตุ
- แจ้งการปฏิบัติการที่ถูกจำกัดให้แก่ผู้เกี่ยวข้องทราบ
- แจ้งให้หน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้องและผู้ที่เกี่ยวข้องทราบ
- จัดทำรายงานแจ้งสถานการณ์ฉุกเฉิน
- จัดทำรายงานผลการสืบสวน

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 27 of 110

**8.0 ขั้นตอนการหยุดเพลิง**

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีเหตุการณ์เพลิงไหม้หรือการระเบิดในบริเวณใกล้เคียงกับคลังน้ำมันซึ่งเป็นอันตรายต่อคลังน้ำมันร่วมสงขลาหรือการปฏิบัติการภายในคลังน้ำมัน

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- โทรศัพท์แจ้งสถานีดับเพลิงและแจ้งรายละเอียดสถานที่เกิดเพลิงไหม้
- แจ้งให้ผู้จัดการคลังน้ำมันทราบและรายงานถึงข้อมูลโดยทั่วไป
- แจ้งให้พนักงานทุกคนได้รับทราบเพื่อที่จะได้เตรียมพร้อมรับมือกับเหตุการณ์เพลิงไหม้
- ระบับการปฏิบัติการทุกประเภทที่อาจทำให้เพลิงขยายวงกว้าง
- ถ้าเกิดเหตุฉุกเฉินต่อคลังน้ำมันให้รีบทำดำเนินการอพยพ
- ช่วยเหลือบุคคลที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงคลังน้ำมันไม่ให้ความเสี่ยงใดๆ
- แจ้งให้ ผู้จัดการแผนปฏิบัติการและขนส่ง และผู้จัดการทั่วไปกลุ่มธุรกิจจัดส่ง ทราบถึงสถานการณ์ต่างๆ ให้เร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้
- แจ้งกับผู้จัดการในเหตุการณ์เพลิงไหม้เมื่อคลังน้ำมันสามารถกลับมาดำเนินการได้ตามปกติ

**การปฏิบัติการหลังจากเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ**

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์สงบ

**9.0 แผนสำหรับรับมือการหกฉ่นของน้ำมัน**

**ขอบเขต**

ขอบเขตของแผนงานนี้ประกอบด้วย

- แนวคิดของการตอบสนอง
- ผังองค์กรและทีมผู้รับผิดชอบต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- การติดต่อสื่อสาร
- การตอบสนองต่อเหตุการณ์
- ทรัพยากรและ หน่วยส่งกำลังบำรุง
- การทำให้สถานการณ์เข้าสู่สภาวะปกติ
- การบำรุงรักษาและการฝึกฝน

**แนวคิดของการตอบสนอง**

การตอบสนองขึ้นอยู่กับแนวความคิดจากลำดับ 1 ถึง 3 ตามความรุนแรงของการหกฉ่นของน้ำมัน โดยส่วนใหญ่แล้วการหกฉ่นในขั้นที่ 1 จะเกิดมาจากการปฏิบัติการและคลังน้ำมันสามารถที่จะรับมือกับสถานการณ์ดังกล่าวได้ การหกฉ่นในขั้นที่ 2 และ 3 จะเกินขีดความสามารถของคลังน้ำมันที่จะดำเนินการรับมือได้ ดังนั้นอาจจะต้องรับความช่วยเหลือจากรัฐบาล อุตสาหกรรมน้ำมันและจากต่างประเทศ

แผนการดังกล่าวสามารถที่จะใช้รับมือกับสถานการณ์ในขั้นที่ 1 ภายในคลังน้ำมัน การหกฉ่นของน้ำมันลงในแหล่งน้ำ หรือ พื้นดินจะรวมถึงอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับรถบรรทุกน้ำมัน อาจจะต้องขอความช่วยเหลือตาม CCMP

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 28 of 110

**ผังองค์กรและทีมผู้รับผิดชอบต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

ผังองค์กรของทีมงานที่ตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินสำหรับคลังน้ำมัน ร่วมสงขลาจะใช้ทีมเดียวกันในการรับมือกับทุกสถานการณ์ เว้นแต่ผู้จัดการคลังน้ำมันได้ทำการเปลี่ยนแปลงหรือปรับปรุงให้เข้ากับสถานการณ์

**การรับมือผ่นของของทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

หน้าที่ของทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินจะมีการเปลี่ยนแปลงเว้นแต่ผู้จัดการคลังน้ำมันได้มีการส่งการ ผู้ส่งการ ต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน และผู้ส่งการภาคสนามจะต้องรับผิดชอบต่อการจำกัดและควบคุมการไหลและการแพร่กระจายของน้ำมันซึ่งจะทำให้เกิดผลกระทบต่องสิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด

**เหตุการณ์ต่อไปนี้เป็นกรตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

- การรั่วซึม
- การป้องกันกรณีเกิดเพลิงไหม้
- การควบคุมการหกฉ่นของน้ำมัน
- จัดหามาตรการรักษาความปลอดภัยแก่พนักงาน ผลิตภัณฑ์และเอกสาร
- รักษาทรัพย์สินส่วนตัวและของบริษัท
- พยายามทำให้สถานการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติโดยเร็วที่สุด

**การติดต่อสื่อสาร**

จะต้องรายงานการหกฉ่นของน้ำมันให้กับผู้จัดการคลังน้ำมันทราบ

**รายงานสถานการณ์ต่อหน่วยจัดส่งกรุงเทพ**

จะต้องรายงานการหกฉ่นของน้ำมันให้กับหน่วยจัดส่งกรุงเทพเร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ โครงสร้างการรายงานแสดงในดัชนี 1

จะต้องทำรายงานและขอความช่วยเหลือจากทางกรุงเทพในกรณีที่เกินความสามารถของคลังน้ำมันในการควบคุมสถานการณ์

**รายงานสถานการณ์ต่อหน่วยปกครองส่วนท้องถิ่น**

ถ้ามีความจำเป็นต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยปกครองส่วนท้องถิ่น ผู้จัดการคลังน้ำมันจะต้องขอความช่วยเหลือจากเจ้าหน้าที่ส่วนท้องถิ่น

**ลูกโซ่ของการสื่อสาร**

- ลูกโซ่ของการสื่อสารเพื่อที่จะรับมือต่อสถานการณ์แสดงในรูปภาพที่ 3
- อุปกรณ์อำนวยความสะดวกในการสื่อสารรวมถึง วิทยุสื่อสาร แฟกซ์ และอีเมลล์
- ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์เพลิงไหม้หลังจากเวลาการทำงาน เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยจะต้องรายงานต่อผู้จัดการคลังน้ำมัน ผู้ช่วยผู้จัดการคลังน้ำมัน หัวหน้างานและบุคคลที่มีส่วนรับผิดชอบที่ไปยังจัดส่ง กรุงเทพฯ ซึ่งรายชื่อและรายละเอียดของเบอร์โทรศัพท์ของบุคคลที่จะติดต่อได้ถูกเก็บอยู่ที่ห้องของเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย และทำการแจ้งให้สถานที่ดับเพลิงท้องถิ่นทราบเมื่อมีความจำเป็น

**การประกาศสถานการณ์ฉุกเฉิน**

ผู้จัดการคลังน้ำมันหรือผู้ที่มีผ่นของจะต้องประกาศสถานการณ์ฉุกเฉินและจัดตั้งศูนย์บัญชาการ

**ประกาศให้ผู้ที่อยู่ใกล้เคียงทราบ**

Emergency Response Plan	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 29 of 110

จะต้องทำการแจ้งสถานการณ์ต่างๆ ให้กับผู้ที่อยู่อาศัยใกล้เคียงทราบเมื่อเหตุการณ์ขึ้นส่งผลกระทบต่อกลุ่มบุคคลดังกล่าว

**ทรัพยากรและหน่วยส่งบำรุงกำลัง**

- อุปกรณ์สำหรับมือการทกล้นของน้ำมันที่หาได้ที่คลังน้ำมันแสดงอยู่ในรูปภาพที่ 4
- ผู้จัดการคลังน้ำมันจะต้องทำการเช็คสภาพอุปกรณ์และจัดเก็บให้อยู่ในสภาพพร้อมใช้งานอยู่เสมอ
- การปฏิบัติการและหน่วยส่งบำรุงกำลังจะได้รับการสนับสนุนจากกลุ่มธุรกิจจัดส่ง ประเทศไทย

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- กุดสัญญาณเตือนภัยและผู้ที่อยู่ในเหตุการณ์ควรพยายามที่จะรับการรู้และการทกล้นของน้ำมัน เมื่อได้ยินเสียงสัญญาณเตือนภัย พนักงานทุกคนจะต้องไปรวมกันที่จุดรวมพลเพื่อรอรับฟังคำสั่ง
- รายงานถึงเหตุการณ์ดังกล่าวแก่ผู้จัดการคลังน้ำมันโดยทันที

**ผู้จัดการคลังน้ำมัน**

- เริ่มการใช้แผนการและจัดตั้งศูนย์สั่งการ
- รายงานความคืบหน้าอย่างรวดเร็วให้กับกลุ่มธุรกิจจัดส่งสินค้า ที่กรุงเทพมหานคร
- ปฏิบัติงานในความรับผิดชอบ เช่น
  - การรักษาชีวิต
  - การควบคุมการทกล้นของน้ำมัน
  - การป้องกันเพลิงไหม้
  - พยายามที่จะกลับสู่สภาวะปกติโดยเร็วที่สุด
- ประเมินสถานการณ์ และร้องขอความช่วยเหลือจากกลุ่มธุรกิจจัดส่งสินค้า ที่กรุงเทพฯหรือ ความช่วยเหลือจากกลุ่มอุตสาหกรรม ถ้าคลังน้ำมันไม่สามารถควบคุมสถานการณ์ไว้ได้

**ผู้ช่วยผู้จัดการคลังน้ำมัน**

- จัดเตรียมคนงานและการขนส่งเพื่อการจัดเก็บสินค้า
- จัดเตรียมเครื่องมือต่างๆ เพื่อที่จะใช้ในการรับมือกับเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- แจ้งให้สมาชิกทีมป้องกันเพลิงไหม้จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงให้พร้อมใช้งานตลอดเวลา
- ถ้ามีการรั่วไหลของน้ำมันจากถังเก็บน้ำมัน ควรที่จะตรวจสอบว่าน้ำมันไม่ได้ทำความเสียหายแก่พื้นที่สาธารณะบริเวณใกล้เคียง ควรที่จะตรวจสอบว่าอุปกรณ์ป้องกันการปิดเปิด ได้ถูกปิดเรียบร้อยแล้ว

**สมาชิกของทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

- ให้ความสนใจในการรับมือกับสถานการณ์ดังกล่าว

**การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์ทกล้นเข้าสู่สภาวะปกติ**

- แผนการตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินจะถูกระงับไว้เมื่อมีการสั่งการจากผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง ภายใต้การให้คำปรึกษาจากทีมจัดการกับเหตุฉุกเฉิน ผู้จัดการคลังน้ำมันควรให้คำปรึกษาแก่ทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน หน่วยงานส่วนท้องถิ่น เก้าที่จำเป็น
- รายงานการบาดเจ็บและเสียชีวิต ประเมินความเสียหายต่อบริษัทและทรัพย์สินของบุคคลที่สาม
- ผู้จัดการคลังน้ำมันควรจะทำให้การปฏิบัติการของคลังน้ำมันกลับคืนสู่สภาวะปกติอย่างรวดเร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้
- สืบสวนหาสาเหตุเบื้องต้น ตรวจสอบสาเหตุของการเอ่อล้นของน้ำมัน และให้คำแนะนำ
- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่สภาวะปกติ

Emergency Response Plan	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 30 of 110

- ถ้าพบน้ำใต้ดินหรือดินถูกปนเปื้อนโดยน้ำมัน ควรให้ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย ประเมินถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม หน่วยส่งบำรุงกำลังจะเป็นผู้รับผิดชอบต่อการบริหาร การทำความสะอาดและทำให้เกิดผลกระทบต่องสิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด
- จัดทำรายงานสรุปภาวะฉุกเฉิน
- เก็บผลิตภัณฑ์ที่ยังมิได้ถูกปนเปื้อนในถังสำหรับผลิตภัณฑ์ที่ถูกผสมตามนโยบายของบริษัท ส่วนผลิตภัณฑ์ที่ไม่มั่นใจในคุณภาพควรเก็บในถังที่เหมาะสมเพื่อที่จะทำการตรวจสอบจนกระทั่งมั่นใจว่าสามารถใช้งานได้
- กำจัดวัสดุปนเปื้อนตามนโยบายของบริษัทและกฎหมาย

**การบำรุงรักษาและการฝึกฝน**

- ผู้จัดการคลังน้ำมันควรตรวจสอบเพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์ต่างๆอยู่ในสภาวะพร้อมที่จะใช้งาน
- ผู้จัดการคลังน้ำมันควรที่จะหาและแลกเปลี่ยนความรู้กับสมาชิกในทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- ผู้จัดการคลังน้ำมันควรหมั่นแสวงหาความรู้และทักษะต่างๆ เพื่อที่จะได้รับข้อมูล ความรู้และเทคโนโลยีในการจัดการกับน้ำมันทกล้น
- ผู้จัดการคลังน้ำมันควรทำการฝึกซ้อมแผนการรับมือต่อเหตุการณ์อย่างน้อยหนึ่งครั้งต่อปี

**10.0 แผนสำหรับรับมือการเกิดอุบัติเหตุของรถบรรทุกน้ำมัน**

**ขอบเขต**

ขอบเขตของแผนนี้ประกอบไปด้วย

- แนวคิดของการตอบสนอง
- ผังองค์กรและทีมผู้รับผิดชอบต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- การติดต่อสื่อสาร
- การตอบสนองต่อเหตุการณ์
- ทรัพยากรและหน่วยส่งบำรุงกำลัง
- การทำใหสถานการณ์เข้าสู่สภาวะปกติ
- การบำรุงรักษาและการฝึกฝน

**แนวคิดของการตอบสนอง**

อุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับรถบรรทุกน้ำมันจะประกอบไปด้วยเหตุการณ์ เช่น การบาดเจ็บต่อส่วนบุคคลหรือสาธารณะ การทกล้นของน้ำมัน เพลิงไหม้หรือการระเบิด ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การสูญเสียทรัพย์สินของบริษัทหรือของสาธารณะ

ความรุนแรงขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ประเภทของผลิตภัณฑ์ ลักษณะของอุบัติเหตุ และลักษณะของพื้นที่

ลำดับเหตุการณ์ของอุบัติเหตุ คือ

- รักษาชีวิต
- ควบคุมการเกิดเพลิงไหม้
- ควบคุมการทกล้นของน้ำมัน
- จัดหาความช่วยเหลือเพิ่มเติม
- การกลับสู่สภาวะปกติ

Emergency Response Plan	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 31 of 110

**ผังองค์กรของทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

ผังองค์กรของทีมงานที่ตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินสำหรับคลังน้ำมันร่วมส่งจะจะใช้เพียงเดียวในการรับมือกับทุกสถานการณ์ เว้นแต่ผู้จัดการคลังน้ำมันได้ทำการเปลี่ยนแปลงหรือปรับปรุงให้เข้ากันสถานการณ์

**โครงสร้างของทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน**

**การติดต่อสื่อสาร**

จะต้องแจ้งให้ผู้จัดการคลังน้ำมันฯ ทราบเป็นคนแรก หลังจากนั้นควรแจ้ง ผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง และ ผู้จัดการฝ่ายขนส่ง และผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย

**แจ้งต่อรัฐบาลในท้องถิ่น**

ในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุกับรถบรรทุกและต้องการความช่วยเหลือทางภาครัฐ ผู้จัดการคลังน้ำมันฯควรร้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานส่วนท้องถิ่นในบริเวณใกล้เคียง เช่น หมุนโทรศัพท์หมายเลข 199 สำหรับสถานีดับเพลิงและ 191 สำหรับตำรวจ

ในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุในพื้นที่ชนบทและยากลำบากในการติดต่อทุกประเภท เช่น โทรศัพท์มือถือ คนขับรถบรรทุกควรที่จะรับผิดชอบโดยการแจ้งให้ตำรวจในป้อมในพื้นที่นั้นๆ ทราบ หรือสถานีดับเพลิงในท้องถิ่นเพื่อรับความช่วยเหลือ

**การตอบสนองต่อเหตุการณ์**

ผู้จัดการคลังน้ำมันฯหรือผู้ที่รับผิดชอบจะต้องประกาศสถานการณ์ฉุกเฉินและจัดตั้งศูนย์บัญชาการ

**ทรัพยากรและหน่วยส่งบำรุงกำลัง**

- อุปกรณ์ดับเพลิงและสำหรับกรับมือการทกล้นของน้ำมันหาได้ที่คลังน้ำมันฯซึ่งถูกแสดงไว้ในตารางที่ 3
- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯจะต้องทำการเช็คสภาพอุปกรณ์พร้อมทั้งจัดเก็บให้อยู่ในสภาพพร้อมใช้งานอยู่ตลอดเวลา
- การปฏิบัติการและการส่งบำรุงกำลังได้รับการสนับสนุนจากกลุ่มธุรกิจจัดส่ง ประเทศไทย
- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯจะต้องรับผิดชอบต่อการจัดส่งอุปกรณ์ที่จำเป็นต่อบริเวณที่เกิดอุบัติเหตุ

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- พนักงานขับรถและผู้ช่วย (ถ้ามี) จะต้องรับรายงานเกี่ยวกับอุบัติเหตุไปยังคลังน้ำมันฯจากสถานที่เกิดเหตุ
- พนักงานขับรถและผู้ช่วยจะต้องร้องขอความช่วยเหลือจากตำรวจ สถานีดับเพลิงหรือหน่วยงานส่วนท้องถิ่นในกรณีที่มิใช่เพลิงไหม้หรือมีการรั่วไหลของน้ำมัน
- ในกรณีที่พนักงานขับรถหรือผู้ช่วยต้องการความช่วยเหลือด้านการแพทย์ ควรที่จะร้องขอความช่วยเหลือจากโรงพยาบาลหรือโรงพยาบาลที่อยู่ใกล้เคียง นอกเหนือจากนี้พนักงานขับรถและผู้ช่วยต้องอยู่ในที่เกิดอุบัติเหตุจนกระทั่งทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ดังกล่าวมาถึงที่เกิดเหตุและให้การช่วยเหลือ
- ทีมตอบสนองต่ออุบัติเหตุจะต้องรวมตัวกันที่จุดรวมตัวให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้และมุ่งไปยังสถานที่เกิดเหตุ

Emergency Response Plan	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 32 of 110

**ผู้จัดการคลังน้ำมัน**

- ประเมินสถานการณ์ดังกล่าว และปฏิบัติตามขั้นตอนต่างๆ ดังนี้
  - การรักษาชีวิต
  - การควบคุมเพลิงไหม้
  - การควบคุมการทกล้นของน้ำมัน
  - การสนับสนุนเพิ่มเติม
  - พยายามที่จะกลับสู่สภาวะปกติโดยเร็วที่สุด
- รายงานสถานการณ์ต่อผู้ประสานธุรกิจจัดส่งและปฏิบัติการคลังน้ำมันและผู้จัดการฝ่ายจัดให้ทราบอยู่เป็นระยะ
- ประเมินถึงสถานการณ์และโทรศัพท์ขอความช่วยเหลือเมื่อเกินความสามารถของคลังน้ำมันฯและทีมงาน

**ผู้ช่วยผู้จัดการคลังน้ำมัน**

- จัดเตรียมคนงานและการขนส่งเพื่อการจัดเก็บสินค้า
- จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง อุปกรณ์รับมือการทกล้นของน้ำมัน และหลอดไฟเพื่อรับมือกับสถานการณ์ฉุกเฉิน เคลื่อนย้ายอุปกรณ์ดังกล่าวให้ถึงที่เกิดเหตุให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับรถบรรทุก

**ผู้ควบคุมการจราจรและรักษาความปลอดภัย**

- จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับป้องกันการจราจร และติดตั้งเทปเพื่อแสดงอาณาเขตในระยะที่ปลอดภัยจากที่เกิดเหตุ
- ติดตั้งสัญญาณไฟฉุกเฉินทั้งสองฝั่งของถนน
- ช่วยเหลือตำรวจจราจรในการควบคุมฝูงชนและการจราจร

**ผู้ประสานพยาบาล /สื่อสาร/ผู้จัดบันทึก**

- จัดเตรียมพื้นที่ที่ปลอดภัยสำหรับผู้บาดเจ็บ
- จัดการปฐมพยาบาลและหาความช่วยเหลือทางการแพทย์ถ้ามีความจำเป็น
- ช่วยเหลือผู้สื่อสาร On-Sceneในการติดต่อสื่อสารกับฝ่ายจัดส่ง กรุงเทพและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอื่นๆ
- จัดเก็บรายละเอียดต่างๆ ของเหตุการณ์เท่าที่จะเป็นไปได้ เช่น รูปถ่ายความเสียหาย

**การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์ทกล้นเข้าสู่สภาวะปกติ**

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่สภาวะปกติ
- ถ้าพบน้ำใต้ดินหรือดินถูกปนเปื้อนโดยน้ำมัน ควรขอคำแนะนำจาก ผู้ประสานด้านความปลอดภัยในการประเมินผลกระทบต่องสิ่งแวดล้อม
- จัดทำรายงานสรุปภาวะฉุกเฉิน
- เก็บผลิตภัณฑ์ที่ยังมิได้ถูกปนเปื้อนในถังสำหรับผลิตภัณฑ์ที่ถูกผสมตามนโยบายของบริษัท ส่วนผลิตภัณฑ์ที่ไม่มั่นใจในคุณภาพควรเก็บในถังที่เหมาะสมเพื่อที่จะทำการตรวจสอบจนกระทั่งมั่นใจว่าไม่สามารใ้ใช้งานได้
- กำจัดวัสดุปนเปื้อนตามนโยบายของบริษัทและกฎหมาย

**การบำรุงรักษาและการฝึกฝน**

- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯควรตรวจสอบเพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์ต่างๆถูกจัดเก็บรักษาอย่างเหมาะสมและอยู่ในสภาวะพร้อมที่จะเคลื่อนย้ายสู่ที่เกิดเหตุ



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 33 of 110

- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯควรที่จะหาและแลกเปลี่ยนความรู้กับสมาชิกในทีมตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉิน
- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯควรหมั่นแสวงหาความรู้และทักษะต่างๆ เพื่อที่จะได้รับข้อมูล ความรู้และเทคโนโลยีในการจัดการการเอ่อล้นของน้ำมัน

### 11.0 ขั้นตอนสำหรับรับมือการบาดเจ็บส่วนบุคคล(แผนปฏิบัติการฉุกเฉินทางการแพทย์)

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการบาดเจ็บสาหัสหรือการบาดเจ็บส่วนบุคคลที่คลังน้ำมันฯ สงขลา  
การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที

- ประเมินสถานการณ์ ถ้าผู้บาดเจ็บอยู่ในสถานที่มีความเสี่ยงสูงควรย้ายผู้บาดเจ็บสู่สถานที่ปลอดภัย ถ้าเป็นการปลอดภัยที่จะดำเนินการ
- พิจารณาว่ามีความต้องการพยาบาลหรือไม่
- ถ้าผู้บาดเจ็บติดอยู่ภายในที่ต่างๆ ควรขอความช่วยเหลือจากหน่วยดับเพลิง 074-331-985 หรือ 199
- ประเมินถึงสภาพผู้บาดเจ็บเบื้องต้น ตามขั้นตอน 6 ข้อยังนี้
  - ประเมิน
    - เส้นทางหายใจ
    - การหายใจ
    - การไหลเวียนของโลหิต
    - เลือดไหล
    - การหมดสติ
  - ปฏิบัติต่อผู้บาดเจ็บให้ดีที่สุดเท่าที่จะทำได้
  - แจ้งให้ผู้จัดการคลังน้ำมันฯทราบ 080-9655888
  - ประเมินถึงสภาพผู้บาดเจ็บและพยายามที่จะ
    - ตรวจดูอาการต่างๆ
    - ดูอาการแพ้
    - ให้ความช่วยเหลือทางการแพทย์
    - ตรวจสอบถึงเหตุการณ์ในอดีต
    - ตรวจสอบอาหารที่มีสุดท้ายก่อนเกิดเหตุ
    - เหตุการณ์ก่อนเกิดเหตุ
  - ถ้ามีการเรียกพยาบาล โทร 1669 ควรที่จะรอสัญญาณกับผู้บาดเจ็บและสรุปถึงเหตุการณ์ต่างๆ ให้เจ้าหน้าที่ทราบ
  - ถ้าไม่จำเป็นต้องเรียกพยาบาล ควรที่จะนำผู้บาดเจ็บส่งสถานปฐมพยาบาล และให้การปฐมพยาบาล หลังจากนั้นควรนำตัวส่งโรงพยาบาล
  - โรงพยาบาล สิงหนคร โทร 074-332406หรือ074-332006**
  - โรงพยาบาลสงขลา074-338-100**
  - โรงพยาบาลกรุงเทพ นาดใหญ่ 074-272800**
  - โทร ถ้ามีความจำเป็น นอกจากนี้ควรอยู่กับผู้บาดเจ็บจนกระทั่งหมดสติเห็นอาการบาดเจ็บ และมั่นใจว่าผู้บาดเจ็บถูกนำตัวกลับบ้านหรือสถานที่ทำงาน
  - แจ้งให้ผู้จัดการฝ่ายจัดส่ง ของสถานการณ์นี้ให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
  - สำหรับอุบัติเหตุที่ร้ายแรงทุกประเภท (อ้างถึงค่าจ้างค่าความ, หมวด 17.0) ควรปรึกษากับหน่วย HR ตามขั้นตอนต่อไปนี้
    - อุบัติเหตุที่มีการตายเกิดขึ้น – ทันที
    - อุบัติเหตุที่ทำให้เกิดการหยุดงานเป็นเวลา 48 ชั่วโมงติดต่อกัน – ภายใน 48 ชั่วโมง

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 34 of 110

- สำหรับอุบัติเหตุที่เกี่ยวข้องกับการเสียชีวิตควรที่จะปรึกษาคำรวจ
- รักษาใ้สถานที่เกิดอุบัติเหตุไม่ให้เกิดการรบกวนจนกระทั่งตำรวจได้แจ้งว่าได้ทำการสืบสวนเรียบร้อยแล้ว

### การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่สภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติเหตุให้กับหน่วยลงทะเบียนอุบัติเหตุ
- แจ้งให้ผู้จัดการฝ่ายทรัพยากรมนุษย์เพื่อที่ได้จัดหาความช่วยเหลือทดแทนพนักงานที่บาดเจ็บ
- จัดทำรายงานสรุปภาวะฉุกเฉิน

### 12.0 ขั้นตอนการรับมือเหตุการณ์ที่พาดูเรื่อ

#### 12.1 ขั้นตอนการรับมือการหกรั่วไหลของน้ำมัน และปลดปล่อยไอรระเหย ที่พาดูเรื่อ

คลังน้ำมัน	เรือบรรทุกน้ำมัน
เหตุการณ์รั่วหรือเจียน้ำมันทางเรือ	
เปิดระบบสัญญาณเตือนภัย	
ดำเนินการจัดการฉุกเฉินน้ำมัน	
กักกันน้ำมันหกรั่วไหล	
แจ้งเจ้าหน้าที่หน่วยงานส่วนท้องถิ่น และหน่วยงานผู้ดูแลเงินอย่างเหมาะสม (ตามที่กำหนด)	
แจ้งเรือบรรทุกน้ำมัน	แจ้งคลังน้ำมัน
ประเมินการหกรั่วไหล ความปลอดภัยและ	
พารามิเตอร์ที่ทำงาน เช่น ปริมาณน้ำมันหก	
รั่วไหล ขอบเขตและ ทิศทางการเคลื่อนตัวของ	
น้ำมันหกรั่วไหล	



MOU 2 Aug 19.pdf

#### 12.2 การเกิดเพลิงไหม้และการระเบิด

คลังน้ำมัน	เรือบรรทุกน้ำมัน
เหตุการณ์รั่วหรือเจียน้ำมันทางเรือ	
เปิดระบบสัญญาณเตือนภัย	
แจ้งเจ้าหน้าที่หน่วยงานส่วนท้องถิ่น และหน่วยงานผู้ดูแลเงินอย่างเหมาะสม (ตามที่กำหนด)	
แจ้งเรือบรรทุกน้ำมัน	แจ้งคลังน้ำมัน

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 35 of 110

### 12.3 เรือบรรทุกน้ำมันหลุดหรือเบี่ยงออกจากเทียบ

ถ้าปัดเรือมีหน้าที่รับผิดชอบสำหรับท่าใหม่ ใจได้ว่าเรือมีเชื้อเพลิงอยู่อย่างเพียงพอและถูกดูแลอย่างเหมาะสมจะจอดเทียบท่า เมื่อมีการปรับเชือก ลูกเรือต้องไม่เผลอเคลื่อนตัวออกจากตำแหน่งที่จะทำโห้สะพานขึ้นลงท่าเรือ และหรือทอรับจ่ายน้ำมันเสียหยา หากมีข้อสงสัยเกี่ยวกับความสมบูรณ์ในการผูกเชือกเรือ หรือไม่สามารถรักษาระดับแรงจลจอดเทียบท่าเรือได้ ให้หยุดการดำเนินการขนถ่ายน้ำมันทันที หากจำเป็น ทอรับจ่ายน้ำมัน ต้องระบายน้ำมันออกก่อน และค่อยถอดท่อออก

### 12.4 การขนถ่ายและทำความสะอาดให้ทันที

การกระทบที่ทราบหรือสงสัยก่อให้เกิดความเสียหายต่อโครงสร้างของท่าเรือ ยางกันกระแทก หรืออุปกรณ์ผูกเชือกเรือต้องถูกรายงานให้กับผู้ปฏิบัติงานท่าเทียบเรือ หากมีข้อสงสัยเกี่ยวกับความสมบูรณ์ของท่าเทียบเรือ ห้ามดำเนินการขนถ่ายน้ำมัน หรือต้องหยุดภายใต้การสอบสวนต่อไป

### 12.5 คนตกน้ำ

ในกรณีที่ผู้ตกลงไปในน้ำให้ดำเนินการดังต่อไปนี้:

- ส่งสัญญาณเตือนภัย
- ใช้อุปกรณ์ช่วยชีวิต
- รักษาการติดต่อทางสายตากับผู้ตกน้ำ
- แจ้งผู้ปฏิบัติงานท่าเทียบเรือที่จะให้เรือของคลังดำเนินการช่วยเหลือผู้ตกน้ำ

### 13.0 ขั้นตอนการรับมือต่อการถูกขู่วางระเบิด

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการขู่วางระเบิดที่คลังน้ำมันฯ สงขลา

#### การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที

- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯ และพนักงานควรที่จะรับมือกับสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมดังต่อไปนี้
  - ถูกขู่วางระเบิด (ทางโทรศัพท์)** โดยทั่วไปแล้วผู้วางระเบิดจะมักใช้โทรศัพท์ในการขู่เพื่อเป็นการอำพรางตัวเอง การขู่นี้อาจกระทำได้ทั้งเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวาง การขู่วางระเบิดไม่ว่าจะเป็นกรณีใดก็ตาม เมื่อได้รับการขู่แล้วผู้เกี่ยวข้องต้องให้ความสนใจในการดำเนินการแก้ไขทุกกรณี ดังนี้

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 36 of 110

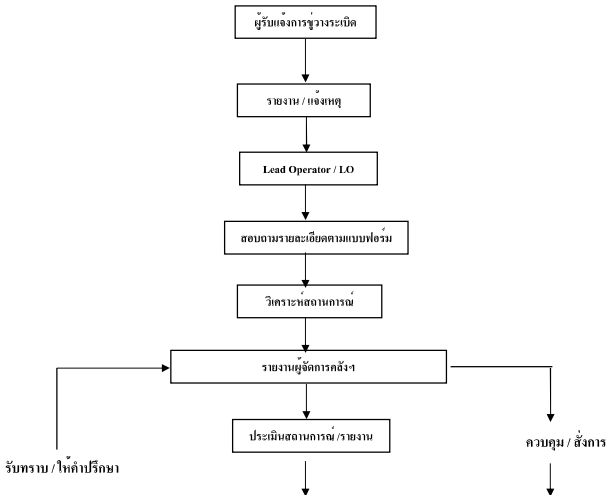
- ไม่ตระหนกต่อเหตุการณ์ พยายามที่จะจดเวลา และข้อมูลให้มากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ และพยายามที่จะเพิ่มข้อมูลที่ได้ในแบบฟอร์มเมื่อถูกขู่วางระเบิด ห้ามทำการตกลงใดๆ กับผู้ลอบวางระเบิด โดยอ้างว่าไม่มีอำนาจในการตัดสินใจความจำเป็นต่อติดต่อกับผู้บริหาร
- ให้พยายามตั้งคำถาม เพื่อให้ได้ข้อมูลมากที่สุดตามแบบฟอร์มเมื่อถูกขู่วางระเบิด
- แจ้งผู้จัดการคลังฯ (080-0622989) ทราบทันที เพื่อประเมินสถานการณ์
- โทรศัพท์แจ้งตำรวจ สภ. สิงหนคร ( 074-331881 หรือ 191) และปฏิบัติตามคำแนะนำของตำรวจ
- แจ้งต้นเพลิงและกู้ภัย สิงหนคร
- หยุดงานด้านปฏิบัติการภายในคลังน้ำมัน บางส่วนหรือทั้งหมด ตามความจำเป็น
- ตัดระบบส่งกระแสไฟฟ้า ทั้งหมดตามความจำเป็น
- ให้ทุกคนออกจากบริเวณคลัง และโยกย้ายยานพาหนะทั้งหมดออกนอกบริเวณคลัง
- รอผู้จัดการคลังหรือเจ้าหน้าที่ผู้มีอำนาจเต็ม เพื่อสั่งการและดำเนินการ
- แจ้งให้ผู้จัดการฝ่ายจัดส่งและผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง และหน่วยจัดส่งของสถานการณ์นี้ทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
- ปฏิบัติงานตามปกติเมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

- ถูกขู่วางระเบิด (ทางพัสดุ)** แยกวัตถุต้องสงสัย และห้ามเปิดวัตถุดังกล่าว
  - แจ้งผู้จัดการคลังฯ (080-0622989) ทราบทันที เพื่อประเมินสถานการณ์
  - โทรศัพท์แจ้งตำรวจ สภ.สิงหนคร (074-331881 หรือ 191) และปฏิบัติตามคำแนะนำของตำรวจ
  - แจ้งต้นเพลิงและกู้ภัย สิงหนคร
  - หยุดงานด้านปฏิบัติการภายในคลังน้ำมัน บางส่วนหรือทั้งหมด ตามความจำเป็น
  - ตัดระบบส่งกระแสไฟฟ้า ทั้งหมดตามความจำเป็น
  - ให้ทุกคนออกจากบริเวณคลัง และโยกย้ายยานพาหนะทั้งหมดออกนอกบริเวณคลัง
  - รอผู้จัดการคลังหรือเจ้าหน้าที่ผู้มีอำนาจเต็ม เพื่อสั่งการและดำเนินการ
  - แจ้งให้ผู้จัดการฝ่ายจัดส่งและผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง และหน่วยจัดส่งของสถานการณ์นี้ทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
  - ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
  - ปฏิบัติงานตามปกติเมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

### การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่สภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติเหตุให้กับหน่วยลงทะเบียนอุบัติเหตุ
- แจ้งให้ผู้จัดการฝ่ายทรัพยากรมนุษย์เพื่อที่ได้จัดหาความช่วยเหลือทดแทนพนักงานที่บาดเจ็บ
- จัดทำรายงานสรุปภาวะฉุกเฉิน

### 1.1 แผนปฏิบัติการฉุกเฉิน เมื่อได้รับแจ้งขอลอวางระเบิด



แนวท่อนโยบายปฏิบัติกร

ATOM

1. ตรวจสอบพื้นที่ที่มีความเสี่ยงภัยระเบิด
  2. ระบุพื้นที่การกักกันสินค้าขึ้น บนส่วนทั้งหมด ตามความจำเป็น
  3. คัดสรรบุคคลากรเข้าให้คำแนะนำ ตามความจำเป็น
  4. ให้บุคคลากรออกนอกบริเวณคลังสินค้า และให้ยานพาหนะที่ระมัดระวังออกนอกคลังสินค้า
  5. อนุญาตให้พนักงานดับเพลิงปฏิบัติงานได้ตามปกติ
- เมื่อได้รับแจ้งขึ้นจากพนักงานจวทุกฝ่ายโปรดติดต่อ

### 1.2 แบบฟอร์มเมื่อถูกข่าวระเบิด

เวลาที่ได้รับโทรศัพท์.....am/pm	เพศ.....
วันที่.....	อายุประมาณ.....
ระยะเวลาของการสนทนา.....	สำเนียง (ระบุ).....
คำถามที่จะสอบถาม.....	สิ่งกีดกัน (ระบุ).....
1. เวลาใดที่ระเบิดจะระเบิด.....	ความตึง (ตึง,เบา).....
2. ระเบิดอยู่ที่ไหน.....	ความเร็ว (ช้า,เร็ว).....
3. ระเบิดมีลักษณะคล้ายกับอะไร.....	การออกเสียงคำ (ชัดเจนน, คลุมเครือ).....
4. เป็นระเบิดประเภทใด.....	กิริยา (สงบ, ก้าวร้าว).....
5. อะไรที่ทำให้เกิดการระเบิด.....	คุณจำเสียงได้หรือไม่.....
6. อะไรคือประเภทการระเบิดและเป็นปริมาณเท่าใด.....	คุณคิดว่ามีใคร.....
7. ทำไมสิ่งวางระเบิด.....	คนผู้คนเคยกับพื้นที่หรือไม่.....
8. คุณชื่ออะไร.....	ลักษณะของภาษา.....
9. คุณอยู่ที่ใด.....	พูดได้ชัดเจน.....
10. คุณอาศัยอยู่ที่ใด.....	พูดได้ไม่ชัดเจน.....
คำขู่วางระเบิด.....	พูดไม่มีเหตุผล.....
.....	อึดวิทย์.....
.....	ข้อความที่อ่านโดยผู้.....
.....	โทรศัพท์.....
.....	พูดหยาบคาย.....
.....	เสียงจากถนน.....
.....	เสียงจากภายในบ้าน.....
.....	อากาศภายใน.....
.....	เสียง.....
.....	เสียงโทรศัพท์มือถือ.....
.....	เพลง.....

	เครื่องจักร..... ยานพาหนะ..... อื่นๆ.....
--	-------------------------------------------------

### 14.0 ขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อยานพาหนะถูกขู่

#### การป้องกันและการเตรียมตัวต่อการถูกขู่ยานพาหนะ

- วัตถุประสงค์**
- เพื่อป้องกันความแตกตื่นหรือความรู้เท่าไม่ถึงการณ์ หรือความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น
  - เพื่อให้คำแนะนำในความปลอดภัยและความมั่นใจในการปฏิบัติงาน

#### ขอบเขต

เอกสารนี้ได้ถูกออกแบบเพื่อชี้แนะแนวทางทั่วไปและคำชี้แนะในความปลอดภัยของคลังน้ำมันและสิ่งอื่นๆที่ได้กล่าวในคู่มือความปลอดภัยในการปฏิบัติการทั่วไป

#### สถานการณ์

ความไม่แน่นอนในสถานการณ์ระหว่างประเทศได้ทำให้มีการเตรียมพร้อมอย่างเป็นขั้นตอนและอย่างระมัดระวังในการเข้าควบคุมสถานการณ์ฉุกเฉินซึ่งอาจเกิดมาจากปัจจัยภายนอก

#### การชี้ยานพาหนะได้แสดงดังต่อไปนี้

- การชี้ยานพาหนะเพื่อแสดงถึงพลังอำนาจ จะดำเนินการโดยขาดสติ ขอบความรุนแรง
- การชี้ยานพาหนะเพื่อการขนส่ง ใช้การขนส่งเพื่อความปลอดภัย
- การชี้ยานพาหนะเพื่อต้องการสินค้า เป็นการชี้เพื่อต้องการสินค้าที่มีมูลค่า
- การชี้ยานพาหนะเพื่อต้องการยานพาหนะหรืออะไหล่ จะถูกชี้โดยกลุ่มที่มีประสบการณ์ในการชี้ยานพาหนะเพื่อนำไปขาย หรือ แยกชิ้นส่วน
- การชี้ยานพาหนะเพื่อใช้ในการต่อรอง มักปฏิบัติการเป็นกลุ่ม มีเครือข่ายที่มีเงินและอิทธิพลระหว่างประเทศ มักชี้ยานพาหนะเพื่อใช้ในการต่อรองเพื่อสิ่งต่างๆ
- กลุ่มการก่อการร้าย จะชี้ยานพาหนะเพื่อใช้ในการก่อความเสียหายให้กับสถานที่สาธารณะ เพื่อสร้างชื่อเสียงหรือใช้ในการข่มขู่ หรือเพื่อเหตุผลอื่นๆ

### ขั้นตอน

#### การเตรียมพร้อมและการป้องกันการถูกขู่ยานพาหนะ

#### ขั้นตอนต่อไปนี้เป็นแนวทางพื้นฐานแก่พนักงานขับรถก่อนทำการขนส่งผลิตภัณฑ์

1. ใช้ขั้นตอนในการจัดส่งอย่างปกติและกลยุทธในการป้องกันยานพาหนะ
  - รู้จดหมายปลายทาง ควรที่จะรู้เส้นทางก่อนออกจากคลังน้ำมัน
  - ต้องมั่นใจว่ามีอุปกรณ์ส่งต่อไปเป็นรถ
    - โทรศัพท์มือถือ
    - อุปกรณ์ดับเพลิง
    - ชุดปฐมพยาบาล
    - ไฟฉาย
  - พนักงานขับรถควรมีโทรศัพท์มือถือเพื่อใช้ในการติดต่อสื่อสารในทุกเวลา
  - ควรพกปากกาในกระเป๋าเสื้อ
  - ก่อนออกจากรถควรเตรียมกุญแจรถให้พร้อมแต่ไม่ควรให้ผู้อื่นเห็น ตรวจสอบบริเวณรอบๆ รถ ยางรถยนต์ ป้ายทะเบียนรถยนต์ทั้งสองฝั่ง และควรเดินรอบๆ รถ
  - รถบรรทุกควรได้รับการรักษาตามมาตรฐานอุตสาหกรรม ก่อนออกรถควรตรวจสอบว่ามีน้ำมันอย่างน้อย 3 ใน 4 ส่วน
  - ในระหว่างขับรถควรปิดหน้าต่างและล็อกประตูให้เรียบร้อย
  - ควรรักษาสถาปัตยกรรมในบริเวณที่รถผ่าน
  - ควรหยุดรถห่างจากถนนขึ้นพอสสมควรเพื่อให้เหลือพื้นที่ในการหลบหนีเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน
  - ไม่ควรใช้เส้นทางที่มีประวัติอาชญากรรมสูง หรือเส้นทางที่ไม่คุ้นเคย ถนนที่ปราศจากผู้คนคือบริเวณเสี่ยงที่จะถูกขู่
  - ใช้เส้นทางสายหลักในกรณีที่ต้องขับรถเป็นระยะทางไกล และควรใช้เส้นทางที่สำคัญในแต่ละท้องที่ถ้าเป็นไปได้ควรหลีกเลี่ยงเส้นทางสายรองหรือทางลัด
  - ห้ามรับบุคคลแปลกหน้า
  - ควรใช้เส้นทางที่ไม่เป็นประจำ ควรทำการปรึกษากับ dispatcher ในกรณีที่ต้องใช้เส้นทางอื่น
  - ไม่ควรรับสิ่งของใดๆ จากคนแปลกหน้าที่สัญญาณไฟจราจร หรือบริเวณที่คนรวมตัวกัน
  - ดันตัวผู้เสนอหลังจากออกจากคลังน้ำมัน
  - ควรตรวจสอบสิ่งของต้องสงสัยก่อนออกจากรถ
  - ในกรณีที่ยื่นก้านถึงของต้องสงสัยบนถนน เช่น หิน ยางรถยนต์ ไม่ควรที่จะออกจากรถ ควรที่จะโทรศัพท์เพื่อขอความช่วยเหลือ
  - ไม่ควรจะอยู่ห่างจากรถบรรทุกในจุดส่งของ ไม่ควรที่จะทิ้งกุญแจไว้เพื่อป้องกันการขโมยรถ
  - นอกจากนี้เมื่อถูกขู่ แล้วถูกเรียกขานกุญแจ ควรให้กุญแจรถไปโดยไม่ขัดขืน
  - ไม่ควรที่จะหยุดให้ความช่วยเหลือแก่ผู้ขึ้นชี้ยานพาหนะอื่น ในกรณีที่ถูกคนแจ้งว่ารถยางแบน หรือน้ำมันรั่ว ให้ขับไปจนกระทั่งถึงสถานที่ปลอดภัยที่ใกล้ที่สุดหรือสถานีตำรวจเพื่อตรวจสอบสภาพของรถบรรทุก ให้ใช้โทรศัพท์มือถือในการติดต่อเจ้าหน้าที่ตำรวจหรือเจ้าหน้าที่ ไปตรงๆว่า คุณจะต้องหยุดและให้ความช่วยเหลือในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุขึ้นจริง

#### ในกรณีที่ต้องสงสัยว่าถูกคิดคမ်း

- โทรศัพท์แจ้งตำรวจหรือผู้จัดการคลังน้ำมัน
- ให้รายละเอียด สืบและรู้ของรถคันนี้ รายละเอียดของคันนี้ สิ่งต้องสงสัย เวลา สถานที่และทิศทางที่กำลังมุ่งหน้าไปสู่ และรถยนต์ที่ติดตามนั้มาจากที่ใด
- ขับรถจนกระทั่งถึงสถานที่สาธารณะหรือสถานีตำรวจ



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 45 of 110

- จัดทำรายงานผลการสืบสวน

**16. แผนรับมือการปล้น หรือยึดเรือ หรือจี้ตัวประกัน**

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการปล้น หรือยึดเรือ หรือจับตัวประกันที่ท่าของคลังน้ำมันร่วมฯ

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- ผู้จัดการคลังน้ำมันหรือหน่วยงานที่จรรวบรวมกับสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมดังต่อไปนี้
  - ปิดกั้นห้ามคนเข้า-ออกท่า
  - เตรียมการอพยพในส่วนของที่เกี่ยวข้อง
  - แจ้งขอความช่วยเหลือจากหน่วยต่างๆ ได้แก่ ตำรวจน้ำ และเจ้าหน้าที่ตำรวจ และศูนย์ควบคุมการจราจรทางทะเลเพื่อปิดกั้นทิศทางทะเล
  - วิทยุติดต่อทั้งในเรือทุกลำ อย่างชัดเจน สื่อสารกับคนชาย โดยพยายามหลีกเลี่ยงในแนวอู่ติดคลองส่ง ในอดีตกังวล ขบวนการควบคุมสถานการณ์ ไม่พอใจให้ทั้งตัวประกันและคนค้าขายได้รับอันตราย มาดเจ็บ หรือเสียชีวิต
  - ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของเรือ
- แจ้งให้เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำท่า และผู้จัดการคลังน้ำมันทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- เป็นไปได้
- ปิระประภากรปฏิบัติการรับมือ
  - แจ้งให้ผู้จัดการหมู่ธุรกิจจัดส่งทหารในเร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อรายงาน และขอคำปรึกษาจากไกล บอลซีเรียด้วย
  - ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
  - ปฏิบัติตามแผนปกติ เมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

### การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์ใกล้เข้าสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติการณ์ที่เกิดขึ้น
- จัดทำรายงานสรุปอุบัติการณ์การรักษาความปลอดภัย

**17.0 แผนรับมือการเข้าไปยุ่งเกี่ยวกับสินค้า หรืออุปกรณ์ที่สำคัญของเรือโดยไม่ได้รับอนุญาต**

ขั้นตอนต่อไปจะใช่เมื่อมีการเข้าไปยุ่งเกี่ยวกับสินค้า หรืออุปกรณ์ที่สำคัญของเรือโดย  
ไม่ได้รับอนุญาตที่ท่าของคลังน้ำมันร่วมฯ

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- ผู้จัดการสิ่งจำเป็นพนักงานควรจัดระเบียบกับสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมดังต่อไปนี้
  - ระบุแจ้งกับต้นเหตหรือบริหารกรณีที่เป็นลูกเรือ และหยุดยั้ง
  - แจ้งตำรวจว่า และแจ้งเจ้าหน้าที่ตำรวจ และศูนย์ควบคุมการจราจรและควบคุมความปลอดภัยทางทะเลกรณีที่เป็นขโมย
  - ปิดกั้นห้ามคนเข้า-ออกท่า
  - ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของเรือ
- แจ้งให้เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำท่า และผู้จัดการคลังน้ำมันทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- ปิดระบบการปฏิบัติการบนเรือ
- แจ้งให้ผู้จัดการศูนย์ธุรกิจจัดส่งทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อทราบ และขอความช่วยเหลือจากใกล้เคียงโดยเร็ว

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 46 of 110

- ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
- ปฏิบัติงานตามปกติ เมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 48 of 110

### การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น
- จัดทำรายงานสรุปอุบัติเหตุการรักษาความปลอดภัย

**18.0 แผนรับมือการลักลอบขึ้นเรือ หรือใช้สิ่งของโดยไม่ได้รับอนุญาต**

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการลักลอบขึ้นเรือ หรือใช้สิ่งของโดยไม่ได้รับอนุญาตที่ทำ  
ของคลังน้ำมันร่วมฯ

การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที

- ผู้จัดการคลังน้ำมันและพนักงานควรที่จะรับฝึกอบรมสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมดังต่อไปนี้
  - ระบุแจ้งกับต้นเรือให้ทราบ และหยุดยั้ง
  - แจ้งตำรวจนำ และเจ้าหน้าที่ตำรวจ และศูนย์ควบคุมการจราจรและความปลอดภัยทางทะเล
  - ปิดคัทห้ามคนเข้าออกท่า
  - ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของเรือ
- แจ้งให้เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำท่า และผู้จัดการคลังน้ำมันทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- ปิดระบบการปฏิบัติการเรือ
- แจ้งให้ผู้จัดการหมู่เรือจัดส่งทหารในเร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อรายงาน และขอตัวประกันจากไกล บอลซีเรียด้วย
- ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
- ปฏิบัติตามแบบปกติ เมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

### การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์ใกล้เข้าสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติการณ์ที่เกิดขึ้น
- จัดทำรายงานสรุปอุบัติการณ์การรักษาความปลอดภัย

**19.0 แผนรับมือการเข้าไปใช้สิ่งของโดยไม่ได้รับอนุญาต รวมถึงการลักลอบขึ้นเรือ**

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการเข้าไปใช้สิ่งของโดยไม่ได้รับอนุญาต รวมถึงการลักลอบ  
ขึ้นเรือที่ท่าของคลังน้ำมันร่วมฯ

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- ผู้จัดการคลังน้ำมันและพนักงานควรที่จะร่วมมือกับสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมดังต่อไปนี้
  - ระบุแจ้งกับต้นเรือให้ทราบ และหยุดยั้ง
  - แจ้งตำรวจ และเจ้าหน้าที่ตำรวจ และศูนย์ควบคุมการจราจรและความปลอดภัยทางทะเล
  - ปิดคัทห้ามคนเข้าออกท่า
  - ปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินของเรือ
- แจ้งให้เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำท่า และผู้จัดการคลังน้ำมันทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- ปิดระบบการปฏิบัติการเรือ
- แจ้งให้ผู้จัดการหมู่เรือจัดส่งทหารในเร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อรายงาน และขอตัวประกันจากไกล บอลยัสเตวรี
- ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
- ปฏิบัติตามตามปกติ เมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

### การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์ใกล้เข้าสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์ใกล้สภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น
- จัดทำรายงานสรุปอุบัติเหตุการรั่วไหลความปลอดภัย

**20.0 แผนรับมือการใช้เรือเพื่อขนผักการร้าย หรืออุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อการร้าย**

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการใช้เรือเพื่อขนผู้ก่อการร้าย หรือ อุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อการร้ายที่ท่าของคลังน้ำมันร่วมฯ

**การปฏิบัติการที่ต้องปฏิบัติโดยทันที**

- ผู้จัดการคลังน้ำมันและพนักงานควรที่จะรับมือกับสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมต่อไปนี้เป็นต้น
  - ปิดกั้นห้ามคนเข้า-ออกท่า
  - แจ้งตำรวจมา และแจ้งท่าหน้าที่ตำรวจ
  - แจ้งศูนย์ควบคุมการจราจรและควบคุมความปลอดภัยทางทะเล
- แจ้งให้เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำท่า และผู้จัดการคลังน้ำมันทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- ปิดระบบการปฏิบัติการเรือ
- แจ้งให้ผู้จัดการสมุทรกิจจัดส่งทรานให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อรายงาน และขอคำปรึกษาจาก โกลบอล บอลส์เคียวริส
- ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
- ปฏิบัติตามแผนปกติ เมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

**การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ**

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์ใกล้สู่ภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น
- จัดทำรายงานสรุปอุบัติเหตุการรั่วไหลความปลอดภัย

## 21.0 แผนรับมือการใช้เรือเป็นอาวุธในการโจมตี

ขั้นตอนต่อไปนี้จะใช้เมื่อมีการใช้เรือเป็นอาวุธในการโจมตีที่ท่าของคลังน้ำมันร่วมฯ

การปฏิบัติที่ต้งปฏิบัติโดยทันที

- ผู้จัดการคลังน้ำมันและพนักงานควรที่จะรับมือกับสถานการณ์ในลักษณะที่เหมาะสมดังต่อไปนี้
  - ปิดกั้นทางคนเข้า-ออกท่า
  - แจ้งตำรวจนำ หรือเจ้าหน้าที่ตำรวจ
  - แจ้งศูนย์ควบคุมการจราจรและควบคุมความปลอดภัยทางทะเล
- แจ้งให้เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำท่า และผู้จัดการคลังน้ำมันทราบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- มีระบบการปฏิบัติงานที่รวดเร็ว
- แจ้งให้ผู้จัดการสมุทรศาสตร์จัดส่งทหารไปเร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ เพื่อตรวจสอบและขอคำปรึกษาจากไกล่เกลี่ยโดยเร็ว
- ทำการติดต่อสื่อสารกับผู้บริหารระดับสูง
- ปฏิบัติตามตามปกติ เมื่อตำรวจได้แจ้งว่าเหตุการณ์สงบ

การปฏิบัติการหลังเหตุการณ์ใกล้เข้ามาสู่สภาวะปกติ

- แจ้งให้ผู้บริหารระดับสูงเมื่อเหตุการณ์ใกล้เข้ามาสู่สภาวะปกติ
- จัดทำรายละเอียดของอุบัติการณ์ที่เกิดขึ้น
- จัดทำรายงานสรุปปฏิบัติการการรักษาความปลอดภัย

22.0 ขั้นตอนปฏิบัติเมื่อเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ

วัตถุประสงค์ เพื่อให้พนักงานสามารถวางแผนและเตรียมตัวก่อนเกิดภัยพิบัติซึ่งจะลดความเสียหาย ความสูญเสียรายได้และการบาดเจ็บหรือสูญเสียชีวิต ซึ่งมีขั้นตอนปฏิบัติดังนี้

- เมื่อเกิดภัยธรรมชาติใดๆ ให้ปฏิบัติดังนี้
  - เปิดวิทยุเพื่อขอคำแนะนำและข้อมูลและทำตามคำแนะนำของ หน่วยป้องกันภัยพิบัติ (ตรวจสอบว่ามีวิทยุที่ใช้แบตเตอรี่หรือแบตเตอรี่ใหม่หรือสำรอง)
  - ฟังคำแนะนำเกี่ยวกับภัยพิบัติ จากหน่วยป้องกันภัยพิบัติ
  - ตรวจสอบให้แน่ใจว่าทุกคนในสถานที่ทราบสถานที่ตั้งของที่พักการฉุกเฉินด้านการป้องกันอัคคีภัยที่ใกล้ที่สุดรวมทั้งสถานที่ให้บริการฉุกเฉินในท้องถิ่น
  - ตรวจสอบให้แน่ใจว่าพนักงานทุกคนปลอดภัย
  - หากระบบโทรศัพท์ยังทำงาน ต้องไม่ทำการโทรที่ไม่จำเป็น ให้ใช้เฉพาะในกรณีฉุกเฉินที่คุกคามถึงชีวิตเท่านั้น
  - อย่าไปเกี่ยวข้องเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น
  - พยายามช่วยทุกคนในสถานที่ติดต่อกับญาติสนิทเร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้
- เมื่อเกิดแผ่นดินไหว ให้ปฏิบัติดังนี้
  - จับผ้าคลุมใต้โต๊ะและยึดขาโต๊ะ หรือย้ายตัวเองไปยังสถานที่ที่ใกล้เคียงและปลอดภัยที่สุด
  - อยู่ในความสงบและช่วยคนอื่นในบริเวณใกล้เคียงให้สงบ
  - หากอยู่ในลิฟท์ให้หยุดที่ชั้นล่างสุดและออกจากลิฟท์ทันที
  - พักภายในอาคารจนกว่าการสั่นจะหยุดลงและคุณแน่ใจว่าจะสามารถออกจากห้องได้
  - อย่าทำอย่างต่างและวัตถุหนัก (เช่น ชื่นวางผลิตภัณฑ์) ในอาคารสูงควรรวสัณญาณเตือนไฟไหม้และสปริงเกอร์ดับเพลิงในระหว่างที่มีการสั่นสะเทือน
- ข้อปฏิบัติหลังเกิดแผ่นดินไหว
  - ตรวจสอบผู้ที่อยู่รอบตัวคุณและช่วยพวกเขาหากจำเป็น (ปฏิบัติตามคู่มือคำแนะนำรายแรกก่อน และขอความช่วยเหลือเพิ่มเติมหากจำเป็น) หากทำหน้าที่ผู้เกี่ยวข้องฟื้นฟูการ ให้แน่ใจว่าทุกคนได้รับความคุ้มครองจากอันตรายอื่นๆ โดยสวมใส่เสื้อผ้าที่เหมาะสมและอุปกรณ์ความปลอดภัย (กางเกงขาสั้นยาว เสื้อเชิ้ตแขนยาว รองเท้าเซฟตี้ ถุงมือ หน้ากากกันฝุ่นและหมวกเซฟตี้)
  - ใช้สิ่งของแข็งสนับสนุนที่มีขนาดเล็ก และอพยพออกจากอาคารถ้าไม่สามารถควบคุมเพลิงไหม้ได้
  - ปิดไฟ น้ำ และไฟฟ้าที่ Main หลัก
  - แยกอุปกรณ์ LPG ออกจากถังเก็บ
  - บรรจุสิ่งที่ยกหรือโหลดตามหัวข้อ "การรั่วไหลของผลิตภัณฑ์ / การกำจัดของเสียอันตราย"
  - เก็บน้ำ, น้ำมัน และอาหาร

- หากสถานที่เสียหายไปจนถึงจุดที่ผู้คนอาศัย ให้อพยพออกจากพื้นที่และรักษาความปลอดภัยของพื้นที่
- ตรวจสอบเพื่อนบ้านและช่วยเหลือพวกเขาหากจำเป็น
- รายงานความเสียหายที่เกิดขึ้นในพื้นที่ของคุณไปยังศูนย์ป้องกันประเทศที่ใกล้ที่สุด (โดยเฉพาะหากต้องการความช่วยเหลือ)

- เมื่อน้ำท่วม ให้ปฏิบัติดังนี้
  - ขั้นตอนที่ 1 ตรวจสอบกับท้องถิ่นเพื่อหาข้อมูลเกี่ยวกับน้ำท่วมที่เลวร้ายที่สุดในท้องที่ของคุณ และคำนวณสูงที่เพิ่มขึ้น คำนวณพื้นที่น้ำท่วมที่จะเข้ามาถึงภายในบริเวณพื้นที่ของคุณ ระดับน้ำไม่เกิน 1 เมตร
  - ขั้นตอนที่ 2 พนักงานที่ได้รับอนุญาตจะโทรหา ISC Call tree เพื่อเปิดใช้งาน BCP โดยพนักงานที่ได้รับอนุญาตมีดังนี้

Name	Title	Direct Line	Calphone #
Sakda Limworasiroth	Manager, Operations - Bangkok	+66 02-0814130	+66 892029021
Sathaporn Yaowapong-aree	Terminal Manager - Songkhla	+66 0655108953	+66 800622989

- ขั้นตอนที่ 3 ตรวจสอบให้แน่ใจว่ามีการเปิดวิทยุและแบตเตอรี่วิทยุต้องชาร์จเต็ม
- ขั้นตอนที่ 4 ป้องกันเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดด้วยโทรศัพท์มือถือ แบตเตอรี่มือถือต้องชาร์จเต็ม ในกรณีที่ลูกจ้างหรือผู้รับเหมาต้องการเปลี่ยนแบตเตอรี่ติดต่อ พวกเขาต้องแจ้งให้ทราบ
- ขั้นตอนที่ 5 TM แจ้ง MO เพื่อขอเปิดใช้งาน BCP
- ขั้นตอนที่ 6 จัดเตรียมการสมทบภัยเพื่อกำหนดน้ำให้เข้าสู่ภายในออฟฟิศ
- ขั้นตอนที่ 7 แจ้งพนักงานเคลื่อนย้ายเอกสารสำคัญ, อุปกรณ์ปฐมพยาบาล, อาหารและน้ำ และเสื้อผ้า ให้อยู่ในที่สูง 1 เมตร เหนือระดับน้ำ
- ขั้นตอนที่ 8 TM ตรวจสอบให้แน่ใจว่าทุกคนในสถานที่ทราบว่าพื้นที่สูงที่ปลอดภัยและใกล้ที่สุดอยู่ที่ใด โดยจุดที่ต้องทำการอพยพเอกสารสำคัญหรือสิ่งของจำเป็นภายในคลังสินค้า คือ Ware House
- ขั้นตอนที่ 9 เก็บน้ำมันและสารอันตรายอื่นๆ ให้อยู่เหนือจุดที่ท่าเรือหมายเลขดับน้ำสูงโดยประมาณ 1 เมตร
- ขั้นตอนที่ 10 เคลื่อนย้ายหรือเพิ่มสต็อกในมากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ เหนือเครื่องหมายแสดงปริมาณน้ำสูงโดยประมาณ (เคลื่อนย้ายได้ง่ายหรือมีค่าก่อน)
- ขั้นตอนที่ 11 ตัดระบบไฟฟ้าก่อนที่พื้นที่จะถูกน้ำท่วมหรือพายุพายุ โดยทำการตัดไฟที่เมนสวิตช์ที่ควบคุมไฟฟ้าทั้งหมดของคลังฯ
- ขั้นตอนที่ 12 ในกรณีที่เหตุการณ์ใกล้เข้ามาสู่สภาวะปกติ TM จะแจ้ง MO เพื่อยกเลิกการใช้งาน BCP

- เมื่อเกิดพายุ ให้ปฏิบัติดังนี้
  - ตรวจสอบให้แน่ใจว่าอุปกรณ์ภายนอกทั้งหมดได้รับความปลอดภัย(เช่น สิ่งขาย, เฟอร์นิเจอร์ )

- เปิดหน้าต่างด้านข้างอาคารให้ลมออกเพื่อลดแรงกดดันหลังคา
- ปิดม่านเพื่อลดการปลิวของแก้วหรือวัตถุอื่น
- อยู่ห่างจากประตูและหน้าต่าง เพื่อลดอันตรายจากลมพัด
- หลีกเลี่ยงจากโลหะและอุปกรณ์ไฟฟ้า
- อย่าเดินออกไปนอกอาคาร

- เมื่อเกิดภัยพิบัติสึนามิ ให้ปฏิบัติดังนี้
  - ถ้าคุณได้รับการบอกให้อพยพ ให้ทำการอพยพออกจากพื้นที่ทันทีและเดินให้ห่างจากทะเลอย่างน้อย 1 กิโลเมตรหรือสูงกว่าระดับน้ำทะเล 35 เมตร ทำตามขั้นตอนการอพยพในหัวข้อ " การอพยพและการรักษาความปลอดภัยของสถานที่" ถ้ามีเวลาให้ทำตามขั้นตอนเพื่อลดความเสียหายและความสูญเสียที่เป็นไปได้ของสารและผลิตภัณฑ์ที่เป็นอันตรายที่เก็บไว้อยู่ในคลังฯ โดยทำการเคลื่อนย้ายไปยังพื้นที่ปลอดภัย
  - อย่าไปชายหาดหรือแม่น้ำเพื่อดูคลื่นเข้ามา

- ขั้นตอนปฏิบัติหลังจากเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ
  - ส่งรายงานเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นไปยัง HSE Field Specialist ทันทีที่เกิดเหตุการณ์ (เป้าหมายภายใน 24 ชม.)
  - ถ้ามีน้ำท่วมครอบคลุมพื้นที่ที่ทำงานให้ติดต่อผู้รับเหมาซ่อมบำรุง เพื่อให้มีใบรับรองการตรวจสอบเพื่อความปลอดภัยและตรวจสอบถึงน้ำมันว่ามีน้ำขังอยู่หรือไม่
  - ติดต่อบริษัทประกันภัย เพื่อจัดเตรียมการเรียกร้องค่าเสียหายใดๆ อันเนื่องมาจากเหตุการณ์

23.0 ขั้นตอนการรายงาน

ขั้นตอนต่อไปนี้อยู่เมื่อเกิดสถานการณ์ฉุกเฉินดังต่อไปนี้ที่คลังน้ำมันฯ

- เกิดเพลิงไหม้ที่คลังน้ำมัน
- เกิดเพลิงไหม้ที่บริเวณตอนการปฏิบัติการ
- เกิดการรั่วไหลของน้ำมันที่คลังน้ำมัน
- เกิดการบาดเจ็บหรือไม่สบายในคลังน้ำมัน
- เกิดจากน้ำท่วม
- เกิดการคุกคามจากภายนอกต่อการปฏิบัติการ

การปฏิบัติการ

- ผู้จัดการคลังน้ำมันฯจัดทำรายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ ดังแสดงไว้ในภาคผนวก 1 สำหรับรายงานเหตุการณ์เบื้องต้น หรือภาคผนวก 2 ถ้ามีการเกิดเหตุการณ์ต่างๆ กับรถบรรทุกน้ำมัน
- ในรายงานแจ้งเหตุการณ์ ผู้จัดการคลังน้ำมันต้องแนบข้อมูลเพิ่มเติมดังต่อไปนี้
  - สำหรับอุบัติเหตุที่ก่อให้เกิดอันตรายอย่างรุนแรง ควรแนบบันทึกการบาดเจ็บส่วนบุคคล
  - สำหรับอุบัติเหตุที่เกิดกับยานพาหนะที่นอกเหนือไปจากรถบรรทุก แบบแบบพร้อมเรียกกรรมการประกันภัยของยานพาหนะ
  - สำหรับอุบัติเหตุที่เกิดกับรถบรรทุกจัดทำรายงานอุบัติเหตุของรถบรรทุกและสำเนา
  - ส่งแบบรายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ และแนบข้อมูลเพิ่มเติม ไปยังผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง
  - ผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง ให้ขอคิดเห็นในรายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ ไปยังผู้จัดการทั่วไปฝ่ายจัดจำหน่ายและสำเนาไปยัง ผู้รับสารด้านความปลอดภัย และผู้

- ประสานข้อมูล หน่วยธุรกิจจัดส่งผู้ประสานข้อมูลซึ่งถูกเพิ่มชื่อโดยผู้จัดการทั่วไปฝ่ายจัดจำหน่ายจะรายงานต่อ DSR ถ้าเหตุการณ์นั้นสามารถบันทึกได้
- ผู้จัดการทั่วไปฝ่ายจัดจำหน่ายส่งรายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ ไปยังผู้บริหารระดับสูงถ้าเหมาะสม
- ผู้จัดการทั่วไปฝ่ายจัดจำหน่ายอาจจะเรียกขานรายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ และอาจมีการนัดหมายเป็นการส่วนบุคคลเพื่อตรวจสอบการปฏิบัติงานดังกล่าว

ภาคผนวก 1 รายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ  
รายงานแจ้งเหตุการณ์ต่างๆ

(จะต้องกรอกและส่งภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากเกิดเหตุการณ์)

ถึง:	(Facility/Business/ Unit Manager)		
สำเนา: ผู้ประสาน Country HES			
1 งานที่เกี่ยวข้อง	On company business by Off-The-Job by	พนักงาน	ผู้รับเหมา
2 ประเภทของเหตุการณ์	มีผู้บาดเจ็บ	พนักงาน	ผู้รับเหมา
	เพลิงไหม้	ทรัพย์สินเสียหาย	
	ลักทรัพย์	อุบัติเหตุ/ภัยพิบัติ	
	น้ำมันรั่วหรือเอ่อล้น	ความรุนแรง/ค่าเสียหาย	
	Repetitive Stress Injury	ผลิตภัณฑ์เป็นพิษ	
3 สิ่งอำนวยความสะดวกและตำแหน่งของเหตุการณ์			
4 วันที่เกิดเหตุ (วัน/เดือน/ปี)		เวลาที่เกิดเหตุ	
5 ผู้เห็นเหตุการณ์			
6 รายละเอียดเหตุการณ์			
7 มูลค่าความเสียหาย	บาท	หรือ	ดอลลาร์
8 รายชื่อผู้บาดเจ็บ (ในกรณีที่มีการบาดเจ็บ)	ไม่มีผู้บาดเจ็บ จำนวนผู้บาดเจ็บ _____ คน	มีผู้บาดเจ็บ	
	รายชื่อผู้บาดเจ็บ		
9 รายละเอียดการบาดเจ็บ	เล็กน้อย บาดแผล รุนแรง ดาวย		
	ได้รับบาดเจ็บส่วนใดของร่างกาย		
	อาการ		
b ความช่วยเหลือที่ได้รับ	ไม่ต้องการความช่วยเหลือ ได้รับการปฐมพยาบาล ได้รับการรักษาพยาบาลแพทย์ _____ วันที่ลาพักในโรงพยาบาล		
9 ถ้าเหตุการณ์เกี่ยวข้องกับอุบัติเหตุของยานพาหนะหรือทรัพย์สินเสียหาย: ใช่ ไม่ใช่			
a อุปกรณ์/ยานพาหนะที่เกี่ยวข้อง			
b ความเสียหายและความสูญเสีย	ง่ายที่จะซ่อมแซม เวลาโดยประมาณที่ใช้ในการซ่อมแซม _____ วัน ไม่สามารถซ่อมแซม		
10 สาเหตุเบื้องต้น (ถ้าทราบ)	บุคคล เครื่องมือหรือเครื่องจักรธรรมชาติ		

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 53 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 54 of 110

		อื่น	
11 คำแนะนำ			
ชื่อของบุคคลที่ทำงานนี้		Email:	เบอร์โทรศัพท์ติดต่อ
ลายเซ็น			วัน

**ตัวอย่าง 2** ฐานรวมของไดโนเสาร์ของเขาวงกต

รายงานอุบัติเหตุของยานพาหนะ

**ส่วน A – การเตรียมพร้อมของเหตุการณ์ในภาคสนาม**

วันที่เกิดเหตุ	เวลา
ตำแหน่งของอุบัติเหตุ	
อธิบายอุบัติเหตุโดยสรุป:	
รายละเอียดของผู้นำรถ:	
รายละเอียดของทรัพย์สินเสียหาย:	
รายละเอียดของแหล่งในหรือรถจักรยานที่เอ่อล้น:	
รายละเอียดของความช่วยเหลือทางการแพทย์และสถานการณ์ที่เกิดขึ้น:	
ข้อมูลเพิ่มเติม:	
รายละเอียดการติดต่อ (เบอร์โทรศัพท์):	

**ส่วน B – ใบแจ้งการสืบสวนอุบัติเหตุ**

<b>ส่วน B1 – ข้อมูลพนักงานบริษัท คลังน้ำมัน และรถบรรทุก</b>				
รถบรรทุกFuel –รถบรรทุก รถบรรทุกAsphalt: รถบรรทุกJetA-1 รถบรรทุกBunker FO รถบรรทุกLubes				
รหัสรถบรรทุก			ตัวบาง	
รถบรรทุก	ผลิตภัณฑ์			
เปล่า	ปริมาณ			
ออกจาก			ปลายทาง	
	เวลา			
คลังน้ำมัน Supply				
ค่าจ้างของรถบรรทุก	ไม่จ่าย ไม่ผลิตสินค้า ค่าทางฝั่งคนขับ ค่าทางฝั่งผู้โดยสาร 3 อัน			
คลังน้ำมันผู้ผลิต				
ความสัมพันธ์กับรถบรรทุก	เสียภาษีโดยสิ้นเชิง รวมแล้ว (มากกว่า \$5,000) เสียแล้ว (น้อยกว่า \$5,000) ไม่เสียเลย			
อายุรถบรรทุก		ปี	ความเร็วรถบรรทุก	ประมาณ กิโลเมตร/ชั่วโมง
สีของรถบรรทุก	<b>Hi-Viz</b> (เขียวเข้ม)	ตราศาลเท็กซัส	<b>Conspicuity Tape</b>	
เจ้าของรถบรรทุก	Chevron/Texaco	เซ็นสัญญา		
พนักงานขับรถบรรทุก	Chevron/Texaco	พนักงาน (ชื่อจริง)	เซ็นเนนา (ชื่อ )	
ชื่อพนักงานขับรถ				
รูปแบบ Shift ของพนักงานขับรถ	วัน			ยี่
รูปแบบการทำงาน	ชั่วโมงการทำงานต่อสัปดาห์		ชั่วโมงการทำงานต่อสัปดาห์	
ประเภทการดำเนินการขับรถ	(สินค้า)			
	ปีทั้งหมด		ปีทั้งหมด	
การฝึกฝน	CalTex/Chevron/Texaco			
ประวัติการฝึก	ระบบ Smith (เดิม ส่วน D 4 ไร่)		อื่นๆ (ระบุ)	
ประวัติการฝึก	การชน		ปีที่ไม่มีการฝึกฝนถึงจุดตรวจ	
<b>ส่วน B2 – ผลกระทบจากถังเหล็ก</b>				
ความรุนแรงของถังเหล็ก	ต่ำ	กลาง	ปานกลาง	สูง

---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 53 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 55 of 110

**ส่วน C – การวิเคราะห์สาเหตุของเหตุการณ์**

ส่วน C1 - รายละเอียดของชุดแบบ (รวมถึงขั้นตอน ก่อนเกิดอุบัติเหตุ ระหว่างและหลังการเกิดอุบัติเหตุ)		
ส่วน C2 - สาเหตุของอุบัติเหตุ		
1 สาเหตุหลักของอุบัติเหตุ	สาเหตุของปัญหา	
2 ปัจจัยอื่นๆ	สาเหตุของปัญหา	
3 กลุ่มบุคคลที่สามารถเป็นสาเหตุให้เกิดอุบัติเหตุหรือไม่	ใช่                      ไม่ใช่	
4 ปัจจัยที่ก่อให้เกิดอุบัติเหตุ (กรณีเพียงข้อข้อข้อ)	<div>๔ เสียอย่างไปหรือไม่</div> <div>๔ ใช้ความเร่งเกินกำหนด</div> <div>๔ สัมผัสที่จะใช้เบรกมือ</div> <div>๔ สัมผัสที่จะปฏิบัติตามสัญญาณหรือเครื่องหมายจราจร</div> <div>๔ เมาเหล้าหรือยา</div> <div>๔ เมาเหล้า                      ๔ กลับไป</div> <div>๔ ยื่น                      ๔ ความเสี่ยงต่อทางรบกวน</div> <div>๔ ยื่นๆ (รวม)</div>	
๔.1 กลุ่มผู้เกี่ยวข้องคนใด, _____ สัมผัส (เบรก, ยาง, ยื่นๆ)		
๔.2 โยนไป/ส่งเหวี่ยง/ตกจากที่สูงอันตราย		
๔.3 หักเหวี่ยงยานพาหนะ		
๔.4 ทักเบรกผิด/ดัน/ล้มไปชน/รัดต่างๆ		
๔.5 แชนอย่างไม่ระวัง		
๔.6 เปลี่ยนช่องทางอย่างไม่ระวัง		
๔.7 ชีบรถชิดคันหน้า		
๔.8 ไม่ระวังในการใช้เขตทาง		
๔.9 กลับรถอย่างไม่ระวัง		
ส่วน C3 - การเข้าถึงของ OE Tenets (ตรวจสอบ Tenets ที่ถูกทำให้)		
๔.1 ไม่เครื่องมือและสิ่งอำนวยความสะดวกภายใต้ข้อจำกัดของ การปฏิบัติงาน และสภาพแวดล้อม		
๔.2 ปฏิบัติการในสถานะที่ปลอดภัยและควบคุมได้ เพื่อไม่ให้เกิดอุบัติเหตุซึ่งมีความสามารถและได้รับการฝึกฝนไว้รับมือเหตุการณ์		
ปฏิบัติงานที่		
๔.3 ตรวจสอบสถานที่ทำงานอย่างสม่ำเสมอเพื่อไม่ให้เกิดความปลอดภัยอยู่ในสถานที่และพร้อมที่จะใช้งานอุปกรณ์		
๔.4 ปฏิบัติตามขั้นตอนต่างๆ ในเอกสารและการฝึกฝนเพื่อความปลอดภัยและจัดหาคำชี้แนะและการฝึกฝนสำหรับพนักงาน		
๔.5 จัดส่งสินค้าตรงเวลา (ปริมาณและเอกสารที่ถูกต้อง) แก่ลูกค้า		
๔.6 ใช้สิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆครบถ้วนเพื่ออำนวยความสะดวกประต่อนัก		
๔.7 เคารพในกฎระเบียบและข้อกำหนดของผู้อื่นอย่างถูกต้องและแจ้งเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องในเวลาที่เหมาะสม		
๔.8 ปฏิบัติการโดยทันทีเพื่อที่จะทราบถึงสถานะและแก้ไขเหตุการณ์ที่ไม่ปกติ รวมถึงสามารถทำงานที่ไม่ปลอดภัยหรือการกระทำ		
เหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบอื่น		
๔.9 พัฒนาและหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้องไม่ปกติต่างๆ ที่ถูกเขียนไว้		
๔.10 ต่อสู้กับบุคคลภายนอกผ่านช่างดูแลความเรียบร้อยในการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงสิ่งของหรือเครื่อง		

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 55 of 110

SK-IV – Emergency Response Plan 2022 (Thai Version)

[illegible]

---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 54 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 56 of 110

ส่วน C4 - ปฏิบัติการแก้ไข (ปฏิบัติการ การวางแผน และข้อเสนอในการปรับปรุงกับปัญหาที่จะเกิดขึ้นอีก)			
ส่วน C5 - สิ่งที่ได้รับรู้และความเห็นอื่นๆ			
ส่วน C6 - ค่าใช้จ่ายสำหรับอุบัติเหตุ (100% cost basis รวมถึงผู้รับเหมาและส่วนแบ่งของ Chevron/Texaco)			
ประเภทของความเสี่ยงภัย		ประมาณมูลค่าความเสียหาย (ดอลลาร์)	
ค่าต่อเดือนรวม			
ความเสี่ยงทางของผลิตภัณฑ์ (จากบางพื้นที่ในออกหรือหลังใน)			
Gross Margin Impact (ดูเฉพาะการขาดผลิตภัณฑ์ - มูลค่าของผลิตภัณฑ์)			
ค่าแรงของพนักงาน (เวลาทั้งหมดค่าแรงเฉลี่ยต่อชั่วโมง)			
ค่าแรงของบริษัท (เวลาทั้งหมดค่าแรงเฉลี่ยต่อชั่วโมง)			
ค่าวัสดุหรืออุปกรณ์			
ค่าค่าความเสียหายหรือรักษา			
ค่าต่อหน่วยของการขาดเงินหรือหลายต่อ พนักงาน ผู้รับเหมา หรือบุคคลที่สาม			
ค่าซ่อมแซม หรือการจัดการหรือรถ			
ค่าสินค้าอุปโภคบริโภค (ค่าเครื่องใช้, ค่าโรงเรือน, ค่าใช้จ่ายรายวัน, ค่าเวลา)			
ค่าใช้จ่ายในการจัดหาพนักงานชั่วคราวและค่าใช้จ่ายในการฝึกฝน			
Fines, Settlement/Goodwill, ค่าประกันภัย อื่นๆ			
อื่นๆ			
ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของอุบัติเหตุ			
ส่วน C7 - ข้อมูลเพิ่มเติม			
<ul style="list-style-type: none"> <li>☞ รูปแบบ/ภาพลักษณ์</li> <li>☞ ขอบงานจำกัดครั้ง</li> <li>☞ ค่าโครงการของพนักงานชั่วคราว</li> <li>☞ ค่าโครงการของพนักงานชั่วคราว</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>☞ ขอบงาน On Board Computer</li> <li>☞ ขอบงาน Mechanic</li> <li>☞ ไม่มีข้อ</li> <li>☞ ขอบงานทางทหารแพทย์ของพนักงานชั่วคราว</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>☞ บันทึกการฝึกอบรมของพนักงานชั่วคราว</li> <li>☞ Road Worthiness Certificate</li> <li>☞ ค่าเครื่องรถประกัน</li> <li>☞</li> </ul>	
ส่วน C8 - ทีมสนับสนุนอุบัติเหตุ (แจ้งรายชื่อ ตำแหน่งและแผนก)			
เทคนิคที่ใช้ในการสืบสวน		☞ อื่นๆ	
จัดเตรียมโดย	พนักงานคลังน้ำมัน	(ขนส่ง/)	วันที่
ตรวจสอบโดย	ผู้จัดการฝ่ายจัดส่ง	(ขนส่ง/)	วันที่

---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 56 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 57 of 110

ส่วน D – ระบบ Smith การฝ่าฝืน

ระบบ Smith 5 หลักการ (แจ้งข้อที่ถูกฝ่าฝืน)
<b>1 คาดหวังสูงในการขับรถ</b> ➢ Demonstrates eyes lead time consistently in excess of 15 seconds ➢ มองและประเมินข้อมูลที่เกี่ยวข้องจากวัตถุที่อยู่ไกล ➢ มองไปข้างหน้าเมื่อต้องการเร่งความเร็ว ➢ Keeps vehicles rolling by adjusting for conditions ➢ Eyes properly elevated around turns and corners
<b>2 มองภาพไม่กว้าง</b> ➢ ที่ระยะจากรถคันหน้าในระยะที่เหมาะสม ➢ ตัดสินใจล่วงหน้า ➢ Avoids being unnecessarily boxed in ➢ Speeds is neither too fast or slow for conditions ➢ ใช้ความระมัดระวังในการขับไล่ช่องและประพืด
<b>3 เคลื่อนไหวคาดเคลื่อน</b> ➢ เคลื่อนไหวคาดเคลื่อน 2 วินาที ➢ ดูที่ทางแยกหลักและทางแยกรองก่อนขับรถเข้าไปสู่ ➢ ดูกระจกบ่อยๆ (5 ถึง 8 วินาที) ➢ ดูกระจกเมื่อชะลอและหยุดรถบรรทุก ➢ หลักเสียงการจราจรเมื่อวัตถุอยู่รอบๆ เป็นสิ่งต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง
<b>4 Leave Yourself AN OUT</b> ➢ เว้นระยะที่พอสำหรับรถรอบๆ ➢ เว้นระยะเพื่อป้องกันการชนจากรถคันอื่นๆ ➢ เมื่อหยุด เว้นระยะที่พอสบายกับรถคันหน้า ➢ Consistently chooses lane of least resistance ➢ Keep up to date with current size and shape of space cushion
<b>5 เบลั๊วพักพวกเขาเป็นคุณ</b> ➢ ค้นหามากกว่าที่จะคาดหวังการติดต่อทางสายตา ➢ ใช้เครื่องมือสถานการณ์ต้องการ ➢ โน้ตสัญญาณการสื่อสารอย่างมีประสิทธิภาพ ➢ เบลั๊วรถคันนั้นเพื่อให้สัญญาณเบรกทำงาน ➢ อยู่ท่ามกลางม็ลของคันขับรถคันอื่นๆ

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 59 of 110

บริษัท	ชื่อ	เบอร์โทรศัพท์ ที่ทำงาน	เบอร์โทรศัพท์ มือถือ	เบอร์ โทรศัพท์ ที่บ้าน
สถานีดับเพลิง		199		
สถานีดับเพลิง สงขลา		074-311016		
สถานีดับเพลิง สิงหนคร		074-331985		
รถพยาบาล รพ.สงขลา		074-338100		
บริษัท	ชื่อ	เบอร์โทรศัพท์ ที่ทำงาน	เบอร์โทรศัพท์ มือถือ	เบอร์ โทรศัพท์ ที่บ้าน
ตำรวจ		191		
ตำรวจ สถานีตำรวจสิง หนคร		074-331456		

อุตสาหกรรมน้ำมัน

บริษัท	ชื่อ	เบอร์โทรศัพท์ ที่ทำงาน	เบอร์โทรศัพท์ มือถือ	เบอร์ โทรศัพท์ ที่บ้าน
PTT	วิสุทธิ กระจำจโลก	074-331011-6	081-1742972	
SHELL	พรชัย แผงวิเศษ	074-331293	081-7519094	
BSRC	ธรรมบุญ วัชรตั้ง สกุล	074-331793	081-6400282	074-225401

25.0 คำจำกัดความ

**ที่ทำงาน** คือสถานที่ทำงานของพนักงาน

**สภาวะวิกฤต** คือเหตุการณ์ที่มีโอกาสที่จะเกิดน้อยแต่ส่งผลกระทบอย่างรุนแรงต่อ

- พนักงานหรือความเป็นอยู่ของสาธารณะชน
- ภาพลักษณ์ของบริษัท
- การดำเนินงานของบริษัท
- ความบกพร่องทางกฎหมายและความสูญเสียต่อศักยภาพ

**สถานการณ์ฉุกเฉิน** คือสถานการณ์ฉุกเฉินคือเหตุการณ์ที่ไม่ปกติและไม่ได้มีการวางแผนล่วงหน้าเหตุการณ์ฉุกเฉินต้องการการปฏิบัติการโดยทันทีของพนักงานดูแลแก้ไข เพื่อที่จะทำให้สถานการณ์กลับเข้าสู่สภาวะปกติ อาจรวมถึงเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบอย่างรุนแรงต่อ

- สุขภาพและความปลอดภัยของพนักงาน
- สุขภาพและความปลอดภัยของสาธารณะชน
- สภาวะแวดล้อม
- ความมั่นคงภาพของผลิตภัณฑ์
- ทรัพย์สินของศาลแก้ไขและเพื่อนบ้าน
- ความสามารถในการดำเนินการของคลังน้ำมันฯ

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 58 of 110

24.0 เบอร์โทรศัพท์ติดต่อ

ผู้บริหารระดับสูง

ตำแหน่ง	ชื่อ	เบอร์ โทรศัพท์ ที่ทำงาน	เบอร์ โทรศัพท์ มือถือ	เบอร์ โทรศัพท์ ที่บ้าน
ผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการ กรุงเทพ	Sakda Limworasiroth	02-0814130	089-2029021	
ผู้จัดการฝ่ายทรัพยากร มนุษย์	Kanyapirom Pongsana	02-0814190	081-8124944	
ผู้จัดการ ฝ่ายวิศวกรรม	Keeda Timsuwan	02-0814227	084-7006890	
HSE Field Specialist	Chitchanupong Intasam	02-0814138	061-1730455	

พนักงานคลังน้ำมัน

ตำแหน่ง	ชื่อ	เบอร์โทรศัพท์ ที่ทำงาน	เบอร์โทรศัพท์ มือถือ	เบอร์โทรศัพท์ ที่บ้าน
ผู้จัดการคลังน้ำมัน สงขลา	Sathaporn Y.	06-5510-8953	0800622989	
ผู้ช่วยผู้จัดการคลังน้ำมัน	Somchai N.	074-803802	081-8982007	074-382391
	Suttipiruk A.	06-5510-8953	083-2488858	
	Chayakrit.		0867476220	
พนักงานบัญชี	Ubonwan M.	074-803804	081-9571553	074 -205104
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัย	Sakofee S.	074-803805	082-8296210	

บริการฉุกเฉินและรัฐบาล

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 60 of 110

**ผู้อำนวยการ CMT** สามารถประกาศสถานการณ์ฉุกเฉินหลัก

**CCMP** – เหตุการณ์บางอย่างที่นอกเหนือไปจากความสามารถของหน่วยงานส่วนท้องถิ่นในการควบคุมสถานการณ์ ควรที่จะแจ้งให้การจัดการภาวะฉุกเฉินในระดับประเทศโดยการโทรศัพท์หาผู้ควบคุม**การคุกคามจากภายนอก**การคุกคามจากภายนอกที่ได้รับจากพนักงาน หรือที่เกิดขึ้นใกล้ๆ กับคลังน้ำมัน

- ข่าวว่าจะเปิดทางจดหมายหรือโทรศัพท์
- การก่อจลาจล
- การมกรุก
- ขโมย
- ลักพาตัว

**เพลิงไหม้** หมายถึงแหล่งของเพลิงหรือครัน ไม่ว่าจะมากหรือน้อยที่เกิดขึ้นในคลังน้ำมัน (ยกเว้นครันบูหรืในบริเวณที่จัดไวไฟ)

**การหกส้นของน้ำมัน**คืออุบัติเหตุหรือเหตุการณ์รั่วไหลของผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอน

**การเอ่อล้นอย่างมีนัยสำคัญ** คือการหกส้นของน้ำมันมากกว่า 2 ลิตรต่อพื้นที่แบบ Compounded หรือการหกของน้ำมันมากกว่า 1 ลิตรต่อพื้นที่แบบ Uncompounded

**การหกส้นอย่างรุนแรง** คือการเอ่อล้นของน้ำมันมากกว่า 1000 ลิตรและไม่สามารถรับมือได้โดยเจ้าหน้าที่คลังน้ำมันฯ

**การบาดเจ็บ** หมายความว่า 2ระดับ

**การบาดเจ็บเล็กน้อย** คืออุบัติเหตุที่ก่อให้เกิดการบาดเจ็บที่จำเป็นต้องมีการปฐมพยาบาลโดยที่ไม่ส่งผลต่อการทำงานของพนักงานในวันถัดไป การบาดเจ็บเล็กน้อยจะต้องได้รับการลงทะเบียนที่ศูนย์ลงทะเบียนอุบัติเหตุ

**การบาดเจ็บอย่างรุนแรง** คือการที่พนักงานได้รับบาดเจ็บจากการทำงานที่คลังน้ำมันฯหรือระหว่างการทำงานที่เกี่ยวข้องกับคลังน้ำมัน ส่งผลให้เกิดเหตุการณ์ต่างๆ ดังต่อไปนี้

- ตาย
- พิการตลอดชีวิต
- อาการบาดเจ็บที่ส่งผลให้ไม่สามารถทำงานได้ตลอดวันหลังจากวันที่ประสบอุบัติเหตุ
- มีความจำเป็นต้องใช้การรักษาทางการแพทย์
- มีความจำเป็นต้องใช้การรักษาตัวในโรงพยาบาลมากกว่าหรือเท่ากับ 48 ชั่วโมงภายใน 7 วันหลังจากเกิดเหตุ

การบาดเจ็บอย่างรุนแรงทุกประเภทจะต้องได้รับการบันทึกในรายงานอุบัติเหตุที่สอดคล้องกับแบบฟอร์มรายงานเหตุการณ์เพื่อที่จะแจ้งต่อผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง และ ผู้ประสานด้านความปลอดภัยและส่งสำเนาให้ผู้ประสานข้อมูล

**ปลอดภัยที่จะหา** คือเป็นการตัดสินใจที่ขึ้นอยู่กับประสบการณ์ของแต่ละบุคคล การฝึกฝน และประสบการณ์ในการแก้ไขปัญหาต่างๆ ที่เผชิญหน้าอยู่

ผู้บริหารระดับสูง

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 61 of 110

ผู้จัดการความปลอดภัยที่มีแนวโน้มที่จะรับมือกับสถานการณ์ฉุกเฉินขึ้นอยู่ประเภท สถานที่ ตำแหน่งและความรุนแรงของสถานการณ์ฉุกเฉิน ผู้บริหารระดับสูงประกอบไปด้วยกลุ่มบุคคลดังต่อไปนี้

- ผู้จัดการทั่วไปกลุ่มธุรกิจจัดส่ง
- ผู้จัดการฝ่ายปฏิบัติการและขนส่ง
- ผู้ประสานด้านความปลอดภัย
- ผู้จัดการฝ่ายทรัพยากรมนุษย์

**เพลิงไหม้บริเวณรอบๆ** คือเหตุการณ์เพลิงไหม้บริเวณรอบๆ คลังน้ำมันที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานดำเนินการตามปกติ

26.0 Sensitive รูปภาพ

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 62 of 110



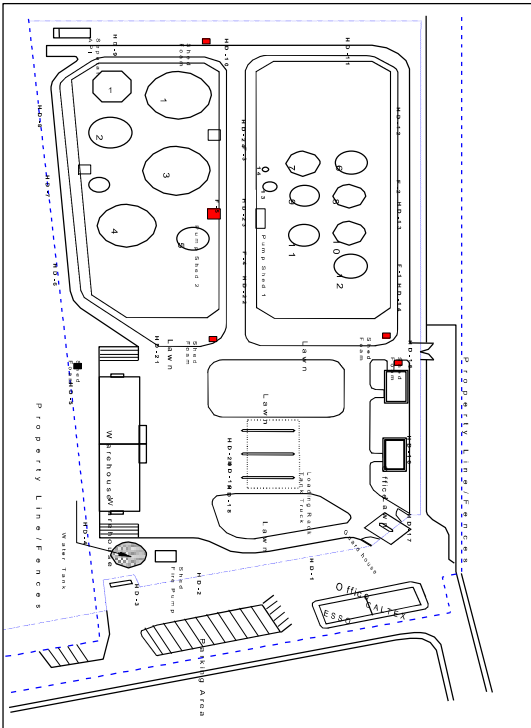
<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 63 of 110

รูปภาพที่ 9 แผนที่แสดงที่ตั้งของคลังน้ำมันร่วมสงขลา



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 64 of 110

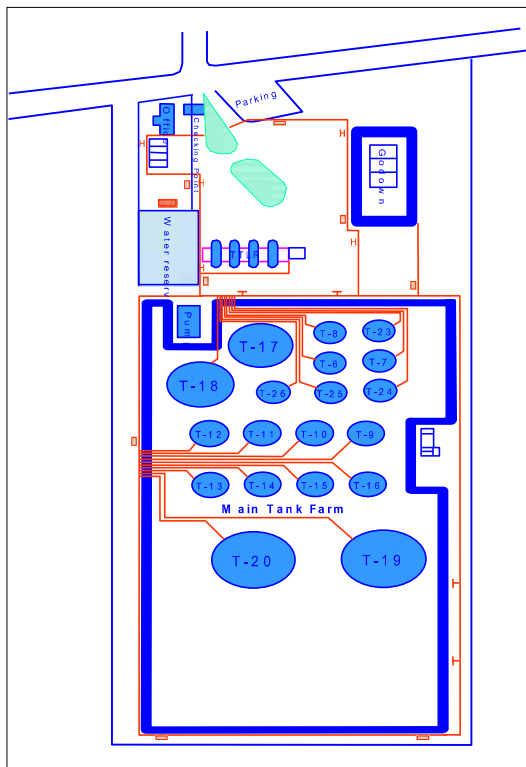
LAYOUT OF SONGKHLA TERMINA AREA 1





<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 65 of 110

LAYOUT FOR SONGKHLA JV. TERMINAL AREA 2.



---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 65 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 66 of 110

**รูปภาพที่ 10** แผนผังคลังน้ำมันร่วมสงขลา

**บริเวณที่มีความเสี่ยงและมีความอ่อนไหว**

คลื่นน้ำนั้นร่วมสงขลาอยู่ใกล้กับพื้นที่ชุมชนชาวประมง, ชุมชนอำเภอ, บริเวณที่มีความเสี่ยงและมีความอ่อนไหวภายในรัศมี 5 กิโลเมตรคือบริเวณต่อไปนี้

- คลังน้ำมัน PTT
- ท่าเรือน้ำลึก
- โรงเรียนสงขลาวิทยาคม
- โรงเรียนชุมชนหัวเขา
- สถานีบริการน้ำมันศาลเทือกซี, เซลล์

---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 66 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 67 of 110

## 27.0 ภาคผนวก

**ภาคผนวกที่ 3 บันทึกการซ่อมการอพยพ**

[illegible]

---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 67 of 110

SK JV – Emergency Response Plan 2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 68 of 110

**ภาคผนวกที่ 4** บันทึกแบบฝึกหัดสถานการณ์การดูแลสุขภาพ

[illegible]

---

*Version: 10.0    Revised: 26 Jan 22*

Page 68 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 73 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 74 of 110

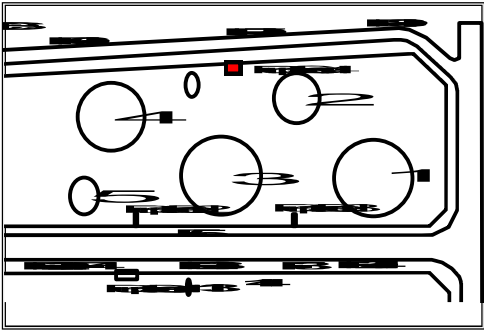
ตำแหน่ง  
ขนาด โรงป้อนที่ 4  
1 x 1,5 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวน
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2
หัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่(Angus AF120)	2

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

- หยุดปั๊มจ่ายทั้งหมด พร้อมกวดปั๊มฉุกเฉิน
- กรณีที่มีการรับน้ำมันเข้าถังอยู่ให้ปิดวาล์วรับหน้าถัง
- ฉีดผงเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
- ฉีดผงเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
- ต่อหัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่เข้ากับหัวจ่ายน้ำมันหมายเลข 7 ด้วยสายดับเพลิง 2.5 นิ้ว
- ตรวจสอบรอบถัง 2 และ ถัง 4



ตำแหน่ง  
ขนาด โรงป้อนหัวเชื้อ

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวน
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2
หัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่(Angus AF120)	2

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

- หยุดปั๊มจ่ายทั้งหมด พร้อมกวดปั๊มฉุกเฉิน
- กรณีที่มีการรับน้ำมันเข้าถังอยู่ให้ปิดวาล์วรับหน้าถัง
- ฉีดผงเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
- ฉีดผงเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
- ต่อสายดับเพลิงจำนวน 2 เส้นขนาด 1.5 นิ้ว x 30 ม. เข้าหัวฉีดโฟม

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 75 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 76 of 110

ตำแหน่ง  
ขนาด สำนักงาน  
15x24 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

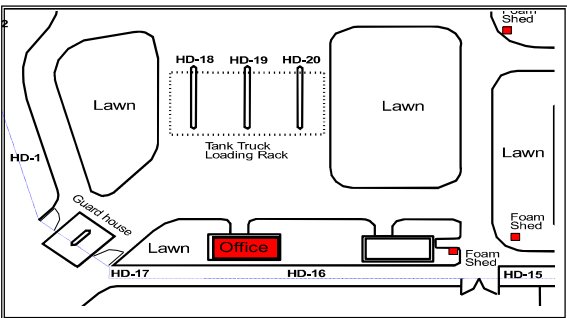
ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

- ใช้ถังดับเพลิงขนาด 20 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
- ตัดกระแสไฟฟ้าทั้งหมด
- ต่อสายฉีดน้ำจำนวน 1 สายกับหัวจ่ายน้ำเบอร์ 1

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานรถปอ.**

- ปิดกั้น ควบคุม การจราจรเข้า-ออก
- หยุดปั๊มจ่ายผลิตภัณฑ์ และกวดปั๊มฉุกเฉิน
- ใช้ถังดับเพลิงขนาด 20 ปอนด์
- ต่อสายนำดับเพลิงเข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 16 และ 17



ตำแหน่ง  
ขนาด TTLR  
25x39 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวน
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	9
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	1
- ระบบฉีดน้ำแบบสปริงเกอร์	1
หัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่(Angus AF120)	2

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

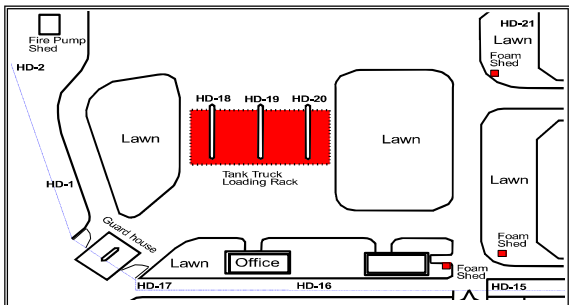
- หยุดปั๊มจ่ายผลิตภัณฑ์ และกวดปั๊มฉุกเฉิน
- ใช้ถังดับเพลิงขนาด 20 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
- ใช้ถังดับเพลิงขนาด 150 ปอนด์ จำนวน 1 ถัง
- ใช้หัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่ จำนวน 2 ชุด

**หน้าที่รับผิดชอบของผู้จัดการคลังฯ**

- ควบคุม สิ่งการ การดับเพลิง
- ควบคุมและสั่งการ ต่อหัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่เข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 17
- ควบคุมและสั่งการ ฝกยูเพลิงพร้อมเครื่องดับเพลิง
- ควบคุมและสั่งการ ใช้ระบบฉีดน้ำแบบสปริงเกอร์

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานรถปอ.**

- ปิด กั้น ควบคุมการจราจรเข้า-ออก
- จัดทีมพร้อมฝกยูเพลิง



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 77 of 110

**ตำแหน่ง** ห้องเครื่องปั่นไฟ

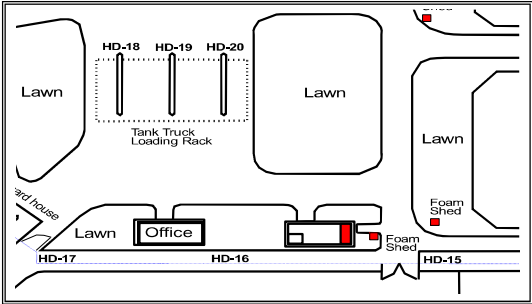
**ขนาด** 4 x 8 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวน
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	1
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	1

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**  
ไฟฟ้าไหมที่เครื่องจักร

1. ตัดกระแสไฟฟ้า
2. หยุดการทำงานของเครื่องจักร
3. ใช้ผงเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์ และ ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 78 of 110

**ตำแหน่ง** ห้องแลป

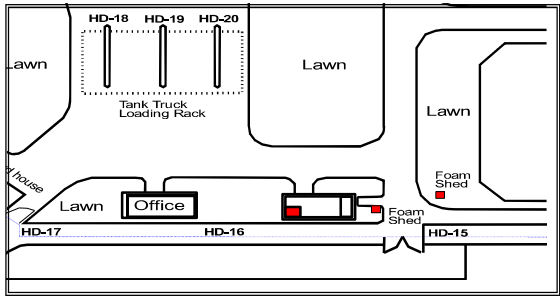
**ขนาด** 4 x 4 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	1
- CO2 ขนาด 20 ปอนด์	1

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

1. ใช้ถังดับเพลิงขนาด 20 ปอนด์
2. ต่อสายดับเพลิง ขนาด 1.5 นิ้ว x 30 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เข้าที่หัวจ่ายที่ 15 และ 16
3. ตรวจสอบพื้นที่บริเวณใกล้เคียง



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 79 of 110

**ตำแหน่ง** โรงพิมพ์ 4

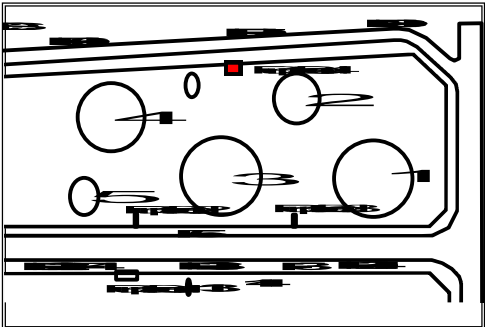
**ขนาด** 1 x 1.5 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวน
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2
หัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่(Angus AF120)	2

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

1. หยุดปั๊มจ่ายทั้งหมด พร้อมกวดปั๊มฉุกเฉิน
2. กรณีที่มีการรั่วน้ำมันเข้าถังอยู่ให้ปิดวาล์วรับหน้าถัง
3. ฉีดผงเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
4. ฉีดผงเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์ จำนวน 2 ถัง
5. ต่อกวาล์วฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่เข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 7 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว
6. ตรวจสอบรอบถัง 2 และ ถัง 4



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 80 of 110

**ตำแหน่ง** โกดังเก็บของ

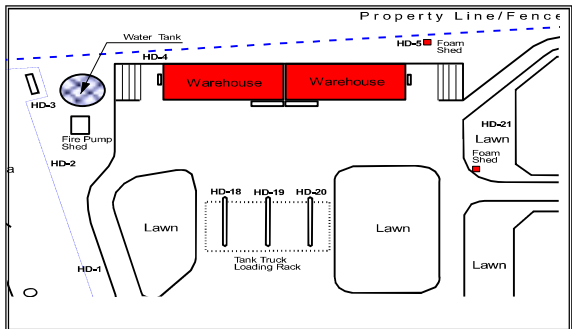
**ขนาด** 15 x 70 ตารางเมตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวน
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	4
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	1
หัวฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่(Angus AF120)	2

**หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา**

1. ใช้ถังดับเพลิงขนาด 20 ปอนด์
2. ใช้ถังดับเพลิงขนาด 150 ปอนด์
3. ต่อกวาล์วฉีดโฟมชนิดเคลื่อนที่เข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 19 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว
4. ต่อสายดับเพลิง ขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลขที่ 18 , 20 เพื่อหยุดการแพร่กระจายของไฟ



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 81 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 82 of 110

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-1 ดีเซล**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 25.23 เมตร สูง 18.30 เมตร  
8,675,829 ลิตร

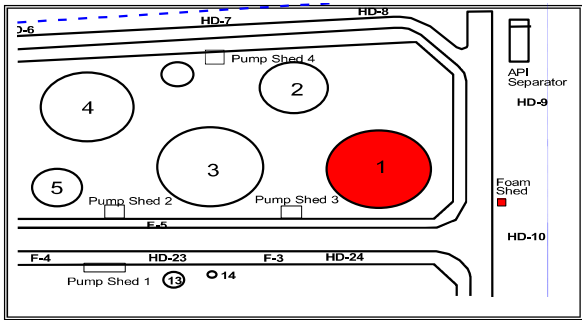
**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2

โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 2,200 ลิตร  
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของ ถัง 1
2. จัดโฟมจำนวน 11 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 2,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 9 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น
4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F6 ฉีดเลี้ยงความเย็นให้ถัง 1
5. หลอน้ำเพิ่มความเย็นรอบ ถัง 2 -3



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 81 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-2 ดีเซล**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 15.50 เมตร สูง 18.30 เมตร  
3,268,809 ลิตร

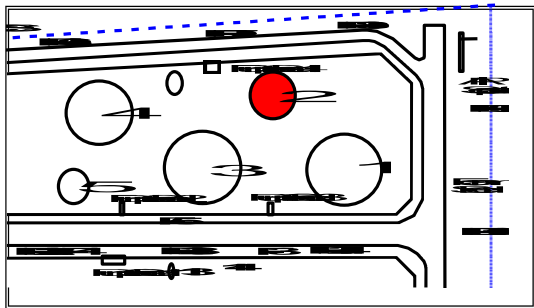
**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2

โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 1,000 ลิตร  
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของ ถัง 1
2. จัดโฟมจำนวน 5 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,000 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 8 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น
4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F3 ฉีดเลี้ยงความเย็นให้ถัง 2
5. ตรวจสอบถัง 1 และ ถัง 3



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 82 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 83 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 84 of 110

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-3 ดีเซล**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 25.23 เมตร สูง 18.30 เมตร  
8,684,556 ลิตร

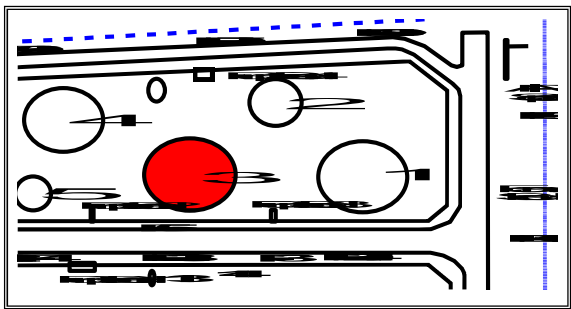
**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2

โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 2,200 ลิตร  
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของ ถัง 3
2. จัดโฟมจำนวน 11 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 2,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 23 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เพื่อเลี้ยงความเย็นให้ถัง 3
4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F3 ฉีดเลี้ยงความเย็นให้ถัง 1
5. ตรวจสอบถัง 1, 2, 4 และ ถัง 5



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 83 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-4 ดีเซล**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 23.33 เมตร สูง 18.30 เมตร  
6,217,352 ลิตร

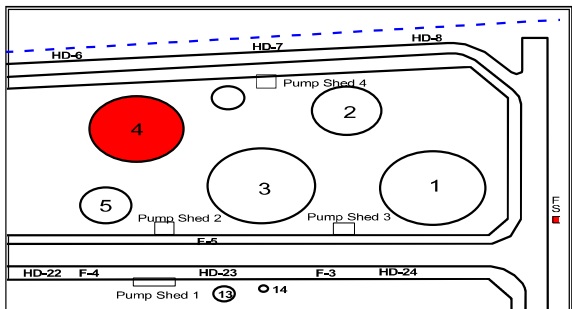
**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2

โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 2,000 ลิตร  
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของ ถัง 4
2. จัดโฟมจำนวน 10 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 2,000 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 6 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เพื่อเลี้ยงความเย็นให้ถัง 4
4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F5 ฉีดเลี้ยงความเย็นให้ถัง 5 และ 3
5. ตรวจสอบถัง 2, 3 และ ถัง 5



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 84 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

Emergency Response Plan	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 85 of 110

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

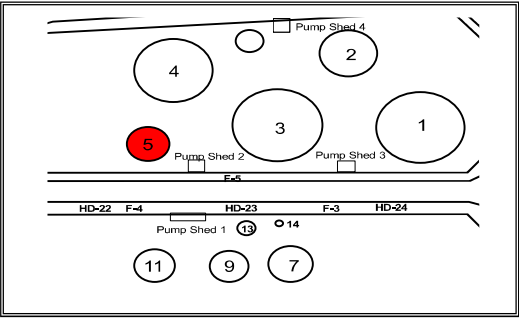
**ถัง TH-5** เตาลอย  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร  
1,844,482 ลิตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2
โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 600 ลิตร	
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด	

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้า  
ประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของ ถัง 5
2. จัดโฟมจำนวน 3 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 600 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 22 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน2 เส้น เพื่อเลี้ยงความเย็นให้ถัง 5
4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F5 ฉีดเลี้ยงความเย็นให้ถัง 3
5. ตรวจสอบถัง 3 และ ถัง 4



Emergency Response Plan	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 86 of 110

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

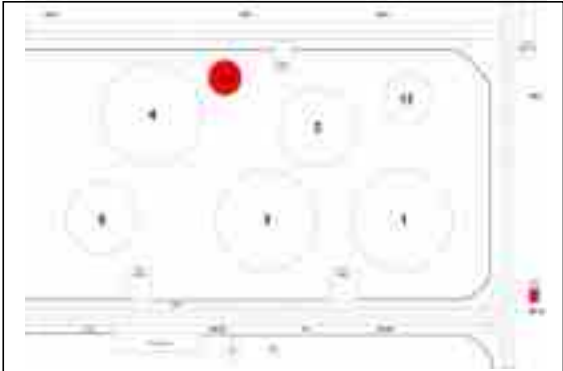
**ถัง TH-15 B100**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 4.85 m. สูง 12.2 m.  
224,050 ลิตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2
โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 238 ลิตร	
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด	

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้า  
ประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของ ถัง TH-15
2. จัดโฟมจำนวน 2 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 238 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 6 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน2 เส้น
4. หล่อน้ำเพิ่มความเย็นรอบถัง 2,3,4



Emergency Response Plan	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 87 of 110

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-17 B100**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 7.765 m. สูง 12.4 m.  
575,712 ลิตร

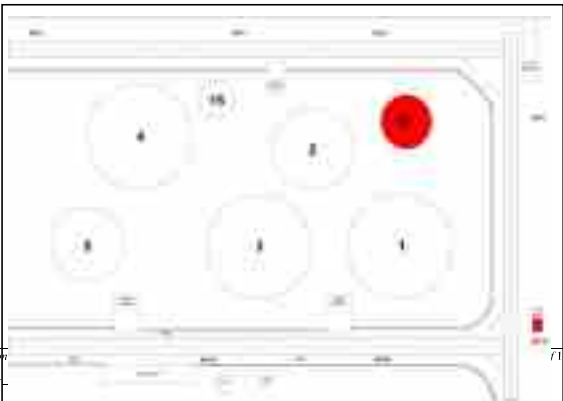
**อุปกรณ์ดับเพลิง**

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 20 ปอนด์	2
- ผงเคมีแห้ง ขนาด 150 ปอนด์	2

โฟม 3% (30 นาที) จำนวน 345 ลิตร  
หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด

**ข้อสังเกต** ในกรณีหัวฉีดโฟมไม่สามารถฉีดขึ้นบนหลังคาถังได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้า  
ประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง TH-17
2. จัดโฟมจำนวน 2 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 345 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 7 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน2 เส้น
4. หล่อน้ำเพิ่มความเย็นรอบถัง 1,2

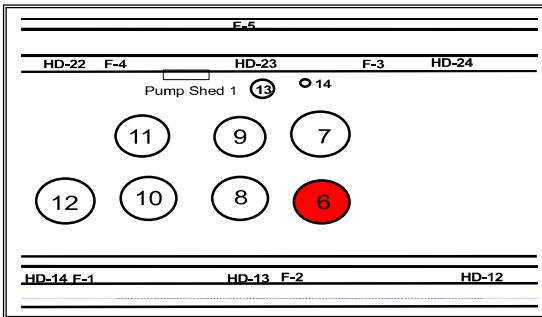


Emergency Response Plan	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 88 of 110

**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-6 แก๊สไฮดรอลิกส์ 91**  
หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร  
1,843,722 ลิตร

- เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ
1. ปิดวาล์วลิ้น-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 6 ถ้าทำได้
  2. ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
    - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 719,89 ลิตร
    - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
  3. ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
    - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W6L หรือ W6R หรือ W8R เพื่อหล่อเย็นภายนอกถังตามสถานการณ์
    - เปิด FM2 และ F6 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
    - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
  4. กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
    1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
    2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
    3. เคลื่อนย้ายโฟมจำนวน 6 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
    4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 12 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน2 เส้น เพื่อเลี้ยงความเย็นให้ถัง 6
    5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F2 ฉีดเลี้ยงความเย็นให้ถัง 8, แท่นฉีดน้ำ F5 เลี้ยงความเย็นถัง 7 และ 9 ตามความเหมาะสม



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 89 of 110

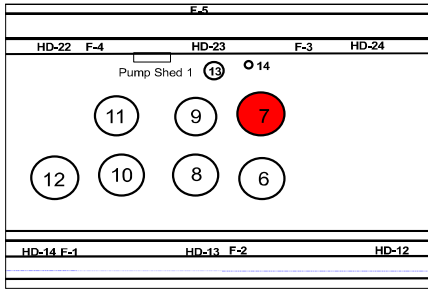
**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-7 แก๊สโซลอลเบส 91**  
หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร  
1,843,754 ลิตร

- เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถังให้ดำเนินการ
- 1.ปิดวาล์วลรับ-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 7 ถ้าทำได้
  - 2.ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
    - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 719,89 ลิตร
    - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
  - 3.ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
    - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W7
    - เปิด FM2 และ F7 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
    - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
  - 4.กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
    1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
    2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
    3. เคลื่อนย้ายโฟมจำนวน 6 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
    4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 23 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว

เพื่อเลี่ยงความเย็นให้ถัง 7

    5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F3 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 9 และ 6 แท่นฉีดน้ำ F2 เลี่ยงความเย็นถัง 8
    6. ตรวจสอบถัง 6 และ ถัง 9



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 89 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 90 of 110

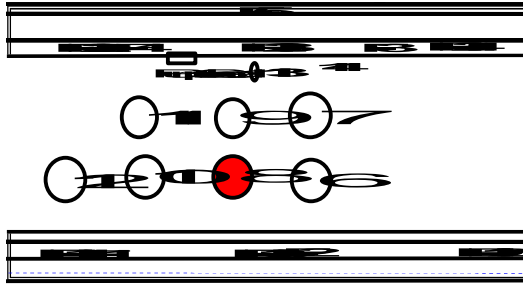
**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด  
ความจุ

**ถัง TH-8 แก๊สโซลอลเบส 95**  
หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร  
ความจุ 1,843,147 ลิตร

- เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถังให้ดำเนินการ
- 1.ปิดวาล์วลรับ-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 8 ถ้าทำได้
  - 2.ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
    - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 719,89 ลิตร
    - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
  - 3.ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
    - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W8L หรือ W8R หรือ W6L หรือ W10R ตามสถานการณ์
    - เปิด FM2 และ F8 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
    - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
  - 4.กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
    1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
    2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
    3. จัดโฟมจำนวน 6 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
    4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 12 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว

จำนวน2 เส้น เพื่อเลี่ยงความเย็นให้ถัง 8

    5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F2 และ F3 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 6,9,10
    6. ตรวจสอบถัง 6,8 และ ถัง10



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 90 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 91 of 110

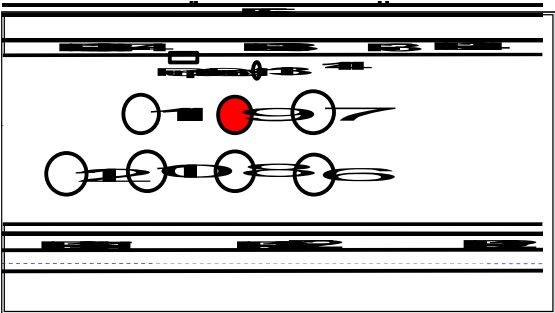
**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด

**ถัง TH-9 แก๊สโซลอลเบส 95**  
หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 9.7 เมตร สูง 18.30 เมตร  
ความจุ 1,250,034 ลิตร

- เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ
- 1.ปิดวาล์วลรับ-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 9 ถ้าทำได้
  - 2.ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
    - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 499,92 ลิตร
    - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
  - 3.ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
    - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W9 ตามสถานการณ์
    - เปิด FM2 และ F9 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
    - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
  - 4.กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
    1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
    2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
    3. จัดโฟมจำนวน 4 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 800 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
    4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 23 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว

จำนวน2 เส้น เพื่อเลี่ยงความเย็นให้ถัง 9

    5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F4 และ F3 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 7, 8, 11
    6. ตรวจสอบถัง 7,8 และ ถัง11



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 91 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 92 of 110

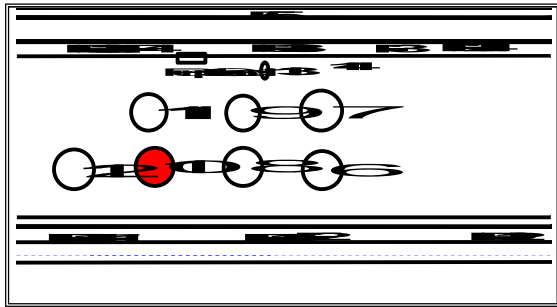
**ตำแหน่ง**  
ชนิด  
ขนาด

**ถัง TH-10 แก๊สโซลอลเบส 95**  
หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร  
ความจุ 1,842,841 ลิตร

- เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถังให้ดำเนินการ
- 1.ปิดวาล์วลรับ-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 10 ถ้าทำได้
  - 2.ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
    - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 719,89 ลิตร
    - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
  - 3.ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
    - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W10L หรือ W10R หรือ W8L หรือ W12R ตามสถานการณ์
    - เปิด FM2 และ F10 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
    - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
  - 4.กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
    1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
    2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
    3. จัดโฟมจำนวน 4 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 800 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
    4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 14 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว

จำนวน2 เส้น เพื่อเลี่ยงความเย็นให้ถัง 10

    5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F1 และ F2 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 12,11,8
    6. ตรวจสอบถัง 8 ,11 และ 12



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 92 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

Emergency Response Plan	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 93 of 110

**ตำแหน่ง**

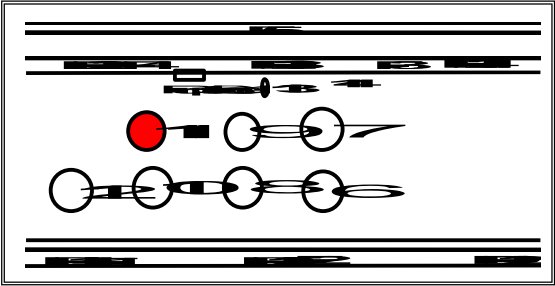
ชนิด  
ขนาด

**ถัง TH-11 Ethanal**

หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 9.70 เมตร สูง 18.30 เมตร  
ความจุ 1,220,000 ลิตร

เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถังให้ดำเนินการ

1. มีตัวลั่น-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 11 ถ่าทำได้
2. ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
  - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 499.92 ลิตร
  - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
3. ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W11 ตามสถานการณ์
  - เปิด FM2 และ F11 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
  - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
4. กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
  1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
  2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
  3. จัดโฟมจำนวน 7 ถัง ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,400 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
  4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 22 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เพื่อเลี่ยงความเย็นให้ถัง 11
  5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F4 และ F1 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 9, 12
  6. ตรวจสอบถัง 9 ,10 และ 12



Emergency Response Plan	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 94 of 110

**ตำแหน่ง**

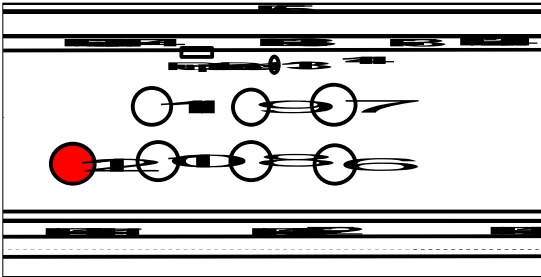
ชนิด  
ขนาด

**ถัง TH-12 เบนซีน 95**

หลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 11.64 เมตร สูง 18.30 เมตร  
ความจุ 1,844,495 ลิตร

เมื่อเกิดเหตุไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

1. มีตัวลั่น-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 12 ถ่าทำได้
2. ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
  - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 719.89 ลิตร
  - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
3. ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W12L หรือ W12R หรือ W10L ตามสถานการณ์
  - เปิด FM2 และ F12 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
  - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
4. กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
  1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
  2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
  3. จัดโฟมจำนวน 6 ถัง ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
  4. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 14 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เพื่อเลี่ยงความเย็นให้ถัง 12
  5. ใช้แท่นฉีดน้ำ F1,F4 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 10 และ 11
  6. ตรวจสอบถัง 10 และ 11



Emergency Response Plan	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 95 of 110

**ตำแหน่ง**

ชนิด  
ขนาด

**ถัง TH-13 Ethanol**

ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 4.85 เมตร สูง 6.10 เมตร  
ความจุ 112,000 ลิตร

**อุปกรณ์ดับเพลิง**

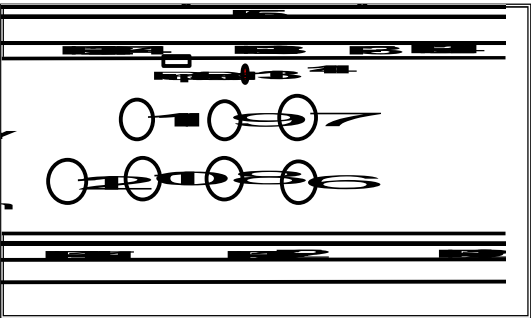
ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2

โฟม AR-FFF 3% 55 นาที  
จำนวนที่ใช้ 124.98 ลิตร

หัวฉีดโฟมชนิดยกหัว(Protect 622) 1 ชุด

หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา

1. ปีตัวลั่นทั้งหมดของ ถัง 13
2. จัดโฟมจำนวน 6 ถัง ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 23 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น และฉีดไปยังถัง 13
4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F3 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 7, 9, 14
5. ตรวจสอบถัง 7 และ 14



Emergency Response Plan	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 96 of 110

**ตำแหน่ง**

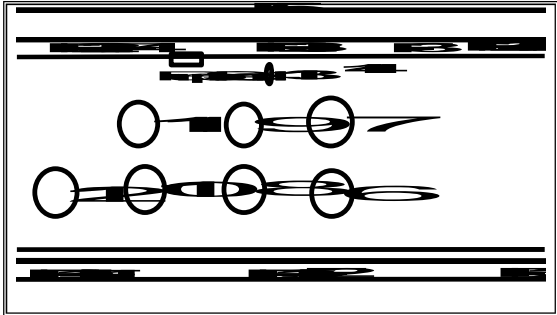
ชนิด  
ขนาด

**ถัง TH-14 ( Slo )**

ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 2.91 เมตร สูง 6.10 เมตร  
ความจุ 40,000 ลิตร

เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

1. มีตัวลั่น-จ่าย ทั้งหมดของ ถัง 14 ถ่าทำได้
2. ให้จัดเตรียมระบบฉีดโฟมอัตโนมัติ
  - โฟม 3% (55 นาที) จำนวน 44.99 ลิตร
  - ความคุมความดันน้ำในท่อที่ 150 psi ตลอดเวลา
3. ในกรณีที่ระบบน้ำและโฟมยังใช้งานไม่ได้
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W14 ตามสถานการณ์
  - เปิด FM2 และ F14 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง
  - ฉีดโฟมจำนวน 918 ลิตรอย่างต่อเนื่องจนครบปริมาณ
4. กรณีที่ระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้
  1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
  2. จัดเตรียมหัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM จำนวน 1 ชุด
  3. ต่อหัวฉีดโฟมแบบยกหัวเข้ากับหัวจ่ายน้ำหมายเลข 23 ด้วยสายดับเพลิงขนาด 2.5 นิ้ว จำนวน 2 เส้น ฉีดไปยังถัง 14
  4. ใช้แท่นฉีดน้ำ F3 ฉีดเลี่ยงความเย็นให้ถัง 7
  6. ตรวจสอบถัง 7





<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 97 of 110

แผนป้องกันเพลิงไหม้

แผนป้องกันเพลิงไหม้ พื้นที่2
------------------------------

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 99 of 110

ตำแหน่ง อาคารสำนักงาน  
ขนาด 12.60 x 37.50 ม. ( กว้าง x ยาว )

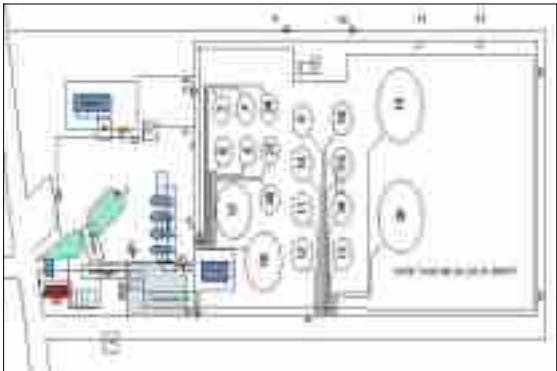
อุปกรณ์ดับเพลิง	
ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2

หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา

1. ทำการดับด้วยเครื่องดับเพลิงขนาดเล็ก
2. ดัดกระแสไฟฟ้า

หน้าที่รับผิดชอบของรปภ.

1. ปิดกั้นจราจรเข้า-ออก
2. จัดส่งเจ้าหน้าที่ประจำเครื่องดับเพลิง ( ในกรณีที่เกิดนอกเวลาทำงาน )
3. ปิดสวิตช์ดับ ไฟฉุกเฉิน
4. การดับด้วยเครื่องดับเพลิงขนาดเล็ก
5. หากเป็นเพลิงไหม้ขนาดใหญ่ ให้อพยพสายดับเพลิง 1 เส้น ที่หัวต่อน้ำดับเพลิงหมายเลข 1 และต่อหัวสายดับเพลิงหมายเลข 2 อีก 1 เส้น
6. แจ้งผู้จัดการคลังฯ และขอความช่วยเหลือจากคลังฯ ข้างเคียง



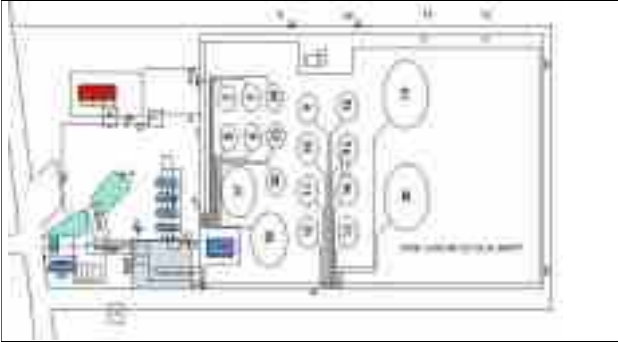
<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 98 of 110

ตำแหน่ง โรงเก็บอุปกรณ์จัดคราน้ำมัน  
ขนาด 16.50 x 39.00 ม. ( กว้าง x ยาว )  
ความจุ 220,000 ลิตร

อุปกรณ์ดับเพลิง	
ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2

หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา

1. ทำการดับด้วยเครื่องดับเพลิงขนาดเล็ก
2. ในกรณีเกิดเพลิงไหม้ขนาดใหญ่ ให้อพยพจัดคราน้ำมันเครื่อง โดยใช้สาย จำนวน 2 เส้นต่อเข้ากับท่อหมายเลข 6 พร้อมหัวฉีดโฟม และดับส่วนที่เหลือด้วยเครื่องดับเพลิงขนาดเล็ก
3. ใช้สายดับเพลิงต่อท่อน้ำ หมายเลข 7 และ 8 ท่อละเส้น จัดน้ำเลี้ยงส่วนที่ยังไม่ไหม้ไม่ให้เกิดลุกลามต่อไป



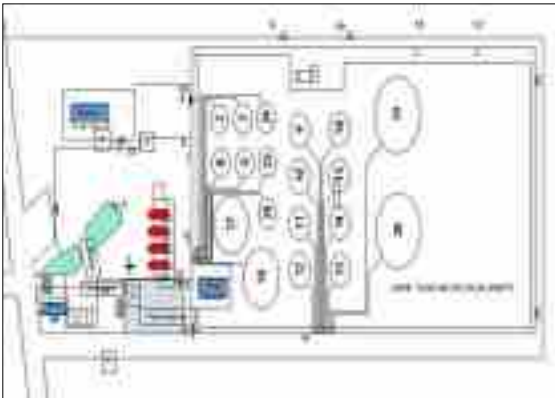
<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 100 of 110

ตำแหน่ง โรงสูบน้ำมัน  
ขนาด 8.00 x 15.00 ม. ( กว้าง x ยาว )

อุปกรณ์ดับเพลิง	
ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2

หน้าที่รับผิดชอบของพนักงานและผู้รับเหมา

1. ดับสวิตช์ปั๊มฉุกเฉิน
2. ทำการดับเพลิงด้วยเครื่องดับเพลิงขนาดเล็ก
3. ในกรณีที่เกิดเพลิงไหม้ขนาดใหญ่ ให้อพยพจัดคราน้ำมัน แล้วดับส่วนที่เหลือด้วยเครื่องดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง
4. หากมีการรับเรือ ให้อพยพการรับเรือ ปิดวาล์วหน้าถังดับเพลิง
5. ใช้สายดับเพลิง 1 เส้น ต่อหัวฉีดน้ำหมายเลข 3 พร้อมหัวฉีดโฟม จัดคราน้ำมันที่ และต่อสาย 1 เส้นเข้ากับหัวฉีดน้ำหมายเลข 19 จัดระบายความร้อน และสกัดไฟไปยังถัง Slop



<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 101 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 102 of 110

**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-06 แก๊สโซลีน 95**  
หลังศาลากลางใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 12.19 เมตร สูง 13.42 เมตร  
ความจุ 1,212,813 ลิตร

เมื่อเกิดเหตุไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

**1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง**

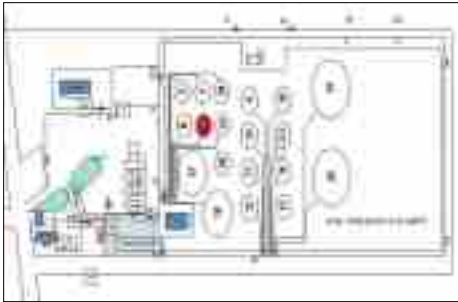
- |                              |          |
|------------------------------|----------|
| ถังดับเพลิง                  | จำนวนถัง |
| - สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์   | 2        |
| - สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์  | 2        |
| - โฟม 3% 55 นาที จำนวนที่ใช้ | 800 ลิตร |

2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 06 ถ้าทำได้

3. ในกรณีที่มีระบบน้ำและยังใช้งานไม่ได้
- ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และ 1. ทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์วน้ำ W6 ตามสถานการณ์
  - เปิด FM F6 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง

ในกรณีระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 4 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 800 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
4. ต่อดำดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 5
5. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-06
6. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
7. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง
8. ตรวจสอบถัง SH-17



Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 101 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-13 เบนซิน 91**  
หลังศาลากลางใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 14.63 เมตร สูง 14.78 เมตร  
ความจุ 2,069,306 ลิตร

เมื่อเกิดเหตุไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

**1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง**

- |                              |            |
|------------------------------|------------|
| ถังดับเพลิง                  | จำนวนถัง   |
| - สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์   | 2          |
| - สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์  | 2          |
| - โฟม 3% 55 นาที จำนวนที่ใช้ | 1,200 ลิตร |

2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 13 ถ้าทำได้

3. ในกรณีที่มีระบบน้ำและยังใช้งานไม่ได้
- ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และ 1. ทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 13 ที่ข้าง Bunwall ถนนสายกลาง และเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO

ในกรณีระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

9. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
10. จัดโฟมจำนวน 6 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 1200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
11. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
12. ต่อดำดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 10
13. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-13
14. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
15. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง
16. ตรวจสอบถัง SH-20

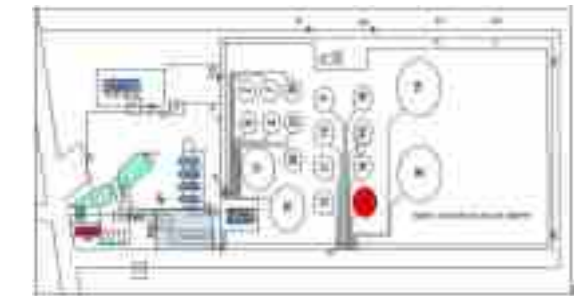
Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 102 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 103 of 110

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 104 of 110



**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-15 เตาซี**  
ไม่มีหลังศาลากลาง  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 14.63 เมตร สูง 14.78 เมตร  
ความจุ 2,135,913 ลิตร

เมื่อเกิดเหตุไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

**1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง**

- |                              |          |
|------------------------------|----------|
| ถังดับเพลิง                  | จำนวนถัง |
| - สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์   | 2        |
| - สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์  | 2        |
| - โฟม 3% 30 นาที จำนวนที่ใช้ | 650 ลิตร |

2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 15 ถ้าทำได้

3. ในกรณีที่มีระบบน้ำและยังใช้งานไม่ได้
- ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และ 1. ทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 15 ที่ข้าง Bunwall ถนนสายกลาง และเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO

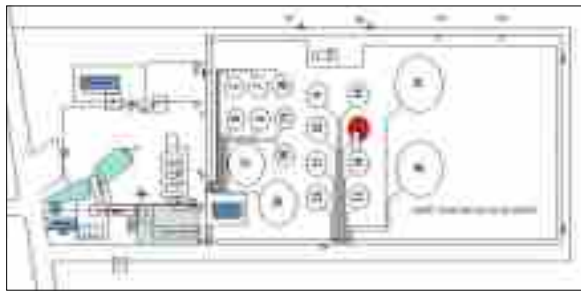
ในกรณีระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 4 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 800 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
4. ต่อดำดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 9
5. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-15
6. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
7. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง
8. ตรวจสอบถัง SH-13,SH-16,SH-19,SH-20

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 103 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)



**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-16 เตาซี**  
ไม่มีหลังศาลากลาง  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 14.63 เมตร สูง 15.20 เมตร  
ความจุ 2,036,234 ลิตร

เมื่อเกิดเหตุไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

**1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง**

- |                              |          |
|------------------------------|----------|
| ถังดับเพลิง                  | จำนวนถัง |
| - สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์   | 2        |
| - สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์  | 2        |
| - โฟม 3% 30 นาที จำนวนที่ใช้ | 620 ลิตร |
| - หัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM      |          |

2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 16 ถ้าทำได้

3. ในกรณีที่มีระบบน้ำและยังใช้งานไม่ได้
- ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และ 1. ทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 20 ที่ข้าง Bunwall ถนนสายกลาง และเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO

ในกรณีระบบน้ำและโฟมใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 4 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 800 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
4. ต่อดำดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 9
5. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-16
6. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
7. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง

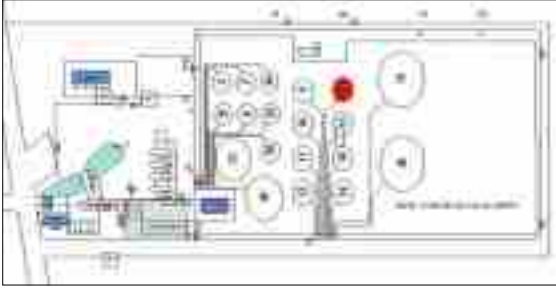
Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 104 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 105 of 110

8. ตรวจสอบถัง SH-09, SH-15, SH-10



**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-17 แก๊สโซลเบล 91**  
มีหลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 24.38 เมตร สูง 14.78 เมตร  
ความจุ 6,014,404 ลิตร

เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง
 

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2
- โฟม 3% 55 นาฬิกา จำนวนที่ใช้	3,200 ลิตร
- หัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM	
2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 17 ถ้าทำได้
3. ในกรณีที่ระบบน้ำและระบบโหมยังใช้งานไม่ได้
  - ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W 17 ตามสถานการณ์ และปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO
  - เปิด FM 17 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง

ในกรณีที่ระบบน้ำและโหมยังใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 16 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 3,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
4. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
5. ต่อสายดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 4
6. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-17
7. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 105 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 106 of 110

8. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง  
9. ตรวจสอบถัง SH-06, SH-18



**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-18 แก๊สโซลเบล 95**  
มีหลังคาลอยภายใน  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 24.38 เมตร สูง 14.78 เมตร  
ความจุ 5,883,256 ลิตร

เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง
 

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2
- โฟม 3% 55 นาฬิกา จำนวนที่ใช้	3,200 ลิตร
- หัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM	
2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 18 ถ้าทำได้
3. ในกรณีที่ระบบน้ำและระบบโหมยังใช้งานไม่ได้
  - ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์ว W 18 ตามสถานการณ์ และปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO
  - เปิด FM 18 เมื่อต้องการฉีดโฟมเข้าถัง

ในกรณีที่ระบบน้ำและโหมยังใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 16 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 3,200 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
4. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
5. ต่อสายดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 5
6. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-18
7. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
8. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 106 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 107 of 110

9. ตรวจสอบถัง SH-17



**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-19 ดีเซล**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 36.57 เมตร สูง 18.49 เมตร  
ความจุ 17,509,903 ลิตร

เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง
 

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2
- โฟม 3% 30 นาฬิกา จำนวนที่ใช้	3,900 ลิตร
- หัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM	
2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 19 ถ้าทำได้
3. ในกรณีที่ระบบน้ำยังใช้งานไม่ได้
  - ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และ 1. ทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 19 ที่ข้าง Bunwall ถนนสายกลาง และปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO

ในกรณีที่ระบบน้ำและโหมยังใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

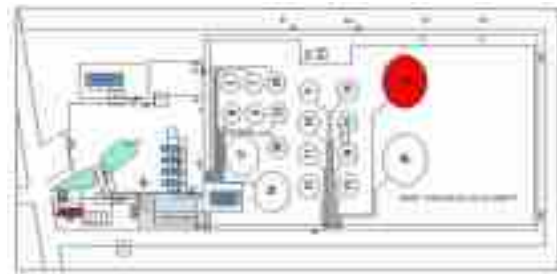
1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 20 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 4,000 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
4. ต่อสายดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 11
5. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-20
6. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
7. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง
8. ตรวจสอบถัง SH-16, SH-15, SH-20

Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 107 of 110

SK JV – Emergency Response Plan\_2022 (Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 108 of 110



**ตำแหน่ง**  
**ชนิด**  
**ขนาด**

**ถัง SH-20 ดีเซล**  
ไม่มีหลังคาลอย  
เส้นผ่านศูนย์กลาง 36.57 เมตร สูง 18.49 เมตร  
ความจุ 17,509,903 ลิตร

เมื่อเกิดไฟไหม้ที่ถัง ให้ดำเนินการ

1. จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิง
 

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2
- โฟม 3% 30 นาฬิกา จำนวนที่ใช้	3,900 ลิตร
- หัวฉีดโฟมขนาด 250 GPM	
2. ปิดวาล์วทั้งหมดของถัง 20 ถ้าทำได้
3. ในกรณีที่ระบบน้ำยังใช้งานไม่ได้
  - ประสานไปยังคลัง ปตท. เพื่อขอใช้น้ำดับเพลิง และ 1. ทำการเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 2 ที่แนวรั้วฝั่งคลัง ปตท.
  - ให้เปิดระบบน้ำโดยเปิดวาล์วน้ำหมายเลข 20 ที่ข้าง Bunwall ถนนสายกลาง และปิดวาล์วน้ำหมายเลข 1 ที่ข้างถังน้ำดับเพลิงฝั่ง JO

ในกรณีที่ระบบน้ำและโหมยังใช้งานไม่ได้ ให้เตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงที่ต้องมีเข้าประจำการ และปฏิบัติดังนี้

1. จัดเตรียมทีมดับเพลิงตามแผนที่กำหนด
2. จัดโฟมจำนวน 20 ถังๆ ละ 200 ลิตร หรือจำนวน 4,000 ลิตร เข้าที่จุดเกิดเหตุ
3. ขอความช่วยเหลือจากสถานีดับเพลิง
4. ต่อสายดับเพลิงจำนวน 2 เส้น ขนาด 2.5 นิ้ว x 30 ม. เข้ากับหัวจ่ายน้ำที่ 11
5. ใช้หัวฉีดโฟม ฉีดเข้าไปยังถัง SH-20
6. พิจารณาฉีดโฟมตามปริมาณที่กำหนด
7. พิจารณาเปิดระบบน้ำหล่อเย็นถังข้างเคียง

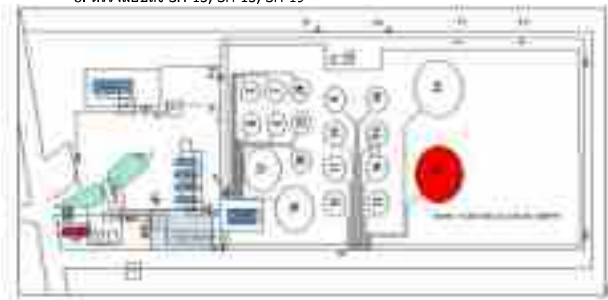
Version: 10.0 Revised: 26 Jan 22

Page 108 of 110

SK JV – Emergency Response Plan  
(Thai Version)

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No:ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 109 of 110

#### 8. ตรวจสอบถัง SH-13, SH-15, SH-19



ตำแหน่ง                      หัวเทียนเรือ  
ขนาด                          4.00 x 12.00 เมตร

#### อุปกรณ์ดับเพลิง

ถังดับเพลิง	จำนวนถัง
- สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์	2
- สารเคมีแห้งขนาด 150 ปอนด์	2

#### หน้าที่ของพนักงานรับเรือ

1. หยุดการรับ และปิดวาล์วรับทั้งหมด
2. ใช้สารเคมีแห้งขนาด 20 ปอนด์ ฉีดเพื่อดับไฟ
3. ต่อดำดับเพลิงเข้ากับหัวฉีดโฟม

#### หน้าที่ของพนักงานคลัง

1. หยุดการรับ และปิดวาล์วรับหน้าถังทั้งหมด
2. แจ้งให้ผู้จัดการคลังฯ ทราบ
3. เข้าจุดเกิดเหตุ พร้อมจัดทีมผจญเพลิงสนับสนุน

<b>Emergency Response Plan</b>	Doc No: ERP-001 Rev 12
Songkhla JO Terminal	Effective Jan 26, 2022 Page 110 of 110

