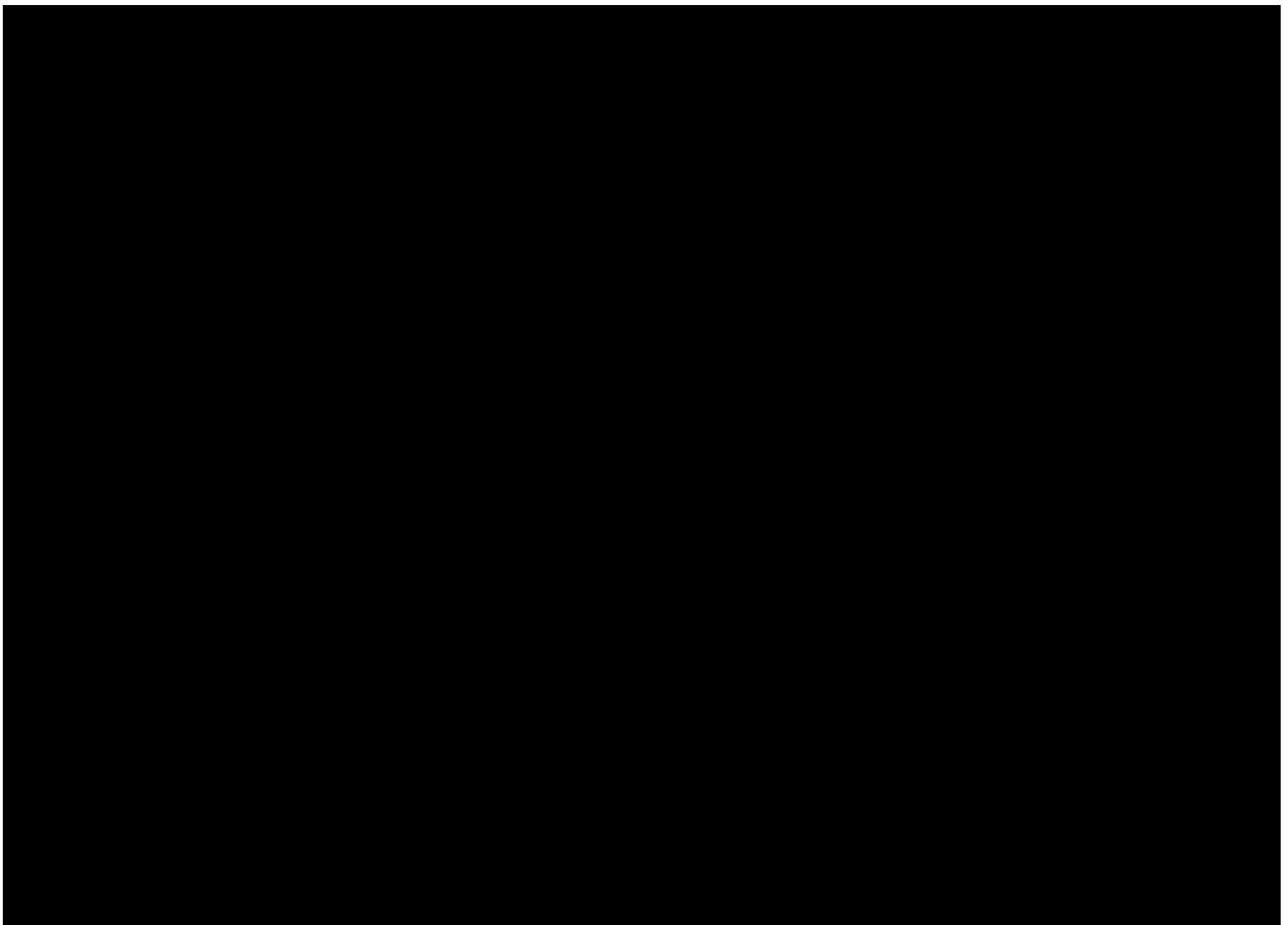
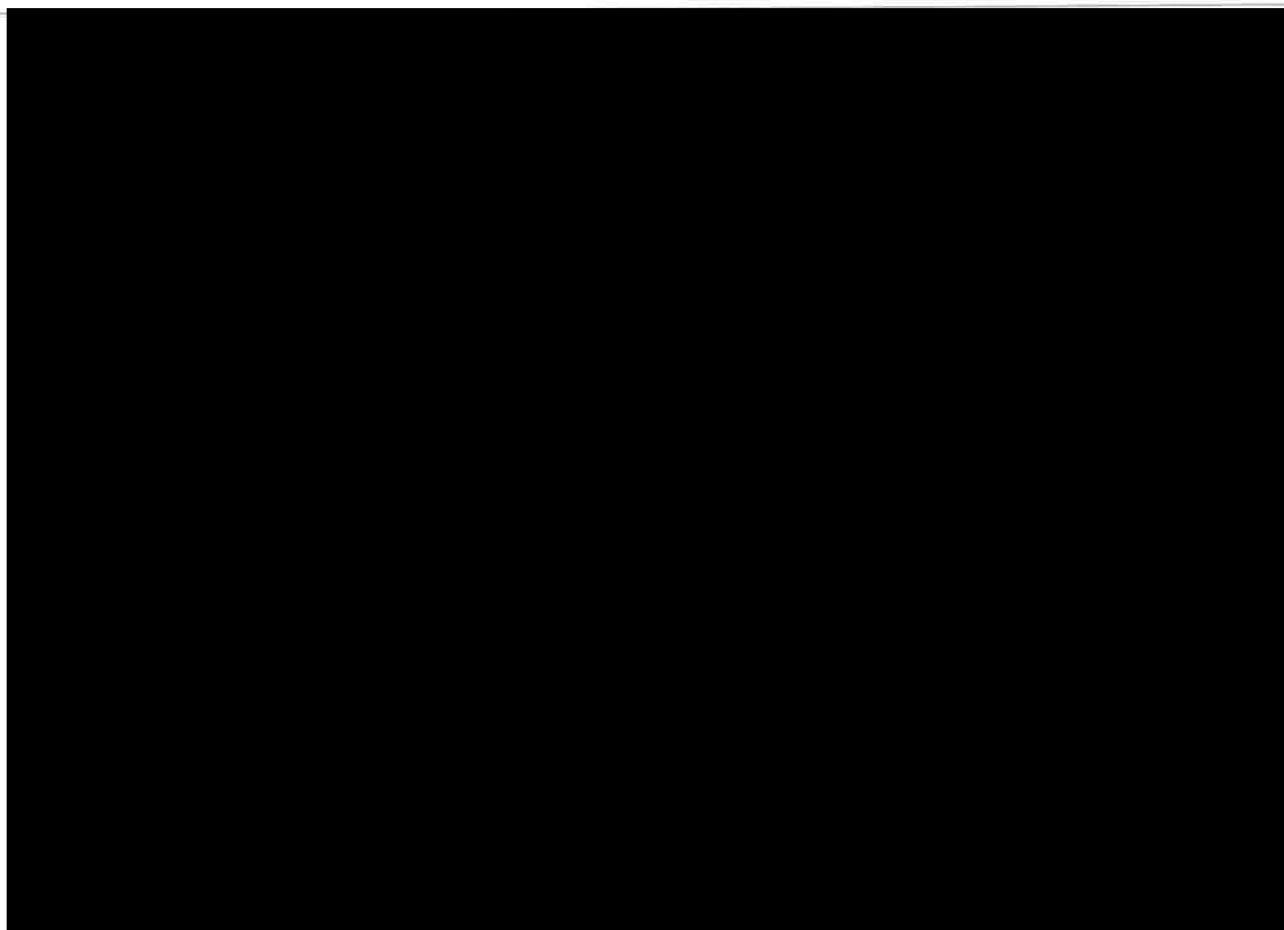
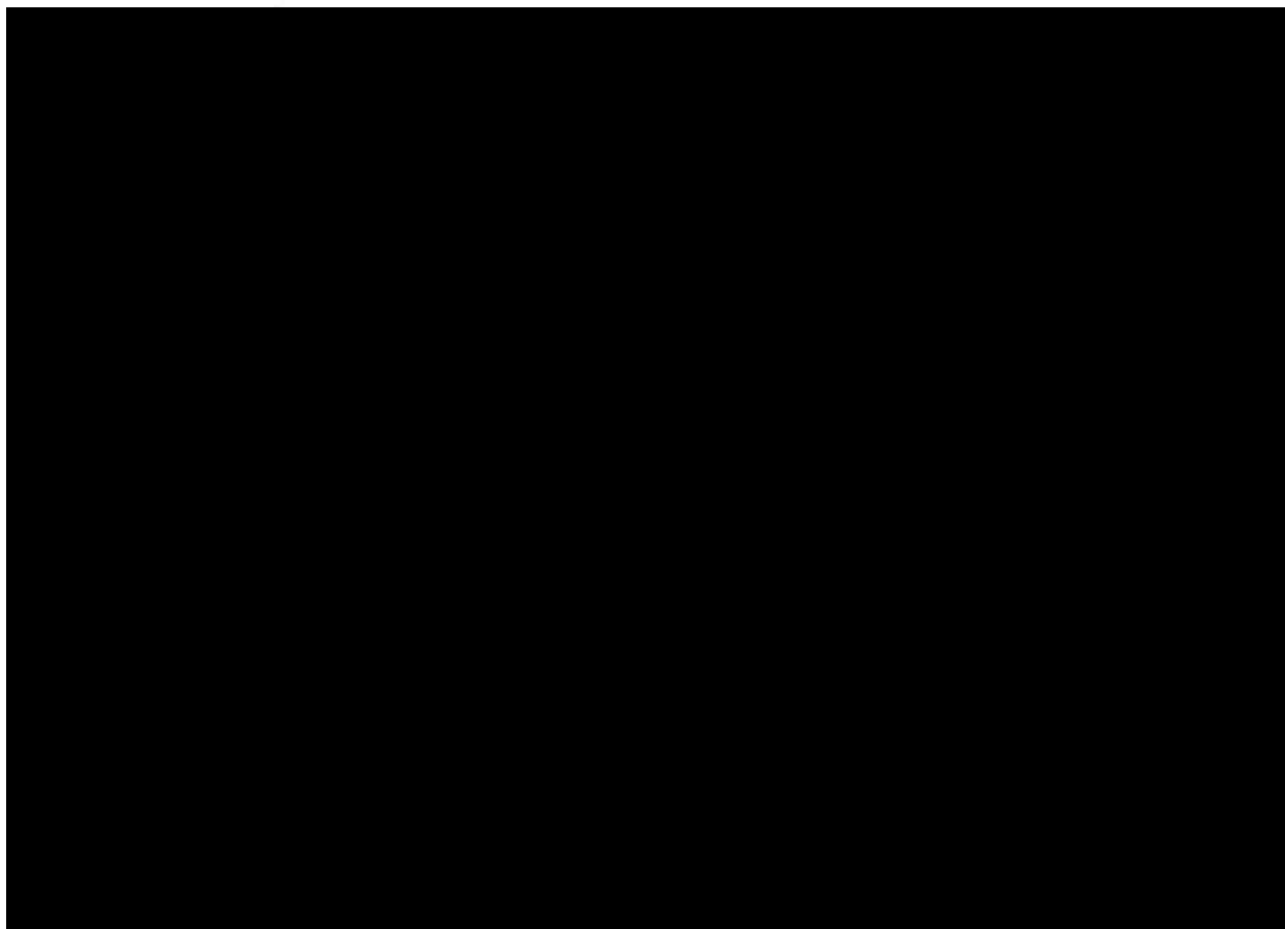


เอกสารแนบที่ 52

เอกสารการออกแบบถังปฏิกิริยาตามมาตรฐาน ASME SECTION VII Division I





เอกสารแนบที่ 53

เอกสารตรวจสอบการทำงานของระบบ Interlock System

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION			FUNCTION TEST	TEST DATE
1	HSE11110 (Emergency Shut Down) 2 x Staircase west (1st + 3 rd Floor)/ 2 x Staircase East (1st + 3 rd Floor) & 2 x CCR	HVY11101	Ethylene Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11102	Propylene Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11103	Hydrogen Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11104	Butene-1 Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11201	Hexane Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11202	Cat.A Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11203	Cat.B Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11204	Cat.D Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11205	Catalyst E Shut Off Valve	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY27101	XV LPG to 27.003	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY14101	WAX 14002/3 TO 15004	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY145307	F. WAX 14D531 TO 15.004	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY15101	SL Direct To 15004A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY15102	SL Direct To 15004B	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		TVY345204	15004C WAX/ COND. TEMP.	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345204	WAX INLET SHUT OFF VLV	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345205	15.004A VLVE	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345206	15.004B VLVE	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345207	15.004A VLVE	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345208	15.004B VLVE	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345209	15.004C VLVE	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY345210	15.004C VLVE	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11206	P16.164 to H.11.2	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HV145326	ML to HDU2	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
2	PDSL11102 (2 Bar) (Reactor-11.301B)	FVY11323	EE to 11.301B	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION			FUNCTION TEST	TEST DATE
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
3	PDSL 11103 (2 Bar) (Reactor-11.301A)	FVY11313	EE to 11.301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
4	TASH 11311 (Switch : 95°C) (Reactor-11.301A)	FVY11313	EE to 11.301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
5	TASL11311 (SW = 20 °C) (Reactor-11.301A)	FVY11313	EE to 11.301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S	<input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open

C : Close

S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
6	PRSAHH11311 (PH = 10.5) (PHH = 15.0 Bar) (Reactor-11.301A)	FVY11312	ML to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11102	Propylene Shut Off Valve	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open

C : Close

S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_1	LVY11311_1 SMA Exit 11.301A to	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
7	PSH 11342 (Local SW : 12.0 Bar) (Reactor-11.301A)	XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11102	Propylene Shut Off Valve	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
8	LRSHHH 11311 (95%) (Reactor-11.301A)	FVY11312	ML to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_1	LVY11311_1 SMA Exit 11.301A to	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
9	SASL 11311 (Reactor-11.301A)	FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
10	TASH 11321 (SW = 90 °C) (Reactor-11.301B)	FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
11	TASL 11321 (SW = 20 °C) (Reactor-11.301B)	FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
12	PRSAHH 11321 (PH= 10.0 Bar) (PHH = 10.2 Bar) (Reactor-11.301B)	FVY115510	ML FROM 11P225A-B TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11102	Propylene Shut Off Valve	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11321_1	SMA Exit 11.301B to 11.306	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11321_2	SMA Disch 11.301B to 11.306	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
13	PSH 11341 (Local = 11.8 Bar) (Reactor-11.301B)	XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		HVY11102	Propylene Shut Off Valve	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262A	Catalyst Pump 11.262A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262B	Catalyst Pump 11.262B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262C	Catalyst Pump 11.262C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11262D	Catalyst Pump 11.262D	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
14	LRSHHH 11321 (95%) (Reactor-11.301B)	Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY115510	ML FROM 11P225A-B TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
15	SASL 11321 (Reactor-11.301B)	FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
16	TASH 11330 (Switch : 90 oC) (Post Reactor-11.306)	FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
17	PASH 11333/	FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
	PASH11334/PASH11335 (VOTE 2 OF 3) (Switch: 60 mbar) (Main GW to Flare)	FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		PVY11330	SMA from 11.306	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		PVY11332B	Off Gas From 11.310	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
18	LASH11333A/ LASH1133B (1oo2) (Knockout drum 11.323)	FVY11312	ML to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11313	EE to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11323	EE to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY115510	ML FROM 11P225A-B TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_2	SMA Exit 11.301A to 11D327	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		LVY11311_3	SMA Exit 11.301A to 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		PVY11330	SMA from 11.306	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252B	Pump 11.252B For By-1 Cal. Vessel	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
19	PASH11332 / PASH11312 (PASH11332 SHH = 0.5 Bar) (PASH11312 = LOCAL) (Receiver - 11.310)	XVY115511	VALVE AT EE LINE TO R1	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		XVY115512	VALVE AT EE LINE TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
20	LASH11332 (Susepension receiver - 11.310) (LASH11332 = HH OF LR11332 - 80%)	FVY11312	ML to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY115510	ML FROM 11P225A-B TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		PVY11330	SMA from 11.306	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
21	LASH11331 (Flas vessel) (SHH = 90%)	PVY11330	SMA from 11.306	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
22	LASH11336 (LEVEL DEGAS 11D327 SW	FVY11376-1	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11376-2	Flow Off Gas R2 To 11313	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
	H = LOCAL)	FVY116601_1	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY116601_2	FLOW OFF GASR2 TO 11D329	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
23	PSL11104 (PROPYLENE TO 11301A/B)	FVY11314	Propylene to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11315	ML Recycle to 11.301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11324	Propylene to 11301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11325	ML Recycle To 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
24	PASL11204 (EV16 to plant) (LOCAL = 7.0 Bar)	FVY11312	ML to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY115510	ML FROM 11P225A-B TO R2	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
25	PSL11220 (Press. ML Line To R1) (PSL11220 LL = 11.0 Bar)	FVY11312	ML to 11301A	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
26	PSH11220 (Press. ML Line To R1) (PSH11220 = HH of PRC11220 = 24.5 Bar)	Y1P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
27	PASL11223 (Press. ML To R2) IN CASE ML1 MODE (PSL11223 = LL of PRC11223 = 11.0 Bar)	FVY11322	Flow ML TO 11.301B	C <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
28	PASH11223 (Press. ML To R2) IN CASE ML1 MODE (PSH11223 = HH of PRC11223 = 22.0 Bar)	Y2P11251A	Act. Pump 11.251A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11251B	Act. Pump 11.251B	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11251C	Act. Pump 11.251C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252A	Act. Pump 11.252A	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11252C	Act. Pump 11.252C	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y1P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11254	Act. Pump 11.254	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22
		Y2P11255	Act. Pump 11.255	S <input checked="" type="checkbox"/>	25 Jun 22

ESD TESTING FOR HDPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

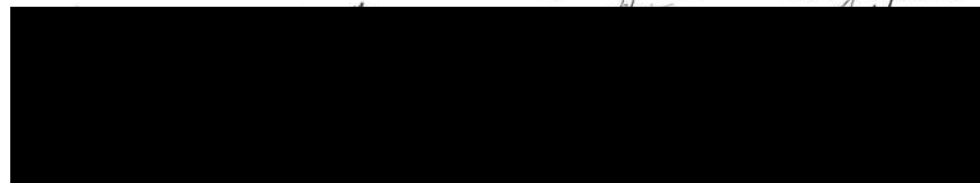
NO.	INTERLOCKING	FUNCTION	FUNCTION TEST	TEST DATE
-----	--------------	----------	---------------	-----------

PLEH SHIFT SUP.

PLEH SECTION

MPP1-I ENGINEER

MPP1-E ENGINEER



ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION			FUNCTION TEST	TEST DATE
1	HS020102 (Emergency Shut Down) CCR	XV020101	Ethylene Feed to Reactor	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020202	ML Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020405	ML Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV070201	Hexane BL 16.004	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV010206	01D006 FR. 16.201A	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV010207	01D006 FR. 16.201B	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
2	PDIASL020106 (2 Bar) (Reactor - 02R001)	XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
3	PDIASL020107 (2 Bar) (Reactor - 02R001)	XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
4	TASH020204B / TASH020206 (SH : 90 °C) TASL020204B / TASL020206 (SL = 25 °C) (Reactor - 02R001)	01P002A	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		TV020204-1	WS Valve Jacket R1	O	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		TV020204-2	WS Valve Middle Loop R1	O	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		TV020204-3	WS Valve Bottom Loop R1	O	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
5	PASH020201 (PH = 10.5) PRASHH020202	01P002A	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION			FUNCTION TEST	TEST DATE
	(PHH = 11.8) (Reactor - 02R001)	01P001A	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001B	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003B	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020106	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020107	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020108	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020109	Hydrogen Valve R1	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020110	Hydrogen Valve R1	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020209	XV Activator Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020210	EVF Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020211	XV Additive Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020212	Catalyst Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		LV020201	Overflow LV020201	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
6	LRSHH020201 (SHH:90%) (Reactor - 02R001)	01P002A	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001A	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001B	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003B	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION			FUNCTION TEST	TEST DATE
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020106	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020107	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020108	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020109	Hydrogen Valve R1	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020110	Hydrogen Valve R1	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020209	XV Activator Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020210	EVF Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020211	XV Additive Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020212	Catalyst Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		LV020201	Overflow LV020201	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
7	SASL020201 (SL = 108 RPM) (Agitator - 02N001)	XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
8	TASH020405B / TASH020407 (SH : 90°C) TASL020405B / TASL020407 (SL : 25°C) (Reactor - 02R002)	01P002A	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		TV020405-1	WS Valve Jacket R2	O	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		TV020405-2	WS Valve Middle Loop R2	O	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		TV020405-3	WS Valve Bottom Loop R2	O	<input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION			FUNCTION TEST	TEST DATE
9	PASH020401 (SH = 10.5 Bar) PRASHH020402 (SHH = 11.8 Bar) (Reactor - 02R002)	01P002A	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001A	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001B	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003B	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020106	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020107	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020108	Butene-1 Valve	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020111	Hydrogen Valve R2	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020112	Hydrogen Valve R2	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020407	EVF Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020408	Activator Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020409	Additive Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020410	Catalyst Feed to 02R002	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		LV020401	Overflow LV020401	C	<input type="checkbox"/>	26-06-22
10	LRSHH020401 (SHH = 90%) (Reactor - 02R002)	01P002A	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001A	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001B	Activator Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S	<input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		01P003B	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020106	Butene-1 Valve	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020107	Butene-1 Valve	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020108	Butene-1 Valve	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020111	Hydrogen Valve R2	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020112	Hydrogen Valve R2	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020407	EVF Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020408	Activator Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020409	Additive Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020410	Catalyst Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		LV020401	Overflow LV020401	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
11	SASL020401 (SL = 108 RPM) (Agitator - 02N002)	XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
12	LSH020701 (SH = 80%) (Reactor - 02R004)	IV030101	Suspension Feed to 03S001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
13	LASH020801A /LASH020801B (1002 HIGH LEVEL) (Drum - 02D001)	01P002A	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001A	Activator Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		01P001B	Activator Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003B	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020209	XV Activator Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020210	EVF Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020211	XV Additive Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020212	Catalyst Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020407	EVF Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020408	Activator Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020409	Additive Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020410	Catalyst Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
14	LASH020804 (Drum - 02D004)	01P002A	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001A	Activator Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001B	Activator Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003B	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020209	XV Activator Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020210	EVF Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020211	XV Additive Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020212	Catalyst Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020407	EVF Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020408	Activator Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020409	Additive Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020410	Catalyst Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
15	PIASH020801 /PIASH020802 (1002 HIGH PRESSURE) (Drum - 02D003)	01P002A	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002B	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P002C	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001A	Activator Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P001B	Activator Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003A	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P003B	Activator 1 Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020204	Ethylene Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020104	Ethylene Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020105	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020106	Butene-1 Valve	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020107	Butene-1 Valve	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020108	Butene-1 Valve	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020109	Hydrogen Valve R1	C <input type="checkbox"/>	26-06-22

ESD TESTING FOR UHPE PLANT

O : Open
C : Close
S : Shut Down

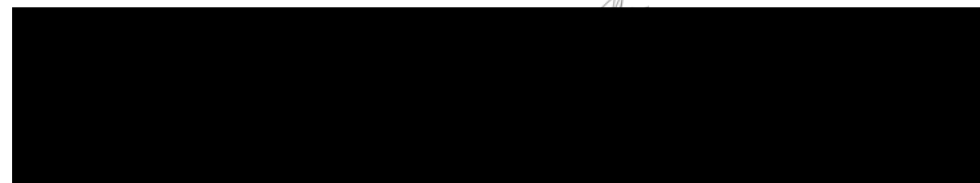
NO.	INTERLOCKING	FUNCTION		FUNCTION TEST	TEST DATE
		FV020110	Hydrogen Valve R1	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020111	Hydrogen Valve R2	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		FV020112	Hydrogen Valve R2	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		LV020201	Overflow LV020201	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		LV020401	Overflow LV020401	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020209	XV Activator Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020210	EVF Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020211	XV Additive Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020212	Catalyst Feed to 02R001	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020404	Ethylene Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020407	EVF Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020408	Activator Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020409	Additive Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		XV020410	Catalyst Feed to 02R002	C <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		01P004	Catalyst Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
16	PSL070108	07P001A	Mother Liquor Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22
		07P001B	Mother Liquor Feed	S <input type="checkbox"/>	26-06-22

PLHD DIVISION

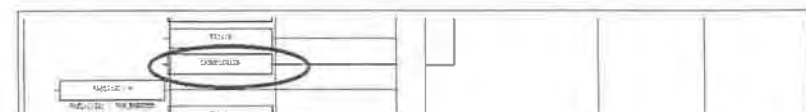
UHPE SHIFT SUP.

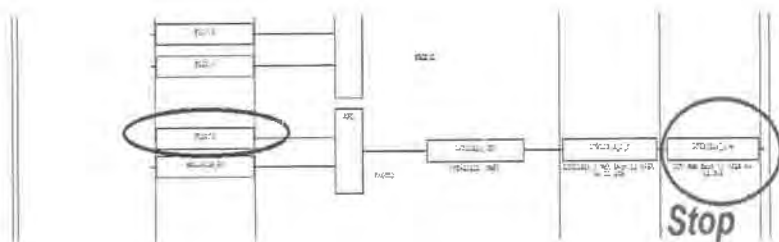
MPP1-I ENGINEER

MPP1-E ENGINEER

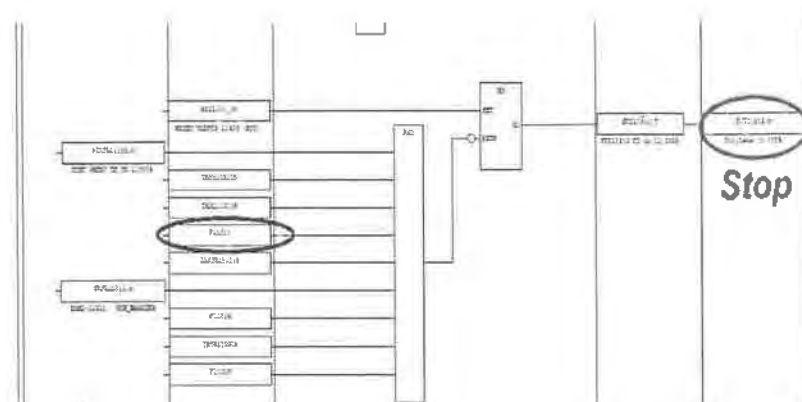


เอกสารแนบที่ 54
ผังขั้นตอนระบบควบคุมอัตโนมัติ (DCS)

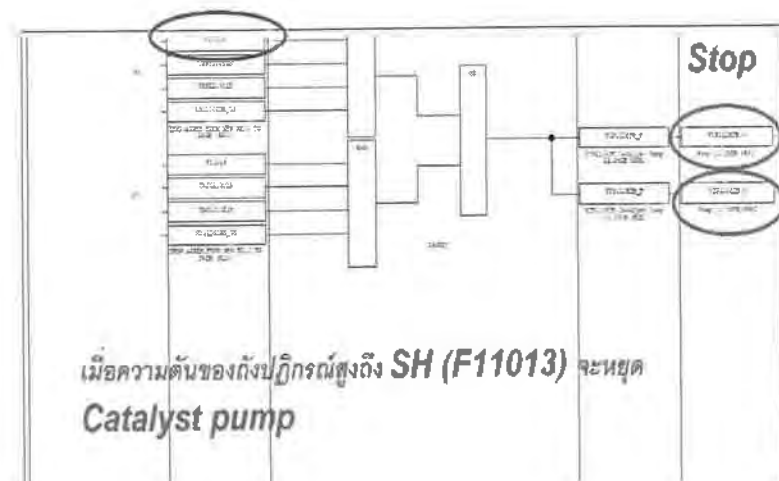




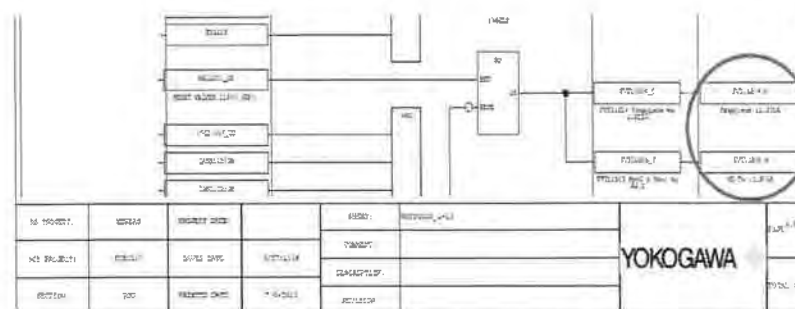
เมื่อความดันถังปฏิกรณ์สูง SHH (F11022) ปิด
Suspension ที่ออกจากถังปฏิกรณ์



เมื่อความดันถังปฏิกรณ์ถึง SH (F11013) หยุด feed Ethylene

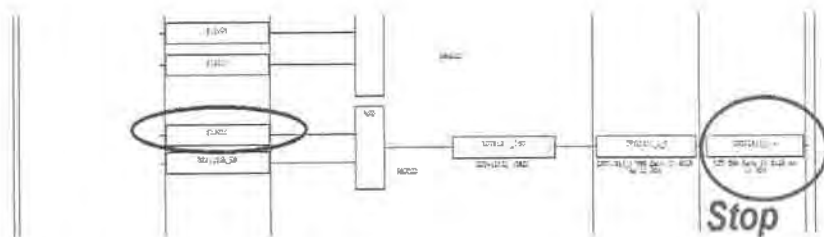


เมื่อความดันของถังปฏิกรณ์สูงถึง SH (F11013) จะหยุด
Catalyst pump

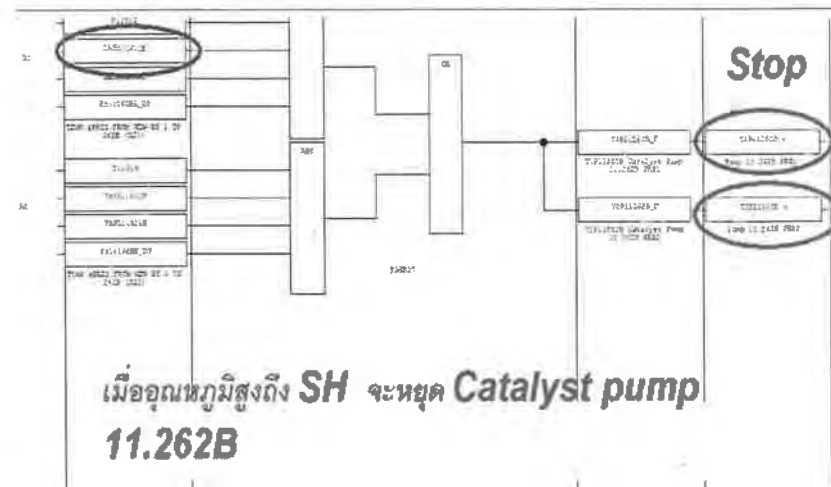


เมื่อความดันถังปฏิกรณ์ถึง SH (F11013) หยุด feed Propylene

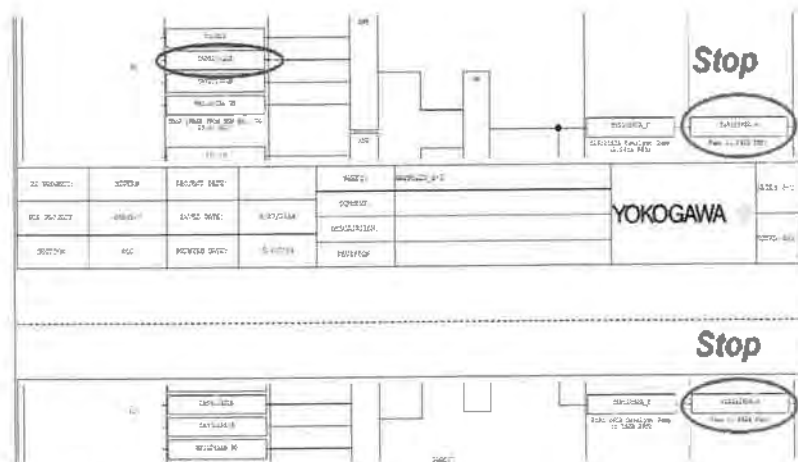




เมื่อความดันดังปฏิกรณ์สูง SHH (F11022) ปิด
Suspension ที่ออกจากดังปฏิกรณ์




เมื่ออุณหภูมิสูงถึง SH จะหยุด Catalyst pump
11.262B



เมื่ออุณหภูมิดังปฏิกรณ์สูงเกินกว่า SH จะหยุด Catalyst pump
11.262A

เอกสารแนบที่ 55

คู่มือปฏิบัติงาน (Work Instruction) การซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่างๆ



บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

การเตรียมระบบ และ การ Start up Polymerization

No.	S0200-2101-A01	3
Date	3 DEC 2013	Page 4

10) ปรับ MODE ความดัน LEVEL ของ SMA REACTOR ให้เหมาะสมกับกระบวนการผลิต

PROCESS	REACTOR 1	REACTOR 2
K1	ON-OFF	ON-OFF
K2	CONTINUE	CONTINUE

ON-OFF คือ MODE ที่ต้องการให้ LCV 1131/11321 (11070/11080) ทำหน้าที่เป็น SHUT OFF VALVE คือ เปิด/ปิดตามตำแหน่งของ VALVE ที่ CONTROLLER และปิด 10% ที่ต้องการคือ ปรับ SET POINT ตามรูป และปรับ CONTROLLER LRC 1131/11321 (11070/11080) ให้อยู่ใน MODE MANUAL

CONTINUE คือ ปรับให้ LCV 1131/11321 (11070/11080) ทำหน้าที่เป็น CONTROLLER ที่ต้องการเพียงอย่างเดียว วิธีการคือ ปรับ SET POINT ตามรูป และ ปรับ CONTROLLER ให้อยู่ใน MODE AUTOMATIC ปรับ SET POINT ของ CONTROLLER เพื่อควบคุม LEVEL ของ SMA ใน REACTOR ตามค่าที่กำหนด CONTROL ที่ 70% (RADIOACTIVE)

11) เตรียมระบบ HEXANE SEPARATION และ POWDER DRYING ขึ้นมา

3. การ START UP ภาชนะ POLYMERIZATION

1) BOARDMAN ด้านบนปริมาณ CATALYST ที่ต้องการ FEED เข้า REACTOR (ก่อนทำการ START)

วิธีการบน (เพื่อใช้ EVANE ในระบบ REACTOR มี CAT อยู่ทุกส่วนที่เริ่มจะเกิด POLYMERIZATION เมื่อ FEED ETHYLENE)

- ปริมาณของ EV ที่ FEED เข้า Reactor = $X \times 2$

- ปริมาณของ ML ที่ FEED ลงที่ REACTOR FEED CATALYST = $V \times 10^{-3} \times (1 - 19) \times 10^{-3}$

● ความเข้มข้นของ CATALYST ที่ใช้ = 2 mg/ml (ตาม Requirement)


● PHASE RATIO = 1 : 4

ปริมาณ CATALYST ที่ต้องการ FEED ต่อ Run Start = $[X] \times 10 \times 10^{-3} \times Z \times (1 - 4)$ mg/ml


ข้อมูลตาม INFORMATION ในที่ 1026/94 FILLING PROGRAM

	EVF (ml)	CATALYST (mg/ml) 8 mg/ml	ACT (mg/ml) 2mg/ml
REACTOR 1	40	$\frac{400 - 100}{10} = 30$	500
		1 = 4	
REACTOR 2	20		40
PR	30		60
11310	20%		32
11220	10		36


GFG-002

	การเตรียมระบบ และ การ Start up Polymerization	No. S0200-2101-A01 Date 3 DEC 2013 Page 5
2) FEED CATALYST เข้า REACTOR โดย A) - กรณี 11301 A ซึ่งใช้ ML FLUSH ETHYLENE NOZZLE ให้ทำการเปิด ML FLUSH ETHYLENE NOZZLE โดยเปิด VALVE 100% ควรเปิด FLOW ML (11312) ให้ได้ 6-7 ลิตรต่อชั่วโมง FRC 11312 ให้ได้ FLOW 1-2 ลิตร B) กรณี REACTOR ขึ้น ให้เปิด ML ผ่าน FCV 11322/11070/11080 ให้ได้ FLOW 1-2 ลิตร C) กรณี DOSING PUMP CATALYST ควรตรวจสอบ PUMP ว่ามีความผิดปกติหรือไม่ทำการปรับ SPEED/STROKE ให้ได้ FLOW CATALYST ตามที่กำหนดไว้ D) ทำการตรวจสอบระบบ POLYMERIZATION จนถึง POWDER DRYING ตรวจสอบว่าไม่มีจุดใดค้าง ไม่มีการอุดตัน E) START DOSING PUMP ACTIVATOR เพื่อ FEED CATALYST เข้า ML LINE (DOSCHARGE PUMP 1122A) ตรวจสอบการทำงานของ ANALYZER (1122) ว่าสามารถรับสัญญาณ ACTIVATOR ได้หรือไม่ F) ปิดตัว TIF และ BOARDMAN H ₂ ระบบความปลอดภัยของห้องจ่ายวัตถุดิบ G) MAKE UP PRESSURE REACTOR ด้วย H ₂ โดย FEED เข้า REACTOR โดยตรง จนถึง H ₂ GAS PHASE ตามต้องการ H) เมื่อ FEED CATALYST ได้ตามปริมาณที่ต้องการแล้ว ให้ปรับ FLOW CATALYST ให้เท่ากับที่ต้องการปรับ FLOW ETHYLENE ที่ระดับ 10-15 BAR I) เริ่ม FEED ETHYLENE เข้า REACTOR J) SET 1122 (EVF) เพื่อให้ OPERATOR ทำการ FLUSH ETHYLENE NOZZLE โดยเปิด FLUSH ประมาณ 5-10 นาที K) BOARDMAN ทำการเปิด FCV 1131/11321 (11070/11080) 50% (MANUAL MODE) จากนั้นให้ OPERATOR ทำการเปิด CONTROL VALVE ว่าเปิดตามที่ต้องการ ถ้าเปิดได้เป็น 100% ควรเปิดระบบด้วยมือ แล้วจึงลดมาเป็น 50% เช่นเดิม L) BOARDMAN เปิด XV 11101 แล้วให้ STAND BY อยู่ที่ CONTROLLER PROC 11101 และ OPERATOR ได้ M) คอย ๆ เปิด VALVE เพื่อ FEED ETHYLENE (EE) เข้า REACTOR โดยตรงโดย BOARDMAN คอย ๆ MANUAL เปิด FCV 11101 เพื่อปรับ PRESSURE แล้ว PROC 11101 ให้ได้ 10-15 BAR N) เมื่อ OPERATOR เปิด VALVE FEED EE 100% แล้วจึงเปิด FLUSH ด้วย EVF ให้ปรับ PROC 11101 ให้ได้ 14.5 BAR แล้วให้เปลี่ยน MODE การ ทำงานของ CONTROLLER เป็น AUTO O) BOARDMAN ปรับ PROC 1131/11321 (11070/11080) ให้ได้ FLOW ETHYLENE ที่ FEED เข้า REACTOR ตามต้องการ P) สังเกตอุปกรณ์ POLYMERIZATION ว่าเกิดหรือไม่ โดยดูจากความร้อนและอุณหภูมิของ REACTOR		

GFG-002

	การเตรียมระบบ และ การ Start up Polymerization	No. S0200-2101-A01 Date 3 DEC 2013 Page 6
1) หากความดันของ REACTOR เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ในขณะที่สูงและอยู่ในระดับสูง แสดงว่า ไม่เกิดปฏิกิริยา ให้หยุด POLYMERIZATION (S-D) และตรวจสอบค่าตามปกติ 2) หากอุณหภูมิของ REACTOR เพิ่มขึ้น แสดงว่าปฏิกิริยาเกิดขึ้นแล้ว 3) เมื่อเริ่ม POLYMERIZATION ขึ้นแล้ว ให้เปิด PUMP 11300D (11070/11080) และเปิด STEAM 10 BAR (SM) ที่ TRC 11355-2 (11355-2 (11071/11081)) เพื่อเปิด HEAT REACTOR และเตรียมระบบน้ำที่ส่งไปยัง OUTER COOLER และ JACKET คือเปิด BLOCK VALVE หัวที่ TRC 1131/11321 (11071/11081) ทุกตัว 4) BOARDMAN สังเกตอุณหภูมิของ REACTOR และปรับ TRC 1131/11321 (11071/11081) เป็น MANUAL MODE ทำตามขั้นตอนของ CONTROL VALVE ที่ว่าให้อุณหภูมิที่ตามที่ต้องการ (10-15°C) แล้วจึงปรับ MODE การทำงานเป็น AUTO 5) ดู LEVEL ของ SMA ใน REACTOR โดยดูที่ SUCTON ของ PUMP 11303 A/B (11070/11080) โดยดูที่ PUMP ขึ้นมา ข้อควรระวัง คือ เมื่อ START PUMP ขึ้นมาจะทำให้ AREA SURFACE ของระบบเปียกชื้นขึ้น ถ้าแห้งแล้ว เมื่อเริ่ม PUMP ขึ้นมาให้เปิด TRC 1131/11321 (11071/11081) ไม่ให้ขึ้น แล้วจึงค่อยปรับค่าตามขั้นตอนปกติ 6) หลังจากเริ่ม FEED ETHYLENE เข้า REACTOR ให้ปรับ CONDITION ขึ้น ๆ คือ 5-10% IN GAS PHASE. ปริมาณ COMONOMER ที่ใช้โดยเปิด COMONOMER เข้า ETHYLENE LINE และเมื่อ PRESSURE ของ REACTOR เพิ่มขึ้น หรือมีการเปลี่ยนแปลงให้ OPERATOR คอยปรับ PRESSURE ของ SEAL POT ของ OUTER COOLER PUMP ด้วย 7) สังเกต MANUAL เปิด LRC 1131/11321 (11070/11080) เพื่อตรวจสอบความดันที่แสดงที่ระดับ LEVEL ของ SMA ใน REACTOR จะสูงถึง DMPHPE ของ OVERFLOW LINE โดยดูจากค่าที่ PRESSURE ของ REACTOR ลดลง เมื่อทำการเปิด CONTROL VALVE แล้วค่าที่ GAS ด้าน OVERFLOW LINE แสดงว่า OVERFLOW LINE พ้นอย่างช้าๆ 8) เมื่อ QC และ OPERATOR ได้ทำการตรวจสอบค่า SAMPLE จาก REACTOR แล้ว แสดงว่า SMA เกิดการ OVERFLOW 9) การ SET REACTOR 2 ตามค่าที่ได้เช่นเดียวกัน (ข้อ 1-15) 10) ตรวจสอบ PROC 11331 (OVERFLOW LINE FROM REACTOR 1) FLASH VESSEL ให้เป็น MODE AUTO และเปิด SET POINT โดยทำการปรับจาก PRESSURE ของ REACTOR 1 ให้เป็นปกติ 11) สังเกตอุณหภูมิของ SMA ใน PR (โดยที่ 11321) KEEP ให้เท่ากับ 31.5°C ตามค่าความดันโดยใช้น้ำหล่อเย็น JACKET ผ่าน FCV 11330 แล้วให้ ETHYLENE RATE สูงขึ้น โดยค่าความดันโดยดูที่ TRC 11355 (11070/11080) เพื่อส่ง SMA ใน PR ผ่านตัว COOLER 11355 เพื่อควบคุมอุณหภูมิ SMA ใน PR อีกทางหนึ่ง 12) เมื่อเริ่มมี SMA OVERFLOW จาก PR ไป FLASH VESSEL แล้วให้ SUSPENSION RECEIVER (11310) 13) ดู การ START DECONTOR (S0200-2103)		
	4. การควบคุม Condition หลังการ START UP ภาชนะ POLYMERIZATION 1) ตรวจสอบ condition ต่าง ๆ ตาม condition guide line (S0200-2103) 2) ใช้เทคนิคในการควบคุม Mass Flow Index ตามเทคนิค (S0200-2103) 3) ในกรณีที่ คุณภาพของ Product ไม่เป็นไปตามที่กำหนด ให้ทำการแก้ไขและบันทึกว่าเกิดจากการใด ๆ Our off spec product (S0200-2103)	

GFG-002

	การเตรียมระบบ และ การ Start up Polymerization	No. S0200-2101-A01 Date 3 DEC 2013 Page 7
กรณี K2 PROCESS 1) การ START UP REACTOR 1 ให้เปิดระบบด้วย K1 PROCESS ข้อ 1-15 หลังจากได้ SET แล้วจาก S-D K2 PROCESS SMA จาก REACTOR 1 จะถูกปรับให้ SET REACTOR 1 เป็นอย่างเดียว (หรืออาจมีการปรับ REACTOR 2 ได้เช่นกัน) (~20 ลิตร) และ PROCESS 1131/11321 (11071/11081) เป็น COMONOMER เป็น BUTENE-1 ดังนั้นจึงต้องตรวจสอบว่ามีการ SET PUMP 11302A หรือ B ขึ้นมาเช่นเดียวกับ SET REACTOR 2) หลังจากที่ได้ SMA OVERFLOW จาก REACTOR 1 ไป REACTOR 2 แล้ว 45 นาที ให้ทำการ START REACTOR 2 เพื่อให้ CAT จาก R1 ไป REACTOR 2 เพื่อเริ่มเกิด POLYMERIZATION เช่นเดียวกับ REACTOR 1 3) ก่อนเริ่ม FEED ETHYLENE เข้า REACTOR 2 ให้เปิด ML ผ่าน FCV 11322 (11070/11080) ให้ REACTOR 2 ได้ FLOW 1-2 ลิตร 4) เริ่ม FEED ETHYLENE เข้า REACTOR 2 โดยเริ่มระบบด้วย K1 5) เมื่อเริ่ม REACTOR 2 แล้ว FEED EE เริ่มขึ้น FEED 2 MTH จากนั้นคือ คอยปรับค่าของ ETHYLENE ที่ FEED เข้า REACTOR 2 และเพิ่ม RATE ขึ้นมา เป็น 5 MTH (RATE) ตามที่ต้องการปรับ CONDITION ให้ได้ 6) กรณี START REACTOR 2 ด้วย RATE ค่า เนื่องจากเมื่อรีเซ็ตจาก SMA ที่ OVERFLOW มาจาก REACTOR 1 RATE 4 MTH จะมีความดัน POWDER และ CATALYST ใน SMA ที่สูงจาก อุณหภูมิและอัตราการไหล เมื่อ OVERFLOW มา REACTOR 2 และเมื่อ KEEP ให้ COMONOMER RATIO สูงกว่า SPECIFICATION ที่กำหนด เพื่อป้องกันไม่ให้ เกิดการอุดตันใน REACTOR 2 และปรับให้มีความดัน SMA ที่ทำการปรับและ CALIBRATE	DOCUMENTATION REFERENCE S0200-2101 Raw material supply S0200-2102 Material Storage Management and Control S0200-2103 Safety and Health Management and Control S0200-2104 Process Control and Management S0200-2105 Commissioning and Start-up Management S0200-2106 Safety and Health Management and Control S0200-2107 Safety and Health Management and Control S0200-2108 Safety and Health Management and Control S0200-2109 Safety and Health Management and Control S0200-2110 Safety and Health Management and Control	

GFG-002

	กวส Heat Up Outer Cooler 11 304 A/B	No. 50200-2101-A02	
		Date 3 DEC 2013	Page 1


HEAT UP ที่ OUTER COOLER 11 304 A/B

- เมื่อ FIL HEXANE เข้า REACTOR มี LEVEL มากกว่า SUCTION PUMP 11 303 A/B (-100 Amp) ของ AGITATOR
- START PUMP 11 303 A/B
- เปิด VALVE WS ที่ JACKET SUCTION LINE PUMP 11 303 A/B
- เปิด VALVE WS และ VALVE BYPASS ที่เข้า OUTER COOLER 11 304 A/B
- เปิด VALVE WR ของ OUTER COOLER 11 304 A/B ~30%
- เปิด VALVE INLET และ OUTLET ของ STEAM JET
- ค่อยๆ เปิด VALVE STEAM เข้า STEAM JET
- ควบคุมอุณหภูมิ OUTLET STEAM JET (TI11355/11355) ไม่เกิน 90°C ด้วยการควบคุม ที่เข้าเปิด VALVE STEAM
- เปิด VALVE WR ที่ JACKET DISCHARGE LINE PUMP 11 303 A/B ~30%
- เปิด VALVE WS ที่ HEADER เข้า LOOP ที่ 4 ของ OUTER COOLER 11 304 A/B ทำได้ หยุดที่ VALVE นี้ก่อน
- เมื่ออุณหภูมิ REACTOR ถึง 75°C แล้วให้กด HEAT UP ที่ OUTER COOLER 11 304 A/B ได้ HEAT UP ที่ OUTER COOLER 11 304 C/D ที่ติดอยู่
- เมื่อ HEAT UP ที่ OUTER COOLER 11 304 A/B ที่ติดอยู่ OUTER COOLER 11 304 C/D ไม่ให้ HEAT UP ให้กด STEAM ที่เข้า STEAM JET 3 ครั้ง หรือ VALVE STEAM ให้กดที่ -1 รอบ แล้วสังเกตอุณหภูมิของ REACTOR

ข้อควรระวัง

- อุณหภูมิของน้ำในการ HEAT UP ไม่ควรเกิน 90°C เพราะถ้าใน REACTOR เป็น SMA หรือ มี POWDER ตกค้างอยู่ใน REACTOR จะเกิดการ MELT ของ POWDER
- ก่อนการ HEAT UP ต้องแน่ใจว่าใน JACKET ของ OUTER COOLER มีน้ำ WS อยู่แล้ว

GFQ-002

	กวส Heat Up Outer Cooler 11 304 C/D	No. 50200-2101-A03	
		Date 3 DEC 2013	Page 1

HEAT UP ที่ OUTER COOLER 11 304 C/D

- หลังจาก FIL HEXANE เข้า REACTOR แล้ว ~30 นาที
- START PUMP 11 303 C/D
- เปิด VALVE WS ที่ JACKET SUCTION LINE PUMP 11 303 C/D
- เปิด VALVE 11321LVE WS เข้า OUTER COOLER 11 304 C/D ให้เปิดทั้ง BYPASS VALVE และ TCV 11311C/11321C และ VALVE เข้า TCV 11311C/11321C
- เปิด VALVE WR ของ OUTER COOLER 11 304 C/D ~30%
- เปิด VALVE INLET AND OUTLET STEAM JET เปิด VALVE WR ที่ SUCTION LINE PUMP 11 303 C/D เปิด VALVE WS ที่ HEADER เข้า LOOP
- START PUMP 11 380 C/D ตามเปิด DISCHARGE VALVE ให้ดู CURRENT (AMP) ของ PUMP อย่าให้เกินกว่า OVERLOAD SET POINT
- เปิด VALVE STEAM หน้าพัด TCV 11355-2/11365-2
- ตั้ง SET POINT ของ TIC 11355-2/11365-2 = 90°C (SET AUTO)
- ถ้าอุณหภูมิของ REACTOR ขึ้นเกินกว่า 100°C เปิด BYPASS STEAM VALVE ของ TCV 11355-2/11365-2 หน้า TIC 11355-2/11365-2 ต้องไม่เกิน 90°C
- เมื่ออุณหภูมิ REACTOR ถึง 75°C แล้วให้กด SET POINT TIC 11355-2/11365-2 เป็น 75°C และเปิด BYPASS VALVE STEAM

HEAT UP ที่ JACKET REACTOR

- เปิด VALVE WS, WR รวมทั้ง BYPASS VALVE แล้ว
- เปิด VALVE WS, WR ที่เชื่อมถึงกันระหว่าง JACKET REACTOR และ OUTER COOLER 11 304 C/D

GFQ-002



บริษัท อีอาร์พี จำกัด

คู่มือการใช้งาน INSTRUCTION MANUAL

ข้อมูลของหน่วยงานที่ใช้ปฏิบัติงาน

ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง
ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง
ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง

ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง
ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง


ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง
ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง


ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง
ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง


AMENDMENT RECORDS


REV. NO.	REVISION DATE	REVISION
0	01/01/2008	Rev. 001
1	12/24/2008	แก้ไขที่ 1: แก้ไขชื่อเอกสารให้ถูกต้อง (จากชื่อเดิม: 11 304 A/B เป็น 11 304 C/D) และแก้ไขชื่อเอกสารให้ถูกต้อง (จากชื่อเดิม: 11 304 A/B เป็น 11 304 C/D)



ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง
ชื่อ	ตำแหน่ง	ชื่อ	ตำแหน่ง

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 2 / 10
<p>กรณีนี้ 2 : ถ้าไฟดับเกิน 40 SEC. แล้วทาง ME ไม่สามารถส่ง PEA power มาได้ ก็จะส่งให้ diesel generator แทนซึ่งทาง HD จะสามารถ start motor บางตัว ที่เดินด้วยสายเคเบิลได้เท่านั้น จนกว่าทาง ME จะสามารถส่ง PEA Power ให้ได้ตามปกติ</p> <p>ขั้นตอนปฏิบัติในกรณีไฟดับ</p> <p>กรณีไฟดับที่ดับ ซึ่งเป็นสาเหตุที่ต้อง Shut Down นั้น อาจมีสาเหตุมาจาก Interlock ต่าง ๆ speed agitator low (SAL11302 A/B) จะดับเมื่อไฟดับจะ shut down เพื่อไม่ให้เกิดจาก Interlocking เช่น</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Speed agitator low SAL 11311, SAL 11321 2. กรณีที่ Utility Plant ไฟดับด้วย จะทำให้ ไม่สามารถส่ง All ให้ HD Plant ได้ จึงทำให้ control valve ต่าง ๆ ที่เปิด shut off valve บน pipe rack ปิด (เพราะเป็น valve Fail close) ดังนั้น เมื่อมีสัญญาณ Interlock ให้ shut down แล้วให้ปฏิบัติดังนี้ <p>(1) ในกรณีที่ Utility plant ไม่ shut down และ supply Air ให้ HD Plant ได้</p> <ul style="list-style-type: none"> - ถ้าได้ยินเสียง Blow out ของ safety valve ของ Ethylene line ให้ปิด XV 11101 (EE line) และ XV บน pipe rack ทุกตัว ยกเว้น XV 11201 (Hexane) เพราะ XV 11201 จะส่ง Hexane เข้ามา flushing ตามจุดต่าง ๆ - ให้ Block Manual Valve Ethylene เข้า R18R1 เพื่อป้องกัน Powder ไหลย้อนกลับเข้ามาใน Line Ethylene และ Block Manual Valve ML (ML ที่เข้า Reactor 1, 2) และ Block Valve ML ที่เข้า Flush Ethylene Nozzle R1 ด้วย . - ปิด Control Valve H₂ และ BY-1 (กรณี K2, K2*) หรือ PY (K1) ด้วย Manual - ปิด FCV 11321 (Off Gas R₂ กรณีเดิน K2, K2*) - ปิด TCV 11317, 11327 (Control Valve นำเข้า Reactor) ป้องกัน Temp. ตก กรณีนี้ค่าตั้งให้ Cool Down ถ้าไม่มีปิด Control Valve น้ำ 100% เลย - 2.6 ปิด LCV 11311, 11321 และเพื่อป้องกันไม่ให้ Level สูงขึ้นเรื่อย ๆ ให้ลด Level ของ Reactor ลงก่อน แล้วค่อยปิด Level Control Valve (กรณี K2, K2*) ให้ระดับ Powder จาก R1 Over Flow ไป R2 เพราะใน K2, K2* Process MFI ของ Reactor I และ Reactor II แตกต่างกันมาก จะทำให้ Powder ที่ R2 มี MFI สูงเกิน หรือ Off Spec. ได้ - ปิด FCV 11229 (ML ที่ส่งกลับ T/F), ปิด FCV 11325 (BY-1 Recovery TO R2 กรณี K2, K2*) 		



	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 3 / 10
<ul style="list-style-type: none"> - ปิด FCV 11220 (Hexane Dilute Wax) - ปิด PCV 11416 (Pressure Drying Unit) เพื่อ Keep Pressure N₂ ให้ในระบบ และให้ส่งแก๊ส N₂ Fluidizing ด้วย อาจจะต้องปรับค่า Flap Valve - ปิด Steam Panel Upper/Lower Bed ทุกตัว - ปิด PCV 11401-2 (Steam เข้า Dryer 11403) - ปิด Feed Valve Decanter A/B - ปิด TCV 11416 (Steam Heat N₂ Fluidize) - ปิด PCV 11422 (R₂₂ in Heat Exchange 11,419) - ปิด PCV 24103 (EVC to Plant) - ปิด PCV 32003 (R₂₂ Cooler 32003) เพื่อป้องกัน Level of R₂₂ Separator High <p>(2) ในกรณีที่ Utility plant shut down และ ไม่สามารถ supply Air ให้ HD Plant ได้ ขั้นตอนการปฏิบัติ เช่นเดียวกับ กรณีที่ Utility supply Air ได้แต่ไม่มีลมจนหมดสิ้น</p> <ul style="list-style-type: none"> - ต้อง Manual Close Block Valve WS, WR ของ Cooler ทุกตัวเพื่อ Keep Temp. ของระบบ Reactor ให้พร้อม Start ไม่เกิดผลกระทบ (เพราะ Valve เป็นชนิด Fail Open) - ปิด Manual Block Valve WF Sprinkle ของ H1.1.1 / H1.1.1E (Valve Fail Open) - กรณี Instrument Air Pressure Low Shut off Valve บน Pipe Rack จะปิดอีกในเมื่ <p>1.2 Polymerization Unit Interlocking Shut down</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ถ้าได้ยินเสียง blow out ของ safety valve ของ Ethylene line ให้ปิด XV 11101 และ PCV11101 (EE line) และ XV บน pipe rack ทุกตัว ยกเว้น XV 11201 (Hexane) เพราะ XV 11201 จะส่ง Hexane เข้ามา flushing ตามจุดต่าง ๆ 2. ให้ Block Manual Valve Ethylene เข้า R18R1 เพื่อป้องกัน Powder ไหลย้อนกลับเข้ามาใน Line Ethylene และ Block Manual Valve ML (ML ที่เข้า Reactor 1, 2) และ Block Valve ML ที่เข้า Flush Ethylene Nozzle R1 ด้วย . 3. Flush nozzle Ethylene และ ML ด้วย EVF 4. หยุด pump catalyst และ Activator หรือ Flush line เสร็จ 5. ปิด control valve H₂ และ BY-1 (กรณี K2) หรือ PY (K1) ด้วย manual 6. ปิด FCV 11321 (off gas R₂ กรณีเดิน K2) 		

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 4 / 10
<ol style="list-style-type: none"> 7. ปิด TCV 11317, 11327 (control valve นำเข้า Reactor) ป้องกัน Temp. ตก กรณีนี้ค่าตั้งให้ cool down ถ้าไม่มีปิด control valve น้ำ Cooling Reactor ขึ้น 8. ปิด LCV 11311, 11321 และเพื่อป้องกันไม่ให้ level สูงขึ้นเรื่อย ๆ ให้ลด level ของ reactor ลงก่อน แล้วค่อยปิด level control valve (กรณี K2) ให้ระดับ Powder จาก R1 over flow ไป R2 เพราะใน K2, process MFI ของ reactor I และ reactor II แตกต่างกันมาก จะทำให้ powder ที่ R2 มี MFI สูงเกิน หรือ off spec. ได้ ปิด FCV 11229 (ML ที่ส่งกลับ T/F), ปิด FCV 11325 (BY-1 RECOVERY TO R2 กรณี K2) 9. ปิด FCV 11220 (Hexane Dilute Wax) 10. ปิด PCV11416 (Pressure Drying Unit) เพื่อ Keep Pressure N₂ ให้ในระบบ และให้ส่งแก๊ส N₂ Fluidizing ด้วย อาจจะต้องปรับค่า Flap Valve 11. ปิด Steam Panel Upper/Lower Bed ทุกตัว 12. ปิด PCV 11401-2 (Steam เข้า Dryer 11403) และให้รับ Steam ที่ 11443 และ 11443 ปิด By-Pass Steam ของ ATM ที่ขึ้น 3 รอบ (PCV 11401) 13. ปิด Feed Valve Decanter A/B 14. ปิด TCV 11416 (Steam Heat N₂ Fluidize) 15. - ปิด PCV 11422 (R₂₂ vapor outlet 11,419) <ul style="list-style-type: none"> - ปิด PCV 24103 (R₂₂ vapor outlet 24,003) - ปิด PCV 32003 (R₂₂ vapor outlet 32,003) 16. เพื่อป้องกัน Level of R₂₂ separator high. <p>2. Hexane Distillation Unit Emergency Shut down</p> <p>ในกรณีที่เกิด Emergency Shut down ที่ Hexane Distillation Unit ต้องปฏิบัติตามขั้นตอนดังต่อไปนี้</p> <p>กรณีที่เกิดการรั่ว Hexane distillation ด้วย Unit HDU1</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ปิด XV 14101 (Hexane To Distillation Unit) 2. ปิด PCV 14101 (Steam Heat 14002/3) ปิด Block Valve ด้วย 3. ปิด FCV 14101 (Flow Wax) 4. ปิด SL TO 15004 A/B หรือ SL TO 34001 5. แจ้ง Operator ให้ By-Pass Adsorber 		

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 5 / 10
<p>กรณีที่เกิดการรั่ว Hexane distillation ด้วย Unit HDU2</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ปิด Valve Discharge P16 105C/D 2. ปิด Stop ที่ให้ความร้อนของเครื่องผลิตการ Shutdown Work, up 3. ปิด Valve balance control valve ของ Unit 1 Line ที่ 4 ML 410 Discharge P16 105A/B ไป 14,002/3 4. ปิด Shut off valve ที่ 14 (052a) เพื่อลดการเกิด Thermal expansion 5. ปิด PCV 140510 (Steam Heat H114E534) ปิด Block Valve ด้วย 6. ปิด PCV 145307 (Flow Wax) 7. ปิด SL TO 15004 A/B หรือ SL TO 34001 8. แจ้ง Operator ให้ By-Pass Adsorber <p>3. Butene-1 Unit Emergency Shut down</p> <p>3.1 PEA Power Failure</p> <p>ในกรณีที่ไฟฟ้าบังคับตัดของ Pump ทุกตัว และ Ethylene Compressor จะหยุดทำงานทันที แต่ pump around loop ควรจะยังคงเดินอยู่ได้ด้วย emergency power network (ไฟฟ้าสำรองจาก IRPC) เพื่อลด emergency stop Dimerization (กรณี sub) ซึ่งจะนำไป</p> <ul style="list-style-type: none"> - ปิด Ethylene feed - ปิด Ethylene recycle <p>ให้ลดแรงดันอุณหภูมิและความดันของ Reactor สถานการณ์จะเหมือนกับกรณีนี้ Pump around loop เกิดการขัดข้อง</p> <ul style="list-style-type: none"> - ให้ปิด Steam ที่เข้า vaporizer E102 โดยทางปิด PCV104 - ปิด Steam ที่เข้า Re-boller E105, E107 ทั้งสอง Column - กรณี Temp. R101 สูงเกิน Standard (55oC) และไม่สามารถควบคุมได้ ให้ by-pass Ethylene ใน R101 สู่ระบบ GW เพื่อลด Reaction <p>3.2 Instrument Air Failure</p> <p>ในกรณีที่ไม่มี Instrument Air จะไปทำให้ Control Valve เปลี่ยนที่ไปอยู่ใน Fail Safe Position ซึ่งอาจจะเกิดการปิดหรือเปิดตามที่กำหนด FCV 102 จะปิด จึงจำเป็นอย่างยิ่ง</p> <ul style="list-style-type: none"> - หยุด Feed Catalyst 		

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	



- เปิด By Pass TCV101 100% เพื่อให้ง่าย Cool Down R101 ใน Pump around Pump และต้องทำการ Flush Distributor โดย Hexane จาก P202 ด้วย
- Manual Close Block Valve WF Sprinkle (Fail Open)
- Check Cylinder Air Supply for XCV101(R101), XCV104(C101) Valve Fail Open

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	

4. Granulation Unit Emergency Shutdown

4.1 Extruder shut down emergency case. Emergency ส่วน ๆ ที่ทำให้ Extruder shut down มีดังนี้



Description	Extruder A/B	Extruder C
1. TASH 13.241 (temp thrust bearing high)	75°C	TSH 13.426 (Delay 120 Min)
2. TASH 13.236 (temp oil from pump gear box)	75°C (Delay 60 Sec.)	TSH 13.422 gear box (Delay 120S)
3. FASL 13.241/42 (flow oil to gear box low)	26/21 lit/min.	7.5/4.0 lit/min. (Delay 60 S)
4. FASL 13.243/44 (flow oil to thrust bearing low)	7/40 lit/min.	4.0/7.5 lit/min. (Delay 10 S)
5. PASL 13.236		PSL 13.422 (thrust) (Delay 80)
6. PASL 13.239 (pressure discharge oil pump to thrust bearing low)	0.80 bar	Delay 10 min
7. FASL 13.102 (flow WS cooling motor low)	5 m³/hr	Delay 10 Sec.
8. PASL 13.241 (pressure before screen high)	248 bar (Delay 10 Sec.)	
9. PASH H13.241 (pressure before screen high)	259 bar	
10. ZSAH 13.241 (pressure shearing switch)	350 bar	
11. ZASH 13.242, 243, 244, 245, 246, 247, 248 (position switch)	S/D Extruder	
12. TASH 13.112 (temp main motor high)	110°C	
13. NASL 13.112 20% (torque Extruder 20%)	Relay 300 Sec. S/D	
14. SASL 13.243 (speed cutter low)	100 rpm	
15. FASL 13.103 (flow WGR low)	75 m³/hr	
16. LASL 13.427 (gear box level low)	-	20 Min.
17. TSH 13.427 (oil in gear box)	-	2 Min.

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	

ขั้นตอนการปฏิบัติงาน Extruder Shut down

ตาม Emergency ที่กล่าวมา Extruder จะ Shut down และ Cutter จะ Shut down หลังจาก Extruder shut down ส่วน Mixer จะเดิน No load ไว้ และทำการ CCR จะหยุด Weight 13.005/13.014 ขึ้นตอนปฏิบัติงานดังนี้

1. พอส CCR จะทราบก่อนว่า Extruder shut down และจะหยุด weight 13.005/13.014 โดยกด Stop จากนั้นแจ้ง out side ว่า Extruder shut down และ Shut down เพราะอะไร
2. ขึ้น 1 เปิด Diverter, ถ้าสามารถ start Extruder ได้ก่อนที่ Cutter ออก แต่ถ้างั้น Timer Cutter จะ Shut down และ Drain WGR ลงโดยอัตโนมัติ
3. Stop cutter โดยกด Main Motor Off (Cutter) แล้วกด Stop Cutter ตาม แต่ถ้างั้น Timer Cutter จะ Shut down และ Drain WGR ลงโดยอัตโนมัติ
- XV 13106 จะเปิดให้ WGR circulate เข้า 13.028 (โดยไม่ผ่าน water chamber)
- XV 13105 จะเปิดไม่ให้ WGR เข้า water chamber
- XV 13107 จะเปิดเพื่อ drain WGR ออกจาก water chamber
4. เมื่อ WGR drain ออกจาก water chamber ให้ off main switch cutter
5. เปิดประตู water chamber
6. ปิด valve drain WGR XV 13107 โดยกด drain water flap close เปิด WGR DN25 เข้า water Chamber ในระดับพอดี overflow แล้วปิด, check ใบมีด cutter และ clean หน้า die plate
7. Heat forward cylinder 1/2, hopper (กรณีมี polymer และฝุ่นใน chute มาก) ที่ Extruder head, Screen และ die plate ถ้า heat 1/2 เสร็จแล้วเปิด
8. Mixer จะ empty polymer ออกจาก diverter จนหมด และเดิน no load (150 rpm) เปิด flap 1/2 50%
9. เมื่อพบเหตุที่ทำให้ Extruder shut down / ใดตามข้อ by pass สัญญาณเพื่อ Nooding เช่น polymer ออกจาก chute ให้หมด

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	

ขั้นตอนการปฏิบัติงาน Mixer shut down แล้วจึง shut down Extruder

1. เมื่อ Mixer shut down CCR จะหยุด weight 13.005 /13.014 กด stop แจ้ง outside
2. ขึ้น 1 จะ shut down Extruder โดยรอให้ polymer หมดจาก Extruder ตรวจสอบ ที่ sight glass water chamber จะมีแค่ WGR อย่างเดียวและเปิด diverter
3. กด main motor off (Extruder และ cutter) line A/B
4. กด main motor stop (Extruder และ cutter) line C
5. Cutter จะหยุดจาก timer
6. กด stop cutter ตาม
7. เมื่อน้ำ WGR drain ออกจาก water chamber ให้ off main switch cutter
8. เปิดประตู water chamber
9. ปิด XV 13107 (WGR drain), เปิด WGR DN25 เข้า water chamber เพื่อรับ overflow
10. Heat forward cylinder 1/2, chute, screen
11. เร start เมื่อสามารถ start Mixer ได้ + ขึ้น 2 heat Mixer for stand by

การหยุด Mixer กรณี Emergency stop

กรณีมีระบบ emergency ต่าง ๆ ที่สามารถทำให้ Mixer shut down ได้ หรือว่าต้อง shut down Mixer เราจะทำตาม empty Mixer ก่อนการ shut down เปิด flap 1/2 100% และ heat Mixer 1/2 ถ้าเป็นเหตุฉุกเฉิน ๆ ที่ทำให้ shut down plant เราจะต้อง no load Mixer หลังจาก Empty ของออกจาก Mixer แล้ว

4.2 Emergency ส่วน ๆ ที่ทำให้ Mixer shut down

	Mixer A/B	Mixer C
1. TASH 13.277 (temp oil discharge pump to gear box)	75°C	66°C (Relay 10 m)
2. TASH (temp oil discharge pump to bearing main motor)	-	60°C (Relay 10 m)
3. PASL (pressure oil pump)	0.80 bar	10 psi (Relay 60S)
4. FASL (flow oil to gear box) 13.221	<28 lit/m	<2.6 lit /m

13.222	<21 W/m	(Relay 60 S)
5. FASL (flow oil to bearing) (13.211-13.218)	<0.80 W/m	1.5 W/m (Relay 50)
6. FASL 13.101 (WS cooling motor)	12m³/hr (Relay 120 S)	-
7. PASL 13.229 (N ₂ dust stop seal)	1.50 bar (Relay 15 S)	-
8. LASL (oil (N ₂ dust stop seal)	-	Relay 20 m
9. TASW 13.111 (main motor)	110 °C	-
10. Torque 20% Mixer	by pass คือ Key A	ไม่มีการ Shut down
11. Torque 105% Mixer	Relay 120 S	120 S
12. Torque 125% Mixer	shut down ทันที	
13. LASH 13.115 (13.032 level high)	Relay 60 min	60 min
14. Extruder shut down	Relay 1 S	1 S
15. LASH (level gear box low)	-	Relay 20 m
16. LASL (level oil (ank motor Mixer A)	-	-

Emergency ทั้งหมดที่กล่าวมา จะทำให้ Mixer shut down เพราะ Heat Mixer ไร่ ของมันมีปัญหา ก่อน ส่วนที่ Extruder จะเดินจน polymer ใน Extruder หมด คือ manual shut down และ heat ไร่ของ Mixer เดินได้ก่อน

- ทาง COR จะหยุด Weight 13.005/13.014 เมื่อ Mixer shut down โดยกด W-HS 13101 off Pump ball 13.002 จะหยุดโดยอัตโนมัติ เมื่อ Mixer shut down
- ส่วนกรณีที่ Extruder Shut down แล้ว Mixer shut down ทางเซ็น 1 จะเปิด diverter แล้วให้เซ็น 2 เดิน Mixer ขึ้นมา เพื่อ Empty melt poly ออกจาก Mixer (ทาง COR จะหยุด 13005/13014) จนหมด แล้วจะเดิน no-load ไร่
- ในกรณีที่เกิด shut down เพราะ Mixer ไร่ Extruder cutter ไม่ shut down ทาง COR จะ start Mixer ไร่ แล้วจะแจ้ง out side อีกที

เอกสารแนบที่ 56
เอกสารการจัดทำคั่นคอนกรีตรอบถังเก็บ

33.001

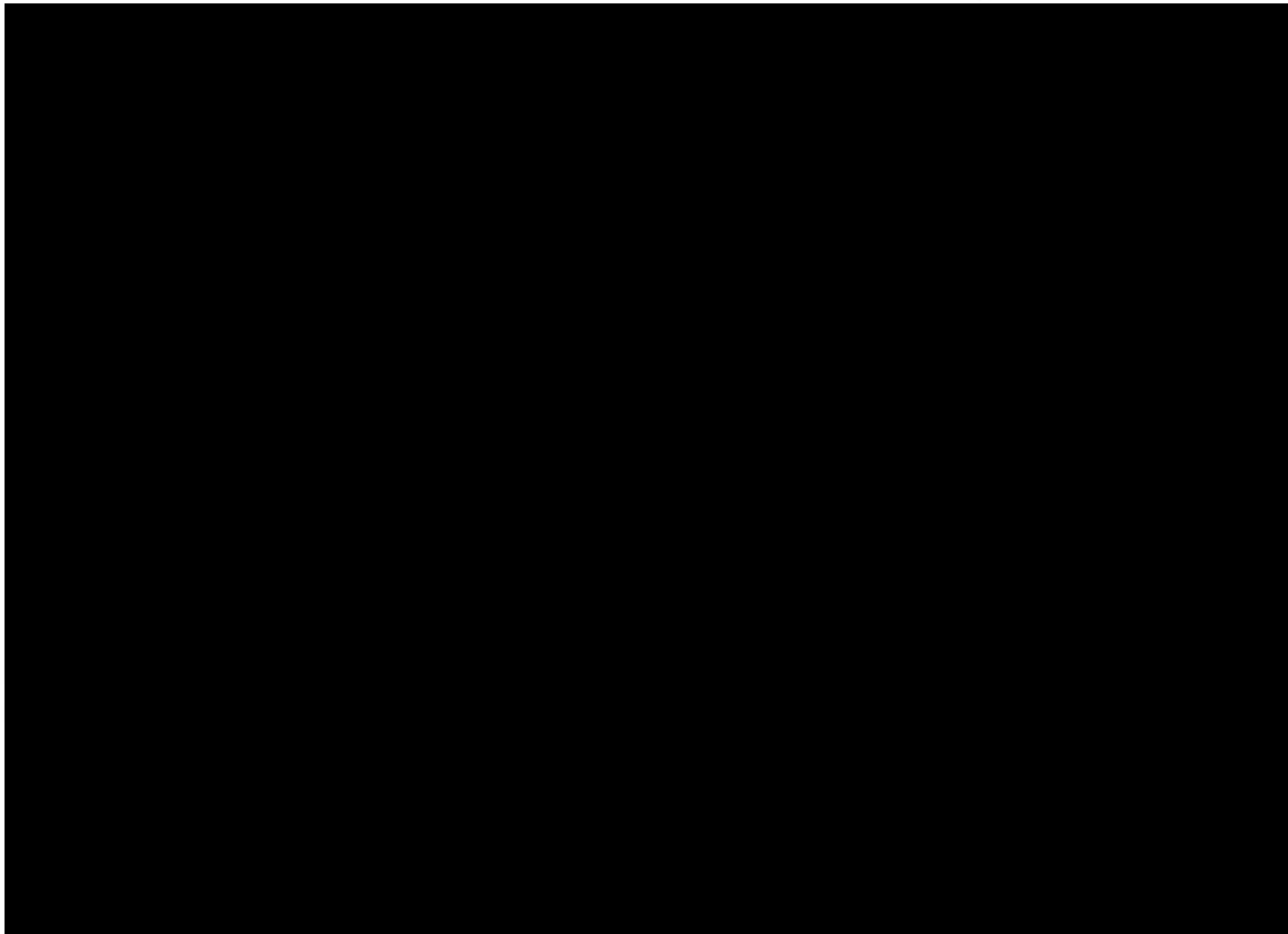


07T001

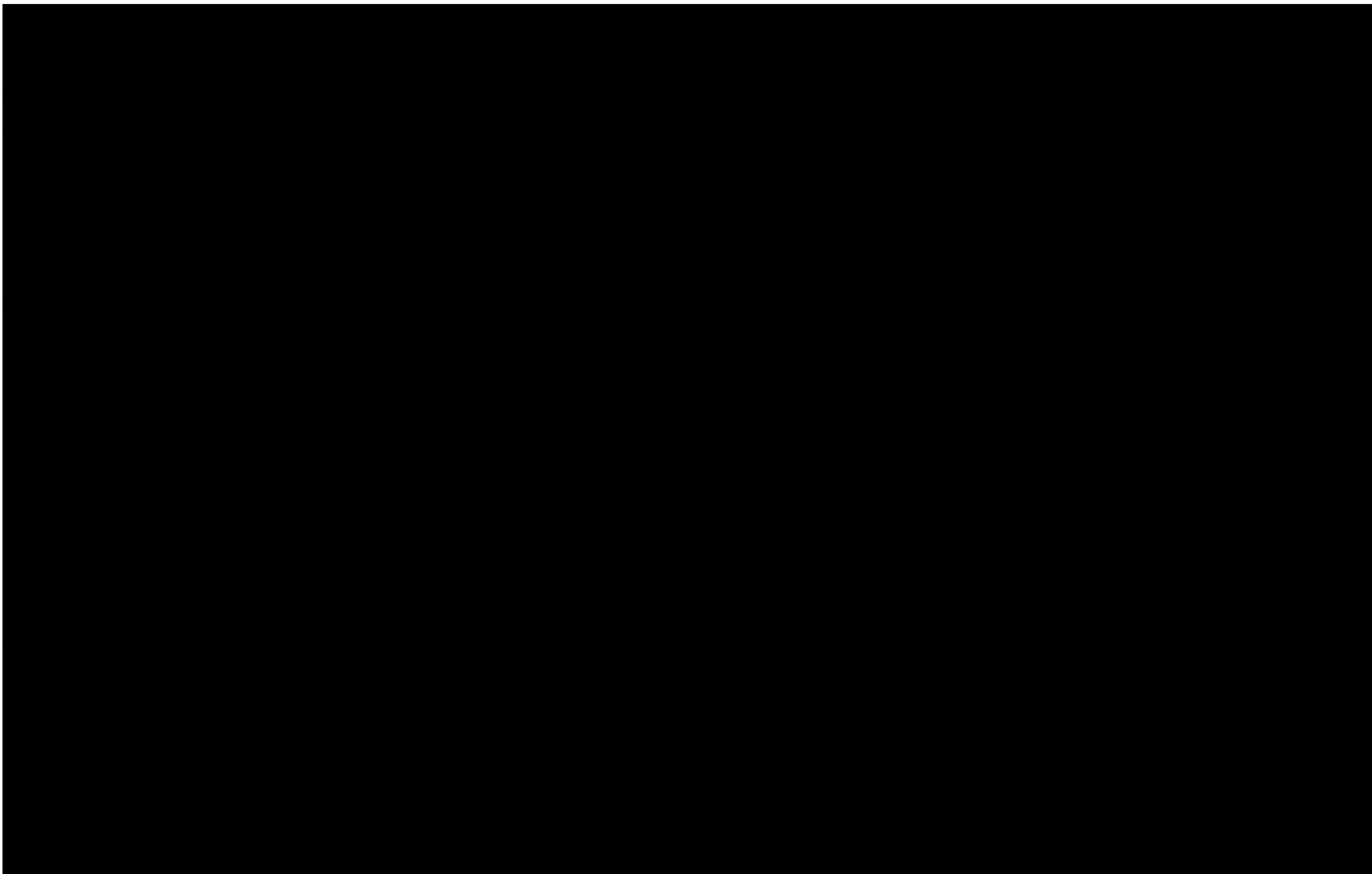


เอกสารแนบที่ 57

เอกสารการติดตั้ง Vacuum Breaker หรือระบบควบคุมความดันอัตโนมัติ

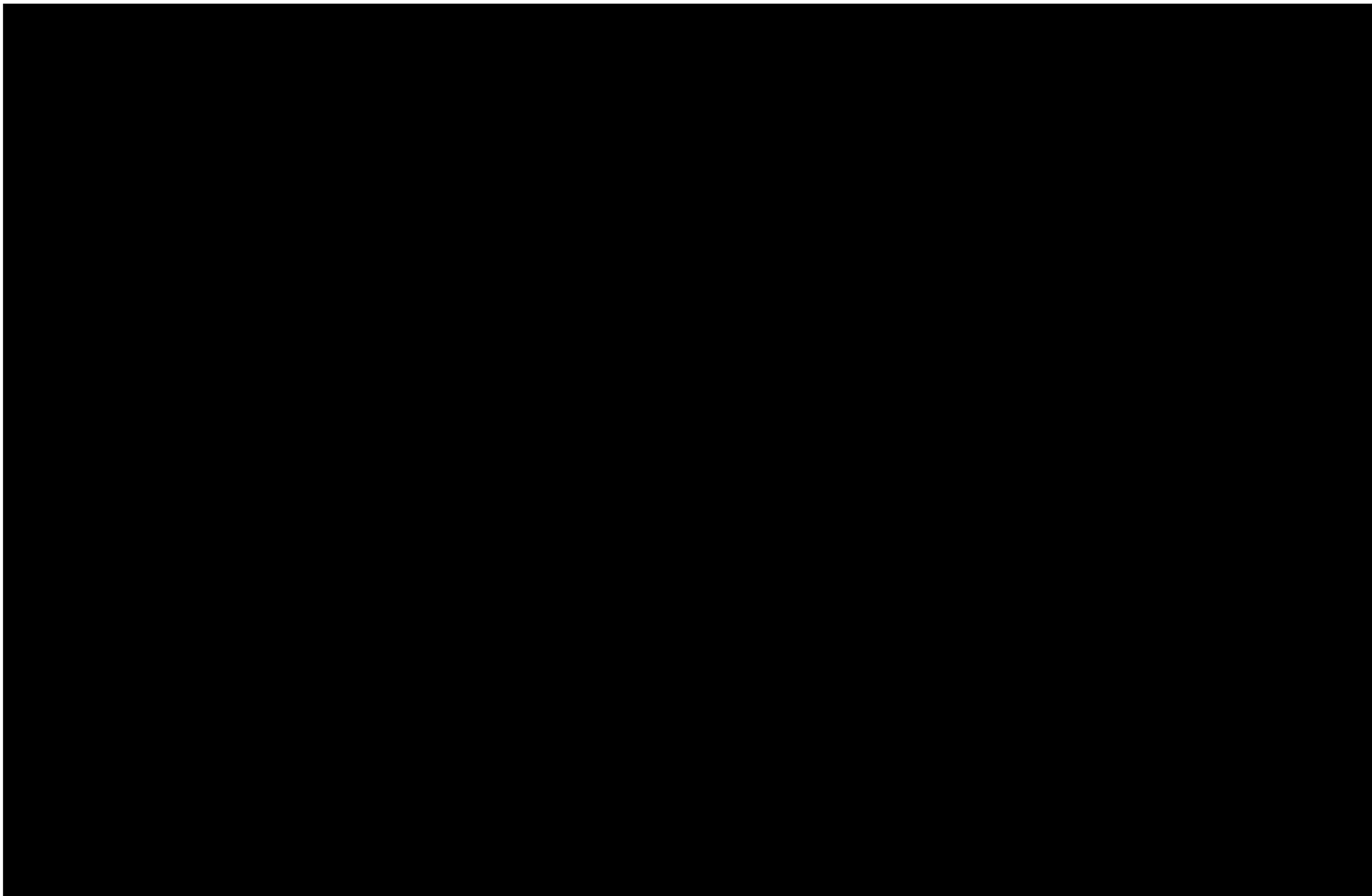


เอกสารแนบที่ 58
ระบบ Nitrogen Blanket



เอกสารแนบที่ 59

**เอกสารการติดตั้งระบบ Vapor Condenser ถึงเก็บกักเฮกเซน
และถึงเก็บกักตัวกระตุ้นตัวเร่งปฏิกิริยา**



ระบบ Vapor condenser บริเวณถังเก็บเฮกเซนและถังเก็บตัวกระตุ้นตัวเร่งปฏิกิริยา



เอกสารแนบที่ 60

เอกสารการติดตั้งระบบเตือนภัย เมื่อค่าความดัน หรือระดับของสาร
ในถังเก็บกักเบี่ยงเบนไปจากค่าที่ควบคุมไว้

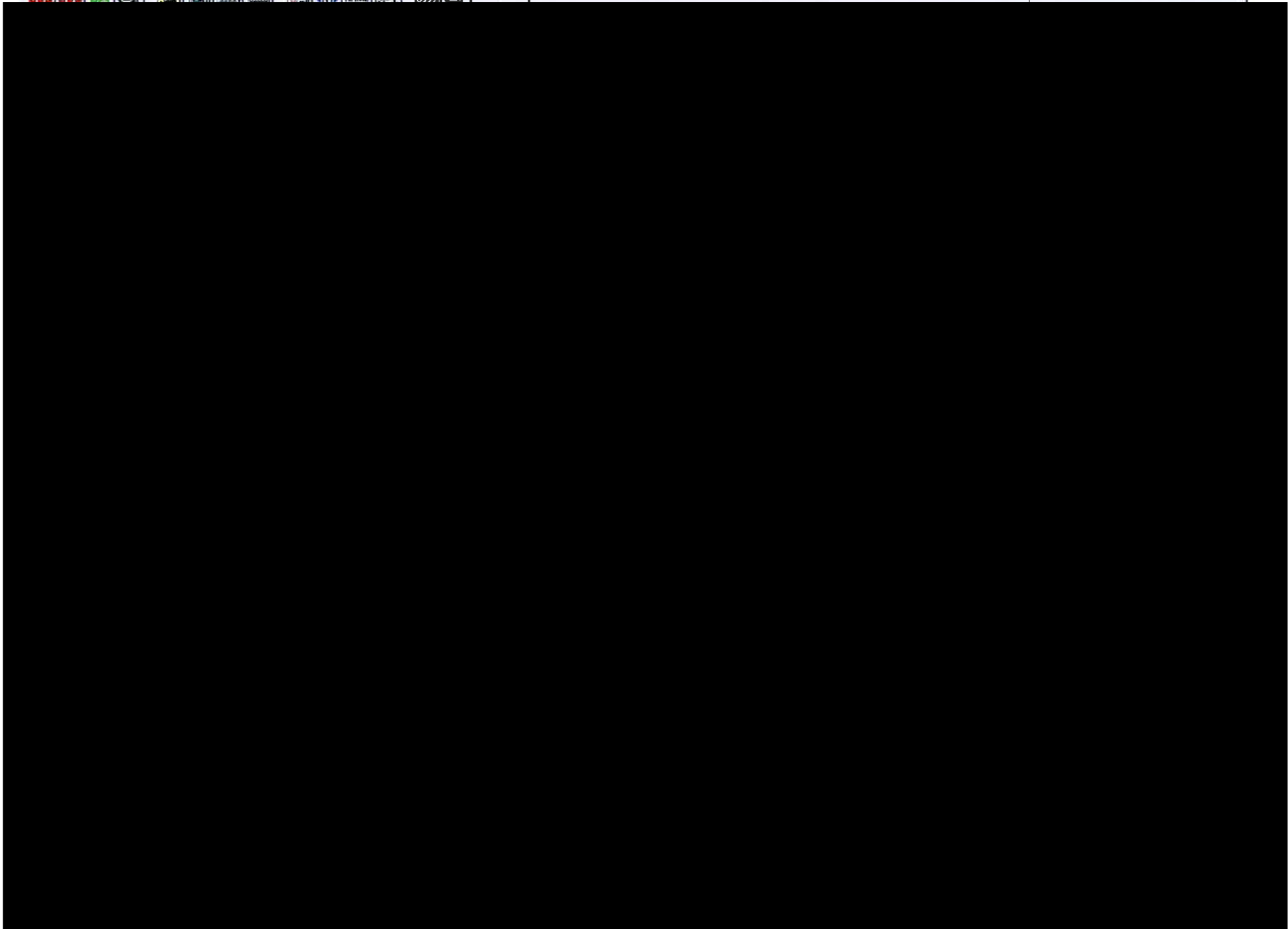


22-Jan-15 9:34 AM

LVY11321 1 SMA Exit 11.301B to 11.306




เอกสารแนบที่ 61
เอกสารการติดตั้งระบบสัญญาณนิรภัยควบคุมอัตโนมัติ



เอกสารแนบที่ 62
เอกสารการติดตั้งระบบ DCS


LVV11321 1 SMA Exit 11 301R to 11 306

เอกสารแนบที่ 63
เอกสารการออกแบบท่อลำเลียง



IRPC
Industrial Refrigeration & Process Control
100% British Company Limited



Technical Data
Piping Standard



No.	S10332100-3001	
Date	5 NOV 2010	
Page	1	12

SUPPORT TO S10332100-2001

TABLE OF CONTENTS

<u>SECTION</u>	<u>PAGE</u>
1. GENERAL	
1.1 Scope	2
2. DESIGN	
2.1 General	2
2.2 Design criteria	2
2.3 Sizing of piping	3
2.4 Overpressure protection	3
2.5 Piping layout	4
2.6 Flexibility	5
2.7 Supports	5
2.8 Valves	6
2.9 Pipes, Fittings, Flanges and gaskets	8
2.9.1 Pipes	8
2.9.2 Fittings	8
2.9.3 Flanges and flange faces	8
2.9.4 Gaskets	8
2.9.5 Bolt and nut	9
2.9.6 Documentation for pipe and piping components	9
2.10 Blanks	9
2.11 Utility outlet points	9
2.12 Vents drains and sample outlets	10
2.13 Strainers and filters	10
2.14 Flexible joint	10
2.15 Heating	10
2.16 Miscellaneous	10
2.17 Computer	11
3. MATERIALS	11
4. HEAT TREATMENTS, TESTING, INSPECTIONS, CERTIFICATES	11
5. WORKSHOP INSPECTION	11
6. INSTALLATION, WELDING AND TESTING	11
7. CLEANING	12

	Technical Data Piping Standard	No.	
		S10332100-3001	
		Date 5 NOV 2010 Page 2 12	
1. GENERAL			
1.1 Scope			
<p>The basic minimum requirements for design, materials, fabrication, quality control, testing and installation of piping given in this specification apply.</p> <p>The codes are:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ASME American Society of Mechanical Engineering - ANSI American National Standard Institute - API American Petroleum Institute - ASTM American Society for Testing and Materials - MSS Manufacturers Standardization Society - AWWA American Water Works Association - MR0175 Standard of material on wet H₂S service (NACE) <p>The latest issue of all codes inclusive of all addenda and supplements applies. All piping systems must meet local requirements. Other standard not included above mentioned may be applied after approval by IRPC. Shall getting approval by IRPC Company.</p> <p>Piping furnished as a regular part of proprietary or standardized equipment shall be in accordance with the manufacturers standards for these design conditions. They shall, however, prove that their design is equal to or better than the above mentioned of specification.</p>			
2. DESIGN			
2.1 General			
<p>The design of piping shall conform to ANSI B31.3 Chemical Plant and Petroleum refinery Piping except as under :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Piping components such surge bottles, pulsation dampers, and knockout pots are subject to the design specifications for equipment. - Piping connection to steam systems such as steam boilers, fired feed water heaters, economizers, etc. shall be designed to ASME Section I to the extent required thereby. - Steam lines to ANSI B31.3, provide they are not covered by ANSI B31.1 - Power piping. <p>Pipe lines shall be designed, engineering and laid in accordance with ANSI B31.1 - Gas Transmission and Distribution Piping System for gases and ANSI B31.4 - Liquid Petroleum-transportation piping system - for liquids, taking into account the local laws and requirements. In addition, API 1102-Liquid Petroleum Pipelines Crossing Railroads and Highways shall be observed when applicable. Any pumping stations or block valves stations required shall be taken into account.</p>			
2.2 Design criteria			
<p>The most severe conditions of coincident pressure and temperature during operation shall form the basis for design. Piping circuits upstream of and including the control valves shall be designed for pressures resulting from minimum flow conditions, and piping circuits downstream of the control valves shall be designed for the downstream terminal pressure plus friction and head losses. Increased pressure downstream of control valves due to closed and/or throttled valves shall not be considered except as short term conditions. Pipe class changes because of changes in pressure conditions downstream of control and bypass valves are permitted with safety valve protection. Pipe class changes because of changes in temperature on the low (temperature side of heat exchangers, condensers, etc.) are permitted.</p> <p>Design for wind load shall be based on the data for steel structures to the extent required. The basic allowable stresses for non-pressure parts shall be the same as for pressure parts.</p> <p>The corrosion allowance shall be determined by the intended service of the piping. It shall be suitable for at least 20 years operation, but in the case of carbon and ferritic alloy steel, a minimum</p>			

 Indian Refining & Petrochemicals Corporation Limited 100%, Public Company Limited	Technical Data Piping Standard	No.		
		S10332100-3001		
		Date		Page
		5 NOV 2010		3
		12		

allowance of 1.5 mm. Shall be provided. For threaded or grooved pipe, both the corrosion and threading or grooving allowances shall be added to the pipe wall thickness. The minimum all thickness necessary for the piping shall be determined as per ANSI B31.3 or ANSI B31.1 taking into account the account the design conditions.

The overall wall thickness shall contain the manufacturer's minus tolerance, plus the welding factor for welded joints in respect of welded pipes and the specified corrosion allowance.

The same criteria apply to seamless or welded elbows and the all thickness loss incurred during bending shall also taking into account.

A reduction of the calculated corrosion allowances by not more than 10% is permitted in cases where the use of pipes in the next higher schedule wall thickness can be avoided. The following minimum wall thickness for carbon steel pipe excluding the corrosion allowance shall be apply.

Nominal Pipe Size	Minimum Wall Thickness
NPS 1/2"	2.25 mm
NPS 3/4"	2.60 mm
NPS 1"	3.10 mm
NPS 1 1/2"	3.60 mm
NPS 2" to 4"	1.50 mm
NPS 5" to 12"	2.40 mm
NPS 14" to 16"	3.20 mm
NPS > 16"	0.02 x NPS (mm)

On selecting the nominal wall thickness for pipe NPS 24 the standard wall thickness schedules such as STD, XS, XXS and schedule No. stipulated as per ANSI B36.10 ANSI 96.19 shall be applied.

2.3 Sizing of piping

In sizing the lines, due allowance shall be made for process conditions and fluid properties that require a certain pressure drop of fluid velocity, difference in elevation, precipitation of solids, erosion by solids, occurrence of mixed phase flow, noise level and potential for static charging.

Pump, compressor and blower piping circuits shall be sized on the basis of the conserved equipment which accommodates the process flow variables (at equipment design speeds) with allowance for control down to zero, if necessary.

Piping in intermittent service (such as start-up and bypass lines) shall be sized on the basis of the available pressure differential.

In case of long lines and lines made of high-cost grades, the line shall be sized so as to obtain the best compromise between the investment and operation costs.



Long-distance pipelines and other critical lines as well as flow supports shall be sized for the pressure surges occurring in normal operational procedures.

Pipe diameters such as NPS 1-1/4, 2-1/2, 3-1/2 and 5 shall not be used. Piping line connections to equipment with such connection sizes shall be made with suitable adapter fittings.


2.4 Overpressure protection

Provision shall be made to contain or safely relieve any pressure buildup to which the system may be subjected. Effects of ambient changes, improper operation and failure of control valves shall also be considered when selecting suitable safety equipment.

2.5 Piping layout

	Technical Data Piping Standard	No.		
		S10332100-3001		
		Date		Page 4 12
		5 NOV 2010		
<p>In general, process lines, utility line (except large diameter water lines) and instruments lines shall be carried on overhead pipe ways at established heights, unless otherwise stipulated. As far as possible all piping in a process plant shall be arranged in groups on pipe racks.</p> <p>The pipe racks shall be designed in such a way that on hydrostatic testing of the individual lines, the allowed pipe rack loading are not exceeded.</p> <p>Gas piping larger than NPS 20, e.g. flare lines, is excepted. These can be leakage tested using air or inert gas, provided that the special procedure and safety requirements are observed and agreement has been approved with IRPC.</p> <p>As far as possible piping outside process plants shall be arranged in groups on sleepers unless otherwise stipulated. Piping shall be arranged in such a way that persons or equipment are not hindered and that maintenance work can be carried out.</p> <p>The recommended clearances shall be:</p> <ul style="list-style-type: none"> above main roads 6.0 m above secondary roads 6.0 m at grade, at operating platforms 3.5 m in buildings 3.0 m <p>Short runs of lines may be located at ground level. The minimum distance the underside of the pipe or insulation and the ground surface must permit draining. Where crossing of such lines is unavoidable suitable crossing places shall be provided. Differing soil settlement at the battery limits shall be taken into account.</p> <p>All valves normally in operation shall be arranged in such a way that operation and maintenance are facilitated as far as possible.</p> <p>They shall be suitable for operation from grade and from platforms. In exceptional cases screw extensions shall be provided. Sprockets are not permitted.</p> <p>If pipes are laid underground, suitable anticorrosion measures (external protection) shall be taken to protect the pipes against ground water corrosion, the water and soil characteristics being taken into account.</p> <p>If necessary cathodic corrosion protection shall be applied to the pipes.</p> <p>Where located below grade, piping provided with protective heating and piping in services requiring inspection and maintenance shall be in trenches.</p> <p>If plastic piping is used, the pertinent requirements shall be observed. Soil bearing pressures shall be taken into account when designing and laying underground piping. This applies in particular to plastic pipes and to road and rail crossings.</p> <p>In trenches, the pipes shall be laid such that the trenches can be cleaned and pipes are accessible for dismantling / assembly and maintenance. The use of trenches shall be avoided in buildings and hazardous areas as far as possible.</p> <p>Piping shall be laid such that all equipment requiring maintenance such as pumps, turbines, heat exchangers, etc., can be dismantled without removal of the block valves or piping.</p> <p>Drum steam exhaust lines shall be provided with exhaust heads when normally discharging to the atmosphere.</p> <p>Funnel and drain lines shall be provided for sampling connections, gauge glasses, level controllers, etc.</p> <p>Relief and safety valves and vent lines shall discharge into a closed system when releasing lethal vapors or lethal flammable or hydrocarbon liquids. They may discharge to atmosphere when non hazardous fluids are evolved.</p> <p>Symmetrical piping arrangement is requirement for valves when two phases (liquid and vapor) flow through the same pipe.</p> <p>Flow instruments such as Flow Orifice flange shall be provide upstream and downstream straight-run pipe and it is preferable to locate Orifice flange taps horizontally for liquid flow and vertically for vapor flow.</p> <p>The discharge of mixtures of hydrocarbon vapour to atmosphere shall be contingent on</p>				

GFG-002



**Technical Data
Piping Standard**

No.
S10332100-3001

Date
5 NOV 2010

Page
5

adequate safety provisions being made such that no unusual hazards are created at grade or other main operating levels due to the presence of combustible vapour mixtures, atmospheric pollution, hydrocarbon condensate or heat radiation as a result of ignition of the emission at the outlet point. The height of discharge from relief valves and vent lines discharging flammable vapors to the atmosphere shall be at least 3.0 m above any platform or roof within a horizontal radius of 15.0 m from the outside of the outlet piping.

The minimum horizontal distance from the cushion points for air compressors and air blowers shall be 50.0 m. The height of discharge from safety valves and continuously operation vents shall be selected in such a way that personnel at grade or on operating platforms do not suffer unnecessary noise or burns.

2.6 Flexibility

The flexibility design shall recognize the entire range of temperatures to which a pipe may be subjected. The effects of steaming-out temperatures and steam or heat tracing temperatures shall also be considered.

The forces and moments applied to equipment nozzles by the piping shall meet the equipment vendor's requirement.

Piping flexibility should be obtained by appropriate pipe routing and not by applying prefabricated expansion joints or metal tubing.

Expansion joints may be used only in exceptional cases, for instance in the exhaust steam piping of steam piping of steam turbines.

Cold spring may be used to facilitate minimum line spacing on pipeways where high thermal expansion would require extra clearances to bring the configurations into a neutral position under operating conditions.

Axial thrust in long horizontal runs of pipe due to static friction resistance to thermal expansion at the support points shall not exceed the critical buckling load. If necessary, lateral guides shall be used to give stability to the line.

Reduced thermal expansion movements or reduced flexibility stresses due to the elastic axial compression resulting from support point friction forces should not be taken into account.

If necessary, piping flexibility shall be investigated by simplified methods (e.g. as per ANSI B 31.3).

flexibility, stress and nozzle load calculations as per ANSI B 31.3 shall be carried out for the following piping:

- Inlet and outlet pipes for machines and air coolers
- All pipes with operating temperatures greater than 80 degrees C or less than -50 degrees C and NPS 4.

2.7 Supports

All plant piping shall be suitably supported to ensure that deflection and vibration from any source is kept within reasonable limits and excessive loads are not transmitted to the connected equipment. Piping sections requiring frequent dismantling shall be provided with permanent supports for the dismantling condition.

Pipe supports on cold insulated pipes shall be included in the insulation.

Care shall be taken to ensure that the pipe supports are designed in such a way that for all sizes in a certain insulation thickness range or operating temperature range, the bottom of the pipe is the same.


The material of pipe support components coming in contact with pipe or located inside the insulation shall be of at least the same material quality as the pipe.

The supports shall be designed to resist the effects of the severest of the following loads:

- Erection load,
- Operation load
- Test load,
- Short-time upset load,
- Cold spring load,
- Friction forces.

Reinforcing pads shall be installed wherever the minimum wall thickness pipe rests directly on a point support.

The installation of spring supports shall be considered for lines with high vertical thermal



**Technical Data
Piping Standard**

No.
S10332100-3001

Date
5 NOV 2010

Page
6

expansion. Spring-loaded pipe hangers shall be adjustable and have indicators. Spring support should be considered for supporting isolation element section and discharge lines at the equipment nozzles, except that adjustable rigid supports may be used for the following cases:

- Side nozzle without vertical movement, if the line support is placed close to the nozzle.

When specifying the pipe supports, any pressure target expected shall be taken into account.

In the case of low-temperature piping the pipe supports shall be specially to avoid cold-bridging.

2.8 Valves

The design shall conform to:

- API 599 Plug valve
- API 600 Steel gate valves, flanged and butt welding ends
- API 602 Compact gate valves

Fire safe design when specified fire test shall be carried out according to BS 6755 or API 607.

a. Valves of sizes NPS 1 to NPS 24 with flange connections and butt welding ends shall be in accordance with API 600. In suitable cases valves of NPS 1-1/2 and below with socket weld ends as per API 602 can be applied. In normal cases valves of NPS 2 and larger up to class 600 of flanged design shall be provided. Above this, valves with butt welding ends shall be specified where possible, i.e. corrosion, fatigue and erosion.

b. Gate valves shall use for fire fighting system, cast iron valve can not be used, class 125 lbs. Can not be used.

If the process so demands, manually gear operated or actuator operated valves shall be supplied. In general, manually gear operated valves in line with the manufacturer's recommendation for the duty involved shall be supplied.

c. Valves for low temperature duty shall be specified with extended screws permitting proper valve operation outside the insulation.

d. Block valves are to be provided at water inlet and outlet piping for heat exchangers when the heat exchangers are provided with process isolating valves to permit frequent inspection and cleaning during operation.

e. Block valves shall be provided at the following locations in pump, turbine and compressor piping:

- Suction and discharge piping for pumps
- At the equipment in auxiliary piping for gland oil, flushing oil and cooling water
- In all auxiliary piping where it is necessary to allow removal of the equipment during operation of the unit

f. Block valve shall be provided at the following points in steam piping:

- At equipment in steam piping to steam driven equipment
- Upstream of control valves, where separate control valves have been furnished for the main and stand by driven units
- At equipment in pressure exhaust piping from steam driven equipment
- Adjacent to equipment in vacuum exhaust steam piping from steam driven equipment

g. Block valves shall be provided in the utility lines at the service connection points.

h. Block valves shall be provided in the main fuel gas piping to furnaces. They shall be located away from the equipment in the readily accessible location for quick operation in an emergency.

i. Block valves shall be provided in all the incoming and outgoing lines, in all lines where, for process or safety reasons, a particular section of the plant or equipment has to be shut down and in lines connected to vessel nozzles located below the maximum liquid level.


j. Double block and bleed valve shall be provided in piping connecting systems where contamination cannot be tolerated. Alternatively a resilient double seated valve with body bleeder can also be provided.

k. Block valve size shall be equal to the line size.

l. Valving of operating vent and drain connections shall be as follows:

- In services of Class 600: a single valve
- In services of Class 900 resilient double seated valve or two valves. Single valves are only acceptable in vent connections

- In liquid hydrocarbon services with a vapour pressure over 4.5 bar (65 psia) at 38°C



**Technical Data
Piping Standard**

No.
S10332100-3001

Date
5 NOV 2010

Page
7

(100°F) two valves.

- Casual services: two valves. Single valves are only applicable in vent connections

m. Automatic control valves shall be furnished with block valves for isolating the control valves and a by pass for manual control of the process.

n. The by pass valve must be of a size appropriate to the control valve and manual control must be possible.

o. Check valves shall be provided in the discharge lines of centrifugal compressors, rotary pumps, vertical and horizontal multistage centrifugal pumps discharging into the system from with back flow may be encountered.

p. Pumps normally operating in parallel shall have individual check valves and they shall be located between the pumps and the first block valve on the discharge side.

q. Check valves shall always be provided in process steam and steaming-out piping connected to process equipment or lines.

r. Relief valves shall be installed vertically and in locations accessible from grade or from a platform.

By providing adequate mechanical interlocking system, it must be ensured that block valves upstream and downstream of relief valves can not be closed by unauthorized personnel. Primitive locking devices such as chains with pad locks must not be used.

If possible also multi-way valves may be installed.

If pipes require a balancing line to equalize pressures, a by-pass around the valve shall be provided to this and where this is not possible, an appropriate balancing line has to be integrated in the valve.

Gear operated valve shall be required for minimum size that show as table:

GEAR OPERATED VALVE SIZE					
	150	300	600	900	2400
GATE	14"	10"	8"	6"	3"
GLOBE	14"	10"	6"	6"	3"
BALL	8"	6"	-	-	-
LUBE PLUG	8"	8"	6"	-	-
B/VLY	8"	-	-	-	-
NON LUBE PLUG	8"	8"	-	-	-
PLUG	4"	4"	3"	3"	3"

Valve inspection and testing

Unless additional inspection is specified in the inspection and test shall be as a minimum in accordance with API 508

Seat tightness of pressure relief valves


Seat tightness shall be conform to API 527 and it shall be repeat testing on site

Documentation

The supplier shall furnish the material with at least the following relevant documents

- Mill test certificates according to DIN 50049 / EN 10254
- 3-1 B : For all metallic components
- 2-1 : For all non metallic components
- 2-2 : For all other metallic parts in contact with fluid and bolting assembly
- Country of origin
- If any
 - NDT personal qualification certificate
 - Welding procedure
 - Welding qualification
 - Heat treatment records
 - NDT results
 - Supplier's internal inspection and quality procedures
 - Pressure test and seal leakage test certificate

And this document shall be submitted to IRPC. Before material on site



**Technical Data
Piping Standard**

No.
S10332100-3001

Date
5 NOV 2010

Page
8

- Recommendation for maintenance
- Recommendation for assembly / disassembly of actuator (if any)
- Drawing and detailed description of maintenance tool (if any)

2.8 Pipes, fittings, flanges and gaskets

The design shall conform to

- ANSI B 36 10
- ANSI B 38 19
- ANSI B 16 5
- ANSI B 16 9
- ANSI B 16 11
- ANSI B 16 21
- ANSI B 16 20
- MSS
- ANSI B 16 1

Welded and Seamless Wrought Steel Pipe

Stainless Steel Pipe

Pipe Flanges and Flanged Fittings

Factory-Made Wrought Steel Bolt-Welding Fittings

Forged Steel Fittings, Socket-Welding and Threaded

Nonmetallic Flat gaskets for Pipe Flanges

Ring Joint Gaskets and Grooves for Steel Flanges

Standard apply to large dimensions not covered by ANSI

Cast iron can not to use

2.9 Pipes

For process and steam piping shall be used seamless pipe up to NPS 14. For 16" and larger shall be used ERW pipe welded. A welding factor of 1.0 shall be applied.

For Utility piping shall be used seamless pipe up to NPS 2. For 2-1/2 and larger shall be used ERW pipe welded.

2.9.2 Fittings

Unions and screw fittings shall not be used for process and steam lines. If possible fittings with socket weld ends shall be used up to NPS 1-1/2. Fittings with butt welding ends shall be specified for NPS 2 and larger.

- Elbow NPS 1-1/2 and smaller may be bent with a radius of R = 5 d
- For elbow NPS 2 and larger, long radius design shall in general be specified
- Fittings are preferred for branches in process and steam piping
- Should welding branches be applied, they shall be examined for reasonable reinforcing as ANSI B 31.3

2.9.3 Flanges and Flange Faces

Whenever possible, socket weld flanges are to be used up to NPS 1-1/2. Welding-neck flanges are to be specified for NPS 2 and larger.

Step-on flanges may only be used for utilities, with the exception of steam lines, up to Class 150.

In general, the faces of steel flanges up to Class 900 shall be RF and from Class 1500 RJ groove.

Other face designs shall be specified in accordance with the fluid and the operating conditions.

If spiral gaskets are used, the face shall be 125 RMS (SF).

2.9.4 Gaskets



The use of compressed non-asbestos gaskets is limited to Classes 150 and 300. The maximum operating temperature is 300 degrees C.



Spiral gaskets shall be preferred for all other cases and dimension in accordance to API 601.



Gaskets with bolt holes (full face) shall be used for FF (flat face) flanges.



Ring joint (R.T.J.)

Dimension in accordance to ANSI B 16 20

	Technical Data Piping Standard	No.	
		S10332100-3001	
		Date	Page
		5 NOV 2010	10 12
GFG-002		<p>Hardness in accordance to ANSI B 16.20 except for austenitic stainless where brinell hardness shall be less than 140</p> <p>2.5.5 Bolt and nut</p> <p>Dimension, length and materials of bolts and nuts shall be according to the below list -</p> <ul style="list-style-type: none"> Material : ASTM STD Dimension of bolts and nuts : ANSI B 18.21 / ANSI B 18.22 Stud bolt shall be supplied with 2 heavy hex nut <p>Moreover dimension of bolts and nuts shall be conformed to ANSI B 16.5 (flange)</p> <p>Unless otherwise specified design carbon steel bolt and nuts shall be hot dip galvanized and applied anti-rusting screen (molybdenum disulfide)</p> <p>Unless otherwise specified design stainless steel bolt and nuts shall be use for stainless steel flange</p> <p>2.5.6 Documentation for pipe and piping components</p> <p>The supplier shall furnish the material with least the following relevant documents</p> <p>Documentation will clearly mention supplier's name</p> <ul style="list-style-type: none"> Mill test certificates according to DIN 50049: <ul style="list-style-type: none"> 3-1 B : For all metallic components 2-1 : For all non metallic components Country of origin If any <ul style="list-style-type: none"> NDT personal qualification certificate Welding procedure Welding qualification Heat treatment records NDT results Supplier's internal inspection and quality procedures Pressure test and seal leakage test certificate <p>2.10 Blanks</p> <p>Spectacle-type blanks shall be used up to NPS 14. Above NPS 14 blank discs and spacer rings shall be separated</p> <p>Blanks shall only be provided at the following location : -</p> <ul style="list-style-type: none"> Where equipment has to periodically taken out of service for maintenance inspection or alternate operation without interfering with the operation of the unit, blanks shall be provided in the piping at connections where the pressure at the block valve is 42.2 bar or higher or where the temperature is 74°C or higher. Where the isolated equipment can be physically entered, blanks shall always be provided In furnace piping at locations which will permit the pressure testing of the connected piping simultaneously with the furnace At the battery limits in process piping connected to other piping outside the battery limits which may be in use during shutdown of the unit and in fuel piping <p>2.11 Utility outlet points</p> <p>Utility steam, air, nitrogen and water service outlets of NPS 1 minimum size for hose and fittings shall be provided at such location that a 15 m long hose can reach all working areas at grade, in buildings and at the lowest main operating level in structures.</p> <p>Additional steam and air service outlets shall be provided if required to reach lower platforms serving manholes.</p> <p>2.12 Vents, drains and sample outlets</p>	

	Technical Data Piping Standard	No.	
		S10332100-3001	
		Date	Page
		5 NOV 2010	10 12
GFG-002		<p>Unless otherwise specified design vent and drain shall be flange type with valve.</p> <p>Valve vent and drain connections shall be furnished on all equipment that is not self venting or self draining. Connections shall be located on equipment if practicable. Otherwise, they may be located in connected piping where there are no valves or blocks between the vent and drain connections and the equipment</p> <p>Vent connections shall be NPS ¾ minimum size. Drain connections and sample outlet connections be NPS ¾ except as under :</p> <ul style="list-style-type: none"> Piping connection for equipment may be the equipment connection size. All connections for piping services handling abrasive or high viscosity fluids shall be NPS 1 minimum size. <p>Vent connections shall be furnished for above-ground high points of piping and drain connections for low points of all above-ground lines.</p> <p>All single valve vents and drains shall be provided with plugs or blank flanges. Vents and drains for pressure testing shall be provided half coupling with plug and seal weld after test.</p> <p>2.13 Strainers and filters</p> <p>Sieves and filters shall be designed in such a way that cleaning is possible without dismantling adjacent piping</p> <p>Permanent strainers shall be provided in the following piping for the protection of the equipment, when not furnished as part of the equipment</p> <ul style="list-style-type: none"> All pumps-in suction line Steam turbines and ejectors-in steam inlet line Pump and compressors-in sealing, gland, lube oil and cooling water supply piping In suction lines of compressors taking suction from process equipment Pneumatically actuated equipment-in air supply piping All steam trap <p>2.14 Flexible joint</p> <p>Flexible joint for piping and ducting shall be provide for prevent noise and vibration and to deal with the misalignment between pipe or it absorbs the pulsation of water and prevent water hammering to some extent.</p> <p>Flexible joint material shall be individual service as specified.</p> <p>2.15 Heating</p> <p>Steam of the pressure rating appropriate to the holding temperature and / or fluid shall be taken into account for heating. The condensate shall be collected in condensate headers</p> <p>The various condensate system shall be designed in accordance with the steam pressure rating. As far as required, instrumentation may be electrically heated</p> <p>2.16 Miscellaneous</p> <p>Provision shall be made for removing the operating liquid contents from all vessels, heat exchanger units and connected piping. Process lines and pumps shall be used for this purpose as far as feasible, an auxiliary pumping system shall be provided.</p> <p>Where required by the service, means shall be provided for putting process equipment with steam or inert gas</p> <p>Where required by the service, connections shall be provided for filling process equipment with water for washing out</p> <p>Vessels requiring frequent maintenance shall be serviced by piping permanently connected to a source of water</p> <p>Snuffing steam piping shall be provided to relief valve outlet</p> <p>Steam traps shall be provided for the removal of condensate from collection points in steam systems</p> <p>Steam traps discharging to the atmosphere shall be provided with upstream block valves</p>	

	Technical Data Piping Standard	No.	
		S10332100-3001	
		Date	Page
		5 NOV 2010	11 12
GFG-002		<p>Steam traps discharging to a condensate collection system shall be provided with upstream and downstream block valves and a bypass discharging to atmosphere</p> <p>Lines for oily waste water and sewage water shall be specified separately</p> <p>Chemical sewers shall be sized to carry the design quantity when running at three quarters depth of flow</p> <p>The minimum nominal size of underground sewer mains shall be NPS 4</p> <p>A sufficient number of safety showers shall be provided at hazardous points</p> <p>2.17 Computer applications for design and analysis</p> <p>2.17.1 Piping design drawings</p> <p>The piping drawing shall be provide from 3D or 2D software such as PDS (Plant design system), AutoPlant, CADWorx/Pipe, AutoCad and other software may be applied after approval by IRPC.</p> <p>Isometric drawing shall be applied for all pipe size</p> <p>2.17.2 Pipe stress analysis</p> <p>The purpose of pipe stress analysis is to ensure the safe operation of piping system by verifying their structural and pressure-retaining integrity under the loading conditions postulated to occur during the lifetime of the piping in the plant</p> <p>The requirements for stress analysis of piping systems are laid out in the piping codes, a system of rules and standards setting minimum requirements for safe design, construction and operation of an engineered facility</p> <p>The pipe stress analysis software is preferable such as CAESAR II, AutoPipe, TailorX</p> <p>3. MATERIALS</p> <p>The material for piping system shall be selected in accordance with section 2.1 and 2.2 of this specification, taking into account the fluid, operating pressure and operating temperature, as per ANSI B 31.3, ANSI B 31.1 and ASME</p> <p>When selecting materials, materials as per ASTM and API shall be provided. The optimum selection of the materials to be used shall be made taking into account the design data.</p> <p>Austenitic steel shall be used for demineralized water</p> <p>Instrument or pipe lines shall be use austenitic steel up to 1-1/2 inch if above shall be used hot dipped galvanized carbon steel pipe</p> <p>Plant air shall be use hot dip galvanized carbon steel pipe</p> <p>When selecting the materials, particular attention shall be paid to any pressure or temperature changes involving equipment such as control valves and heat exchangers</p> <p>4. HEAT TREATMENTS, TESTING, INSPECTIONS, CERTIFICATES</p> <p>The testing, inspection and heat treatments stipulated in the ANSI, API and ASTM codes shall be carried out for all piping components and the certificates covering the results of the above issued. For the base metal P3, P4, P5, P6a, P5c, P6b, P10c and P11a material shall be PWHT regardless of thickness</p> <p>5. WORKSHOP INSPECTION</p> <p>See separate project specification</p> <p>6. INSTALLATION, WELDING AND TESTING</p> <p>The regulation for the prevention of accidents on the construction site together with the statutory regulations and the requirements imposed by the construction permit shall be taken into account. Piping systems shall be fabricated, installed, welded, heat treated and inspected in accordance with the ASME code as well as ANSI B 31.1 and ASME B 31.3</p> <p>Piping welding shall conform to the project specification for welding. Only GTAW for root</p>	

	Technical Data Piping Standard	No.	
		S10332100-3001	
		Date	Page
		5 NOV 2010	12 12
GFG-002		<p>passes and SMAW for top passes are allowed.</p> <p>All piping installed shall be pressure tested in accordance with the pertinent requirements before initial commissioning</p> <p>All valves shall be inspected and tested on site before final installation in the presence of an authorized inspector. The test equipment shall be made available by the CONTRACTOR and inspected by IRPC and safety relief valve also</p> <p>CONTRACTOR shall detailed installation / testing procedure for piping</p> <p>7. CLEANING</p> <p>All piping shall be cleaned and flushed</p> <p>All process and utility piping to be subjected to a pickling treatment, has to be stated in the pickling specification</p> <p>This applies in particular to high-pressure steam as well as turbine and compressor suction lines. The relevant piping has to be pickled, neutralized and finally blown through with steam</p> <p>Low-temperature piping shall be flushed and then dried</p> <p>The country's regulations regarding the disposal of chemicals, acids, etc., shall be observed</p> <p>Contractor to issue detailed cleaning and pickling procedure</p>	

เอกสารแนบที่ 64

เอกสารมาตรการป้องกันการกีดร่อนของท่อ

ULTRASONIC IN-LINE INSPECTION FINAL REPORT OF MULTI PRODUCTS 12"x 27 km GOKE-69215001-A28 PIPELINE

FOR



บริษัท 10015001 จำกัด (มหาชน)

IRPC PUBLIC COMPANY LIMITED

BY



22nd JANUARY 2018



Client	IRPC Public Company Limited
Project	Multi Products 12"x 27 km GOKE-69215001-A28 Pipeline
Project No.	1100003
Date of Report	21 January 2018
Revision	00

PREPARED BY
DAICON INSPECTION SERVICES CO., LTD.

78/4 Moo 6, Sukhumvit Road,
Ban Chang, Rayong, 21150
Thailand

Tel: +66 33 012 484
Fax: +66 33 012 530

Completed	By: Ms. Aissa Thakulee	Date: 12/14/2018
Approved	By: Dr. Adhara Sarplienert	Date: 12/14/2018

2 | Page

DAICON	Client	IRPC Public Company Limited
	Project	Multi Products 12"x 27 km GOKE-69215001-A28 Pipeline
	Project No.	1100003
	Date of Report	21 January 2018
	Revision	00

Contents

1. Executive Summary	5
2. Field Operations Report	6
2.1 Operation and Data Condition Summary	6
2.2 IUI tool Run Profile	7
2.2.1 Velocity Chart	7
2.2.2 Average Thickness found along the Pipeline	7
3. Inspection Results	8
3.1 Feature Summary	8
3.2 Anomaly Identification Summary	8
3.3 Metal Loss Feature	9
3.3.1 Metal Loss Competition	9
3.3.2 Surface Location	9
3.3.3 Orientation	9
3.3.4 Depth Based Analysis	9
3.3.5 Anomaly Dimension Class Analysis	10
3.3.6 Pressure Based Analysis	10
3.3.6.1 Parameters Use for Calculation	10
3.3.6.2 Statistics of ERF	11
3.4 Remaining life Calculation	11
4. Fully assessed Feature sheets	13
5. Remarks	14
6. Definitions and Terminology	15



Client	IRPC Public Company Limited
Project	Multi Products 12"x 27 km GOKE-69215001-A28 Pipeline
Project No.	1100003
Date of Report	21 January 2018
Revision	00

Document control

This control document is used to record information about the changes (i.e., additions, modifications, deletions) that have been made to this document.

REV.	DATE	Summary of Changes	Page	Author
00	22 JAN 2018	Final Report of 12" x 27 km GOKE-69215001-A28 Pipeline for IRPC	1	Aissa Thakulee

DAÇON ANALYSIS SERVICES	Client	IRPC Public Company Limited
	Project	Major Pipeline 12" SCH50X10.25 IRPC Pipeline
	Product No.	1300021
	Date of Report	22 January 2018
	Revision	01

1. Executive Summary

Technical Information

Customer	IRPC Public Company Limited
Launching Date/Time	21-Dec-17 / 10:53 hrs.
Receiving Date/Time	22-Dec-17 / 19:00 hrs.
Launcher site	IRPC – Tank Farm #2
Receiver site	PTTGC #6
Pipeline Designation	Multi Products (Gas Oil, Kerosene)
Pipeline Parameters	
Outside Diameter	12"
Pipeline Material/Grade	API 5L X52
Pipeline Class	Straight Seam Welded Steel Pipe
Nominal Wall Thickness	6.35 mm, 7.14 mm and 8.38 mm
Pipe Length	26,130.93 m
Construction code	ASME B31.4
Corrosion Allowance	1.60 mm
Maximum Allowable Operating Pressure	N/A
Design Pressure	710 psi
SMYS (S.J)	52,000 psi
Weld Joint Factor	1
Year Pipeline Installed	2012

The purpose of the inspection was to verify a remaining wall thickness, identify any internal or external defects, corrosion, or mechanical damage, and assess the overall integrity to ensure the continued safe operation of the pipeline.

The ILI tool was retrieved in relatively good condition, no odometer damage was evident and the LED light was still active which indicated that the tool was still active. The MACUT intelligent pig collected good quality data with very high resolution, which will allow accurate further assessment of the pipeline, and identify any defects and locations with a high degree of certainty.

The 12" UT Pig collected good quality and informative data set, and it can be concluded that:

➤ In general, the remaining thickness along the 12" pipeline are summarized as follow:

- For Schedule 20 Nominal wall thickness was 6.35 mm, varies between 6.45-6.76 mm.
- For Schedule 30 Nominal wall thickness was 7.14 mm, varies between 7.00-7.54 mm.
- For Schedule 40 Nominal wall thickness was 8.38 mm, varies between 8.38-8.76 mm.

DAÇON ANALYSIS SERVICES	Client	IRPC Public Company Limited
	Project	Major Pipeline 12" SCH50X10.25 IRPC Pipeline
	Product No.	1300021
	Date of Report	22 January 2018
	Revision	01

2. Field Operations Report

2.1 Operation and Data Condition Summary

Pipeline Operating Conditions

Direction of Inspection	IRPC – Tank Farm#2 to PTTGC#6
Launching Date/Time	22-Dec-17 / 10:53 hrs.
Receiving Date/Time	22-Dec-18 / 19:00 hrs.
Duration of Tool Run	8 Hours 7 mins
Pressure During Run	2-4 barg
Flow rate	249 m ³ /hr

Tool – Post Run Condition

Disc & cup Wear	Good
Debris	None
Damage	None

Data Condition

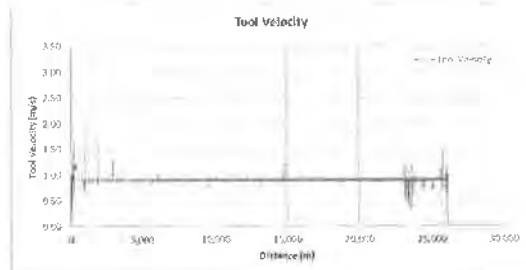
Start of Data Recording	Reducer neck at IRPC-Tank Farm#2.
End of Data Recording	Reducer neck at PTTGC#6
Average Tool Velocity	0.90 m/s
Minimum Velocity Recorded	0.06 m/s
Maximum Velocity Recorded	2.91 m/s
Size of Data Recorded	27.4 GB
End of Analysis Distance	26,130.93 m
Date Data Received at Headquarters	22-Dec-17

DAÇON ANALYSIS SERVICES	Client	IRPC Public Company Limited
	Project	Major Pipeline 12" SCH50X10.25 IRPC Pipeline
	Product No.	1300021
	Date of Report	22 January 2018
	Revision	01

2.2.1 Tool Run Profile

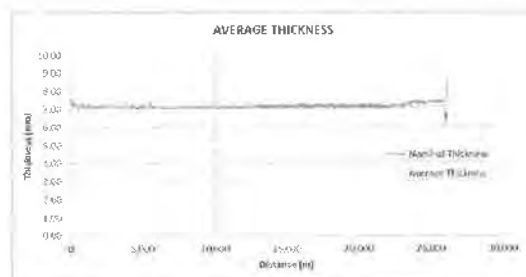
2.2.1 Velocity Chart

This chart shows the velocity profile during the run which was within the acceptance velocity range.



2.2.2 Average Thickness Found along the Pipeline

Average thickness in comparison to the nominal thickness of this pipeline is shown below.



DAÇON ANALYSIS SERVICES	Client	IRPC Public Company Limited
	Project	Major Pipeline 12" SCH50X10.25 IRPC Pipeline
	Product No.	1300021
	Date of Report	22 January 2018
	Revision	01

3. Inspection Results

This section presents the results of data analysis. Summary of features, pipeline components, anomalies and metal loss are presented in the following subsection. Features distribution, anomalies distribution and metal loss distribution along the pipeline are also presented. The summary of the fully assessed feature sheets are shown in Chapter 4. Full detail feature sheets can be found in attachment 4.

3.1 Feature Summary

This section presents summary of pipeline features including anomaly and pipeline component. Feature distribution chart can be found in attachment 3.1.

FEATURE SUMMARY

Total Number of Identified Features	2555
Number of Girth Welds	2402
Number of Bends	117
Number of External Supports	10
Number of Offtakes	19
Number of Clusters and Anomalies	0
Number of Repairs	0
Number of Tees	3
Number of Valves	8
Number of Other Features	0

3.2 Anomaly Identification Summary

This section presents summary of anomalies.

ANOMALY IDENTIFICATION SUMMARY

Total Number of Anomalies	0
Number of Corrosion Clusters	0
Number of Corrosion Anomalies	0
Number of Pipe Mill Anomalies	0
Number of Girth Weld Anomalies	0
Number of Dents	0
Number of Other Anomalies	0

DAICON	Field	DAICON Pipeline Limited
	Project	Weld Inspection IP-2009-017 (2009) A&P Pipeline
	Project No.	1700002
	Date of Report	15 January 2018
	Revision	00

3.3 Metal Loss Feature

3.3.1 Metal Loss Composition

This section presents metal loss composition found along the pipeline.

3.3.1.1 Metal Loss Composition

Corrosion Clusters	0
Corrosion Anomalies	0
Girth Weld Anomalies with Metal Loss	0
Longitudinal Weld Anomalies with Metal Loss	0

3.3.2 Surface Location

This section presents summary of surface location of metal loss features.

3.3.2.1 Surface Location

Number of Internal Metal Loss Features	0
Number of External Metal Loss Features	0
Number of Metal Loss Features with Undefined Surface Location	0

3.3.3 Orientation

Orientation of metal loss features are location in circumferential direction. There are two types of orientation plots: absolute distance (attachment 3.3.3.1) and relative to upstream girth weld distance (attachment 3.3.3.2). Histogram of orientation is shown in attachment 3.3.3.3.

3.3.4 Depth Based Analysis

Number of anomalies per depth range of 10% are summarized as per below table. Metal loss peak depth distribution plots and peak depth along the pipeline are shown in attachment 3.3.4.1 and 3.3.4.2 respectively. List of most severity metal loss anomalies can be found in Chapter 4.

Peak Depth	Internal	External	Total
Depth < 10 %	0	0	0
10% ≤ Depth < 20 %	0	0	0
20% ≤ Depth < 30 %	0	0	0
30% ≤ Depth < 40 %	0	0	0
40% ≤ Depth < 50 %	0	0	0
50% ≤ Depth < 60 %	0	0	0
60% ≤ Depth < 70 %	0	0	0
70% ≤ Depth < 80 %	0	0	0
80% ≤ Depth < 90 %	0	0	0
90% ≤ Depth < 100 %	0	0	0

DAICON	Field	DAICON Pipeline Limited
	Project	Weld Inspection IP-2009-017 (2009) A&P Pipeline
	Project No.	1700002
	Date of Report	15 January 2018
	Revision	00

3.3.5 Anomaly Dimension Class Analysis

From list of anomalies, all metal loss features are classified using anomaly dimension class analysis and are summarized as per below table. Anomalies classification chart is shown in attachment 3.3.5.1. Anomalies identification along the pipeline is shown in attachment 3.3.5.2.

3.3.5.1 Classification of metal loss defects

Number of General Metal Loss Features (GENE)	0
Number of Pitting Features (PITT)	0
Number of Axial Grooving Features (AXGR)	0
Number of Axial Slotting Features (AXSL)	0
Number of Circumferential Grooving Features (CIGR)	0
Number of Circumferential Slotting Features (CISL)	0
Number of Pinhole Features (PINH)	0

3.3.6 Pressure Based Analysis

3.3.6.1 Parameters Use for Calculation

The following table lists all parameters used for calculating the Estimated Repair Factor (ERF). The acceptance criteria for ERF is 1. Sentenced plot of metal loss is shown in attachment 3.3.6.1.

3.3.6.1.1 PARAMETERS FOR CALCULATING ERF

Standard	ASME B31.4
Pipeline Section	12" x 26,130-93 m
OD (inch)	12.75
Wall Thickness (mm)	6.35 mm, 7.14 mm and 8.38 mm
SMYS (psi)	52,000
E	1
Temperature De-rating Factor	1.00
Design Factor	0.72
Design Pressure (psi)	710
MOP (psi)	N/A
MAOP (psi)	N/A

DAICON	Field	DAICON Pipeline Limited
	Project	Weld Inspection IP-2009-017 (2009) A&P Pipeline
	Project No.	1700002
	Date of Report	15 January 2018
	Revision	00

3.3.6.2 Statistical of ERF

Number of anomalies per ERF range of 0.1 start from 0.6 is list below. ERF distribution plot along the pipeline is shown in attachment 3.3.6.2.

3.3.6.2.1 ERF values

ERF < 0.6	0
0.6 ≤ ERF < 0.7	0
0.7 ≤ ERF < 0.8	0
0.8 ≤ ERF < 0.9	0
0.9 ≤ ERF < 1.0	0
ERF ≥ 1.0	0

3.4 Remaining Life Calculation

Corrosion rate and remaining life are calculated in this section. As per API 570, t_{allow} is calculated based on construction code and will be compared to t_{actual} . The greater will be selected as required thickness ($t_{required}$) and will be used for calculation of remaining life. Then corrosion rate is calculated. The difference between minimum thickness found (t_{actual}) and required thickness divided by corrosion rate is remaining life.

3.4.1 PARAMETERS FOR CALCULATING PRESSURE DESIGN THICKNESS AND REMAINING LIFE

Construction Code	ASME B31.4
OD (inch)	12.75
Design Pressure (psi)	710
Design Factor (F)	0.72
Quality Factor (E)	1
V	0.4
SMYS (psi)	52,000
Weld Joint Factor	1
Year Installed	2012

DAICON	Field	DAICON Pipeline Limited
	Project	Weld Inspection IP-2009-017 (2009) A&P Pipeline
	Project No.	1700002
	Date of Report	15 January 2018
	Revision	00

Base on average thickness found for thickness 7.14 mm

Pressure design thickness (t_{design})

$$t_{design} = \frac{PD}{(2 \times F \times E \times S)} = \frac{(710 \times 12.75)}{(2 \times 0.72 \times 1 \times 52,000)} + Ca = \frac{9052.5}{74880} + 1.6 = (0.12 \text{ inches or } 3.07 \text{ mm}) + 1.60 \text{ mm} = 4.67 \text{ mm}$$

Corrosion rate and remaining life can be calculated using the following equations:

$$\text{Corrosion rate (mm/year)} = (t_{actual} - t_{allow}) / \text{time between } t_{actual} \text{ and } t_{allow}$$

$$= (7.14 - 7.00) / (2017-2012) = 0.028 \text{ mm/year}$$

$$\text{Remaining Life (years)} = (t_{actual} - t_{required}) / \text{corrosion rate}$$

$$= (7.00 - 4.67) / 0.028 = 83.2 \text{ years} = 83 \text{ years } 1 \text{ month}$$

DAICON INSPECTION SERVICES	Client: RPE Pipeline Company Limited
Project: 12" x 27 Km Multi-Products Pipeline	Project No: 120000
Date of Report: 21 February 2016	Revision: 01

4. Fully assessed feature sheets

The following table shows most severe defects of this pipeline based on depth base analysis. Detailed feature sheets can be found in attachment 4.

DIG-UP SHEET OF 12" x 27 Km MULTI-PRODUCTS PIPELINE FOR RPE							
Item	Line Distance (m)	Clock Position	Horizontal (mm)	Length (mm)	Width (mm)	Defect Depth (mm)	% Defect Depth
1	2134.12	12.00	7.34	842.48	197.00	17.07	5.27
2	2148.12	12.00	7.34	123.20	171.10	11.78	3.63
3	2900.12	11.00	7.34	111.70	113.80	7.51	2.33
4	3652.38	13.00	7.34	94.50	125.10	8.90	2.67
5	22752.99	05.00	7.34	680.00	249.80	9.44	2.92
6	26096.79	03.30	6.31	148.60	50.60	1.88	0.71

DAICON INSPECTION SERVICES	Client: RPE Pipeline Company Limited
Project: 12" x 27 Km Multi-Products Pipeline	Project No: 120000
Date of Report: 21 February 2016	Revision: 01

5. Remarks

DAICON ILI personnel and tool used to operate and analyze inspection data have been qualified to ILI PQ-2005 (Reapproved 2010) and Final Report is compiled as per POF 2016.

All interpretation and analysis is based on Daicon's best knowledge and experience. Quality of inspection data are limited by operating conditions and ILI technology.

DAICON INSPECTION SERVICES	Client: RPE Pipeline Company Limited
Project: 12" x 27 Km Multi-Products Pipeline	Project No: 120000
Date of Report: 21 February 2016	Revision: 01

6. Definitions and Terminology

Throughout this document, DAICON has used internationally accepted definitions and terminology. For ease of reference these are listed below:

Abbreviation	Description
Anomaly	An indication, generated by non-destructive examination, of an irregularity or deviation from cause, weld or base pipe material, which may or may not be an actual flaw.
ASME B31G	A commonly used analysis criterion for metal loss anomalies in a pipeline.
Arc Under	Localized points of surface melting caused by an electrical arc (also referred to as hot spot).
Clearing Pig	A safety pig that uses cups, scrapers, or brushes, to remove dirt, rust, mill scale, or other foreign matter from the pipeline. Clearing pigs are run to increase the operating efficiency of a pipeline or to facilitate inspection of the pipeline.
Construction defect	Defect that arises during construction of the pipeline, including a girth weld defect, an stake and grommet.
Corrosion	The deterioration of a material, usually a metal, that results from a chemical or electrochemical reaction with its environment.
Crack	A planar, two-dimensional defect with displacement of the fracture surfaces.
Critical defect	A defect for which an analysis, such as ASME B31G, would indicate that the pipe is approaching failure at pressure equal to maximum operating pressure or the maximum allowable operating pressure for the pipe.
Cup Pig	A safety pig that is supported and driven by cups made of a resilient material such as neoprene or polyurethane. At least one of the cups forms a piston-like seal inside the pipe.
Data Analysis	The process through which indications are evaluated to classify and characterize them.
Defect	A flaw which may have a deleterious effect on the structural integrity of the pipeline.
Depth	Detection of the pipe wall resulting in a reduction of the internal diameter but not necessarily resulting in localized reduction of wall thickness. Max depth of a dent is relevant to DSI.
Detection	The process of obtaining an inspection signal that is recognized as coming from a defect or anomaly. An in-line inspection tool can detect only those defects that produce signals that are both measurable and recognizable. Not all defects are detectable with all inspection systems.
Detection Threshold	The minimum detectable metal loss feature.
Evaluation	A review, following the identification of an anomaly, to determine whether the anomaly meets specified acceptance criteria.
Feature	Indication, detected by non-destructive examination, of a pipeline.
Gauging Pig	A safety pig that is permanently deformable by obstructions in the pipeline and thus, upon retrieval from the line, provides evidence of the worst case obstruction in a given pipeline segment.
Girth weld defect	Defect in the weld root or the heat-affected zone of a girth weld.
Gouge	Mechanically induced defect which causes localized elongated grooves or notches.
Grinding	Reduction in wall thickness by removal of material by hand tool or power tool grinding.
Heat affected zone	The area around a weld where the metallurgy of the metal is altered by the rise in temperature caused by the welding process.
ID	Inside diameter of a pipeline.
Identification	The process of differentiating a signal caused by one type of defect from signals caused by other types of defects or pipeline features.
In-line inspection (ILI)	The inspection of a pipeline from the interior of the pipe using an in-line inspection tool.
Insulator	A pipeline facility used for inserting a pig into a pressurized pipeline.
Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP)	The maximum internal pressure permitted for the operation of a pipeline as defined by the Code of Federal Regulations.
Maximum Operating Pressure (MOP)	The maximum internal pressure expected during the operation of a pipeline, which cannot normally exceed the maximum allowable operating pressure.
Measurable	Producing an inspection signal that is above the noise level inherently present in the pipe.

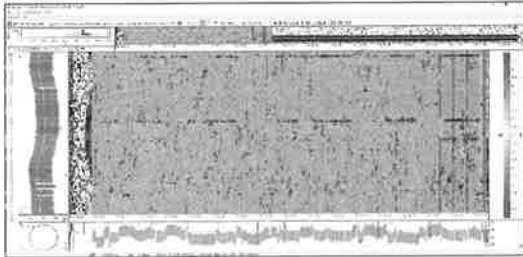
DAICON INSPECTION SERVICES	Client: RPE Pipeline Company Limited
Project: 12" x 27 Km Multi-Products Pipeline	Project No: 120000
Date of Report: 21 February 2016	Revision: 01

Abbreviation	Description
Measurement Threshold	The depth of metal loss or remaining wall thickness from which the width "W" or length "L" of the defect are measured.
Metal loss defect	A defect with a measurable reduction in the thickness of the pipe wall.
MFL	A metal loss tool using magnetic flux to detect defect. Abbreviation of Magnetic Flux Leakage.
Net wall feature	Any feature which does not run out to either the internal or the external surface.
Normal Wall Thickness	The wall thickness required by the specification for the manufacture of the pipe.
Obstructions	Any restriction or foreign object that reduces or modifies the cross section of the pipe to the extent that flow is affected or in-line inspection pig can become stuck (valve, collapse, dent, interference, debris, workline, bends, weld dog-through). Also, any foreign object in the pipeline.
OD	Outside diameter of a pipeline.
Pig	A device which is driven through a pipeline, by the flow of fluid, for performing various internal activities (depending on the pig type) such as separating fluids, cleaning or inspecting the pipeline.
Pig trap	An auxiliary item of pipeline equipment, with associated pipe work and valves, for introducing a pig into a pipeline or removing a pig from the pipeline.
Pipe wall defect	A defect that arises during manufacture of the pipe, as for instance a lap, sleeve, laminar, non-metallic inclusion, roll mark and seam weld defect.
Pipeline	A system of pipes and other components used for the transportation of fluids, between (but excluding) plants. A pipeline extends from pig trap to pig trap (including the pig traps), or, if no pig trap is fitted, to the first isolation valve within the plant boundaries or a more limited value if so specified.
Pipeline component	A feature, such as a valve, cathodic protection connection or tee that is a normal part of the pipeline. The component may produce an indication that is recorded as part of an inspection by an in-line inspection tool or caliper pig.
Probability of Detection	The probability of a defect being detected by IPS.
Radius bends	The radius of the bend in the pipe as related to the pipe diameter (D). Example: a 30 bend would have a radius of three times the diameter of the pipe measured to the centerline of the pipe.
Accrue	A pipeline facility used for removing a pig from a pressurized pipeline.
Recognizable	Producing a signal that can be identified as coming from a particular type of defect.
Reference Wall Thickness	The actual wall thickness surrounding a feature.
Reporting Threshold	A parameter which decides whether to or not report a metal loss feature. The parameter may be a limiting value on the depth of metal loss or it may be a function of depth, width and length of a metal loss feature.
Smart Pig	See in-line inspection tool.
Spalling	Flaking of the pipe surface resulting in shallow surface laps and possibly hardening of the material below.
Specified Minimum Yield Strength or Stress (SMYS)	A required strength level that the measured yield stress of a pipe material must exceed, which is a function of pipe grade. The measured yield stress is the tensile stress required to produce a total elongation of 0.5 percent of a gauge length as determined by an extensometer during a tensile test.
Survey	Measurements, inspections, or observations intended to discover and identify events or conditions that create a departure from normal operation of the pipeline.
Tool	A generic term signifying any type of instrumented tool or pig.
Ultrasonic	High frequency sound waves used to measure the thickness of a material.
UT	Abbreviation of Ultrasonic.
UTM	An ILI tool which consists of pairs of transducers arranged in circumferential direction.
Abbreviation of Ultrasonic Multi Channel	
Utility Pig	Pig that performs relatively simple mechanical functions, such as cleaning the pipeline.
Weld Feature	Feature in the body of a weld.
Yield Pressure	The pressure at which the nominal hoop stress in the wall of a pipe equals the specified minimum yield stress of the pipe grade.



Attachment 3.1
Ultrasonic inspection data

Client: INPC Public Company Limited
Project: 11" x 21 km from WPC to PTT GC6
Date of inspection: 22/Dec/17
Date of Report: 22/Jan/18

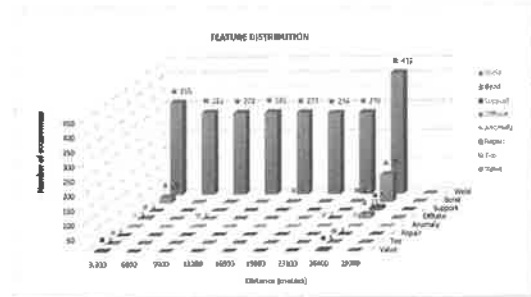


Compressed inspection data for entire pipeline



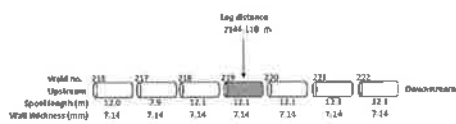
Attachment 3.1
Feature Distribution

Client: INPC Public Company Limited
Project: 11" x 21 km from WPC to PTT GC6
Date of inspection: 22/Dec/17
Date of Report: 22/Jan/18



Attachment 4
Detailed feature sheet: Item 1

Client: INPC Public Company Limited
Project: 11" x 21 km from WPC to PTT GC6
Date of inspection: 22/Dec/17
Date of Report: 22/Jan/18

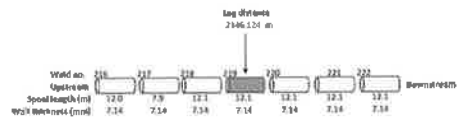


Time Stamp: 1:05:45
Data Depth: 17.53
Longitudinal Length: 342.43
Circumferential Length: 157.60
Surface Location: 70%
Clock Position: 12:00



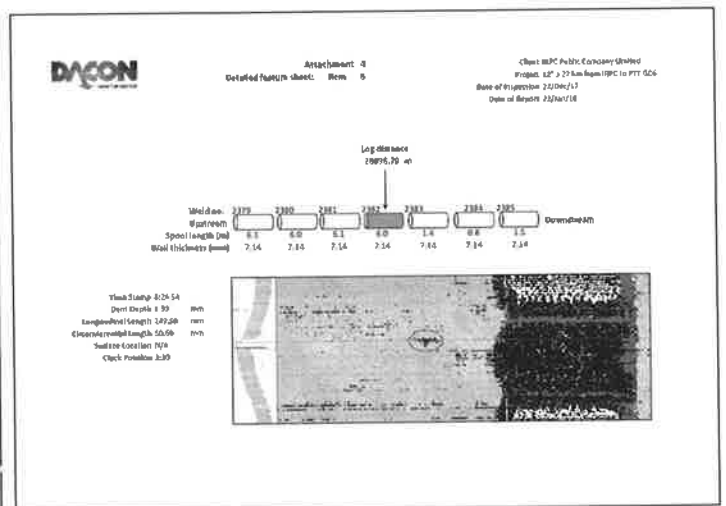
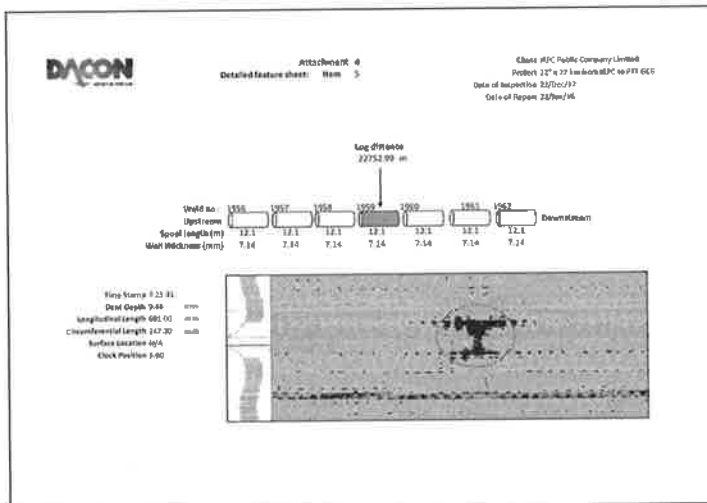
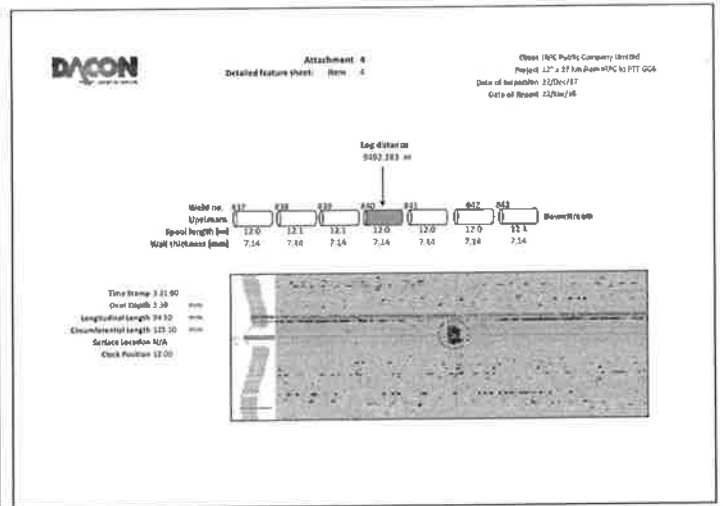
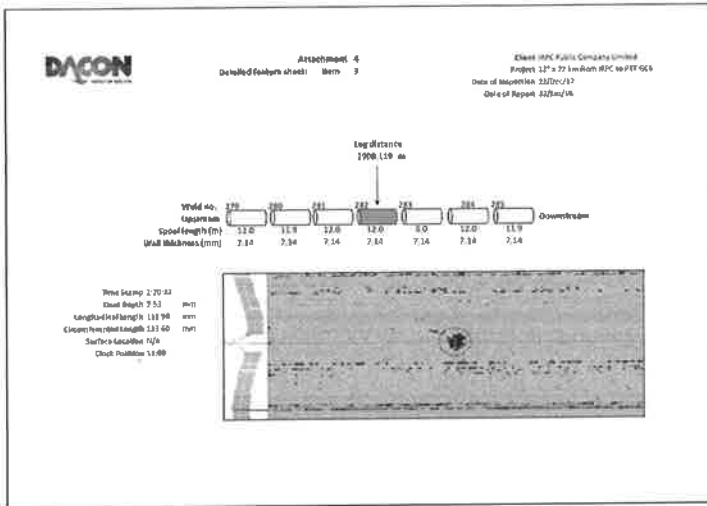
Attachment 4
Detailed feature sheet: Item 2


Client: INPC Public Company Limited
Project: 11" x 21 km from WPC to PTT GC6
Date of inspection: 22/Dec/17
Date of Report: 22/Jan/18



Time Stamp: 1:05:45
Data Depth: 17.54
Longitudinal Length: 152.20
Circumferential Length: 171.40
Surface Location: 70%
Clock Position: 12:00





	การตรวจสอบ CUI Piping (Inspection of CUI Piping)	No. S10329000-2022 Rev.1	
		Date	Page
		16-03-2016	1/13

SUPPORT TO : PM S10329000-1002 Preventive Maintenance, S10329000-1003 Corrective Maintenance

1. นิยาม (DEFINITION)

1.1 In – Service piping คือ ระบบท่อที่มีการใช้งานอยู่

1.2 Injection point คือ บริเวณที่มีการฉีดวัตถุ เข้าไปในกระบวนการต่าง ๆ

1.3 Mixing point คือ บริเวณที่มีการผสมสาร 2 ประเภทเข้ากันมาด้วยกัน ไม่ว่าจะเป็นของเหลวของเหลว หรือของแข็ง

1.4 Dead leg คือ ส่วนหนึ่งของท่อที่ วัสดุภายในไม่เกิดการเคลื่อนที่มากนัก เช่น ท่อ Drain, บริเวณที่ใกล้กับ ถังแยก

1.5 Piping System คือ ท่อต่าง ๆ ที่มีการเชื่อมต่อกันเป็นกลุ่มเดียวกัน หรือการออกแบบลักษณะเดียวกัน

1.6 Piping Circuit คือ การแบ่งระบบท่อ (Piping System) เป็นส่วน ๆ เพื่อใช้ในการจัดการที่จำเพาะ เช่น การเก็บกักน้ำมันดิบ, การระบายน้ำ ฯลฯ โดยอาจกำหนดให้เป็นท่อที่มีลักษณะที่มีความคล้ายคลึงกัน ในด้านการใช้งาน, สภาพแวดล้อม หรือการออกแบบ

1.7 API หมายถึง ส่วนวิศวกรรมตรวจสอบ

1.8 API คือ American Petroleum Institute เป็นมาตรฐานที่ใช้ เพื่อควบคุมงานสร้างและ งานซ่อมเกี่ยวกับโรงงานปิโตรเคมี

1.9 External Inspection หมายถึง การตรวจสอบสภาพภายนอกของท่อหรือสายท่อ ในขณะที่ยังคง Operate อยู่หรือหยุดระบบเพื่อทำการ ตรวจสอบเพื่อหาข้อบกพร่องของท่อหรือสายท่อความเสียหายจากการใช้งาน ได้แก่ Structural Integrity และ Pressure Containment เช่น การรื้อถอน การวัดน้ำหนัก ความเสียหายจาก Corrosion การรื้อถอนของ Surface และการซ่อมแซมในส่วนต่างๆ ทั้งที่เกิดจากการใช้งานหรือจากสภาพแวดล้อม

1.10 NDE (Non-Destructive Examination) หมายถึงการตรวจสอบการตรวจสอบแบบไม่ทำลาย โดยไม่เกิดความเสียหายกับชิ้นงานและเพื่อค้นหาความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นจาก CUI


1.10.1 Visual Inspection หมายถึง กระบวนการตรวจสอบด้วยสายตาทุกลักษณะทางกายภาพ หรือสภาพภายนอกของท่อ

1.10.2 Thickness Measurement หมายถึง การตรวจสอบที่วัดค่าความหนาที่เหลืออยู่ (Remaining Thickness) ของ Pipe โดยการใช้เครื่องมือวัดความหนา (UTM)

1.11 Piping หมายถึง ระบบท่อที่เป็นสื่อในการเคลื่อนย้ายของไหลจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่ง

1.12 CUI Piping หมายถึง การกัดกร่อนแบบ แอซิไดซัน เนื่องจาก แล เรฟราปฏิริยารวจากกระบวนการทางวัสดุที่สัมผัสกับน้ำ ความชื้นหรือเป็นสารเคมีเข้าไปภายใน Insulation เนื่องจาก Cladding ภายนอกเสียหาย ทำให้เกิด

GF-002

	การตรวจสอบ CUI Piping (Inspection of CUI Piping)	No. S10329000-2022 Rev.1	
		Date	Page
		16-03-2016	2/13

สภาพการกัดกร่อนที่ผิวภายนอกของอุปกรณ์ที่เป็น Carbon Steel หรือเกิด Cracking ในกรณีที่เป็นอุปกรณ์ที่เป็น Stainless Steel

1.13 ทีมงานบริหาร (Management team) หมายถึง พนักงานระดับ Supervisory หรือ Engineer ขึ้นไปซึ่งทำหน้าที่บริหารงานของวิศวกรรมตรวจสอบทางวิศวกรรม

1.14 ทีมงานบริหารด้านการปฏิบัติการ (Execution Team) หมายถึง พนักงานระดับ Supervisory หรือ Engineer ที่ทำหน้าที่บริหารงานปฏิบัติงานของส่วนตรวจสอบทางวิศวกรรม

1.15 ทีมงาน ISO (ISO team) หมายถึง ทีมงานที่ดูแลระบบ ISO ภายในของระบบ ตรวจสอบทางวิศวกรรม

1.16 ผู้รับเหมา (Contractor) หมายถึง ผู้รับจ้างที่เข้ามาร่วมงานใน IRPC ที่ผ่านขั้นตอนการคัดเลือกและอรรถาภิธาน

1.17 Assessment Program หมายถึง โปรแกรมสำหรับส่วนงานที่อาจเกิดข้อผิดพลาดหรือการตรวจสอบ CUI Piping โดยดำเนินการตามขั้นตอนต่างๆ มาใช้ในการกำหนดเพื่อประเมินผลโดยตัวแปรที่นำมาประเมินได้แก่ คุณสมบัติของของไหลภายในท่อ วัสดุที่ใช้ทำท่อ สภาพแวดล้อม ประเภทของกระบวนการ ความหนาของท่อ สภาพแวดล้อมภายนอกท่อ อัตราการกัดกร่อนของท่อ ฯลฯ

1.18 Yearly Plan หมายถึงการวางแผนประจำปีสำหรับการตรวจสอบ CUI Piping โดยกำหนดแผนการตรวจสอบจากการ Assessment Program และพิจารณาถึงความสำคัญของการตรวจสอบที่ควรดำเนินการตรวจสอบ

1.19 Work Execution หมายถึง กระบวนการในการตรวจสอบ ซึ่งมีความสำคัญอย่างยิ่ง

1.19.1 Sketch Drawing หมายถึง การเขียนแบบ Piping system สำหรับตรวจสอบเพื่อกำหนดค่าพิกัดพื้นที่ที่จุดตรวจสอบ

1.19.2 Site Survey หมายถึง การสำรวจตำแหน่งของท่อและลักษณะของท่อที่พบในการตรวจสอบ เพื่อให้เกิดความถูกต้องและตรงกับ Sketch Drawing ที่ใช้จัดทำขึ้น

1.19.3 Delegating Point หมายถึง การส่งมอบหน้าที่ซึ่งการตรวจสอบ CUI Piping โดยกำหนดปริมาณการตรวจสอบ Piping 010 การประเมิน Assessment Program


1.19.4 Isreal Scaffolding หมายถึง การติดตั้งนั่งร้าน สำหรับการตรวจสอบ เพื่อความสะดวกในการรื้อถอน ถอดรื้อ ที่ตำแหน่งต่างๆ

1.19.5 Remove Insulation หมายถึง การรื้อถอน ถอดรื้อที่พบเพื่อทำการตรวจสอบ CUI

1.19.6 CUI Inspection: หมายถึง การดำเนินการตรวจสอบระบบท่อที่มีการขึ้นจำนวนเพื่อหาความเสียหายจาก CUI ซึ่งอาจเกิดจาก Corrosion, Cladding และ Insulation เนื่องจากการตรวจสอบโดยการ Visual Inspection

1.19.7 CUI Result หมายถึงผลการตรวจสอบ CUI โดยแบ่งระดับความรุนแรงของการเกิด CUI ออกเป็น 5 ระดับ คือ Minor corrosion or Depth < 20%, Medium corrosion or Depth >20% or <40%, Major corrosion or Depth >40%, Leaking and Normal

GF-002



IRPC
Industrial Risk Prevention Center
RSC, Public Company Limited

การตรวจสอบ CUI Piping
(Inspection of CUI Piping)

No. S10329000-2022 Rev.1

Date

16-03-2016

Page

3/13

1.19.8 Failure Analysis หมายถึง การวิเคราะห์หาสาเหตุของความเสียหายจากการเกิด CUI โดยนำประวัติการประเมินเพื่อมาพิจารณาถึงสาเหตุการเกิด CUI

1.19.9 Repair now หมายถึงการซ่อมแซมท่อทันทีที่เกิดจากการวิเคราะห์หาสาเหตุของความเสียหายจาก CUI และระบบกระบวนการป้องกัน

1.19.10 CM WP หมายถึงขั้นตอนการซ่อมแซมท่อที่เกี่ยวข้อง

1.19.11 Install Insulation หมายถึงการขึ้นโครงตามหลังการตรวจสอบ หรือ หลังจากการซ่อมแซมท่อเสร็จ

1.19.12 Remove Scaffolding หมายถึงการรื้อถอนนั่งร้านสำหรับการตรวจสอบหลังจากการตรวจสอบ หรือ หลังจากการซ่อมแซมท่อเสร็จสิ้น

1.19.13 Inspection Record หมายถึงการบันทึกข้อมูลหลังจากการซ่อมแซมท่อเรียบร้อยแล้วเพื่อนำไปเก็บรวบรวมใน Inspection Report เพื่อเป็นฐานข้อมูลในการทำการ Assessment ต่อไป

1.19.14 Plan to Repair หมายถึงแผนการตรวจสอบท่อหม้อไอน้ำที่ทำการซ่อมแซมทันทีที่เกิดจากการวิเคราะห์หาสาเหตุของความเสียหายจากการเกิด CUI โดยพิจารณาแผนการตรวจสอบให้สอดคล้องกับความเสี่ยงต่อการเกิด CUI และ Budget เพื่อการตรวจสอบต่อไป

1.20 Inspection Report หมายถึง ข้อมูลการตรวจสอบ CUI Piping หลังจากการตรวจสอบ ซ่อมแซม ซึ่งเป็นฐานข้อมูลใหม่สำหรับการกำหนดที่วางกลยุทธ์สำหรับการตรวจสอบต่อไป

1.21 Re Assessment หมายถึง การประเมินตัวแปรต่างๆ ที่ใช้ในเรื่องความถี่ของการตรวจสอบ สำหรับการตรวจสอบ ให้ตรงกับท่อหลังจากการซ่อมแซมเสร็จแล้ว

1.22 Planning & Scheduling MS หมายถึง หน่วยงานวางแผนงานบำรุงรักษา ของ ฝ่ายบำรุงรักษา MS

1.23 MRE ส่วนวิศวกรรมบำรุงรักษา

2. วัตถุประสงค์ (PURPOSE)

2.1 เพื่อให้มีหลักฐานหรือแนวทางในการตรวจสอบ CUI Piping

2.2 เพื่อให้มีมาตรฐานในการตรวจสอบให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล


2.3 เพื่อเป็นกรอบรวมหลักการปฏิบัติงานในการตรวจสอบเพื่อพัฒนาให้เหมาะสมต่อไป

2.4 เพื่อลดปัญหา การเกิด ความเสียหาย ของการเกิด CUI ในระบบท่อโรงงาน

3. ขอบเขต (SCOPE)

ไว้ในการตรวจสอบ CUI Piping ที่ติดตั้งอยู่ในบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัทในเครือ บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)

GF-002



IRPC Public Company Limited

การตรวจสอบ CUI Piping
(Inspection of CUI Piping)

No. S10329000-2022 Rev.1

Date

16-03-2016

Page

4/13

4. หน้าที่รับผิดชอบ (RESPONSIBILITY AND AUTHORITY)

4.1 Management Team มีหน้าที่รับผิดชอบในการวางแผนการตรวจสอบและประเภทอุปกรณ์

4.2 Execution Team มีหน้าที่รับผิดชอบในการดำเนินการตรวจสอบตามแผน

4.3 ISO Team มีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดเก็บและควบคุมเอกสารตามระบบ ISO ของหน่วยงาน

4.4 Contractor มีหน้าที่ดำเนินการตรวจสอบตามแผน

5. ขั้นตอนการดำเนินงาน (PROCEDURE)

5.1 ขั้นตอนการวางแผน (Planning)

5.1.1 Assessment Program (Work list Inspection Plan)

การประเมิน CUI Piping โดยใช้ Program RBI วิเคราะห์เพื่อหาท่อที่มีอยู่ใน Piping List โดยตรวจสอบแผนการตรวจสอบและแผนการตรวจสอบของท่อแต่ละ Line วิเคราะห์การตรวจสอบในท่อที่จะถึงหรือไม่ โดยอ้างอิงแผนการตรวจสอบตาม TO S10329000-3008 Inspection Interval For In-Service Piping และสรุป Work list กำหนดงานตรวจสอบที่ขึ้นจำนวน โดยแบ่งแยกตามความสำคัญของการตรวจสอบเพื่อใช้ในการตรวจสอบให้สอดคล้องกัน

5.1.2 แผนงานประจำปี (YEARLY PLAN)

หลังจากการประเมิน CUI Piping โดยใช้ Program RBI ได้เรียบร้อยแล้ว Execution Team ดำเนินงานตาม S10329000-1002 Preventive Maintenance โดยกำหนดเป็นจำนวนท่อตามปีละแผน

5.1.3 การเตรียมข้อมูล (PREPARE INSPECTION PLAN)

หลังจากการกำหนดแผนประจำปีและทราบจำนวนท่อที่ต้องตรวจสอบ จึงทำการเตรียมข้อมูลสำหรับ Line ที่ต้องการตรวจสอบซึ่งประกอบด้วย P&ID, ISO Drawing ซึ่งบอกถึงตำแหน่งและลักษณะของ Piping ที่ต้องการตรวจสอบ และข้อมูล Specific data เช่น Fluid service, Phase material, Operating Temperature, Operating Pressure และข้อมูลการตรวจสอบครั้งที่ผ่านและรูปแบบความเสียหายหรือ Corrosion ที่พบโดยสถิติเกี่ยวกับ Line Piping นั้นๆ และดำเนินการนำแผนการตรวจสอบประจำปีไปใช้ดำเนินการตรวจสอบ


5.2 ขั้นตอนการตรวจสอบ (Work Execution)

ขั้นตอนการตรวจสอบโดย Execution/Plant Inspector

กระบวนการตรวจสอบ

5.2.1 การตรวจเช็คท่อ (Piping Inspection) ที่ขึ้นจำนวนตามลำดับของงานใช้งาน โดยแบ่งเป็น 4 ประเภท (Class) ตามชนิดของวัสดุ (Service) ที่ใช้งานในท่อ คือ

GF-002

	การตรวจสอบ CUI Piping (Inspection of CUI Piping)	No. S10329000-2022 Rev.1	
		Date	Page
		16-03-2016	9/13

5.3.2 หากในกรณีที่พบความเสียหายที่ไม่เป็นที่ยอมรับ และจำเป็นต้องมีการซ่อมแซม ให้ใช้วิธีการขบวนการทำงาน และซ่อมแซมตาม S10329000-1003 Corrective Maintenance

5.4 สรุปผลการตรวจสอบ (Summary Report)

ขั้นตอนการสรุปผลการตรวจสอบโดย Escalation Team

5.4.1 หลังจากที่ได้ทำการตรวจสอบตาม IRI แล้วเสร็จแล้ว ให้ดำเนินการจัดทำ Inspection Report และส่งให้ส่วนงานที่เกี่ยวข้องจัดทำแบบฟอร์ม Inspection Report Form (10329000F-046) ซึ่งจะประกอบด้วย Component History, Inspection Result, Recommendation, Picture Report, Thickness Measurement และ/หรือ NDE Result

5.4.2 หลังจากที่ได้ดำเนินการส่ง Final Inspection Report ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับทราบแล้ว ต้องทำการจัด Conclusion Meeting กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อสรุปผลการตรวจสอบและวางแผนการซ่อมแซม, การตรวจสอบเพิ่มเติม และขอการตรวจสอบความเหมาะสมหรือไม่โดยทำการสรุปผลการตรวจสอบระบบท่อทั้งหมดลงใน Inspection report for piping form (10329000F-049)

5.5 การจัดทำรายงานผลการตรวจสอบ (Inspection report) และการบันทึกประวัติ (Data Input)

5.5.1 บันทึกผลการตรวจสอบลงใน Report ตามแบบฟอร์ม Inspection Report (10329000F-046)

5.5.2 การบันทึกผลความเสียหายและ Corrosion ที่พบต้องระบุขนาด ความลึก ตำแหน่งที่พบ และระยะห่างจากสิ่งที่ไม่ใช่อ้างอิงได้ พร้อมทั้งมีภาพถ่ายความเสียหาย และแบบ sketch ตามแบบฟอร์ม Piping sketch ISO (10329000F-044) ที่แนบมาด้วย

6 อ้างอิง (DOCUMENT/REFERENCE)

6.1 INTERNAL DOCUMENT

IM

S10329000-2011 : ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT (UTM)

S10329000-2002 : งานตรวจสอบแบบไม่ทำลาย และแบบทำลาย

S10329000-2016 : Piping In-Service Inspection

S10329000-2033 : ความปลอดภัยในการปฏิบัติงานด้านการตรวจสอบ

TD


S10329000-3005 Inspection Interval For In-Service Piping

S10329000-3017 CUI Assessment For Piping

FORM

10329000F-039 : Picture Report

10329000F-040 : Piping External Inspection Report

	การตรวจสอบ CUI Piping (Inspection of CUI Piping)	No. S10329000-2022 Rev.1	
		Date	Page
		16-03-2016	10/13

10329000F-045 : Thickness Measurement Report For Piping

10329000F-046 : Inspection Report


6.2 EXTERNAL DOCUMENT

API 570 Piping Inspection Code Addendum 4, June 2006

API 574, Inspection Practices for Piping System Components Second Edition, June 1998


7 ระบบการจัดเก็บและบันทึก (RECORD)

อ้างอิง IM S10329000-2001 การจัดทำเอกสารรายงานการตรวจสอบเครื่องจักรและอุปกรณ์

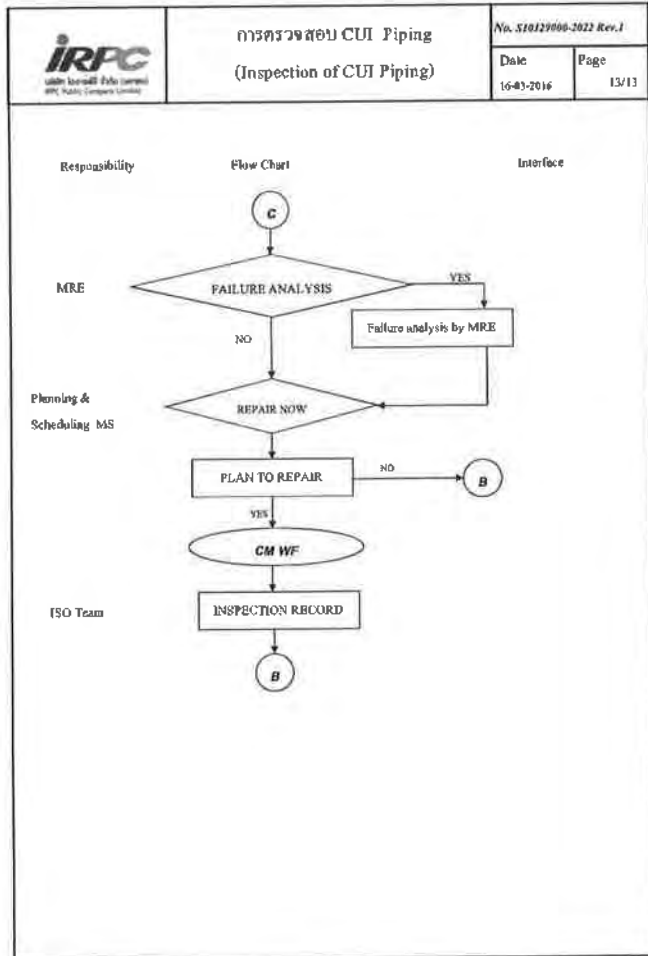
	การตรวจสอบ CUI Piping (Inspection of CUI Piping)	No. S10329000-2022 Rev.1	
		Date	Page
		16-03-2016	11/13

8. FLOW CHART

Responsibility	Flow Chart	Interface
Management Team	START	
Management Team	ASSESSMENT PROGRAM	S10329000-3017
Management Team	YEARLY PLAN	
Execution Team / Contractor	WORK EXECUTION	A
Execution Team / Contractor	INSPECTION REPORT	B
Management Team / Execution Team / Contractor	CONSTRUCTION MEETING	
Management Team	RE ASSESSMENT	
ISO Team	RECORD CONTROL DOCUMENT	
	FINISH	

	การตรวจสอบ CUI Piping (Inspection of CUI Piping)	No. S10329000-2022 Rev.1	
		Date	Page
		16-03-2016	12/13

Responsibility	Flow Chart	Interface
Management Team	A	
Management Team	LIST LINE FOR INSPECTION	
Execution Team / Contractor	PREPARE AND SKETCH DRAWING	
Execution Team / Contractor	SITE SURVEY	
Execution Team / Contractor	DELAGGING POINT	
Execution Team / Contractor	INSTALL SCAFFOLDING	
Execution Team / Contractor	REMOVE INSULATION	
Execution Team / Contractor	INSPECTION	S10329000-2018
Execution Team / Contractor	CUI RESULT	C
Execution Team / Contractor	INSTALL INSULATION	
Execution Team / Contractor	REMOVE SCAFFOLDING	
	B	



	INSERVICE PIPING INSPECTION	No. S10329000-2016 Rev.2	
		Date 16-03-2016	Page 1/6

SUPPORT TO : PM S10320000-1002 Preventive Maintenance

1. นิยาม (DEFINITION)

1.1 In-service Piping : หมายถึงระบบท่อที่ถูกใช้งานหรือ Feed สารเพื่อ Operate แล้ว ไม่จำเป็นต้องอยู่ในขั้นตอนการก่อสร้าง

1.2 In-service Piping Inspection : หมายถึงการวางแผนการตรวจสอบระบบท่อที่มีการใช้งานแล้ว ซึ่งเป็นการตรวจสอบ Preventive Maintenance โดยทำการตรวจสอบภายนอก (External Inspection) และการตรวจสอบระบบท่อที่อุณหภูมิ (CUI Inspection) และการวัดความหนาของท่อ (Thickness Measurement) ในขณะที่ยังอยู่ในขั้นตอนการดำเนินงาน

1.3 External Inspection : หมายถึงการตรวจสอบสภาพภายนอกของ Piping ด้วยสายตา ในขณะที่ยัง Operate อยู่หรือหยุดระบบเพื่อหาสาเหตุหรือความเสียหายที่อาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของการทำงาน ได้แก่ Structural Integrity และ Pressure Containment

1.4 CUI : ต่อมาจาก Corrosion Under Insulation หมายถึง ความเสียหาย (Failure) ที่เกิดจาก ความชื้นหรือน้ำที่แทรกซึมเข้าไปภายใน Insulation เนื่องจาก Cladding ภายนอกเสียหาย ทำให้เกิดสภาพแวดล้อมที่มีความชื้นของอุณหภูมิที่เกิน Carbon Steel หรือเกิด Cracking ในกรณีที่เป็นการใช้งานที่เป็น Stainless Steel

1.5 CUI Inspection : หมายถึงการดำเนินการตรวจสอบระบบท่อที่มีการหุ้มฉนวนเพื่อหาความเสียหายจาก CUI สำหรับท่อที่มีอุณหภูมิ Insulation ซึ่งอาจต้องทำการตรวจสอบ Cladding และ Insulation หรือใช้ HDE ที่สามารถหาความเสียหายหรือบริเวณที่เกิดความเสียหายจาก CUI โดยไม่ต้องเปิด Insulation ก็ได้

1.6 Thickness Measurement : หมายถึงการตรวจสอบความหนาของท่อ (Remaining Thickness) ของ Pipe โดยการวัดด้วยเครื่องมือวัดความหนา (UTM)

1.7 Inspection Interval : หมายถึง รอบระยะเวลาในการตรวจสอบแต่ละครั้ง ซึ่งขึ้นอยู่กับลักษณะของการตรวจสอบในแต่ละประเภท

1.8 Final Inspection Report - หมายถึง รายงานการตรวจสอบที่ได้รับจากการอนุมัติและมีการตรวจสอบจากผู้รับของระบบ

1.9 ITP = Inspection Test Plan คือแผนการตรวจสอบระบบท่อที่จะบอกถึงวิธีการตรวจสอบ, บริเวณที่จะตรวจสอบและวิธีการของการตรวจสอบ โดยใช้วิธีการต่างๆ ที่มี ครอบคลุมทั้งงานระบบ

1.10 IRI หมายถึง ส่วนวิศวกรรมตรวจสอบ

1.11 API = ต่อมาจาก American Petroleum Institute หรือสถาบันปิโตรเลียมแห่งอเมริกาเพื่อความปลอดภัยในการตรวจสอบอุปกรณ์และระบบสำหรับ In-service Piping ซึ่งได้เป็นมาตรฐานในเชิงบังคับสำหรับ API 570, API 574 ซึ่งใช้เป็นแนวทางในการวางแผนการตรวจสอบ

	INSERVICE PIPING INSPECTION	No. S10329000-2016 Rev.2	
		Date 16-03-2016	Page 2/6

1.12 ทีมงานบริหาร (Management Team) หมายถึง พนักงานระดับ Supervisory หรือ Engineer ขึ้นไปที่ทำหน้าที่บริหารงานของส่วนวิศวกรรมตรวจสอบ

1.13 ทีมงานปฏิบัติการด้านการปฏิบัติการ (Execution Team) หมายถึง พนักงานระดับ Supervisory หรือ Engineer ที่ทำหน้าที่บริหารงานปฏิบัติงานของส่วนวิศวกรรมตรวจสอบ

1.14 ทีมงาน ISO (ISO team) หมายถึง ทีมงานที่ดูแลระบบ ISO ภายในของส่วนวิศวกรรมตรวจสอบ

1.15 ผู้รับเหมา (Contractor) หมายถึง ผู้รับจ้างที่เข้ามาดำเนินงาน IRPC ที่ผ่านขั้นตอนการคัดเลือกและตรวจสอบคุณสมบัติ

1.16 ผู้ปฏิบัติงานตรวจสอบ (Plant Inspector) หมายถึง พนักงานที่ทำการปฏิบัติงานตรวจสอบ

2. วัตถุประสงค์ (PURPOSE)

- เพื่อให้เป็นมาตรฐานการทำงานสำหรับ IRI ในการตรวจสอบระบบท่อ
- เพื่อควบคุมคุณภาพการตรวจสอบระบบท่อให้เป็นไปตาม ความรู้ที่กำหนดและเป็นแนวทางในการปฏิบัติงานให้เป็นแนวทางเดียวกัน

3. ขอบเขต (SCOPE)

ใช้สำหรับเป็นมาตรฐานการทำงานในการตรวจสอบระบบท่อ Piping ที่เป็น Primary หรือ Secondary Process Piping ที่ติดตั้งอยู่ในบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัทในเครือ บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) ทั้งนี้ ไม่รวมระบบท่อ Instrument, ระบบท่อที่มีการเคลื่อนที่ตามระบบท่อในระบบท่อในโรงงาน รวมทั้งไม่รวมถึงท่อที่เป็นส่วนประกอบหรืออยู่ในอุปกรณ์ต่างๆ เช่น Vessel, Fire Heater, boiler และท่อที่เป็น Nonmetallic

4. รับผิดชอบ (RESPONSIBILITY AND AUTHORITY)

4.1 Management Team มีหน้าที่รับผิดชอบในการวางแผนการตรวจสอบแต่ละประเภทอุปกรณ์

4.2 Execution Team มีหน้าที่ รับผิดชอบในการตรวจสอบ

4.3 Plant Inspector/ Contractor มีหน้าที่รับผิดชอบในการดำเนินการตรวจสอบ

4.4 ISO Team มีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดการและควบคุมเอกสารระบบ ISO ของหน่วยงาน

5. ขั้นตอนการดำเนินการ (PROCEDURE)

5.1 ขั้นตอนการวางแผน (Planning)

Management Team ขึ้นมาวางแผนการตรวจสอบ

	INSERVICE PIPING INSPECTION	No. S10329000-2016 Rev.2	
		Date 16-03-2016	Page 3/6

- ทำการวางแผนการตรวจสอบระบบท่อประจำปี โดยตรวจสอบแผนการตรวจสอบและแผนการตรวจสอบของ Piping แต่ละ Line ว่าครบถ้วนการตรวจในปีที่จะถึงหรือไม่โดยอ้างอิงแผนการตรวจสอบตาม TD S10329000-3008 Inspection Interval for In-Service Piping Inspection
- หลังจากได้รับการของ Piping ที่จะต้องได้รับการตรวจสอบตามตารางทั้งหมดแล้ว พง. IRI จะดำเนินการจัดทำแผนการตรวจสอบ

5.2 Execution Team จัดเตรียมข้อมูลการตรวจสอบ เช่น Drawing, Piping Spec, P&ID

5.3 ขั้นตอนการตรวจสอบ (Inspection)

Plant Inspector/ Contractor ขึ้นมาทำการตรวจสอบ

กระบวนการตรวจสอบ

- กระบวนการตรวจสอบ In-service Piping Inspection แบ่งออกเป็น 3 ลักษณะการทำงาน ซึ่งจะแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับกระบวนการตรวจสอบในแต่ละขั้นตอนซึ่งจะถูกกำหนดไว้ใน ITP โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. External Inspection จะทำการตรวจสอบสภาพภายนอกของท่อและระบบท่อเพื่อตรวจสอบหาความเสียหาย, สภาวะหรือแนวโน้มที่จะก่อให้เกิดความเสียหายด้วยสายตา โดยใช้ S10329000-410 External Piping Inspection Check List ซึ่งจะเน้นการตรวจสอบสภาพโดยมีรายละเอียดดังนี้

- การรั่วไหลของสาร (Leak) ซึ่งอาจมาจาก การรั่วของท่อที่เกิดจาก Corrosion หรือการแตกหัก, การรั่วตามประตูปิดของ Flange Connection, การรั่วของ Stem ของ Valve หรือการรั่วไหลของ Steam Tracing เป็นต้น
- การเคลื่อนที่ของท่อจากสาเหตุหนึ่ง (Misalignment) โดยสังเกตจากเครื่องหมายหรือการ Support ซึ่งอาจเกิดจากการบิดงอของ Vessel ที่ต่อกับระบบท่อ รวมทั้งสังเกตการเคลื่อนที่ของระบบ Expansion Bellows Joint, ข้อต่อ - ตรวจเช็คการสั่นสะเทือน (Vibration) โดยพิจารณาจากท่อที่มีขนาดเล็ก, ความหนาแน่น, ข้อต่อที่เป็น Threaded Joint หรือ ข้อต่อเป็น Alloy ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากสาเหตุต่างๆ ได้แก่ การ Load ที่มากเกินไป, การมีระบบ Support ไม่ถูกต้อง หรือ Support หลวม เป็นต้น
- ตรวจสอบความเสียหายของท่อหรือท่อ (Support) ตรวจสอบการกัดกร่อน, การมีคราบหรือสิ่งสกปรก, การเคลื่อนที่ของท่อจากสาเหตุหนึ่ง และการใช้รูปของอุปกรณ์ส่วน Support
- ตรวจสอบความเสียหายของฉนวนหุ้มท่อ (Insulation) ตรวจสอบการหลุดร่อน, การฉีกขาดของ Cladding, ความเสียหายของ Insulation, การเสื่อมของ Silicone Sealing และวัสดุฉนวนต่างๆ, การเปลี่ยนแปลง ซึ่งอาจก่อให้เกิด CUI ได้
- ตรวจสอบการกัดกร่อนของท่อ (Corrosion) ตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของสี (Painting) การกัดกร่อนและการกัดกร่อนของผิวท่อ, ระบบท่อ, Bolt และ Nut รวมถึงระบบ Support ที่

2. Thickness Measurement จะทำการตรวจสอบและบันทึกค่าความหนาของท่อ ใน Thickness Measurement Form เพื่อตรวจหาความหนาที่ลดลง (Actual Wall Thickness) ซึ่งจะมีผลต่อการคำนวณหา Actual Corrosion Rate และ Remaining Life เพื่อใช้ในการวางแผนการตรวจสอบต่อไป

การตรวจสอบ Thickness Measurement ซึ่งเป็นการตรวจสอบตาม TD = Thickness Measurement for Piping
3. CUI Inspection จะทำการตรวจสอบสภาพระบบท่อที่อุณหภูมิเย็นเพื่อตรวจสอบสภาพของท่อภายใต้ความดัน โดยการใช้กระจกใส (Insulation) และใช้เครื่องมือตรวจสอบในบริเวณที่มีอุณหภูมิเย็นขึ้นตามการตรวจสอบ CUI Inspection ซึ่งอิงการตรวจสอบตาม TD = CUI Piping Inspection (Assessment and Strategy)

5.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลการตรวจสอบ (Inspection Result)

Plant Inspector/ Contractor ดำเนินการวิเคราะห์ผลการตรวจสอบ

- ความเสียหายที่เกิดขึ้นจะพิจารณาจากลักษณะความเสียหาย, ขนาดของการรั่วซึมรวมทั้งระยะเวลาในการซ่อมแซมอ้างอิงใน TD = Acceptance Criteria for Piping Repair
- หากไม่พบความเสียหายที่ไม่เป็นที่ยอมรับ และดำเนินการซ่อมแซมตาม ให้แจ้งถึงกระบวนการทำงานและซ่อมแซมตาม PM S10329000-1003 Corrective Maintenance

5.5 สรุปผลการตรวจสอบ (Summary Report)

ขั้นตอนการสรุปผลการตรวจสอบโดย Plant Inspector

- หลังจากที่ได้ทำการตรวจสอบตาม ITP แล้วเสร็จแล้ว ให้ดำเนินการจัดทำ Inspection Report และส่งให้ส่วนงานที่เกี่ยวข้องกับแบบฟอร์ม Inspection Report Form ซึ่งจะประกอบด้วย Component History, Inspection Result, Recommendation, Picture Report, Thickness Measurement และ/หรือ NDE Result ซึ่งรายงานการตรวจสอบที่เป็น Final Inspection Report ต้องมีการรับรองเป็นลายมือชื่อจากผู้อนุมัติงานการรับรองกรณี
- หลังจากที่ได้ดำเนินการส่ง Final Inspection Report ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับทราบแล้ว จะทำการจัด Conclusion Meeting กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อสรุปผลการตรวจสอบและวางแผนการซ่อมแซมและการตรวจสอบเพิ่มเติมหรือการตรวจสอบตามแผนต่อไป โดยทำการสรุปผลการตรวจสอบระบบท่อทั้งหมดลงใน Conclusion Form ซึ่งจะประกอบด้วย การสรุปผลการตรวจสอบของแต่ละ Piping และ Recommendation
- การวางแผนการตรวจสอบในครั้งต่อไป จะตามผลการสรุปผลและระยะเวลาการตรวจสอบในครั้งต่อไปให้ (10) (ถ้าจำเป็น) Conclusion Meeting

GFG-002

6 เอกสารอ้างอิง (Document/Reference)

6.1 Form

10329000F-043 Summary Inspection Pipe Line Form

10329000F-040 Piping External Inspection Checklist

Conclusion Form

6.2 Technical Data

S10329000-3003 Inspection Interval for In-Service Piping Inspection

S10329000-3017 CUI Assessment For Piping

6.3 Standard and Reference

API 570 Piping Inspection Code Addendum 4, June 2006

API 574, Inspection Practices for Piping System Components Second Edition, June 1998

7 ระบบการเก็บและบันทึก (RECORD)

อ้างอิง IM

S10329000-2001 : การจัดทำเอกสารรายงานการตรวจสอบเครื่องจักรและอุปกรณ์

S10329000-2033 : ภาพประกอบในการปฏิบัติงานด้านการตรวจสอบ

GFG-002

8 FLOW CHART

RESPONSIBILITY

FLOW CHART

INTERFACE

Management lead

Plant Inspector/ Contractor

Plant Inspector/ Contractor

Plant Inspector/ Contractor

ISO team




S10329000-3008

S10329000-3017


GFG-002

เอกสารแนบที่ 65


เอกสารระบบ Isolating Valve หรือระบบ EIV

 บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 1 / 10
Support To: PM No., S0200-1002 วัตถุประสงค์ เพื่อใช้เป็นแนวทางปฏิบัติเมื่อเกิด Emergency Shut down ของ HDPE Plant ซึ่งประกอบไปด้วย Unit ดัง ๆ ดังนี้ 1. Polymerization Unit 2. Hexane Distillation Unit 3. Butene-1 Unit 4. Granulation Unit Procedure การเกิด Emergency shut down สามารถเกิดได้จากกรณีต่าง ๆ ดังนี้ 1. PEA power failure 2. Utility failure 3. Main equipment failure 4. Interlocking system shut down 1. Polymerization Unit Emergency Shut down 1.1 PEA Power failure จะเกิดจาก 2 สาเหตุ ได้แก่ (1) ME SUBMIT ไม่สามารถจะจ่ายไฟได้ จะทำให้ HD, LD, UT ไฟดับ และ (2) โรงไฟฟ้าของฝั่งผลิต จะทำให้ไฟดับทั้งโรงงาน ซึ่งกรณีไฟดับจะมี 2 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 : กรณีไฟดับน้อยกว่า 40 Sec. - ถ้าไฟดับน้อยกว่า 8 Sec. สัญญาณ PEA Power ใน CCR จะ Show ขึ้นที่ Motor ทุบทั้ง กรณีนี้ สามารถ Start ขึ้นมาเองได้โดยอัตโนมัติ ยกเว้น Motor บางตัวจะต้อง Start ขึ้นด้วย Manual ได้แก่ Refrigeration Unit (H24) - ถ้าไฟดับมากกว่า 40 Sec. หรือเกิน 40 Sec. สัญญาณ PEA power ใน CCR จะ show ขึ้น จะ มี motor บางตัวที่สามารถ start ขึ้นมาเอง โดยอัตโนมัติ คือ 11.302A/B, 11.307, 11.202 นอกนั้น Motor ที่เหลือจะต้อง start ขึ้นมาโดย manual		


GRG-002

 บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 2 / 10
กรณีที่ 2 : ถ้าไฟดับเกิน 40 Sec. แล้วทาง ME ไม่สามารถส่ง PEA power มาได้ ก็จะส่งไฟ diesel generator แทนซึ่งทาง HD จะสามารถ start motor บางตัว ที่เกินกว่าตัวที่ดับได้เช่นกัน จนกว่าทาง ME จะ สามารถส่ง PEA Power ได้ได้ตามปกติ ขั้นตอนปฏิบัติในกรณีไฟดับ กรณีไฟดับ ซึ่งเป็นสาเหตุที่ต้อง Shut Down นั้น อาจมีสาเหตุมาจาก interlock ต่าง ๆ speed agitator low (SAL11302 A/B) จะไม่มีเมื่อไฟดับจะ shut down หรือไม่ ให้ออกจาก interlocking เช่น 1. Speed agitator low SAL 11311, SAL 11321 2. กรณีที่ Utility Plant ไฟดับด้วย จะทำให้ ไม่สามารถส่ง All เข้า supply ให้ HD Plant ได้ จึงทำให้ control valve ต่าง ๆ ที่เป็น shut off valve บน pipe rack ปิด (เพราะเป็น valve Fail close) ดังนั้น เมื่อมีสัญญาณ Interlock ให้ shut down แล้วให้ปฏิบัติตามดังนี้ (1) ในกรณีที่ Utility plant ไม่ shut down และ supply All ให้ HD Plant ได้ - ถ้าได้ยินเสียง Blow out ของ safety valve ของ Ethylene line ให้ปิด XV 11101 (EE line) และ XV บน pipe rack ทุกตัว ยกเว้น XV 11201 (Hexane) เพราะ XV 11201 จะส่ง Hexane เข้ามา flushing ตามจุดต่าง ๆ - ให้ Block Manual Valve Ethylene เข้า R1&R1 เพื่อป้องกัน Powder ไหลย้อนกลับเข้ามาใน LINE Ethylene และ Block Manual Valve ML (ML ที่เข้า Reactor 1, 2) และปิด Block Valve ML ที่เข้า Flush Ethylene Nozzle R1 ด้วย . - ปิด Control Valve H2 และ BY-1 (กรณี K2, K2') หรือ PY (K1) ด้วย Manual - ปิด FCV 11321 (Off Gas R2 กรณี K2, K2') - ปิด TCV 11317, 11327 (Control Valve น้ำเข้า Reactor) ป้องกัน Temp. ตก กรณีมีค่าส่งให้ Cool Down ก็ให้เปิด Control Valve น้ำ 100% เลย - 2.6 ปิด LCV 11311, 11321 และเพื่อป้องกันมี level สูงขึ้นเรื่อย ๆ ให้ลด level ของ Reactor ลงก่อน แล้วค่อยปิด Level Control Valve (กรณี K2, K2') ให้ระวัง Powder จาก R1 Over Flow ไป R2 เพราะใน K2, K2' Process MFI ของ Reactor I และ Reactor II แตกต่างกันมาก จะทำให้ Powder ที่ R2 มี MFI สูงเกิน หรือ Off Spec ได้ - ปิด FCV 11229 (ML ที่ส่งกลับ T/F), ปิด FCV 11325 (BY-1 Recovery TO R2 กรณี K2, K2')		



GRG-002

 บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 3 / 10
- ปิด FCV 11220 (Hexane Dilute Wax) - ปิด PCV 11416 (Pressure Drying Unit) เพื่อ Keep Pressure N ₂ ไว้ในระบบ และให้ส่งแก๊ส N ₂ Fluidizing ด้วย อาจจะต้องปรับกด FLAP VALVE - ปิด Steam Panel Upper/Lower Bed ทุกตัว - ปิด PCV 11401-2 (Steam เข้า Dryer 11483) - ปิด Feed Valve Decanter A/B - ปิด TCV 11416 (Steam Heat N ₂ Fluidize) - ปิด PCV 11422 (R ₂₂ In Heat Exchange 11 419) - ปิด PCV 24193 (EVC to Plant) - ปิด PCV 32003 (R ₂₂ Cooler 32003) เพื่อป้องกัน Level of R ₂₂ Separator High . (2) ในกรณีที่ Utility plant shut down และ ไม่สามารถ supply All ให้ HD Plant ได้ ขั้นตอนการ ปฏิบัติ เช่นเดียวกับ กรณีที่ Utility supply Air ได้แต่มีขั้นตอนเพิ่มเติม - คือ Manual Close Block Valve WS, WR ของ Cooler ทุกตัวเพื่อ Keep Temp. ของระบบ Reactor ให้พร้อม Start ได้ตลอดเวลา (เพราะ Valve เป็นชนิด Fail Open) - ปิด Manual Block Valve WF Sprinkle ของ H11.1 / H11.1E (Valve Fail Open) - กรณี Instrument Air Pressure Low Shut off Valve บน Pipe Rack จะปิดอัตโนมัติ 1.2 Polymerization Unit Interlocking Shut down 1. ถ้าได้ยินเสียง blow out ของ safety valve ของ Ethylene line ให้ปิด XV 11101 และ PCV11101 (EE line และ XV บน pipe rack ทุกตัว ยกเว้น XV 11201 (Hexane) เพราะ XV 11201 จะส่ง Hexane เข้ามา flushing ตามจุดต่าง ๆ 2. ให้ Block Manual Valve Ethylene เข้า R1&R1 เพื่อป้องกัน Powder ไหลย้อนกลับเข้ามาใน Line Ethylene และ Block Manual Valve ML (ML ที่เข้า Reactor 1, 2) และปิด Block Valve ML ที่เข้า Flush Ethylene Nozzle R1 ด้วย . 3. Flush nozzle Ethylene และ ML ด้วย EVF 4. หยุด pump catalyst และ Activator พร้อมกับ flush line ด้วย 5. ปิด control valve H2 และ BY-1 (กรณี K2) หรือ PY (K1) ด้วย manual 6. ปิด FCV 11321 (off gas R2 กรณี K2)		

GRG-002

 บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119 Date 07 JUL 2015 Page 4 / 10
7. ปิด TCV 11317, 11327 (control valve น้ำเข้า Reactor) ป้องกัน Temp. ตก กรณีมีค่าส่งให้ cool down ก็ให้เปิด control valve น้ำ Cooling Reactor นั้น 8. ปิด LCV 11311, 11321 และเพื่อป้องกันมี level สูงขึ้นเรื่อย ๆ ให้ลด level ของ reactor ลงก่อน แล้วค่อยปิด level control valve (กรณี K2) ให้ระวัง Powder จาก R1 over flow ไป R2 เพราะใน K2, process MFI ของ reactor I และ reactor II แตกต่างกันมาก จะทำให้ powder ที่ R2 มี MFI สูงเกิน หรือ off spec. ได้ ปิด FCV 11229 (ML ที่ส่งกลับ T/F), ปิด FCV 11325 (BY-1 RECOVERY TO R2 กรณี K2) 9. ปิด FCV 11220 (Hexane Dilute Wax) 10. ปิด PCV11418 (Pressure Drying Unit) เพื่อ Keep Pressure N ₂ ไว้ในระบบ และให้ส่งแก๊ส N ₂ Fluidizing ด้วย อาจจะต้องปรับกด Flap Valve 11. ปิด Steam Panel Upper/Lower Bed ทุกตัว 12. ปิด PCV 11401-2 (Steam เข้า Dryer 11483) และให้เริ่ม Steam ที่ 11443 และ 11443 ปิด By- Pass Steam ของ ATM ที่ชั้น 3 ด้วย (PCV 11401) 13. ปิด Feed Valve Decanter A/B 14. ปิด TCV 11416 (Steam Heat N ₂ Fluidize) 15. - ปิด PCV 11422 (R ₂₂ vapor outlet 11.419) - ปิด PCV 24193 (R ₂₂ vapor outlet 24.003) - ปิด PCV 32003 (R ₂₂ vapor outlet 32.003) 16. เพื่อป้องกัน Level of R ₂₂ separator high. 2. Hexane Distillation Unit Emergency Shut down ในกรณีที่เกิด Emergency Shut down ที่ Hexane Distillation Unit ต้องปฏิบัติตามขั้นตอนดังต่อไปนี้ กรณีทำการ Shutdown Hexane Distillation Unit ยก Unit: HDPU 1. ปิด XV 14101 (Hexane To Distillation Unit) 2. ปิด PCV 14101 (Steam Heat 14002/3) ปิด Block Valve ด้วย 3. ปิด FCV 14101 (Flow Wax) 4. ปิด SL TO 16004 A/B หรือ SL TO 34001 5. แจ้ง Operator ให้ By-Pass Adsorber		

GRG-002

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	
		Page 5 / 10	

กรณีที่เกิดการเกิน Heat rate elevation ด้วย Unit HDU2

- เปิด Valve Discharge P16, 105C/D
- เปิด Steam ที่ให้ความร้อนเพื่อทำการ Shut down Work up
- เปิด Valve before heat exchanger flow (low) line 541 จาก Discharge P16, 105A/B ไป 14, 102/23
- เปิด Shut off valve 341 002/3 เพื่อลดการเกิด Thermal expansion
- เปิด PCV 145319 (Steam Heat H4114F0341) ปิด Block Valve ด้วย
- เปิด PCV 145307 (Flow Valve)
- เปิด SL TO 15604 And 541 55 SL TO 34001
- แจ้ง Operator ให้ By-Pass Automatic

3. Butane-1 Unit Emergency Shut down

3.1 PEA Power Failure

ในกรณีที่ไฟฟ้าเกิดขัดข้อง Pump ทุกตัว และ Ethylene Compressor จะหยุดทำงานทันที แต่ pump around loop ควรจะยังคงเดินอยู่ได้โดย emergency power network (ไฟฟ้าสำรองจาก IRPC) ให้กดปุ่ม emergency stop Dimensionation (กรณี auto) ซึ่งจะมี

- เปิด Ethylene feed
- เปิด Ethylene recycle

ให้คอยสังเกตอุณหภูมิและความดันของ Reactor สถานการณ์จะเหมือนกับการที่ Pump around loop เกิดการขัดข้อง



- ให้เปิด Steam ที่เข้า vaporizer E102 โดยควบคุม PCV104
- เปิด Steam ที่เข้า Re-boiler E105, E107 ที่สัณฐาน Column
- กรณี Temp. R101 สูงเกิน Standard (550C) และไม่ลดตามการควบคุมได้ ให้ by-pass Ethylene ใน R101 สู่ระบบ GW เพื่อลด Reaction

3.2 Instrument Air Failure

ในกรณีที่ไม่มี Instrument Air จะไม่ทำให้ Control Valve เคลื่อนที่ไปอยู่ใน Fail Safe Position ซึ่งอาจจะเป็นการเปิดหรือปิดตามที่ ตั้งไว้กับ FCV 102 จะปิด ซึ่งจำเป็นจะต้อง



- หยุด Feed Catalyst

GFC-002

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	
		Page 6 / 10	

- เปิด By Pass TCV101 100% เพื่อทำการ Cool Down R101 โดย Pump around Pump และต้องทำการ Flush Distributor โดย Hexane จาก P202 ด้วย
- Manual Close Block Valve WF Sprinkle (Fail Open)
- Check Cylinder Air Supply for XCV101(R101), XCV104(C101) Valve Fail Open

GFC-002



	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	
		Page 7 / 10	

4. Granulation Unit Emergency Shutdown

4.1 Extruder shut down emergency case: Emergency ต่าง ๆ ที่ทำให้ Extruder shut down มีดังนี้

Description	Extruder A/B	Extruder C
1. TASH 13.241 (temp thrust bearing high)	75°C	TSH 13.426 (Delay 120 Min)
2. TASH 13.236 (temp oil from pump gear box)	75°C (Delay 60 Sec.)	TSH 13.422 gear box (Delay 120S)
3. FASL 13.241/42 (flow oil to gear box low)	28/21 lit/min.	7.5/4.0 lit/min. (Delay 60 S)
4. FASL 13.243/44 (flow oil to thrust bearing low)	7/40 lit/min.	4.0/7.5 lit/min. (Delay 10 S)
5. PASL 13.238		PSL 13.422 (thrust) (Delay 60)
6. PASL 13.239 (pressure discharge oil pump to thrust bearing low)	0.80 bar	Delay 10 min
7. FASL 13.102 (flow WS-cooling motor low)	5 m³/hr	Delay 10 Sec.
8. PASL 13.241 (pressure before screen high)	248 bar (Delay 10 Sec.)	
9. PASH H13.241 (pressure before screen high)	259 bar	
10. ZSAH 13.241 (pressure shearing switch)	350 bar	
11. ZASH 13.242, 243, 244, 245, 246, 247, 248 (position switch)	S/D Extruder	
12. TASH 13.112 (temp main motor high)	110°C	
13. NASL 13.112 20% (torque Extruder 20%)	Relay 300 Sec. S/D	
14. SASL 13.243 (speed cutter low)	100 rpm.	
15. FASL 13.103 (flow WGR low)	75 m³/hr	
16. LASL 13.427 (gear box level low)	-	20 Min.
17. TSH 13.427 (oil in gear box)	-	2 Min.

GFC-002

	HDPE Emergency Shut down	No. S0200-2119	
		Date 07 JUL 2015	
		Page 8 / 10	

ขั้นตอนฉุกเฉินเมื่อ Extruder Shut down

ตาม Emergency ที่กล่าวมา Extruder จะ Shut down like Cutter จะ Shut down หลังจาก Extruder shut down ส่วน Mixer จะเดิน No load ไว้ และทาง CCR จะหยุด Weight 13.005/13.014 ขึ้นก่อนปฏิวัติมีดังนี้

- ทาง CCR จะทราบก่อนว่า Extruder shut down และจะหยุด weight 13.005/13.014 โดยกด Stop จากนั้นแจ้ง out side ว่า Extruder shut down และ Shut down เพราะอะไร
- ขึ้น : เปิด Diverter, ถ้าสามารถ start Extruder ได้ก่อนที่ Cutter ออก แต่ถ้าถึง Timer Cutter จะ Shut down และ Drain WGR ของโดยอัตโนมัติ
- Stop cutter โดยกด Main Motor Off (Cutter) แล้วด้วย Cutter ออก จนถึง Timer Cutter จะ Shut down และ Drain WGR ของโดยอัตโนมัติ
- XV 13106 จะเปิดให้ WGR circulate เข้า 13.028 (โดยไม่มีผ่าน water chamber)
- XV 13105 จะเปิดไม่ให้ WGR เข้า water chamber
- XV 13107 จะเปิดเพื่อ drain WGR ออกจาก water chamber
- เมื่อ WGR drain ออกจาก water chamber หมกให้ off main switch cutter
- เปิดประตู water chamber
- ปิด valve drain WGR XV13107 โดยกด drain water flap close เปิด WGR DN25 เข้า water Chamber ในระดับปกติ overflow แล้วปิด, check ไม่ติด cutter และ clean หน้า die plate
- Heal forward cylinder ½, hopper (กรณีมี polymer สะสมใน chute มาก) ที่ Extruder head. Screen และ die plate ยัง heat ไว้เหมือนเดิม
- Mixer จะ empty polymer ออกจาก diverter จนหมด และเดิน no load (150 rpm) เปิด flap ไว้ 50%
- นักปฏิบัติการที่ทำได้ Extruder shut down / ถ้านานคือ by pass สัญญาณเพื่อ Nooding หรือ polymer ออกจาก chute ให้หมด

GFC-002

ขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อ Mixer shut down แล้วต้อง shut down Extruder

- เมื่อ Mixer shut down CCR จะหยุด weight 13.005 / 13.014 กด stop แจ้ง outside
- ขั้น 1 จะ shut down Extruder โดยรอให้ polymer ออกจาก Extruder หมดก่อน ดูที่ sight glass water chamber จะมีน้ำ WGR อย่างเดียวและเปิด diverter
- กด main motor off (Extruder และ cutter) line A/B
- กด main motor stop (Extruder และ cutter) line C
- Cutter จะหยุดจาก timer
- กด stop cutter เสร็จ
- เมื่อ น้ำ WGR drain ออกจาก water chamber หมด ให้ off main switch cutter
- เปิดประตู water chamber
- ปิด XV 13107(WGR drain), เปิด WGR Dn25 เข้า water chamber ทำระดับกับ overflow
- Heat forward cylinder %, chute, screen
- รอ start เมื่อสามารถ start Mixer ได้ + ขั้น 2 heat Mixer for stand by

การหยุด Mixer กรณี Emergency stop

กรณีจะรวม emergency ต่าง ๆ ที่สามารถจะทำได้ Mixer shut down ได้ หรือว่าต้อง shut down Mixer เพราะว่าอะไรอย่าง empty Mixer ก่อนการ shut down เป็น top ให้ 100% และ heat Mixer ให้ เป็นที่ จุกขึ้น ๆ ที่ทำให้ shut down plant เพราะว่าเดิน no load Mixer หลังจาก Empty ของออกจาก Mixer แล้ว

4.2 Emergency ต่าง ๆ ที่ทำให้ Mixer shut down

	Mixer A/B	Mixer C
1. TASH 13.277 (temp oil discharge pump to gear box)	75°C	65 °C (Relay 10 m)
2. TASH (temp oil discharge pump to bearing main motor)	+	60 °C (Relay 10 m)
3. PASL (pressure oil pump)	0.80 bar	10 psi (Relay 60S)
4. FASL (low oil to gear box) 13.221	<26 l/m	<2.5 l/m

13.222	<21 l/m	(Relay 80 S)
5. FASL (low oil to bearing) (13.211-13.218)	<0.60 l/m	1.5 l/m (Relay 50)
6. FASL 13.101 (WS cooling motor)	12m³/hr (Relay 120 S)	-
7. PASL 13.229 (N₂ dust stop seal)	1.50 bar (Relay 15 S)	-
8. LASL (oil (N₂ dust stop seal))	-	Relay 20 m
9. TASH 13.111 (main motor)	110 °C	-
10. Torque 20% Mixer	by pass ด้วย Key A	ไม่มีทาง Shut down
11. Torque 105% Mixer	Relay 120 S	120 S
12. Torque 125% Mixer	shut down ทันที	
13. LASH 13.115 (13.032 level high)	Relay 60 min	60 min
14. Extruder shut down	Relay 1 S	1 S
15. LASH (level gear box low)	+	Relay 20 m
16. LASL (level oil tank motor Mixer A)	-	-

Emergency ทั้งหมดที่กล่าวมา จะทำให้ Mixer shut down เพราะว่า Heat Mixer ให้ ขอบกับอุณหภูมิ ก่อน ส่วนที่ Extruder จะเดินจน polymer หมด Extruder หมด คือ manual shut down และ heat ใช้รอ Mixer เริ่มได้ก่อน

- ทาง CCR จะหยุด Weight 13.005/13.014 เมื่อ Mixer shut down โดยกด W-13101 off Pump ยก 13.082 จะหยุดเองโดยอัตโนมัติ เมื่อ Mixer shut down
- ส่วนกรณีที่ Extruder Shut down แล้ว Mixer shut down ทางขั้น 1 จะเปิด diverter แล้วให้ขั้น 2 เดิน Mixer ขึ้นมาเพื่อ Empty melt poly ออกจาก Mixer (ทาง CCR จะหยุด 13.005/13.014) จน หมด แล้วจะเดิน no-load ให้
- ในกรณีไฟตก shut down เพราะว่า Mixer แต่ Extruder, cutter ไม่ shut down ทาง CCR จะ start Mixer เอง แล้วจะแจ้ง out side อีกที

เอกสารแนบที่ 66

แผนการดำเนินการโครงการ Open House ประจำปี 2565

แผนการดำเนินงานโครงการ Open House ประจำปี 2565

รุ่นที่	คณะเยี่ยมชม	ปี 2565											
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
1	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี (IO) 1				5								
2	รู้จักผลิตภัณฑ์โพลีโอเลฟินส์ (PL) 1					5							
3	รู้จักผลิตภัณฑ์โพลีโอเลฟินส์ (PL) 2					12							
4	รู้จักผลิตภัณฑ์สไตรีนิกส์และอะโรเมติกส์ (SA) 1						9						
5	รู้จักผลิตภัณฑ์สไตรีนิกส์และอะโรเมติกส์ (SA) 2						16						
6	โรงกลั่นและน้ำมันในชีวิตประจำวัน (RE) 1							19					
7	โรงกลั่นและน้ำมันในชีวิตประจำวัน (RE) 2							21					
8	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี (IO) 2								11				
9	สาธารณูปโภคและโลจิสติกส์ไออาร์พีซี (LO) 1								18				
10	สาธารณูปโภคและโลจิสติกส์ไออาร์พีซี (LO) 2								25				
11	รู้จักผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ (OL) 1									8			
12	รู้จักผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ (OL) 2									15			

เอกสารแนบที่ 67
คู่มือมาตรการช่วงหยุดผลิต (Shutdown)

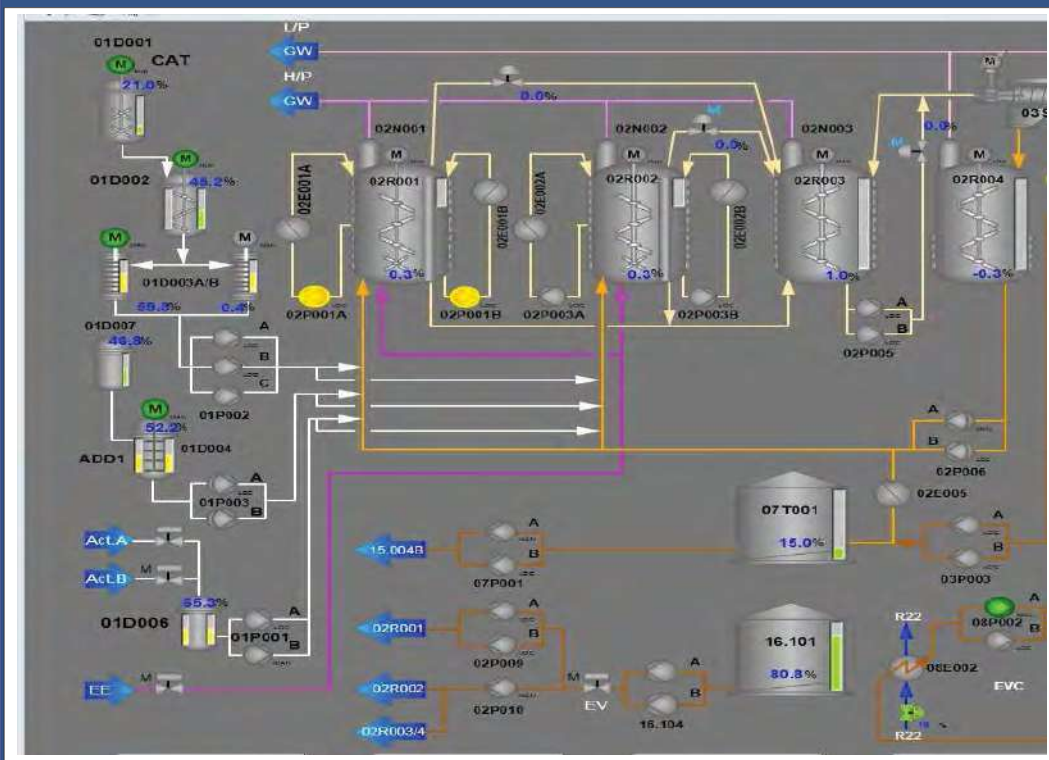
วิธีปฏิบัติงาน (Work Instruction)

การเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่อง ขบวนการโพลีเมอร์ไรเซชัน

(Startup and Shut down Polymerization)

จัดทำโดย

เอชดีพีโอและยูเอชพีโอ (PLHD)



หมายเลขเอกสาร S10111300-2001 Rev.1

วิธีปฏิบัติงาน (Work Instruction)

การเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่อง ขบวนการโพลีเมอร์ไรเซชัน

(Startup and Shut down Polymerization)

แก้ไขครั้งที่ 1,
เริ่มมีผลบังคับใช้ วันที่ 15 มกราคม พ.ศ. 2564

วิธีปฏิบัติงาน (Work Instruction)

การเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่อง ขบวนการโพลีเมอร์ไรเซชัน

(Startup and Shut down Polymerization)

รายละเอียดเอกสาร

ชนิดเอกสาร	: วิธีปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร	: การเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่อง ขบวนการโพลีเมอร์ไรเซชัน (Startup and Shut down Polymerization)
หมายเลขเอกสาร	: S10111300-2001 Rev.1
สนับสนุนเอกสาร	: กระบวนการผลิต UHMWPE (UHMWPE Polymerization & Screening process) หมายเลขเอกสาร S10111300-1002
หน่วยงานรับผิดชอบ	: เอชดีพีโอและยูเอชพีโอ (PLHD)
ผู้รับผิดชอบกระบวนการ	: นายอำนาจ ขำอ่วม
ผู้ตรวจทาน	: นาย ดนัย กิจกรณินาร์ ผู้จัดการเอชดีพีโอและยูเอชพีโอ (PLHD)
ผู้อนุมัติกระบวนการ	: นาย ดนัย กิจกรณินาร์ ผู้จัดการเอชดีพีโอและยูเอชพีโอ (PLHD)
ครั้งที่แก้ไข	: 1
เริ่มมีผลใช้งาน	: วันที่ 15 มกราคม พ.ศ. 2564

เอชดีพีโอและยูเอชพีโอ (PLHD)

หน้า 2/26



สารบัญ

วัตถุประสงค์ (Objective)	4
ขอบเขต (Scope)	4
บทนิยาม (Definition)	4
หน้าที่และความรับผิดชอบ (Authorities and Responsibilities)	5
ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)	6
1. การเตรียมระบบ Ethylene Line เพื่อ Start Polymerization	6
2. การเตรียมระบบ CATALYST หรือตัวเร่งปฏิกิริยา	6
3. การเตรียมระบบ ACTIVATOR	8
4. การเตรียมระบบ ADDITIVE (STASAFE6633)	8
5. การเตรียมระบบ กรณีการ Feed Ethylene เข้า Reactor 02R001	9
6. การเตรียมระบบ กรณีการ Feed Ethylene เข้า Reactor 02R002	10
7. การเดินเครื่องผลิต (Start Up Polymerization Step) กรณีผลิตที่ Reactor 02R001	11
8. การเดินเครื่องผลิต (Start Up Polymerization Step) กรณีผลิตที่ Reactor 02R002	13
9. การ Feed Hydrogen (เฉพาะกรณีที่มีการใช้ Hydrogen)	15
10. การ Feed Butene -1 (เฉพาะกรณีที่มีการใช้ Butene -1)	17
11. การหยุดเดินเครื่อง (Shut Down Polymerization Step)	18
12. การหยุดเดินเครื่องฉุกเฉิน (Emergency Shut Down)	21
ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน Startup(Flow Chart)	22
ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน Shut Down (Flow Chart)	23
ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน Emergency Shut Down (Flow Chart)	24
เอกสารอ้างอิง (References)	25
การบันทึก (Record Control)	25
บันทึกการแก้ไขคู่มือ (Amendment)	25
ประสิทธิภาพของกระบวนการ (Process Performance)	25
ความเสี่ยงที่จะไม่บรรลุ PI (Risk Management)	26



วัตถุประสงค์ (Objective)

เพื่อเป็นการกำหนดมาตรฐานวิธีการ และรายละเอียดการปฏิบัติงานในการผลิต ในขั้นตอนการเตรียมวัตถุดิบ การ Startup /การ Shut down และ Emergency Shut down กระบวนการผลิตผงพลาสติกที่ Polymerization Unit เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพตามมาตรฐาน และผู้ปฏิบัติงานสามารถปฏิบัติงานได้อย่างปลอดภัย ไม่กระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ขอบเขต (Scope)

ขอบเขตการปฏิบัติงานครอบคลุมขั้นตอน การเตรียมวัตถุดิบ การ Startup /การ Shut down และ Emergency Shut down กระบวนการผลิตผงพลาสติกที่ Polymerization Unit และการปฏิบัติงานของพนักงานกะตำแหน่งพนักงานควบคุมการผลิต/พนักงานปฏิบัติการผลิต ภายใต้สังกัดแผนก PLEU ให้ปฏิบัติตามคู่มือฉบับนี้

บทนิยาม (Definition)

Polymerization หมายถึง ปฏิกิริยาที่เกิดจากวัตถุดิบ (Raw material) ถูกกระตุ้นด้วยตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) ตัวกระตุ้นปฏิกิริยา (Activator) และตัวป้องกันการเกิด Fouling (Anti-Fouling) ภายในตัวกลาง (Diluent) ภายใต้ความดัน, อุณหภูมิ และเวลาที่เหมาะสม เกิดเป็น Polymer Power หรือผลิตภัณฑ์เกรดต่างๆ ขึ้นตามสูตรและสภาวะการผลิตต่างๆ ที่กำหนด

Raw material หมายถึง วัตถุดิบที่ใช้ในกระบวนการผลิต

Suspension (SMA) หมายถึง ผลิตภัณฑ์ที่เกิดขึ้นหลังจากนำ raw material มาทำ Polymerization ซึ่งอยู่ในรูปของผงโพลีเมอร์ (Polymer Powder) แขนงลอยอยู่ในตัวกลาง Hexane หรือ Mother Liquor

Mother Liquor (ML) หมายถึง Hexane ใช้งานแล้วที่มีสารเคมีบางชนิดที่เหลืจากปฏิกิริยา Polymerization รวมทั้ง by product (ผลิตผลพลอยได้) ที่เกิดขึ้นละลายอยู่

Hydrogen (H) หมายถึง สารที่มีคุณสมบัติหยุดกระบวนการ Chain Polymerize โดย Hydrogen จะเข้าไปตัดขั้นตอนการเกิด Chain reaction ทำให้ไม่เกิดปฏิกิริยาต่อสายโซ่โมเลกุลให้ยาวต่อไปได้

Butene - 1 (BY-1 หรือ BT-1) หมายถึงสารที่มีคุณสมบัติเกิดปฏิกิริยาต่อเป็นสายโซ่โมเลกุลในสายโซ่โพลีเมอร์ได้เช่นเดียวกับ Ethylene แต่มีความสามารถหรือความว่องไวน้อยกว่า เนื่องจากมีขนาดโมเลกุลที่ใหญ่กว่า (Stearic)

ทำให้สายโพลิเมอร์ที่เกิดขึ้นมีกิ่งแขนงตามปริมาณ Butene - 1 ที่ Insertion เข้าในสายโซ่ ทำให้การจัดเรียงตัวของสายโซ่มีความเป็นผลึก (Crystallinity) ลดน้อยลง หรือมีความเป็นอสัณฐาน (Amorphous) มากขึ้น

Powder หมายถึง ผงโพลิเมอร์ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการ Polymerization และผ่านกระบวนการอบแห้ง

PCV หมายถึง Pressure control valve คือ Valve ควบคุมที่ใช้ความดัน Outlet มาสั่งงานระบบควบคุมการเปิด/ปิด Valve

FCV หมายถึง Flow control valve คือ Valve ควบคุมที่ใช้อัตราการไหลของเหลวที่ผ่าน Valve มาสั่งงานระบบควบคุมการเปิด/ปิด Valve

XV หมายถึง Valve ที่ทำหน้าที่เปิด/ปิด แบบ On/Off เปิด 100%, ปิด 100 % ไม่สามารถควบคุม % การเปิดได้

Log sheet หมายถึง เอกสาร/แบบฟอร์มที่ใช้ในการจดบันทึกข้อมูลสถานะการผลิตตามตารางเวลาที่กำหนด

หน้าที่และความรับผิดชอบ (Authorities and Responsibilities)

PLEU INSTRUCTOR ทำหน้าที่จัดเตรียมวัตถุดิบ ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อจัดซื้อจัดจ้างวัตถุดิบให้เพียงพอและสอดคล้องกับแผนการผลิต

PLEU Shift Supervisor ทำหน้าที่รับข้อมูลการผลิต / สื่อสารทำความเข้าใจข้อมูลที่ได้กับพนักงานหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง / พิจารณาผลที่ได้จากการวิเคราะห์ต่างๆก่อนการผลิต / ตัดสินใจในการสั่งผลิต / หยุดผลิต / แก้ไขรับค่าตัวแปรต่างๆ ที่ใช้ควบคุมการผลิตภายในขอบเขต Operation window พร้อมตรวจสอบและเซ็นรับรองผลจากค่า Log sheet

Inside Boardman (ISBM) ทำหน้าที่เตรียมข้อมูลการผลิต / ติดต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง / ดำเนินการผลิตในห้อง Central Control room / ควบคุมคุณภาพผลิตภัณฑ์ รวมถึงหน้าที่ออกไป Request ต่างๆ และการกรอกข้อมูลต่างๆเข้าระบบ

Outside Boardman (OSBM) ทำหน้าที่ตรวจสอบเครื่องจักร และแก้ไขปัญหาหน้างาน และรายงานผลให้ Shift Supervisor

Operator Poly ทำหน้าที่ Operate เครื่องจักรและท่อ ควบคุมการเปิดปิดวาล์วและการใช้งานอุปกรณ์ตามคำสั่ง SS, ISBM หรือ OSBM และจดบันทึกข้อมูลการทำงานของเครื่องจักร

ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)

1. การเตรียมระบบ Ethylene Line เพื่อ Start Polymerization

- 1.1 ท่อ Ethylene ที่จะเปิด Ethylene เข้าต้องผ่านการ Commissioning แล้วจึงจะสามารถเปิดรับ Ethylene ได้
- 1.2 เปิดวาล์วทุกตัวที่ต่อกับอุปกรณ์เครื่องมือวัด
- 1.3 เปิดวาล์วเข้าออกของระบบควบคุมแรงดัน Safety valve ตัวที่ใช้งานพร้อม Car seal open & tag (ตัว Standby ให้ปิด valve ไว้ทั้งขาเข้าและออกพร้อม Car seal close & tag)
- 1.4 เปิด Block valve บนท่อ Ethylene ทุกตัวที่ใช้งาน จากนั้นเปิด Block valve หน้าหลัง PCV020101 และ Block valve หน้าหลัง XV020101 ไว้
- 1.5 Inside Boardman แจ้ง TFFP เพื่อขอใช้ Ethylene จากนั้นเปิด XV020101
- 1.6 Inside Boardman manual เปิด PCV020101 และสังเกตการเพิ่มขึ้นของ Pressure จนเข้าใกล้ Set point (14 Bar) จึงเปลี่ยนเข้า Mode auto พร้อม Feed Ethylene เข้า Reactor

2. การเตรียมระบบ CATALYST หรือตัวเร่งปฏิกิริยา

- 2.1 เมื่อถึงเก็บ CATALYST 01D001 มีปริมาณไม่พอในการเตรียมที่ 01D002 (LEVEL < 10%) ให้ SHIFT SU ออกไปเบิก PO STO เพื่อเบิก CATALYST จาก STORE CHEM.
- 2.2 เมื่อ STORE CHEM นำ CATALYST มาส่งให้แล้ว OPERATOR ต้องตรวจสอบหมายเลข LOT/NO.ถึง ว่าตรงตามใบเบิกหรือไม่หากถูกต้องเรียบร้อยจึงใช้รถโฟล์คลิฟท์บรรทุกถัง CATALYST ไปกึ่งถังที่แผนก CP อย่างน้อย 2 ชั่วโมงเพื่อให้ Catalyst ภายในถังเป็นเนื้อเดียวกันกับ hexane (Homogenous) โดยให้ Outside Boardman ควบคุมงานและติดต่อให้แผนก QC เข้ามาเก็บตัวอย่าง CATALYST เพื่อนำไป TEST POLYMERIZE หากผลผ่านให้นำมา LOAD ลง 01D001 ต่อไป
- 2.3 Load Lynx 200 HAH CATALYST เข้า 01D001
 - 2.3.1. นำถัง CATALYST ที่ผ่านกลั่นมาแล้วยกขึ้น LOADING STATION
 - 2.3.2. ใบกวนของถังเก็บ CATALYST 01D001 ที่ FILL จะต้องถูกเดินไว้แล้วอย่างน้อย 1 ชั่วโมงหลังจากนั้น หากพนักงานพร้อมให้ติดต่อ BOARDMAN ทำการลด PRESSURE CONTROL ถึงจาก 500 mbar เหลือ 50 mbar



2.3.3 ประกอบชุด Unloading Connector, Flexible Hose, Chemical Hose เข้ากับถัง Catalyst

2.3.4 ใช้ DRUM LIFT ยกถัง CATALYST ขึ้นสูงประมาณ 1.5 เมตร

2.3.5. Transfer Catalyst ด้วยการใช้

2.3.5.1 เปิด Ball Valve หัวถัง, Ball Valve Line transfer

2.3.5.2 เปิด N2 เข้า ถัง Catalyst Container เพื่อให้เกิดแรงดัน Catalyst จะไหลผ่าน Unloading Connector ,Chemical Hose ไปยังถัง 01D001 (Catalyst Storage Vessel) จนกระทั่งหมด(โดยดูจาก Sight glass)

2.3.6. Fill Hexane เพื่อล้างถัง

2.3.6.1 สลับใช้ Hexane ต่อเข้ากับ Nozzle DN 1" ของถัง Container

2.3.6.2 เปิด Valve Hexane เข้าถัง Container ประมาณ 40 ลิตร.

2.3.6.3 Transfer Hexane ไป 01D001 ปฏิบัติตาม ข้อ 2.3.5.1- 2.3.5.2 สังเกต Hexane ที่ sight glass ว่าใส หรือไม่ หากยังไม่ใสให้ทำข้อ 2.3.5-2.3.6 จนกว่าจะใส

2.4 ไปกวนของถังเก็บ CATALYST 01D001และไปกวนของถังเจือจาง CATALYST 01D002 ที่จะใช้ในการผลิต ต้องถูกเดินไว้แล้วอย่างน้อย 1 ชั่วโมง ตัวบอกระดับของถังเก็บ (LT 010101, 010102,) รวมทั้ง PIC 010101, 010102 ซึ่งใช้ควบคุมให้ระบบถังเก็บ CATALYST อยู่ภายใต้บรรยากาศของไนโตรเจน ต้องทำงาน อยู่

2.5 เตรียม LINE จากถังเก็บ CATALYST ที่ต้องการไปยังถังเจือจาง CATALYST 01D002 เช็ดตำแหน่งวาล์วให้ถูกต้อง และวาล์วของถังเก็บ CATALYST อื่นได้ถูกปิดแล้ว โดยควบคุม Pressure 01D001 ไว้ 500 mbar และต้องลด Pressure 01D002 ไว้ที่ 50 mbar เพื่อทำการ Load Catalyst จาก 01D001 ลง 01D002

2.6 Inside Boardman คำนวณความเข้มข้นของ CATALYST ที่ต้องการในถังเจือจาง CATALYST 01D002

$$\text{จากสูตร } M_1V_1 = M_2V_2 + M_3V_3$$

M_1 = ความเข้มข้นของ CATALYST ใน 01D002 ที่ต้องการ

V_1 = ปริมาตรรวม = 85 % = 1285.5 LITRE

M_2 = ความเข้มข้นของ CATALYST ในถังเก็บ CATALYST

V_2 = ปริมาตรของ CATALYST จากถังเก็บ CATALYST ที่เติมลงใน 01D002



M_3 = ความเข้มข้นเดิมของ CATALYST ใน 01D002 ในกรณีที่ต้องการเตรียม CATALYST ชนิดเดิมใน 01D002

V_3 = ปริมาตรของ CATALYST ที่เหลืออยู่ใน 01D002

จากนั้นทั้ง 3 อย่างน้อยครึ่งชั่วโมงเพื่อให้ไปกวน กวน CATALYST ที่ได้ทำการเจือจางแล้วให้เป็นเนื้อเดียวกัน ตาม QC เข้ามาเก็บตัวอย่าง Catalyst ภายใน 01D002 ไป Check ความเข้มข้นเพื่อนำมาใช้งานต่อไป

3. การเตรียมระบบ ACTIVATOR

3.1 ตรวจสอบปริมาณ TEA ภายในถัง 01D006 ว่ามีปริมาณเพียงพอต่อการ FEED start batch ต่อไปหรือไม่หากมีปริมาณไม่เพียงพอให้ BOARDMAN ติดต่อแผนก HDPE เพื่อขอรับ TEA จากถัง 16.201A มา Fill เข้า 01D006 และขอทราบความเข้มข้นของ TEA ภายในถัง 16.201A ด้วย

3.2 ให้ Operator ตรวจสอบ block valve line TEA จาก HDPE มาที่ถัง 01D006 ว่าได้ทำการเปิดไว้ครบถ้วนหมด หรือ เมื่อเปิดครบถ้วนแล้วให้แจ้ง Boardman ดำเนินการต่อไป

3.3 Inside Boardman ทำการแจ้ง Inside Boardman HDPE เพื่อขอใช้ TEA และทำการกด Request TEA ที่หน้าจอ DCS เพื่อให้ HDPE permit หลังจาก HDPE permit แล้วให้ set ค่า LL ของ LI010204 ให้ เกิด LL เพื่อให้ระบบทำการเปิด XV010203 กับ XV010206 เพื่อรับ TEA จาก HDPE จนถึงที่ LI010204 ได้ระดับ HH ที่เราระดับค่าไว้ได้จากการคำนวณจากปริมาณที่ใช้ เมื่อ XV010203 กับ XV010206 ปิดรับ TEA แล้วให้ Inside Boardman แจ้งทางแผนก HDPE ว่าหยุดรับ TEA แล้ว

4. การเตรียมระบบ ADDITIVE (STASAFE6633)

4.1 เมื่อถึงเก็บ ADDITIVE 01D007 มีปริมาณไม่พอในการเตรียมที่ 01D004 (LEVEL < 10%) ให้ SHIFT SUP ออกใบเบิก PO STO เพื่อเบิก ADDITIVE จาก STORE CHEM package 145 kg ต่อ drum

4.2 เมื่อ STORE CHEM นำ ADDITIVE มาส่งให้ขนมาเตรียม LOAD ลง 01D007 ต่อไป

4.3 การ Load ADDITIVE เข้า 01D007 (capacity 300 lite)

4.3.1. ทำการ Purge NL Connector, NL Hose, Chemical Hose ที่ใช้ต่อเข้ากับ ADDITIVE

4.3.2 ประกอบชุด Diaphragm Pump, All Hose, NL Hose, Chemical Hose ใส่เข้ากับ ADDITIVE

4.3.3. ตรวจสอบจุด Connect ทุกจุดว่าเรียบร้อยพร้อมใช้งานเปิด NL ให้ถึงเป็น Positive ไว้

4.3.4. Transfer STASAFE2253 เข้า 01D007 ด้วยการ

4.3.4.1 เปิด Ball Valve line All supply Diaphragm pump , Ball Valve Line transfer

4.3.4.2 ปิด NL เข้า ถึง ADDITIVE Container เบาๆแค่พอเป็น positive(Control Regulator ไว้ที่ 200 mbar) และให้ pump ดูด ADDITIVE ไหลผ่าน Unloading Connector ,Chemical Hose ไปยังถัง 01D007 (ADDITIVE Storage Vessel) จนกระทั่งหมด(ดูจาก ของในถังและการทำงานของ Diaphragm pump)

4.4 การเตรียม ADDITIVE จากถังเก็บ 01D007 ที่ต้องการไปยังถัง 01D004 (capacity 200 lite)ให้ operator เช็ดตำแหน่งวาล์วเปิดให้ถูกต้องทุกตัว

4.5 Inside Boardman ทำการเปิด XV010201 Fill ADDITIVE จาก 01D007 ลง 01D004 ให้ได้ Level ประมาณ 80%

4.6 การคำนวณปริมาณการใช้งาน ADDITIVE จาก 01D004 โดยคำนวณจากค่าความหนาแน่น (ทราบจากผู้ขาย) และใช้ผ่าน MASS FLOW ที่ FEED เข้า REACTOR

5. การเตรียมระบบ กรณีการ Feed Ethylene เข้า Reactor 02R001

5.1 ก่อนใช้ Ethylene line ควร Flush ล้างทำความสะอาดเพื่อป้องกัน Catalyst หรือ Powder ค้างสะสมในท่อ โดยให้ Boardman start 02P010 และเปิด XV020204 จากนั้น Operator เปิด Block valve EVF เข้า Ethylene line แล้วเปิด Block valve ตัวสุดท้ายติด Reactor เพื่อ Flush ล้างท่อนาน 5 วินาทีแล้วปิด Block valve

5.2 เมื่อ Reactor พร้อมรับ Ethylene เข้า Reactor ให้ Operator เปิด Block valve ก่อน FCV 020104 จากนั้น Boardman เปิด FCV020104 30% (เป็น Rate น้อยสุดประมาณ 0.8 MT/Hr. ที่ของใน Reactor จะไม่ย้อนกลับลงท่อ) และเปิด XV020204 100%

5.3 แจ้งให้ Operator ค่อยๆ เปิด Block valve Ethylene ติด Reactor จนเปิด 100% ซึ่งแรงดัน Ethylene ในท่อจะถูกควบคุมให้คงที่ 14 Bar ด้วย PCV020101 (หากอยู่ Auto mode และระบบควบคุมปรับแรงดันได้ไม่ทันให้เปลี่ยนระบบควบคุมแบบ Manual และช่วยปรับเพิ่มค่า MV)

5.4 กรณีต้องการเพิ่ม Ethylene feed rate ให้ Inside Boardman เปิด FCV020104 เพิ่มขึ้นจนได้ Rate ตาม พร้อมทั้งควบคุมแรงดัน Ethylene ในท่อให้คงที่ 14 Bar

6. การเตรียมระบบ กรณีการ Feed Ethylene เข้า Reactor 02R002

6.1 ก่อนใช้ Ethylene line ควร Flush ล้างทำความสะอาดเพื่อป้องกัน Catalyst หรือ Powder ค้างสะสมในท่อ โดยให้ Boardman start 02P010 และเปิด XV020404 จากนั้น Operator เปิด Block valve EVF เข้า Ethylene line แล้วเปิด Block valve ตัวสุดท้ายติด Reactor เพื่อ Flush ล้างท่อนาน 5 วินาทีแล้วปิด Block valve

6.2 เมื่อ Reactor พร้อมรับ Ethylene เข้า Reactor ให้ Operator เปิด Block valve ก่อน FCV 020105 จากนั้น Boardman เปิด FCV020105 30% (เป็น Rate น้อยสุดประมาณ 0.8 MT/Hr. ที่ของใน Reactor จะไม่ย้อนกลับลงท่อ) และเปิดXV020404 100%

6.3 แจ้งให้ Operator ค่อยๆ เปิด Block valve Ethylene ติด Reactor จนเปิด 100% ซึ่งแรงดัน Ethylene ในท่อจะถูกควบคุมให้คงที่ 14 Bar ด้วย PCV020101 (หากอยู่ Auto mode และระบบควบคุมปรับแรงดันได้ไม่ทันให้เปลี่ยนระบบควบคุมแบบ Manual และช่วยปรับเพิ่มค่า MV)

6.4 กรณีต้องการเพิ่ม Ethylene feed rate ให้ Inside Boardman เปิด FCV020104 เพิ่มขึ้นจนได้ Rate ตาม พร้อมทั้งควบคุมแรงดัน Ethylene ในท่อให้คงที่ 14 Bar

ในขั้นตอนการ Polymerize UHMWPE เพื่อให้เกิดจากการต่อโมเลกุลของ Ethylene จนได้ความยาวสายโซ่ UHMWPE 1-10 ล้านโมเลกุลตามต้องการนั้น มีขั้นตอนการเตรียมระบบ Ethylene เพื่อ Feed และขั้นตอนการ Feed ยังมีขั้นตอนการ Feed ethylene pre-polymerize เพื่อป้องกันเกิดการเกิด Fouling ใน Reactor และใน Outer cooler เพื่อเพิ่มขนาด Catalyst particle size นี้ จะให้ Catalyst ซึ่งมีขนาด 4-10 micron ลดการเกิด Fouling ภายใน Reactor โดยให้ Catalyst ทำปฏิกิริยากับ Ethylene จนมีขนาดใหญ่ขึ้น(ประมาณ 50 micron) ลดการยึดเกาะของ Catalyst กับผิวภายใน Rector หลังจาก Catalyst ผ่านขั้นตอนการ Pre-polymerize เพื่อเพิ่มขนาด Catalyst particle size ใหญ่ขึ้น(ประมาณ 50 micron) แล้วให้ดำเนินการขั้นตอน Pre-startup เพื่อเพิ่มขนาด Powder particle size ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นอีกชั้น

(ประมาณ 100 micron) เพื่อลดการตกค้างสะสมและเกิดปฏิกิริยาบริเวณรอยต่อของท่อ Outer cooler โดยขั้นตอนการ Start Up 02R001/02R002 มีดังนี้

7. การเดินเครื่องผลิต (Start Up Polymerization Step) กรณีผลิตที่ Reactor 02R001

7.1 Initial Step ให้ Inside Boardman กดปุ่ม “start” ที่หน้า DCS เพื่อเริ่ม sequence ที่ Reactor 02R001/02R002 ตามที่ต้องการผลิต เมื่อกด Start ระบบจะถามว่า ต้องการ start ใช่หรือไม่ ให้กด “OK” จะเข้า Initial Step เพื่อตรวจสอบและป้อนข้อมูล Batch/Lot. การผลิตกด “Y”(สีที่แถบ sequence จะเปลี่ยนจากสีเขียวอ่อนเป็นสีเขียวเข้มทุก step) ให้ Boardman ตรวจสอบ Recipe ที่จะทำให้การผลิต และเลือก Recipe การผลิตที่หน้า DCS และกดปุ่ม confirm ค่าต่างๆตาม recipe จะถูกป้อนค่าให้อัตโนมัติโดยการกด“Y”

7.2 Step ML preparation กด“Y”

7.2.1 ให้ Operator เตรียม line ML จาก 02R004 เพื่อ Fill ML เข้า 02R001

7.2.2 Inside Boardman ตรวจสอบ level 02R004 ว่ามีพอสำหรับใช้งานหรือไม่

7.2.3 Operator ทำการเตรียม P02P006A/B โดย pump ตัวใดตัวหนึ่งต้องอยู่ใน mode “Auto”เท่านั้น

7.2.4 ให้ Operator เปิด flush foot bearing กด“Y” และ start 02N001/02N002

7.2.5 Operator เปิด MV020215(Manual valve ML line bottom 02R001)Proximity switch จะ show สีเขียวที่ DCSและ FIC020202 เปิด และpump 02P006A/B start เพื่อ fill ML ตาม Recipe โดยดูค่า Set point ที่ตั้งไว้ และ flow ML ที่ feed เข้าและเมื่อครบตาม Recipe จะมีข้อความว่า “BEND” หรือ Batch End เพื่อแสดงว่า ML fill ครบตาม Recipe แล้ว

7.3 เข้า Step Activator preparation โดยจะ feed activator ไปพร้อมกับ Step การ Fill ML เข้า 02R001โดยจะมีข้อความให้ Operator ทำการเตรียม Pump 02P001A/B

7.3.1 แจ้งให้ Operator ตรวจสอบและเตรียม Loop Pump 01P001A/B โดยการตรวจสอบ Level 01D006 และเตรียม Line suction/discharge และปรับ Switch 01P001A/B ตัวใดตัวหนึ่งให้อยู่ใน “Auto” mode XV020209 จะเปิด และ pump 01P001A/B จะเดินอัตโนมัติเพื่อ feed Activator เข้า 02R001

7.3.2 ปริมาณ Activator ที่ทำการ Feed จะขึ้นอยู่กับค่า H_2O ใน Hexane ที่ ALTC ทำการตรวจสอบและคำนวณเป็นปริมาณ Activator ที่ทำการ Feed โดยมี Flow Counter เพื่อตรวจสอบปริมาณที่ feed

7.3.3 เมื่อ feed Activator ครบแล้ว XV020209จะปิดและ 01P001A/B จะหยุดเดินโดยอัตโนมัติและถ้าต้องการ feed เพิ่ม (REPEAT?)ให้กด “Y” เพื่อ feed เพิ่มโดยทำการป้อนค่า Activator ที่ต้องการ feed และเมื่อ feed ครบแล้ว ถ้าไม่ต้องการ feed เพิ่มให้กด “NO” XV020209 จะปิดและ 02P001A/B จะหยุดเดินโดยอัตโนมัติ

7.4 เข้า Step Additive preparation ให้ Operator เตรียม loop Additive 01P003A/B อยู่ใน “Auto” mode เพื่อ feed Additive โดย pump 01P003A/Bและ XV020211จะทำงานโดยอัตโนมัติเพื่อ feed additive เข้า ML line โดยปริมาณที่ feed ตาม recipe เมื่อครบ XV020211ปิด 01P003A/B ปิด

7.5 Step Ethylene make up เข้า Reactor ให้เปิด XV020101และเปิด PIC020101 (ค่อยๆเปิดและควรระวัง Safety Valve EE blow out) รอจน pressure EE มากกว่า 12 bar เมื่อได้แล้ว เปิด FCV020104 ให้มากกว่า 20%และสั่งให้Operatorเปิด MV020214 (มีproximity switch) XV020204 จะเปิด โดย EE ที่ต้องการ feed ตามค่า set point 200kg (ระวังpressure EE ใน line drop อย่างรวดเร็ว)เมื่อ EE ไกล่ ครบ 200 kg FCV020104จะหึ่งและปิดเมื่อ EE ครบ 200 kgXV020204 จะปิดให้ operator ปิด MV020214

7.6 Step Heat Up Reactor ให้ operator เตรียม block valve loop Heat Up reactor ให้ครบ Inside Boardman กด“Y” ให้เตรียมและstart Pump02P002 และ Inside Boardman เปิด TCV020303 เพื่อ heat loop jacket 02R001 และSet TCV020303เป็น“Auto” Modeและกด“Y”คอยสังเกต temp Reactor เมื่อได้ 62C แล้วถ้าต้องการไป stepต่อไป กด“Y”ให้operatorหยุด pump02P002 TCV020303 จะปิดเอง

7.7 Step Catalyst feed ให้ Operator ตรวจสอบ loop catalyst เลือกใช้งาน 01D003A/B พร้อมกับเดินในกวน 01N003A/B และตรวจสอบ 01P002A/B/C ให้pumpที่ต้องการใช้งานอยู่ “Auto” mode Boardman ป้อนค่า Catalyst feed ที่ต้องการ ตาม Recipe เปิด block valve ต่างๆให้ครบแล้ว Inside Boardman กด“Y”ให้ operator เปิด block valve ก่อน MV020217 (เมื่อ feed catalyst ครบแล้วจะใช้ EVF flush เก็บ line ผ่าน block valve นี้) ถ้า operator เปิดแล้วให้กด “Y” จะทำการ feed catalyst โดย XV020212 จะเปิดอัตโนมัติเข้า ML line เมื่อ feed ครบแล้ว XV020212 จะปิด และ pump 01P002A/B/C จะหยุดเดิน ให้ operator ปิด block valve catalyst เมื่อปิดแล้วให้กด “Y” ให้ operator stand by ที่ MV020215 เพื่อ flush line เก็บกด “Y” ให้ operator เปิด MV020217 และรอ 01P010 start และ XV020210 เปิด เพื่อ flush line เมื่อ flush เสร็จแล้วให้ operator ปิด MV020215 เมื่อปิดแล้ว XV020210 จะปิดเอง และ 01P010 จะหยุดเอง ให้ operator ปิด MV020217 จะครบ step catalyst feed

7.8 Step Ethylene feed XV020101 ยังเปิดอยู่ตั้งแต่ Step Ethylene make up ส่วน PIC020101 จะอยู่ “Auto” ModeโดยตัวPIC020101 จะปิด 0% เปิด FIC020104 มากกว่า 20% และให้ operator เปิด MV020214 โดยค่อยๆเปิด



XV020204 จะเปิดตามทันที Ethylene จะเริ่มเข้า Reactor ถ้าต้องการ Ethylene ? T/H Inside Boardman คอยควบคุม Condition ต่างๆตามRecipe

8. การเดินเครื่องผลิต (Start Up Polymerization Step) กรณีผลิตที่ Reactor 02R002

8.1 Initial Step ให้ Inside Boardman กดปุ่ม "start" ที่หน้า DCS เพื่อเริ่ม sequence ที่ Reactor 02R002 ตามที่ต้องการผลิต เมื่อกด Start ระบบจะถามว่า ต้องการ start ใช่หรือไม่ ให้กด "OK" จะเข้า Initial Step เพื่อตรวจสอบและป้อนข้อมูล Batch/Lot. การผลิตกด "Y"(สีที่แถบ sequence จะเปลี่ยนจากสีเขียวอ่อนเป็นสีเขียวเข้มทุก step) ให้ Boardman ตรวจสอบ Recipe ที่ทำการผลิต และเลือก Recipe การผลิตที่หน้า DCS และกดปุ่ม confirm ค่าต่างๆตาม recipe จะถูกป้อนค่าให้อัตโนมัติโดยการกด"Y"

8.2 Step ML preparation กด"Y"

8.2.1 ให้ Operator เตรียม line ML จาก 02R004 เพื่อ Fill ML เข้า 02R002

8.2.2 Inside Boardman ตรวจสอบLevel 02R004 ว่ามีพอสำหรับใช้งานหรือไม่

8.2.3 Operator ทำการเตรียม P02P006A/B โดย Pump ตัวใดตัวหนึ่งต้องอยู่ใน Mode "Auto"เท่านั้น

8.2.4 ให้ Operator เปิด Flush foot bearing กด"Y" และ Start 02N002

8.2.5 Operator เปิด MV020415(Manual valve ML line bottom 02R002)Proximity switch จะ show สีเขียวที่ DCSและ FIC020405 เปิด และpump 02P006A/B Start เพื่อ Fill ML ตาม Recipe โดยดูค่า Set point ที่ตั้งไว้และ flow ML ที่ feed เข้าและเมื่อครบตาม Recipe จะมีข้อความว่า "BEND" หรือ Batch End เพื่อแสดงว่า ML fill ครบตาม Recipe แล้ว

8.3 เข้า Step Activator preparation โดยจะ Feed activator ไปพร้อมกับ Step การ Fill ML เข้า 02R002 โดยจะมีข้อความให้ Operator ทำการเตรียม Pump 01P001A/B

8.3.1 แจ้งให้ Operator ตรวจสอบและเตรียม Loop Pump 01P001A/B โดยการตรวจสอบ Level 01D006 และเตรียม Line suction/discharge และปรับ Switch 01P001A/B ตัวใดตัวหนึ่งให้อยู่ใน "Auto" mode XV020408 จะเปิด และ pump 01P001A/B จะเดินอัตโนมัติเพื่อ feed Activator เข้า 02R002



8.3.2 ปริมาณ Activator ที่ทำการ Feed จะขึ้นอยู่กับค่า H₂Oใน Hexane ที่ ALTC ทำการตรวจสอบและคำนวณเป็นปริมาณ Activator ที่ทำการ Feed โดยมี Flow Counter เพื่อตรวจสอบปริมาณที่ feed

8.3.3 เมื่อ feed Activator ครบแล้ว XV020209 จะปิดและ 01P001A/B จะหยุดเดินโดยอัตโนมัติและถ้าต้องการ Feed เพิ่ม (REPEAT?)ให้กด "Y" เพื่อ feed เพิ่มโดยทำการป้อนค่า Activator ที่ต้องการ feed และเมื่อ feed ครบแล้ว ถ้าไม่ต้องการ feed เพิ่มให้กด "NO" XV020209 จะปิดและ 01P001A/B จะหยุดเดินโดยอัตโนมัติ

8.4 เข้า Step Additive preparation ให้ Operator เตรียม loop Additive 01P003A/B อยู่ใน "Auto" mode เพื่อ Feed Additive โดย pump 01P003A/Bและ XV020409 จะทำงานโดยอัตโนมัติเพื่อ feed additive เข้า ML line โดยปริมาณที่ feed ตาม recipe เมื่อครบ XV020409จะปิด 01P003A/B หยุด

8.5 Step Ethylene make up เข้า Reactor ให้เปิด XV020101และเปิด PIC020101 (ค่อยๆเปิดและควรระวัง Safety Valve EE blow out) รอจน pressure EE มากกว่า 12 bar เมื่อได้แล้ว เปิด FCV020104 ให้มากกว่า 20%และสั่งให้operatorเปิด MV020414 (มีproximity switch) XV020204 จะเปิด โดย EE ที่ต้องการ feed ตามค่า set point =200kg (ระวังpressure EE ใน line drop อย่างรวดเร็ว)เมื่อ EE ไกล่ ครบ 200 kg FCV020104จะหึ่งเองและปิดเมื่อ EE ครบ 200 kg XV020404 จะปิดให้ operator ปิด MV020414

8.6 Step Heat Up Reactor ให้ operator เตรียม block valve loop Heat Up reactor ให้ครบ Inside Boardman กด"Y" ให้เตรียมและ Start Pump 02P004 และ Inside Boardman เปิด TCV020503 เพื่อ heat loop jacket 02R002 และSet TCV020503 เป็น"Auto" Mode และกด"Y"คอยสังเกต Temp Reactor เมื่อได้ 62 °Cแล้วถ้าต้องการไป Step ต่อไปกด"Y"ให้operator หยุด Pump 02P004 TCV020503 จะปิดเอง

8.7 Step Catalyst feed ให้ Operator ตรวจสอบ Loop Catalyst เลือกใช้งาน 01D003A/B พร้อมกับเดินในภาวน 01N003A/B และตรวจสอบ 01P002A/B/C ให้pumpที่ต้องการใช้งานอยู่ "Auto" mode Boardman ป้อนค่า Catalyst Feed ที่ต้องการ ตาม Recipe เปิด block valve ต่างๆให้ครบแล้ว Inside Boardman กด"Y"ให้ Operator เปิด Block valve ก่อน MV020417 (เมื่อ feed catalyst ครบแล้วจะใช้ EVF flush เก็บ line ผ่าน block valve นี้) ถ้า operator เปิดแล้วให้กด "Y" จะทำการ feed catalyst โดย XV020410 จะเปิดอัตโนมัติเข้า ML line และเมื่อ feed ครบแล้ว



XV020410 จะปิด และ Pump 01P002A/B/C จะหยุดเดิน ให้ Operator ปิด Block valve Catalyst เมื่อปิดแล้วให้กด

“Y” ให้ operator stand by ที่ MV020415 เพื่อ Flush line เก็บ กด “Y” ให้ Operator เปิด MV020417 และรอ

02P010 Start และ XV020407 เปิด เพื่อ flush line เมื่อ flush เสร็จแล้วให้ operator ปิด MV020415 เมื่อปิดแล้ว

XV020407 จะปิดเอง และ 02P010 จะหยุดเอง ให้ Operator ปิด MV020417 จะครบ Step Catalyst Feed

8.8 Step Ethylene feed XV020101 ยังเปิดอยู่ตั้งแต่ Step Ethylene make up ส่วน PIC020101 จะอยู่ “Auto” Mode โดยตัว PIC020101 จะปิด 0% เปิด FIC020105 มากกว่า 20% และให้ operator เปิด MV020414 โดยค่อยๆเปิด

XV020404 จะเปิดตามทันที Ethylene จะเริ่มเข้า Reactor ถ้าต้องการ Ethylene ? T/H Inside Boardman คอย

ควบคุม Condition ต่างๆตามRecipe

9. การ Feed Hydrogen (เฉพาะเกรดที่มีการใช้ Hydrogen)

ในกรณีที่เดินเกรดที่มีการใช้ Hydrogen เป็น Chain Stopper หรือ Chain Terminator เช่น เกรด H610 ซึ่ง นอกจาก Feed Ethylene แล้วต้อง Feed Hydrogen เข้าไปด้วยเพื่อควบคุมความยาวของสายโซ่ของ Polymer ตามที่ต้องการ โดยการ Feed Hydrogen มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนการเตรียม Line Hydrogen

1. ให้ Block valve Ethylene line และ Hydrogen line จากนั้น Release Ethylene ออก GW จน Pressure เหลือ 0 Bar

2. ถอด Blind Hydrogen Line ที่เข้า Ethylene Line ออก ตาม Reactor ที่ต้องการผลิต โดยในขั้นตอนนั้นต้อง ระมัดระวังการลุกติดไฟได้เองของ Hydrogen โดยมีไฟฟ้าสถิตย์เป็นตัวจุดประกาย

3. Check leak Flange ที่เราถอด Blind ออก โดยการเปิด Ethylene เข้ามาให้ Pressure 15 bar หากมีรอยรั่วให้ Release Ethylene ออกแล้วจึงค่อยแก้ไข Leak เสร็จแล้วให้ Release Ethylene gas ออก GW เพื่อไล่ Impurity ที่อาจ เข้ามาช่วงถอด Blind ออกไป



4. เปิด Block Valve Hydrogen ที่ Tie-in จากทาง HDPE (จากถัง 37D009 ผ่าน Control Valve PRC 11121 ซึ่ง ถูกควบคุม Pressure ไว้ที่ 16.5 Bar โดยทาง HDPE) ทุกครั้งก่อนรับมาใช้งานต้องแจ้งทาง HDPE ทราบ ทั้งนี้จะเปิด Block valve เพื่อใช้งานเฉพาะตอนที่ต้องการใช้งานเท่านั้น และปิดทันทีหลังใช้งานเสร็จ เพื่อป้องกัน Hydrogen รั่วซึมผ่าน วาล์วเข้าในกระบวนการผลิต

ขั้นตอนการใช้งานที่ 02R001

1. เปิด Block Valve หน้าหลัง Control Valve เฉพาะตัวที่จะใช้ Feed Hydrogen ซึ่งสามารถใช้ FIC 020109 Range 0-280 Nm3 หรือ FIC 020110 Range 0-50 Nm3 ให้สอดคล้องกับปริมาณการ Feed ตาม Recipe ของเกรดที่ต้องการ

2. เปิด Hydrogen ผ่าน FIC ตัวที่ใช้งาน เข้าผสมกับ Ethylene เข้า Reactor 02R001 ตามช่วงเวลาและปริมาณที่กำหนด

3. หลังจาก Feed Hydrogen ครบตาม Recipe ที่กำหนดแล้ว ให้ปิด Control Valve และ Block Valve เข้า Ethylene Line

ขั้นตอนการใช้งานที่ 02R002

1. เปิด Block Valve หน้าหลัง Control Valve เฉพาะตัวที่จะใช้ Feed Hydrogen ซึ่งสามารถใช้ FIC 020111 Range 0-260 Nm3 หรือ FIC 020112 Range 0-15 Nm3 ให้สอดคล้องกับปริมาณการ Feed ตาม Recipe ของเกรดที่ต้องการ

2. เปิด Hydrogen ผ่าน FIC ตัวที่ใช้งาน เข้าผสมกับ Ethylene เข้า Reactor 02R002 ตามช่วงเวลาและปริมาณที่กำหนด

3. หลังจาก Feed Hydrogen ครบตาม Recipe ที่กำหนดแล้ว ให้ปิด Control Valve และ Block Valve เข้า Ethylene Line

10. การ Feed Butene -1 (เฉพาะเกรดที่มีการใช้ Butene -1)

ในกรณีที่เดินเกรดที่มีการใช้ Butene -1 เป็น Co-Monomer เช่น เกรด U510H หลังจากขั้นตอนการ Feed Ethylene แล้วต้อง Feed Butene -1 เข้าไปผสมด้วยเพื่อปรับปรุงคุณสมบัติของ Polymer ที่ต้องการ โดยการ Feed Butene -1 มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนการเตรียม Butene-1 Line

1. ให้ Block valve Ethylene line และ Butene -1 line จากนั้น Release Ethylene ออก GW จน Pressure เหลือ 0 Bar
2. ถอด Blind Butene -1 Line ที่เข้า Ethylene Line ตาม Reactor ที่ต้องการผลิตออก
3. Check leak Flange ที่ถอด Blind ออก โดยการเปิด Ethylene เข้ามาให้ Pressure 15 Bar หากมีรอยรั่วให้ Release Ethylene ออกแล้วจึงค่อยแก้ไข Leak เสร็จแล้วให้ Release Ethylene gas ออก GW เพื่อไล่ Impurity ที่อาจเข้ามาช่วงถอด Blind ออกไป
4. เปิด Block Valve Butene -1 ที่ส่งมาจาก HDPE (จากถัง 33T001 โดย Pump 33P002A/B ผ่าน Control Valve PRC 11111 ควบคุม Pressure ที่ 16.5 Bar โดยทาง HDPE) ส่งมาให้ UHMW ใช้งาน ทุกครั้งก่อนรับมาใช้งาน ต้องแจ้งทาง HDPE ทราบ ทั้งนี้จะเปิด Block valve เพื่อใช้งานเฉพาะตอนที่ต้องการใช้งานเท่านั้น และปิดทันทีหลังใช้งานเสร็จ เพื่อป้องกัน Butene -1 รั่วซึมผ่านวาล์วเข้าในกระบวนการผลิต

ขั้นตอนการใช้งานที่ 02R001

1. เปิด Block Valve หน้าหลัง Control Valve เฉพาะตัวที่จะใช้ Feed Butene-1 ผ่าน FIC020106 Range 0-150 Kg/hr., FIC020107 Range 0-60 Kg/hr. หรือ FIC020108 Range 0-300 Kg/hr. ให้สอดคล้องกับปริมาณการ Feed ตาม Recipe ของเกรดที่ต้องการ
2. เปิด Butene -1 ผ่าน FIC ตัวที่ใช้งาน เข้าผสมกับ Ethylene เข้า Reactor 02R001 ตามช่วงเวลาและปริมาณที่กำหนด
3. หลังจาก Feed Butene-1 ครบตาม Recipe แล้ว ให้ปิด Control Valve และ Block Valve เข้า Ethylene Line

ขั้นตอนการใช้งานที่ 02R002

1. เปิด Block Valve หน้าหลัง Control Valve เฉพาะตัวที่จะใช้ Feed Butene-1 ผ่าน FIC020106 Range 0-150 Kg/hr., FIC020107 Range 0-60 Kg/hr. หรือ FIC020108 Range 0-300 Kg/hr. ให้สอดคล้องกับปริมาณการ Feed ตาม Recipe ของเกรดที่ต้องการ
2. เปิด Butene -1 ผ่าน FIC ตัวที่ใช้งาน เข้าผสมกับ Ethylene เข้า Reactor 02R002 ตามช่วงเวลาและปริมาณที่กำหนด
3. หลังจาก Feed Butene-1 ครบตาม Recipe แล้ว ให้ปิด Control Valve และ Block Valve เข้า Ethylene Line

11. การหยุดเดินเครื่อง (Shut Down Polymerization Step)

เมื่อต้องการหยุด Feed ethylene ให้แจ้ง TFFP และให้ Inside Boardman manual FCV020105 ไว้ที่ตำแหน่งเดิม และให้ Operator ลด Block valve ethylene ตัวติด Reactor ลง Step by step โดย Inside Boardman ช่วย manual ปรับลด PCV020101 Ethylene Pressure จน Operator ลด Block valve ethylene ติดถังจนปิด และ Pressure ethylene line สุดท้ายเหลือ 12 Bar. จากนั้นให้ปิด XV020101 และหากสามารถควบคุมอุณหภูมิที่เกิดปฏิกิริยาได้ให้ปิดน้ำ WS Jacket reactor และ Outer cooler ที่ใช้งานอยู่ เพื่อรักษาอุณหภูมิของ SMA ให้ลดลงจาก Control condition ที่ผลิตในเกรดนั้นๆ น้อยที่สุด

กรณี 02R001

11.1 Step SMA Transfer จาก 02R001 เมื่อต้องการ transfer SMA กด “Y” ให้ operator เปิด flush foot bearing 02N003 กด “Y” และ start ไบวอน 02N003 จากนั้นให้ operator check ปิด MV020416 (bottom 02R002) และเปิด MV020216 (bottom 02R001) ให้เปิด MV 020603 (bottom 02R003) XV020601 และ XV020203 จะเปิดเอง Inside Boardman จะต้องคอยตรวจสอบ pressure และ level ของ 02R001 และ 02R003 โดย pressure 02R001 และ 02R003 ต้อง diff. กัน > 1.0 bar ถ้า pressure diff. < 1.0 bar XV020203 และ XV020601 จะปิดทันที และถ้าจะ transfer อีกครั้ง pressure diff. ต้อง >1.8 bar ถึงจะเริ่ม transfer ได้อีกครั้ง XV020203 และ XV020601 จะเปิดเองอีกครั้ง และจะหยุด transfer เมื่อ

11.1.1 Amp.02N001 (agitator 02R001) ต้อง < 65 amp.

11.1.2 Level low ติด XV020203 ต้อง show low XV020203 และ XV020601 จะปิด

11.2 Step Rinse 1. โดยใช้ ML ประมาณ 20 m3(ปรับเพิ่มลดได้) จาก 02R004 เริ่มจากให้ operator เปิด flush foot bearing 02N001 กด “Y” operator เปิด MV020215 โดย pump 02P006A/B และ valve จะเปิดเอง เมื่อ ML ครบแล้ว จะปิด valve หยุด pump 02P0026A/B จากนั้นโปรแกรม EXA Pilot จะถามว่าให้เดินบี้ม B หรือ A ตัวใดเพื่อ Flush Cooler 02E001A หรือ B ตัวใดหรือไม่ โดย Inside Boardman ให้เลือกบี้มและ Cooler ที่ใช้งานให้ตรงกับการใช้งานผลิตใน Batch นั้นๆ หากต้องการ Rinse ถ้าต้องการ Rinse อุปกรณ์ใดให้กด “Y” ถ้าไม่ต้องการกด “N” กรณีที่ operator เดิน 02P001B และใช้ Cooler 02E001B และเดิน 02P001B flush 02E001B สำหรับ Rinse ครั้งแรกนาน 1 นาที เมื่อครบแล้วปล่อยให้ Powder ตกตะกอนนาน 5 นาที โดยช่วงรอตกตะกอนให้ Make up pressure reactor ด้วย nitrogen ให้สูงกว่า 02R003 จากนั้นส่ง Powder ที่ตกตะกอนกัน Reactor ผ่าน ท่อ Empty 4” ไป 02R003 นาน 30 วินาที และส่ง Powder ผ่านท่อ Empty suction pump 02P001A/B 3” ไป 02R003 นาน 30 วินาที ทำซ้ำโดยเดินบี้ม 02P001B flush 02E001B สำหรับ Rinse ครั้งที่สองนาน 1 นาที เมื่อครบแล้วปล่อยให้ Powder ตกตะกอนนาน 5 นาที โดยช่วงรอตกตะกอนให้ Make up pressure reactor ด้วย nitrogen ให้สูงกว่า 02R003 จากนั้นส่ง Powder ที่ตกตะกอนกัน Reactor ผ่าน ท่อ Empty 4” ไป 02R003 นาน 30 วินาที ทำซ้ำเรื่อยๆจนครบ 4 ครั้งแล้ว Drain ML บริเวณจุดเก็บตัวอย่างได้ Reactor เพื่อตรวจสอบว่ายังมี Powder ใน ML อีกหรือไม่ ถ้าไม่มีหรือมีน้อยมากให้ Empty ML ทั้งหมดไปยัง 02R003

11.3 Step Empty Rinse 1. ถ้าต้องการ transfer Rinse 1. ให้กด “Y” XV020203 และ XV020601 จะเปิดเพื่อ empty rinse 1. เมื่อ Amp.02N001 low และ level ติด XV020203 “low” XV020203 และ XV020601 จะปิด

11.4 Step Rinse 2. กรณีที่ยังมี Powder ตกค้างใน ML อยู่ต้องการ Rinse 2. ให้กด “Y” ใช้ ML 20 m3 จาก 02R004 เริ่มจากให้ operator เปิด flush foot bearing 02N001 กด “Y” operator เปิด MV020215 โดย pump 02P006A/B และ valve จะเปิดเอง เมื่อ ML ครบแล้วจะปิด valve หยุด pump 02P0026A/B Inside Boardman ต้องการเปิด XV020223 กด “Y” XV020223 และ XV return line จะเปิดเอง ให้ operator start 02P001B เพื่อ flush 02E001B timer สำหรับ Rinse 1. 5 นาที เมื่อครบแล้วถ้าไม่ต้องการ flush 02E001A กด “Y” ถ้าต้องการ flush 02E001A ให้ operator เปิด MV020225 และ MV020226 และ XV return 02E001B จะปิดเพื่อเอา ML จาก discharge 02P001B ไป flush เข้า 02E001A timer สำหรับ Rinse 1. ? นาทีเมื่อครบ timer แล้วให้ operator หยุด 02P001B XV020223 ปิด ให้ operator ปิด MV020225 และ MV020226

11.5 Step Empty Rinse 2.ถ้าต้องการ transfer Rinse 2. ให้กด “Y” XV020203 และ XV020601 จะเปิดเพื่อ empty rinse 1. เมื่อ Amp.02N001 low และ level ติด XV020203 “low” XV020203 และ XV020601 จะปิด

กรณี 02R002

11.6 Step SMA Transfer จาก 02R002 เมื่อต้องการ transfer SMA กด “Y” ให้ operator เปิด flush foot bearing 02N003 กด “Y” และ start ไบวอน 02N003 จากนั้นให้ operator check ปิด MV020216 (bottom 02R001) และเปิด MV020416 (bottom 02R002) ให้เปิด MV 020603 (bottom 02R003) XV020601 และ XV020403 จะเปิดเอง Inside Boardman จะต้องคอยตรวจสอบ pressure และ level ของ 02R002 และ 02R003 โดย pressure 02R002 และ 02R003 ต้อง diff. กัน > 1.0 bar ถ้า pressure diff. < 1.0 bar XV020403 และ XV020601 จะปิดทันที และถ้าจะ transfer อีกครั้ง pressure diff.ต้อง >1.8 bar ถึงจะเริ่ม transfer ได้อีกครั้ง XV020403 และ XV020601 จะเปิดเองอีกครั้ง และจะหยุด transfer เมื่อ

11.6.1 Amp.02N002 (agitator 02R002) ต้อง < 65 amp.

11.6.2 Level low ติด XV020403 ต้อง show low XV020403 และ XV020601 จะปิด

11.7 Step Rinse 1. โดยใช้ ML ประมาณ 20 m3(ปรับเพิ่มลดได้) จาก 02R004 เริ่มจากให้ operator เปิด flush foot bearing 02N002 กด “Y” operator เปิด MV020415 โดย Pump 02P006A/B และ Valve จะเปิดเอง เมื่อ ML ครบแล้ว จะปิด valve หยุด pump 02P0026A/B จากนั้นโปรแกรม EXA Pilot จะถามว่าให้เดินบี้ม B หรือ A ตัวใดเพื่อ Flush Cooler 02E002A หรือ B ตัวใดหรือไม่ โดย Inside Boardman ให้เลือกบี้มและ Cooler ที่ใช้งานให้ตรงกับการใช้งานผลิตใน Batch นั้นๆ หากต้องการ Rinse ถ้าต้องการ Rinse อุปกรณ์ใดให้กด “Y” ถ้าไม่ต้องการกด “N” กรณีที่ Operator เดิน 02P003B และใช้ Cooler 02E002B และเดิน 02P003B flush 02E002B สำหรับ Rinse ครั้งแรกนาน 1 นาที เมื่อครบแล้วปล่อยให้ Powder ตกตะกอนนาน 5 นาที โดยช่วงรอตกตะกอนให้ Make up pressure reactor ด้วย nitrogen ให้สูงกว่า 02R003 จากนั้นส่ง Powder ที่ตกตะกอนกัน Reactor ผ่าน ท่อ Empty 4” ไป 02R003 นาน 30 วินาที และส่ง Powder ผ่านท่อ Empty suction pump 02P001A/B 3” ไป 02R003 นาน 30 วินาที ทำซ้ำโดยเดินบี้ม 02P003B flush 02E002B สำหรับ Rinse ครั้งที่สองนาน 1 นาที เมื่อครบแล้วปล่อยให้ Powder ตกตะกอนนาน 5 นาที โดยช่วงรอตกตะกอนให้ Make up pressure reactor ด้วย nitrogen ให้สูงกว่า 02R003 จากนั้นส่ง Powder ที่ตกตะกอนกัน Reactor ผ่าน ท่อ Empty 4” ไป 02R003 นาน 30 วินาที ทำซ้ำเรื่อยๆจนครบ 4 ครั้งแล้ว Drain ML บริเวณจุดเก็บตัวอย่างได้ Reactor เพื่อตรวจสอบว่ายังมี Powder ใน ML อีกหรือไม่ ถ้าไม่มีหรือมีน้อยมากให้ Empty ML ทั้งหมดไปยัง 02R003

11.8 Step Empty Rinse 1. ถ้าต้องการ transfer Rinse 1. ให้กด “Y” XV020403 และ XV020601 จะเปิดเพื่อ empty rinse 1. เมื่อ Amp.02N002 low และ level ติด XV020403 “low” XV020403 และ XV020601 จะปิด



11.9 Step Rinse 2. กรณีที่ยังมี Powder ตกค้างใน ML อยู่ต้องการ Rinse 2. ให้กด “Y” ใช้ ML 20 m3 จาก 02R004 เริ่มจากให้ Operator เปิด Flush foot bearing 02N001 กด “Y” operator เปิด MV020415 โดย Pump 02P006A/B และ Valve จะเปิดเอง เมื่อ ML ครบแล้วจะปิด Valve หยุด Pump 02P0026A/B Inside Boardman ต้องการเปิด XV020419 กด “Y” XV020419 และ XV return line จะเปิดเอง ให้ operator start 02P003B เพื่อ Flush 02E002B timer สำหรับ Rinse 1. 5 นาที เมื่อครบแล้วถ้าไม่ต้องการ flush 02E002A กด “Y” ถ้าต้องการ Flush 02E002A ให้ Operator เปิด MV020421 และ MV020422 และ XV return 02E002B จะปิดเพื่อเอา ML จาก discharge 02P003B ไป flush เข้า 02E002A timer สำหรับ Rinse 1. ? นาทีเมื่อครบ timer แล้วให้ Operator หยุด 02P001B XV020419 ปิด ให้ operator ปิด MV020421 และ MV020422

11.10 Step Empty Rinse 2.ถ้าต้องการ transfer Rinse 2. ให้กด “Y” XV020403 และ XV020601 จะเปิดเพื่อ empty rinse 1. เมื่อ Amp.02N002 low และ level ติด XV020403 “low” XV020403 และ XV020601 จะปิด

12. การหยุดเดินเครื่องฉุกเฉิน (Emergency Shut Down)

12.1 กรณี Electric failure หรือ Utility failure

12.1.1 ระบบ Valve จะทำงานตาม Interlocking Fail close / Fail Open

12.1.2 ISBM ตรวจสอบระบบ ความดัน อุณหภูมิ และ ระดับภายในถังต่างๆ ทำการควบคุมให้อยู่ในระดับปกติ

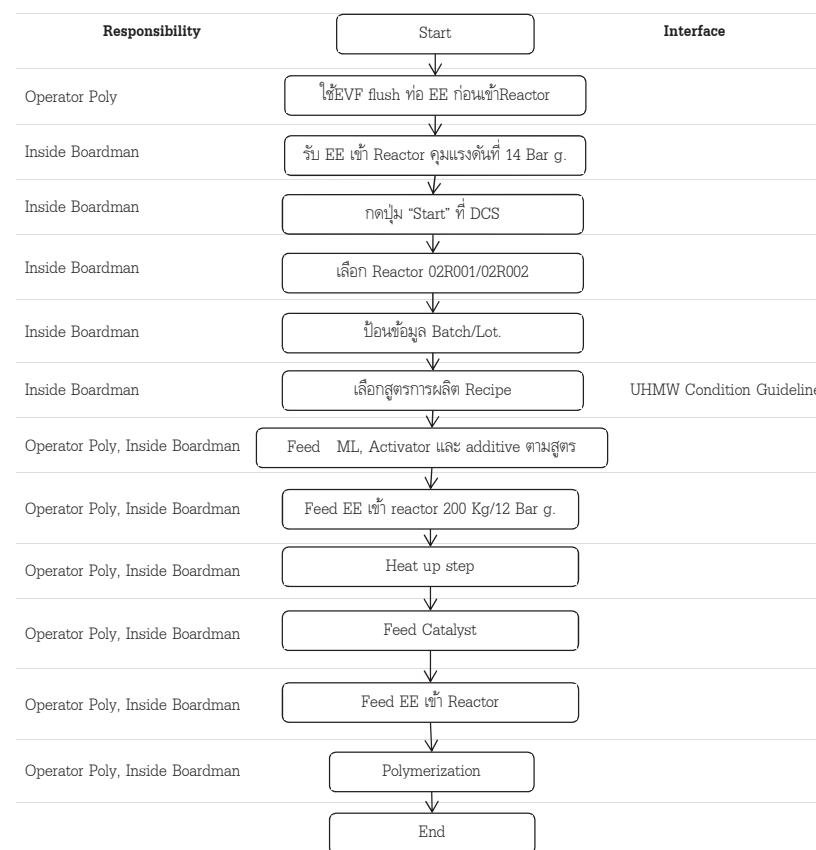
12.1.3 ทำการ Flush ระบบท่อต่างๆ เพื่อป้องกันการอุดตันของท่อ

12.1.4 ดำเนินการตามขั้นตอนหลังการ Shut Down ปกติ

12.2 กรณี หยุดผลิตเร่งด่วนด้วยเหตุจำเป็น เช่น เครื่องจักรเสียหาย ท่อผลิตอุดตัน เกิด Emergency Case เป็นต้น ให้ปฏิบัติตามขั้นตอนที่ 11

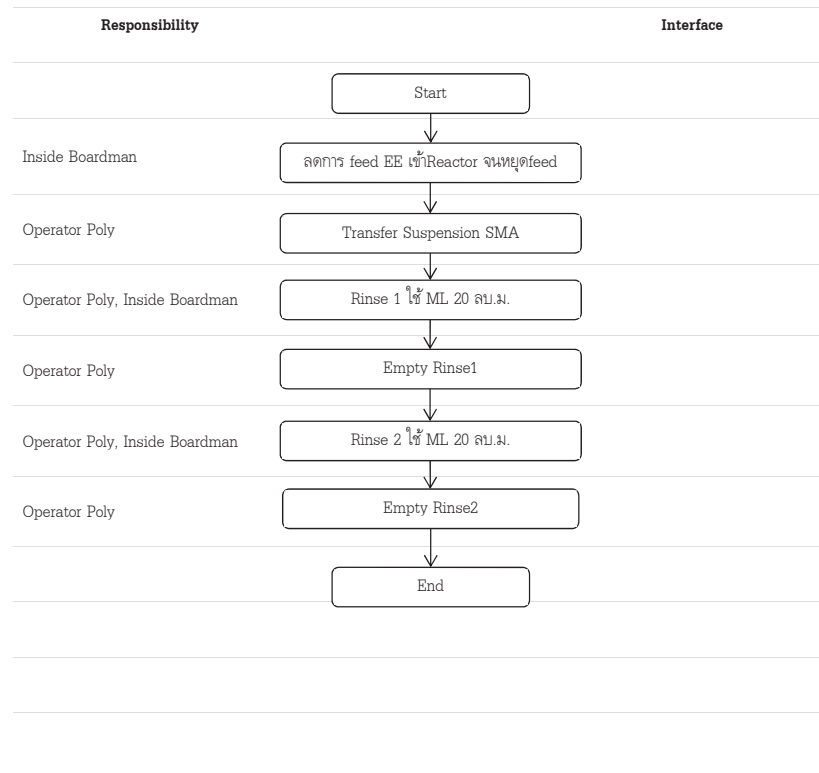


ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน Startup(Flow Chart)

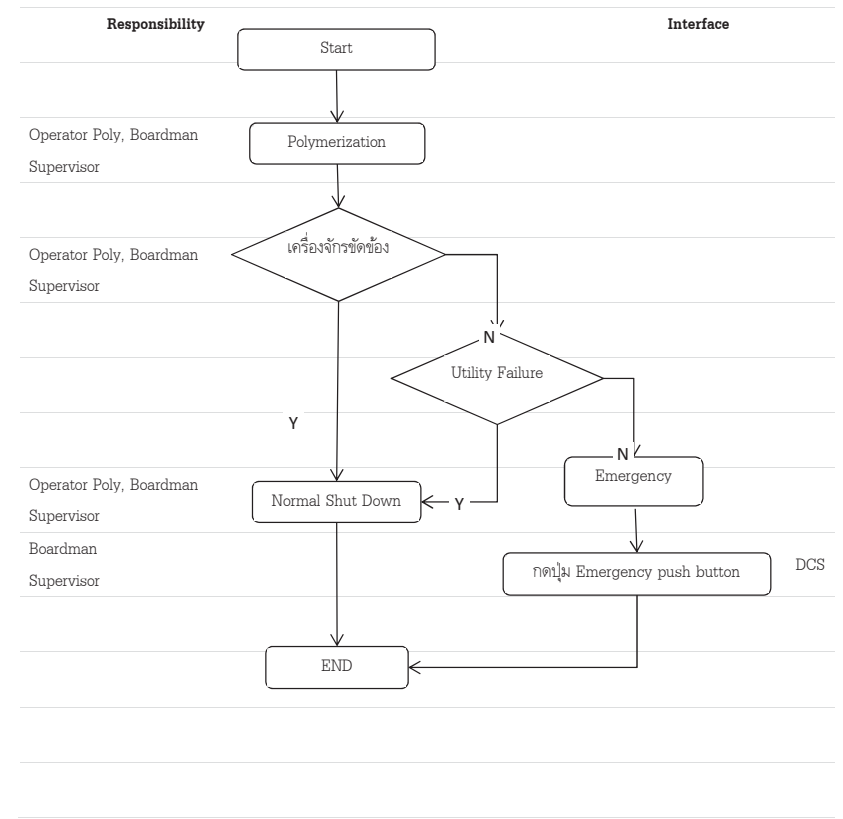




ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน Shut Down (Flow Chart)



ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน Emergency Shut Down (Flow Chart)





เอกสารอ้างอิง (References)

- UHMW Condition Guideline ตาม TD S10111300-3002-rev 0
- Information from Section manager

การบันทึก (Record Control)

ชื่อเอกสาร	สถานที่จัดเก็บ	ผู้รับผิดชอบ	ระยะเวลาจัดเก็บ
Reactor condition and recipe (CCR)	UHPE CCR	Inside Boardman	3 เดือน
Reactor Condition (Field)	UHPE CCR	Inside Boardman	3 เดือน
UHMW Daily Report	UHPE CCR	Shift Supervisor	>2 ปี

บันทึกการแก้ไขคู่มือ (Amendment)

ครั้งที่แก้ไข	วัน เดือน ปี	รายการแก้ไข	ผู้รับผิดชอบการแก้ไข
0	19 กรกฎาคม 2561	Initial Release	อำนาจ ชำอ่วม
1	15 มกราคม 2564	เพิ่มขั้นตอนการ feed hydrogen และ butene-1 กรณีเดินแกรดที่ใช้ ข้อ 9,10	อำนาจ ชำอ่วม

ประสิทธิภาพของกระบวนการ (Process Performance)

เป็นการวัดประสิทธิภาพของกระบวนการ เพื่อให้สามารถนำข้อมูลที่ได้ไปใช้ประกอบในการพิจารณาเพื่อให้เกิดในการปรับปรุงพัฒนา

กระบวนการอย่างต่อเนื่อง

PI	ความหมาย	การรายงาน
TRIR	อัตราการเกิดอุบัติเหตุถึงขั้น MT	IDMS Report
# Miss operation	จำนวนครั้งในการทำงานไม่เป็นไปตามขั้นตอนที่กำหนด	Task observation
Product on plan	การผลิต Product ได้ตาม schedule	Production schedule
# Environmental Complain	จำนวนครั้งในการร้องเรียนการชุมชน	EIA Report
% Premium	จำนวน Product on spec	QC Report

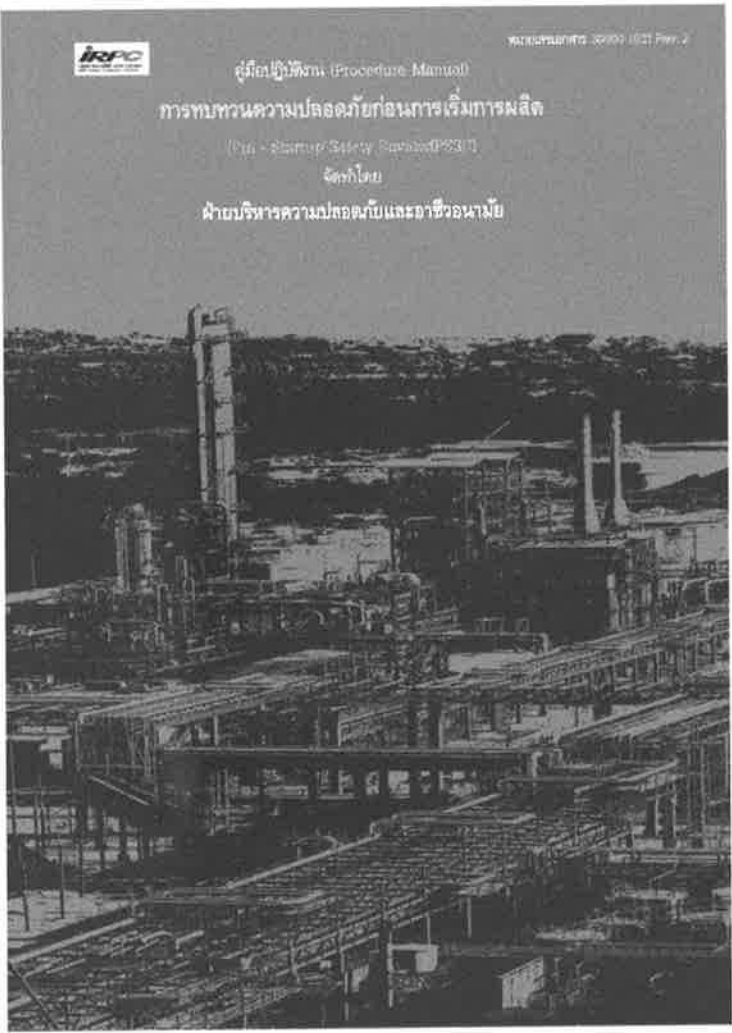


ความเสี่ยงที่จะไม่บรรลุ PI (Risk Management)

PI	ความเสี่ยง	การจัดการความเสี่ยง
TRIR	Unsafe Action ,Unsafe Condition	ประเมินความเสี่ยง ทำ tool box ก่อนเริ่มงาน
# Miss operation	ไม่ทำงานตาม PM/WI	อบรมพนักงาน Tool box และ Task observation
Product on plan	เครื่องจักรเสียหายในระหว่างผลิต	PM เครื่องจักรตามเวลา
# Environmental Complain	มี HC รั่วไหลไปสู่ชุมชน	Pre-Emergency Plan ,What-If Analysis
% Premium	เกิด Off spec product	Plant Information and Product Recipe

เอกสารแนบที่ 68

คู่มือปฏิบัติงานการทบทวนความปลอดภัยก่อนเริ่มการผลิต (PSSR)



หมายเลขเอกสาร S9900-1021 Rev. 2

คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)

การทบทวนความปลอดภัยก่อนการเริ่มการผลิต

(Pre - Startup Safety Review (PSSR))

จัดทำโดย

ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย



หมายเลขเอกสาร S9900-1021 Rev. 2

คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)

การทบทวนความปลอดภัยก่อนการเริ่มการผลิต

(Pre - Startup Safety Review (PSSR))

แก้ไขครั้งที่ 2

ตั้งแต่วันที่ 15 มิถุนายน 2559

คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)

การทบทวนความปลอดภัยก่อนการเริ่มการผลิต

(Pre - Startup Safety Review (PSSR))

รายละเอียดเอกสาร

ชื่อเอกสาร	คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)
ชื่อเอกสาร	การทบทวนความปลอดภัยก่อนการเริ่มการผลิต (Pre - Startup Safety Review (PSSR))
หมายเลขเอกสาร	S9900-1021 Rev. 2
หน่วยงานรับผิดชอบ	ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย
ผู้รับผิดชอบการทบทวน	วิศวกร ช่างเทคนิค
ผู้ตรวจทาน	วิศวกร ช่างเทคนิค ผู้จัดการฝ่าย ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย
ผู้อนุมัติการทบทวน	วิศวกร ช่างเทคนิค ผู้จัดการฝ่าย ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย
ครั้งที่แก้ไข	2
วันที่ดัดแปลง	7 กันยายน 2559
วันที่ทบทวนแก้ไข	

ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย

หน้า 220

หมายเลขเอกสาร S9900-1021 Rev. 2

คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)

การทบทวนความปลอดภัยก่อนการเริ่มการผลิต

(Pre - Startup Safety Review (PSSR))



แก้ไขครั้งที่ 2

ตั้งแต่วันที่ 15 มิถุนายน 2559



แก้ไขครั้งที่ 2

ตั้งแต่วันที่ 15 มิถุนายน 2559

สารบัญ

วัตถุประสงค์ (Objective)	4
ขอบเขต (Scope)	4
บทนิยาม (Definition)	5
หน้าที่และขอบเขตของ (Authorities and Responsibilities)	7
ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)	9
1. PSSR Levels	9
2. จัดตั้งทีม	9
3. จัดทำ PSSR	9
4. การทบทวน ตรวจสอบการเปลี่ยนแปลง	10
5. นำเสนอผลการจัดทำ PSSR	10
6. การตรวจสอบ PSSR	10
7. ลงนามอนุมัติ/แจ้งการ Shut down	10
8. แจ้ง EOC	10
9. EOC กลับคืน	10
10. ติดตามผลการดำเนินการแก้ไข	10
11. จัดทำบันทึกการทบทวนความปลอดภัย	11
12. การทบทวนการทบทวน PSSR Close	11
คู่มือการปฏิบัติงาน (Flow Chart)	18
เอกสารอ้างอิง (Reference)	19
การบันทึก (Record Control)	19
บันทึกการแก้ไข (Amendment)	19
ประสิทธิภาพของกระบวนการ (Process Performance)	20
ความเชื่อมโยงกับมาตรฐาน PI Risk Management	20

ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย

หน้า 220

หมายเลขเอกสาร S9900-1021 Rev. 2

คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)

การทบทวนความปลอดภัยก่อนการเริ่มการผลิต

(Pre - Startup Safety Review (PSSR))



แก้ไขครั้งที่ 2

ตั้งแต่วันที่ 15 มิถุนายน 2559

วัตถุประสงค์ (Objective)

เพื่อให้มีความมั่นใจว่า หน่วยงานเริ่มผลิตกระบวนการผลิต (Startup Plant) จะไม่เกิดอุบัติเหตุขึ้น ทั้งในระหว่างความปกติ และในสภาวะฉุกเฉิน อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ขอบเขต (Scope)

ใช้สำหรับทำ PSSR ของบริษัท โอเอสซี จำกัด (มหาชน) ประเภทโรงงานเคมี

(1) Pre - Startup Safety Review (PSSR) การทบทวน การตรวจสอบความปลอดภัย เพื่อให้มีความมั่นใจก่อนเริ่มผลิตกระบวนการผลิต (Startup) โดยละเอียดก่อนผลิต

- มีการก่อสร้างโรงงานใหม่ (New Facility)
- Turn around และ/หรือ Planning (Utility) Shut down
- Unplanned Shut down
 - Unplanned Shut down จาก Equipment failure with changed หมายเหตุ การ Shut down ที่มีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์หรือเครื่องจักร
 - Unplanned Shut down จาก Equipment failure without changed หมายเหตุ การ Shut down ที่ไม่มีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์หรือเครื่องจักร รวมถึงการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์หรือเครื่องจักรชนิดเดิม (Change in kind)
 - Unplanned Shut down จาก Utility failure , Shut lead , Operation failure
- การเปลี่ยนแปลงกระบวนการ (changed/modified) เครื่องจักร อุปกรณ์ วัสดุ หรืออื่นๆ ซึ่งส่งผลต่อกระบวนการผลิต โดยไม่ทราบเหตุการณ์ Change/modified of Changes (MoC/CECP)
- การ Shut up หลังจากทำการ Shut down เป็น Batch โดยไม่ทราบเหตุการณ์
- Month ended การ Shut up Plant หลังจากมีการ Shut down 1 ปีหรือมากกว่านั้นและจะดำเนินการผลิตใหม่

(2) Pre - Startup Safety Review (PSSR) Checklist สำหรับการทบทวน การตรวจสอบความปลอดภัยก่อนเริ่มผลิตกระบวนการผลิต

- Pre - Startup Safety Review (PSSR) Simple Checklist (990010-01) ให้ใช้ได้ตามนี้
 - Unplanned Shut down ที่ไม่มีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์หรือเครื่องจักร (Equipment failure without Change)

ฝ่ายบริหารความปลอดภัยและอาชีวอนามัย

หน้า 220

- การ Start up หลังจากทำการ Shut down เพื่อเปลี่ยน Batch โดยมีการปิดระบบ
 - Modebilled พร้อมตัวหรือค่าอื่น 30 วัน ให้พิจารณาความปลอดภัยในการทำ PSSR โดยผู้จัดการ
 - Pre - Startup Safety Review (PSSR) Complex Checklist (99002-041) ใช้ในกรณี ดังต่อไปนี้
 - มีการก่อสร้างโครงการใหม่ (New Facility)
 - Turn around หรือเข้าปี (Yearly) Shut down
 - Modebilled มากกว่า 30 วัน
 - Unplanned Shut down จาก Equipment (align with Change)
 - การเปลี่ยนแปลงกระบวนการ (Change/modification) เครื่องจักร อุปกรณ์ ที่ไม่ผ่านการ
- Management of Changes (MOC/PCP) ซึ่งหากการเปลี่ยนแปลงใดๆ จะทำขึ้นโดยต้องพิจารณา
- ข้อ a. ให้จัดทำ PSSR โดยใช้ PSSR Complex Checklist (99002-041) หากไม่เข้าข่าย ให้ใช้
- Pre - Startup Safety Review (PSSR) Sample Checklist (99002-040)
- a. การเปลี่ยนแปลงที่มีผลกระทบต่อความปลอดภัย สารเคมี Raw material, New process, Intermediate ให้จัดทำดังนี้
 - ศึกษาความเสี่ยงหาก อยู่ในระดับ 3 ขึ้นไป
 - การปฏิบัติงาน อยู่ในระดับ 3 ขึ้นไป
 - การดำเนินการในสารเคมี อยู่ในระดับ 3 ขึ้นไป
 - b. อุปกรณ์ในการผลิตมากกว่า 1 ชิ้น
 - c. มีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ที่เดิมอุปกรณ์ใหม่
 - d. มีการเปลี่ยนแปลงวัสดุ หรือ ชิ้นส่วน โดยไม่ผ่านการ MOC เช่น การเปลี่ยน อุปกรณ์ที่เชื่อมเดิมกับชิ้นส่วนประกอบอาจมีค่าแรงที่เปลี่ยนแปลง
 - e. มีการ die in มากกว่าหรือเท่ากับ 3 จุด
 - f. การรับแจ้งเหตุผิดปกติ หรือพบข้อบกพร่องใหม่ที่เกิดจากเดิมหลายชิ้น ความถี่ของเหตุการณ์ ต้องบันทึกค่า Incident report
 - g. การเปลี่ยนแปลงกระบวนการควบคุมใหม่ หรือการควบคุมระบบความปลอดภัย หรือ Lockout
 - h. การเปลี่ยนแปลงเกี่ยวกับระบบเดิม หรือป้องกันเหตุเพลิงไหม้

บทนิยาม (Definition)

Pre - Startup Safety Review (PSSR) หมายถึง การทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย เพื่อให้เกิดความมั่นใจ ก่อนเริ่มทำการการผลิต

Pre - Startup Safety Review (PSSR) Checklist หมายถึง เอกสารการทบทวนการตรวจสอบความปลอดภัย ใดๆ ก่อนเริ่มทำการการผลิต (document)

Modebilled หมายถึง การ Start up Plant หรืออาจมีการหยุดเดิน ในช่วงเวลาที่เมื่อจะเริ่มทำการผลิตใหม่

PSSR Team หมายถึง คณะบุคคล ที่ทำหน้าที่ ตรวจสอบความพร้อมในหลายๆ ด้าน เช่น ด้าน วิศวกรรม PSSR Team ประกอบไปด้วย ตัวแทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น ฝ่ายผลิต, ฝ่ายวิศวกรรม, ฝ่าย เทคนิค, ฝ่ายบำรุงรักษา ฝ่ายสายงานความปลอดภัย, ฝ่ายความปลอดภัยและสุขภาพส่วนต้นทาง และฝ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง จะทำการตรวจสอบความปลอดภัยก่อนเริ่มทำการการผลิต (PSSR)

PSSR Leader หมายถึง ผู้ทำหน้าที่ กำกับ ดูแล ให้มีการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัยก่อนเริ่มทำการผลิต (PSSR)

ผู้ประสานงาน (Coordinator) หมายถึง ผู้ทำหน้าที่ ประสานงานกับผู้ที่เกี่ยวข้องทั้งหมด เพื่อจัดทำ PSSR

ผู้ตรวจสอบ (Verifier) หมายถึง ผู้ทำหน้าที่ ตรวจสอบการปฏิบัติตามกระบวนการทำงานตามของ PSSR ใน ส่วนงาน ที่เกี่ยวข้อง รวมถึงกำหนด PSSR Team ตามลักษณะปัญหาที่พบในการตรวจสอบ ซึ่งการตรวจสอบทั้งหมด ไม่ผ่าน จนเป็นที่น่าพอใจ เพื่อให้เกิดความมั่นใจได้ว่าทุกกระบวนการได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกระบวนการ

ผู้อนุมัติ (Approver) หมายถึง ผู้ทำหน้าที่ ผู้อนุมัติ รับรองผลการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย (PSSR)

Category A หมายถึง ประเด็นปัญหาที่ร้ายแรงที่สุด (Critical to safe) ซึ่งต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จ มิฉะนั้นจะไม่มีการดำเนินการ Startup

Category B หมายถึง ประเด็นปัญหาที่ร้ายแรงรองลงมา ซึ่งสามารถแก้ไขได้ก่อน Startup ได้ แต่ต้องมีการกำหนด แผนการดำเนินการแก้ไขที่ชัดเจน

หน้าที่และความรับผิดชอบ (Authorities and Responsibilities)

PSSR Leader มีหน้าที่

- กำกับ ดูแล ให้มีการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัยก่อนเริ่มทำการการผลิต (PSSR)
- จัดทำทีม หรือทีมเฉพาะกิจหรือทีม PSSR Team ในการจัดทำและดำเนินการเกี่ยวกับ และเป็นผู้รับผิดชอบ การทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัยก่อนเริ่มทำการการผลิต
- กำหนดบทบาทและหน้าที่ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการทบทวนความปลอดภัย
- จัดทำเอกสารและสื่อที่เกี่ยวข้องความปลอดภัยในการผลิตและดำเนินการทำ PSSR

ผู้ประสานงาน (Coordinator) มีหน้าที่

- ประสานงาน PSSR Team จัดการประชุมก่อนเริ่มทำ PSSR
- ทำการตรวจสอบ Checklist ว่าได้ดำเนินการตามการทบทวนความปลอดภัย และบันทึกผลการดำเนินงานเรียบร้อยแล้ว
- ทำการตรวจสอบ Checklist ว่าได้ดำเนินการตามขั้นตอนที่ตรวจสอบในระหว่างกระบวนการความปลอดภัย
- แจ้งภายในหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
- กำหนดเอกสาร PSSR ให้ PSSR Verifier และ PSSR Approver เพื่อพิจารณาตรวจสอบ และอนุมัติให้ทำการ Startup
- ส่งรายงานผลการ PSSR ที่ผ่านการอนุมัติให้ผู้ที่เกี่ยวข้อง เพื่อกำหนด Startup
- ศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้องกับปัญหา Category B
- กรณี Unplanned Shutdown ดำเนินการติดตามตรวจสอบเอกสารการจัดทำ PSSR แล้วเสร็จภายใน 72 ชั่วโมงหลังจากเหตุการณ์

ผู้ตรวจสอบ (Verifier) มีหน้าที่

- ตรวจสอบ ตรวจสอบเอกสารที่จัดทำ PSSR ใน PSSR CHECK LIST
- ตรวจสอบเอกสารที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการตามข้อกำหนด PSSR
- ตรวจสอบ การปฏิบัติตามข้อกำหนดของ PSSR ในส่วนที่เกี่ยวข้อง โดยพิจารณาทั้งหลักฐาน ในรูปของเอกสารและตรวจสอบความปลอดภัยในขั้นปฏิบัติ
- ลงนามรับรองรายงานผลการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย (PSSR)
- จัดทำเอกสารรับรองการแก้ไขประเด็นปัญหาในส่วนงานที่เกี่ยวข้อง

ผู้อนุมัติ (Approver) มีหน้าที่ อนุมัติ รับรองผลการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย (PSSR)

- ตรวจสอบและดำเนินการอนุมัติก่อนเริ่มทำการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย (PSSR Checklist)
- ตรวจสอบอนุมัติให้มีการ Startup และดำเนินการในรายงานผลการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย (PSSR Checklist)
- ตรวจสอบอนุมัติ ปิดประเด็นปัญหา (Category B)

PSSR Team มีหน้าที่

- ทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัยก่อนเริ่มทำการ PSSR Checklist
- ร่วมทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัยที่ตนปฏิบัติงาน
- ค้นหาความเสี่ยง ประเมิน ประเมินความเสี่ยงต่างๆ ให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนด
- ลงนามรับรองรายงานผลการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย (PSSR Checklist)
- จัดทำเอกสารและสื่อที่เกี่ยวข้องความปลอดภัยในการผลิตและดำเนินการตามข้อกำหนด PSSR

แผนการ (Plan) มีหน้าที่

- จัดทำใบสั่งการการทบทวนความปลอดภัย (PSSR Checklist) และดำเนินการตามการตรวจสอบ โดยทั้งหมด สามารถแก้ไขปัญหาล่วงหน้าหรือ Electronic File
- แต่ง EOC เมื่อมีการ Startup Plant
- รายงาน Incident ในระบบ HES ภายใน Unplanned Shutdown

EOC มีหน้าที่

- ขนส่งใบสั่งการ PSSR ของ Plant ไปยังผู้ที่เกี่ยวข้อง Startup Plant และส่งข้อความแจ้งผู้ที่เกี่ยวข้อง ตามระบบที่กำหนดไว้

TE มีหน้าที่

- ตรวจสอบผู้ที่เกี่ยวข้อง PSSR Leader การดำเนินการตามกระบวนการ (Change/modification) เครื่องจักร อุปกรณ์ ที่ไม่ผ่านการ Management of Changes (MOC/PCP) หากต้องการแก้ไขให้แจ้ง Project Manager เป็น PSSR Leader

- กิจกรรมที่ผู้กำกับที่เป็น PSSR Leader กรณี New Plant หากผู้กำกับไม่ได้ Production Division Manager เป็น PSSR Leader

ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)

1 PSSR Leader

เมื่อมีการดำเนินการโครงการใหม่ (New Facility) การเปลี่ยนแปลงกระบวนการ (changed/modified) เครื่องจักร อุปกรณ์ ที่เกี่ยวข้องกับการ Management of Change (MOC/PCP) ให้ Production ทำหน้าที่เป็น PSSR Leader ภายหลังการที่ EOP ที่ TS ทำการพิจารณาแล้วเห็นสมควรมอบหมายให้เป็นผู้เป็น PSSR Leader และกรณี Time based/Planned Yearly Shutdown, PM Task based planing ทำหน้าที่เป็น PSSR Leader

2 จัดตั้งทีม

PSSR Leader เป็นผู้เกี่ยวข้องโดยตรงส่วนงาน เพื่อจัดตั้งทีม ในการเป็น PSSR โดยโครงสร้าง PSSR Team ให้ยึดตามตารางแสดงโครงสร้าง PSSR Team

3 จัดทำ PSSR

ผู้ประสานงาน (Coordinator) ให้ประสาน PSSR Team เพื่อจัดทำ PSSR

4 การทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย

PSSR Team ทำการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย ตาม PSSR Checklist (9900F-840 9900F-841) ซึ่งเป็นกรอบขั้นตอนการดำเนินการ Startup โดยพิจารณาประเด็นที่มีความสำคัญ (Critical to Safe) Category A ต้องดำเนินการแก้ไขโดยทันที ไม่อนุญาตให้ทำการ Startup หากดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จครบถ้วน สำหรับประเด็นปัญหาของ Category B ไม่พิจารณาจัดทำเอกสารแก้ไข ปรับปรุงโดยผู้ที่เกี่ยวข้องและดำเนินการแล้วเสร็จที่ชัดเจน PSSR Team ทำการลงนามใน PSSR Checklist (9900F-840 9900F-841)

5 นำเสนอผลการจัดทำ PSSR

ผู้ประสานงาน (Coordinator) นำเสนอผลการจัดทำ PSSR ต่อผู้ตรวจสอบ (Verifier)

ฝ่ายวิศวกรรมความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

หน้า 12/21

6 การตรวจสอบ PSSR

ผู้ตรวจสอบ (Verifier) ทำการตรวจสอบ PSSR Team ซึ่งเป็น PSSR Team ภายใต้บังคับบัญชาและทำการทบทวน โดยการสุ่มสำรวจพื้นที่ทำงาน ในส่วนงานที่เกี่ยวข้อง หากผลการตรวจสอบยังไม่ครบถ้วน ผู้จัดการ ทำหน้าที่การแจ้งกลับไปยังผู้ประสานงาน (Coordinator) เพื่อทำการประสานงาน ติดตามไปจนถึงผู้ที่เกี่ยวข้องได้ทราบแล้วก่อนนำเสนออีกครั้ง หากผลการทบทวนครบถ้วน ผู้จัดการ ผู้ตรวจสอบ (Verifier) ทำการลงนามใน PSSR Checklist (9900F-840 9900F-841) และนำเสนอเพื่ออนุมัติให้ทำการ Startup ต่อไป

7 ลงนามอนุมัติเพื่อทำการ Startup

ผู้อนุมัติ (Approver) พิจารณาและมอบหมายผู้ตรวจสอบตรวจสอบเอกสารผลการทบทวน ตรวจสอบความปลอดภัย PSSR (9900F-840 9900F-841) และลงนามอนุมัติเพื่อทำการ Startup

8 แจ้ง ECC

แจ้งขอพื้นที่ (Plant) แจ้ง ECC เมื่อจะทำการ Startup

9 ECC ลงนามเก็บ

ECC ลงนามในการ PSSR ของ Plant และชื่อผู้ทำการอนุมัติ Startup Plant และส่งข้อมูลแจ้งผู้ที่เกี่ยวข้องตามระบบที่เกี่ยวข้อง

10 ติดตามผลการดำเนินการแก้ไข

สำหรับ Category B ผู้ประสานงาน (Coordinator) ติดตามผลการดำเนินการแก้ไข โดยติดตามไปที่ประสานงาน SC และหากไม่ทราบความเข้าใจตามแผนงานที่กำหนด จะนำประเด็นปัญหาเข้าติดตามประเมิน MANDAFORM ประเด็นปัญหาที่ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จแล้วให้ผู้ตรวจสอบ (Verifier) ของส่วนงานที่เป็นประเด็นปัญหา ลงนามรับรองการแก้ไข และผู้ตรวจสอบผลิต (Production Department Manager) เป็นผู้อนุมัติให้ดำเนินการต่อไป

ฝ่ายวิศวกรรมความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

หน้า 12/20

11 จัดเก็บบันทึกผลการทบทวนความปลอดภัย

จัดเก็บบันทึกผลการทบทวนความปลอดภัย ที่ผ่านการอนุมัติ และการแก้ไขปรับปรุงจนแล้วเสร็จโดย เจ้าของพื้นที่ (Plant) เป็นผู้ดำเนินการเก็บเอกสารต้นฉบับ และเตรียมรายงาน Maintenance หรือ Engineering ซึ่งเป็นผู้รับผิดชอบ Process ด้านนี้แล้ว โดยสามารถเก็บในรูปแบบเอกสารหรือ scan เก็บในรูปของ Electronic file ก็ได้ ระยะเวลาการจัดเก็บข้อมูลไม่น้อยกว่า 5 ปี

หมายเหตุ : กรณีครั้งนั้น โครงสร้าง PSSR Team ไม่ยึดตามตารางโครงสร้าง PSSR Team เดิมแต่ใช้ส่วนผู้ปฏิบัติให้ทำการ Startup ให้สอดคล้องพื้นที่ ทำหน้าที่เป็นผู้ปฏิบัติ องค์กรต้องมีผู้ตรวจสอบ ให้ผู้ที่เกี่ยวข้องมอบหมายจากหน่วยงาน 4 ฝ่ายมาจัดทำ PSSR และแล้วดำเนินการเสร็จสิ้นให้ยื่นสำเนาเอกสารตามนี้ด้วย เพื่อรับทราบ

ฝ่ายวิศวกรรมความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

หน้า 11/20

ตารางแสดงโครงสร้าง PSSR Team

ตาราง 1 โครงสร้างทีม (New Facility)

PSSR Leader	PSSR Coordinator	PSSR Team	PSSR Verifier	PSSR Approver
Project Manager หรือผู้กำกับ สายการผลิต	Safety Area Security Manager (SFC) หรือผู้กำกับ โรงงาน	1. Production Division Manager 2. Control Room Manager 3. Maintenance Division Manager 4. Engineering & Reliability Division Manager 5. Engineering Division Manager 6. Technology Division Manager และ/หรือผู้กำกับ โรงงานจากจุด ตามข้อ 2.6 7. Security and Life Guard Division Manager 8.อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง Leader ที่ทราบ	1 Production Division Manager or Coordinator Manager 2 Maintenance Division Manager 3 Engineering & Reliability Division Manager 4 Engineering Division Manager 5 Technology Division Manager 6 Project Manager 7 Security and Life Guard Division Manager 8 Safety Area Security Manager	Production Department Manager

ฝ่ายวิศวกรรมความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

หน้า 12/19

ตาราง 2 Turn around / Planning (Yearly) Shut down

PSSR Leader	PSSR Coordinator	PSSR Team	PSSR Verifier	PSSR Approver
Division Manager หรือ Project Manager หรือ Area Manager หรือ PSSR Manager หรือ ผู้รับผิดชอบ PSSR	Safety Officer (Area)	1 Production Division Manager 2 Construction Manager 3 Maintenance Division Manager 4 Inspection & Reliability Division Manager 5 Technology Division Manager และ/หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายจาก PSSR Team 1-5 6อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง	1 Production Division Manager 2 Maintenance Division Manager 3 Inspection & Reliability Division Manager 4 Technology Division Manager 5 Safety Area Section Manager 6 ผู้จัดการส่วนงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องตาม PSSR Team	Production Division Manager

ตาราง 3 การเปลี่ยนแปลง/ดัดแปลง (changed/modified) โดยหน่วยงาน Management of Changes (MoC/FCP)

PSSR Leader	PSSR Coordinator	PSSR Team	PSSR Verifier	PSSR Approver
Project Manager หรือ Division Manager หรือ ผู้รับผิดชอบ PSSR หรือ Project Manager หรือ Production Manager หรือ Reliability Division Manager หรือ Technology Division Manager หรือ Safety Area Section Manager	Safety Officer (Area)	1. Project manager 2. Production Division Manager 3. Construction Manager 4. Maintenance Division Manager 5. Inspection & Reliability Division Manager 6. Technology Division Manager และ/หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายจาก PSSR Team 1-5 6.อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง	1. Project manager 2. Production Division Manager 3. Construction Manager 4. Maintenance Division Manager 5. Inspection & Reliability Division Manager 6. Technology Division Manager 7. Safety Area Section Manager 8. ผู้จัดการส่วนงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องตาม PSSR Team	Project Manager หรือ Production Manager หรือ Reliability Division Manager หรือ Technology Division Manager หรือ Safety Area Section Manager หรือ PSSR Team

หมายเหตุ: กรณีที่พิจารณาแล้วไม่เข้าข่าย 1-6 และใช้ PSSR Simple Checklist : PSSR Team และ PSSR Verifier ไม่จำเป็น ตารางแสดงโครงสร้าง PSSR Team ตาราง 5 ถูกใช้ Unplanned Shut down จาก Equipment failure หรือ/และ changed

ตาราง 4 Unplanned Shut down จาก Equipment failure with changed

PSSR Leader	PSSR Coordinator	PSSR Team	PSSR Verifier	PSSR Approver
Production Section Manager	Safety Officer (Area)	1. Maintenance Section Manager 2. Inspection & Reliability Section Manager 3. Technology Section Manager และ/หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายจาก PSSR Team 1-3 4.อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง	1. Production Section Manager 2. Maintenance Section Manager 3. Inspection & Reliability Section Manager 4. Technology Section Manager 5. Safety Area Section Manager 6. ผู้จัดการส่วนงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องตาม PSSR Team	Production Section Manager

หมายเหตุ:

- ไม่สามารถนำกระบวนการนี้มาใช้ได้หากมีการแก้ไขหรือเปลี่ยนแปลง
- สำหรับงานในระบบ I&MS ตาม PM ของบริษัทจัดการปิโตรเลียม (Incident Management) S9900-1020 ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงในระบบ I&MS

กรณีที่ Modified > 30 วัน ไม่ใช้โครงสร้าง PSSR Team ตามตารางแสดงโครงสร้าง PSSR Team ตาราง 4 และใช้ PSSR Complex Checklist (S9900F-341)

ตาราง 5 Unplanned Shut down จาก Equipment failure without changed

PSSR Leader	PSSR Coordinator	PSSR Team	PSSR Verifier	PSSR Approver
Production Section Manager	Safety Officer (Area)	1. Maintenance Section Manager 2. Inspection & Reliability Section Manager 3. Technology Section Manager และ/หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายจาก PSSR Team 1-3 4.อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง		Production Section Manager

หมายเหตุ:

- ใช้ Section Manager สามารถนำกระบวนการนี้มาใช้ได้ โดยหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ PSSR และ Safety Supervisor เป็นผู้ทำ PSSR และ Safety Area plans และต้องมีการจัดเก็บหลักฐานที่เกี่ยวข้อง เช่น Log Book
- สำหรับงานในระบบ I&MS ตาม PM ของบริษัทจัดการปิโตรเลียม (Incident Management) S9900-1020 ไม่สามารถใช้การแก้ไขหรือเปลี่ยนแปลงในระบบ I&MS
- Production Department Division Manager Technology Department Division Manager, Maintenance Department Division Manager, Inspection & Reliability Department Division Manager หากไม่เกี่ยวข้อง

กรณีที่ Modified < 30 วัน ผู้จัดการงาน (Section Manager) พิจารณานำกระบวนการนี้มาใช้ PSSR หากจำเป็นทั้ง PSSR ไม่ใช้โครงสร้าง PSSR Team ตารางแสดงโครงสร้าง PSSR Team ตาราง 5 และใช้ PSSR Simple Checklist (S9900F-340)

NOTE 6 (Unplanned) Emergency Shut down via Utility Failure with Short Load with Operation follow

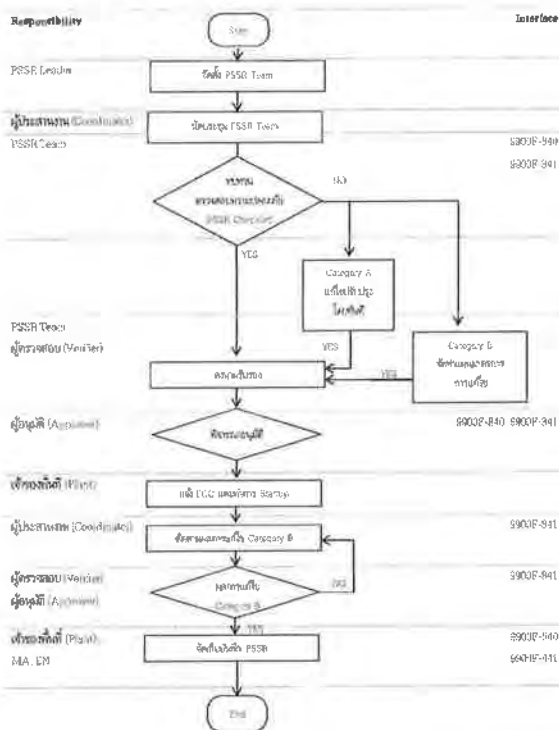
PSSR Leader	PSSR Coordinator	PSSR Team	PSSR Verifier	PSSR Approver
Shift Supervisor		1. หัวหน้างาน 2. ช่างเทคนิค Leader พนักงาน		Shift Supervisor

တစ်ပါးတည်း

- การ Start down จาก Utility หรือ Stand lead ที่บ้าน ISW ที่บ้าน State prison ต้องแจ้ง Section Manager ภาคติดต่อ Section Manager ไม่ได้ ให้ติดต่อผู้บังคับบัญชาตามลำดับขั้น

กฏ Start up แล้วจากนั้นทำการ Shut down แล้วเพิ่ม Batch ซึ่งได้มาป้อนรวม ให้ใช้โดยส่วน PSR Team
ตามตารางแสดงโดยส่วน PSR Team ตาราง 6 และใช้ PSR Simple Checklist (SR00P-R40)

ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Flow Chart)



เอกสารอ้างอิง (Reference)

- 9900P - 540 Pre-Start up Safety Review (PSSR) Simple Checklist
- 9900P - 541 Pre-Start up Safety Review (PSSR) Complex Checklist

การบันทึก (Record Control)

เข้าขอพื้นที่ (Plan) และขอใช้หน่วยงาน Maintenance หรือ Engineering ซึ่งเป็นผู้รับผิดชอบ Project กับในรูป
ของเอกสาร หรือ scan เก็บในรูปของ electronic file เป็นระยะเวลา 5 ปี และหากเกิน 5 ปี ให้จัดทำเอกสารสรุปที่
ดำเนินการทั้งหมดแล้ว

บทแก้ไขเพิ่มเติม (Amendment)

ลำดับกิจกรรม	วัน เดือน ปี	รายการแก้ไข
0	17 สิงหาคม 2555	Initial Release
1	7 มกราคม 2559	<ol style="list-style-type: none"> ปรับข้อมูลใน Statement จากเดิมหลายตัวรวมไว้ที่ช่องเดิม Production ผู้กำกับที่ PSSR Location เกิด New Facility - Change Modified (PCT) ไม่ TC เป็นผู้กำกับที่นำ PCP เพิ่ม ผู้กำกับที่ตรวจสอบ (entry) ภายใน PSSR กำหนดความถี่ / หน้าที่ของผู้กำกับใน 1 ปีตามชนิดงาน กำหนดการที่ PSSR Checklist ให้ใช้เพิ่มเติม มีการใช้ใหม่ Complex Checklist แทนการใช้ Simple Checklist เพิ่มการควบคุมชนิดอุปกรณ์ที่เพิ่มจาก Category A-B เพิ่มการแจ้ง EOC เมื่อมีการนำตัวที่กำกับ PSSR ผ่านตัวกำกับ State p ปรับเพิ่ม PSSR Check-List (PDP-440, PDP-441)
2	7 กันยายน 2559	<ol style="list-style-type: none"> เพิ่มกระบวนการตาม การมี Batch Process เพิ่มการบันทึกการมี Mobile Unit

ประสิทธิภาพของกระบวนการ (Process Performance)

เป็นมาตรการประสิทธิภาพของกระบวนการ เพื่อให้ระบบห่วงโซ่อุปทานใช้ประโยชน์จากการวิจัยและพัฒนาเพื่อให้เกิดในการ
ปรับปรุงพัฒนากระบวนการอย่างต่อเนื่อง

ที่	ชื่อกิจกรรม/	กิจกรรมที่
ศูนย์การเรียนรู้ชุมชนแห่งการ Start up Place	จ้างวิทยากรที่คิดค้นแห่งการ Start up Place ที่สามารถถ่ายทอดไม่ PSSE หรือ PSSE ไม่ สมบูรณ์	ป็นจริง

គោលដៅបង្កើតក្រុមការងារ PI (Risk Management)

ป1	ความเรียง	การจัดการความเรียง
ความเรียงที่ไม่ครอบคลุมหัวข้อ PSQR	ไม่ผ่านการตรวจการชี้แจง PSQR พิจารณา PSQR ไม่สมบูรณ์	- ไม่ผ่านการตรวจการชี้แจง PSQR - ยอมฯ ทำความเข้าใจ PSQR Check

เอกสารแนบที่ 69
ผังขั้นตอนการรับเรื่องร้องเรียน

แจ้งปัญหา/ข้อร้องเรียนผ่านช่องทางต่าง ๆ ดังนี้

1. แจ้งเหตุมาที่ ECC (โทรศัพท์ 0 3880 2560, 1800 800 008)
2. แจ้งทางวาจาต่อเจ้าหน้าที่สิ่งแวดล้อมหรือเจ้าหน้าที่มวลชนสัมพันธ์
3. แจ้งผ่านตู้รับเรื่องร้องเรียนที่ป้อมยามหน้าโรงงาน
4. แจ้งผ่านผู้นำชุมชน/หน่วยงานราชการที่รับเรื่องร้องเรียน (ประชาสัมพันธ์ช่องทางประสานงานให้ผู้นำ/หน่วยงานทราบ และกำหนดให้แจ้งทันที)

ผู้รับผิดชอบ

รูปแบบการดำเนินการ

ผู้แจ้งเหตุผลกระทบ / ECC

ผู้ได้รับผลกระทบสิ่งแวดล้อมแจ้งเหตุมาที่ ECC

แบบฟอร์ม

ECC, โรงงานเป้าหมาย,
On Call Team, ผู้บริหาร

ภายใน 1 ชั่วโมง
ECC แจ้งเหตุผู้ที่เกี่ยวข้องเพื่อลง
ตรวจสอบพื้นที่ที่ได้รับแจ้งร้องเรียน

โทรศัพท์, SMS, Walky Talky
General Call Intercom

ECC, โรงงานเป้าหมาย,
On Call Team

ภายใน 1 ชั่วโมง
1. โรงงานเป้าหมายตรวจสอบกิจกรรมที่อาจมีผลกระทบ
ในทันที
2. ทีม On Call พบผู้ร้องเรียนและตรวจสอบจุดร้องเรียน

โทรศัพท์, SMS, Walky Talky
General Call Intercom

ได้รับผลกระทบ

ไม่ใช่

โทรศัพท์, SMS, Walky Talky
General Call Intercom

ECC, โรงงานเป้าหมาย,
On Call Team

ใช่
โรงงานเป้าหมายปรับปรุงแก้ไขกิจกรรมที่มี
ผลกระทบทันทีที่ตรวจพบ พร้อมทั้งตรวจสอบ
สาเหตุกระบวนการผลิตและแก้ไขผลกระทบ

ภายใน 1 ชั่วโมง

ECC, โรงงานเป้าหมาย,
On Call Team

ภายใน 7 วัน
1. โรงงานเป้าหมายแจ้งผลผ่าน ECC กลับไปยังทีม On
Call เพื่อแจ้งผลการแก้ไขแก่ผู้ร้องเรียนทันทีที่แล้วเสร็จ
2. หากการแก้ไขยังไม่แล้วเสร็จ ทีม One Call จะแจ้ง
ความคืบหน้าแก่ผู้ร้องเรียนทุกๆ 7 วัน จนกว่าการแก้ไข
จะแล้วเสร็จ

โทรศัพท์, SMS, Walky Talky
General Call Intercom

ECC, โรงงานเป้าหมาย,
On Call Team, ผู้บริหาร

ECC แจ้งผู้เกี่ยวข้องและผู้บริหาร
(SMS แจ้งผู้บริหาร)

โทรศัพท์, SMS, Walky Talky
General Call Intercom

ECC

ภายใน 15 วัน
เก็บข้อมูล สรุปปัญหาและแนวทางการแก้ไขนำเสนอต่อ
คณะกรรมการด้านการแก้ปัญหาสิ่งแวดล้อมเขตประกอบการฯ
เพื่อพิจารณาและป้องกันการเกิดซ้ำต่อไป (ภายใน 15 วัน)

แบบฟอร์ม

จบข้อร้องเรียน

ECC ศูนย์ควบคุมฉุกเฉิน
On Call Team หน่วยงาน
ประชาสัมพันธ์ชุมชน


เอกสารแนบที่ 70
เอกสารบันทึกข้อร้องเรียน

สรุปข้อมูลการแจ้งข้อร้องเรียนของประชาชน ประจำเดือน มกราคม - มิถุนายน 2565

ลำดับ	รายชื่อโครงการ	ข้อชี้แจงเรื่องร้องเรียน
1	โครงการ ETP/DCC/BTX	ไม่พบข้อร้องเรียน
2	โครงการ EBSM	ไม่พบข้อร้องเรียน
3	โครงการ UHV	ไม่พบข้อร้องเรียน
4	โครงการ IP	ไม่พบข้อร้องเรียน
5	โครงการ Multipipeline	ไม่พบข้อร้องเรียน
6	โครงการ NG pipeline	ไม่พบข้อร้องเรียน
7	โครงการ HDPE_UHMW-PE	ไม่พบข้อร้องเรียน
8	โครงการ PPE	ไม่พบข้อร้องเรียน
9	โครงการ PPC	ไม่พบข้อร้องเรียน
10	โครงการ EPS	ไม่พบข้อร้องเรียน
11	โครงการ PS	ไม่พบข้อร้องเรียน
12	โครงการ ABS/SAN	ไม่พบข้อร้องเรียน
13	โครงการ Condensate	ไม่พบข้อร้องเรียน
14	โครงการ Refinery	ไม่พบข้อร้องเรียน
15	โครงการ PRP	ไม่พบข้อร้องเรียน
16	โครงการ LUBE	ไม่พบข้อร้องเรียน
17	โครงการ CHP	ไม่พบข้อร้องเรียน
18	โครงการ PW	ไม่พบข้อร้องเรียน
19	โครงการ PORT	ไม่พบข้อร้องเรียน

เอกสารแนบที่ 71

เอกสารติดตั้งระบบป้องกันและระงับและระงับอัคคีภัยตามมาตรฐาน NFPA
(Safty Engineering Standard)

 บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 1 / 44


Support to : SF9900 – 1008 Hazard Identification and Risk Assessment


Scope : ใช้ในกรณีที่ มี Project ใหม่ หรือมีการขยาย Plant เท่านั้น

Table of Contents

Part 1 : IRPC Safety Fire Fighting Standard

1. General
 - 1.1 Scope
 - 1.2 Codes and Standards
2. Design Basis
 - 2.1 Fire Water Demand
 - 2.2 Fire Water Supply And Distribution System
3. Water Fire Fighting System
 - 3.1 water hydrant
 - 3.2 Hose house
 - 3.3 Quick Acting Hose Reel
 - 3.4 Water Monitor
 - 3.5 Hose Cabinet Hydrant
 - 3.6 Fixed Water Spray System
 - 3.7 Sprinkler System
4. Foam System
 - 4.1 Foam Concentrate
 - 4.2 Foam Station
 - 4.3 Fixed Foam System
 - 4.4 Supplementary Foam Hose Stream
 - 4.5 Portable Mobile Foam Specification
 - 4.6 Fixed Foam Spray System
5. Gaseous Extinguishing System
6. Fire Extinguisher
7. Self Contained Breathing Apparatus
8. Others

 บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 2 / 44
<u>Part 2 : Process Safety Standard</u>			
1. General			
1.1 Scope			
2. Fire Prevention Measures			
3. Plant Layout and Space for Oil and Chemical Plants			
4. Hazardous Area Classification			

 บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 3 / 44

Part 1 : IRPC Safety Fire Fighting Standard

1. General


1.1 Scope

This standard defines the requirements for designs and engineering of fire fighting systems for IRPC projects since October 2008.

1.2 Codes and Standards

1.2.1 The fire protection system shall be designed in accordance with the most stringent requirements of the latest edition of the following standards.

- . Thai Government Regulation
- . National Fire Protection Association Standard, reference shall be made, but not limited to, applicable parts of the following standards.
- . NFPA 1: Fire projection Code. – 2000 Edition
- . NFPA 10 : Standard for Portable Fire Extinguishers. – 1998 Edition
- . NFPA 11 : Standard for Low Expansion Foam Extinguishing. – 1998 Edition
- . NFPA 13 : Standard for Installation of Sprinkler Systems. – 1999 Edition
- . NFPA 15 : Standard for Water Spray Fixed System for Fire Protection. – 1996 Edition
- . NFPA 16 : Standard for the Installation of Deluge Foam Water Sprinkler Systems and Foam Water Spray Systems. – 1999 Edition
- . NFPA 20 : Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection. – 1999 Edition
- . NFPA 24 : Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Apparatus. – 1995 Edition
- . NFPA 30 : Flammable and Combustible Liquids code. – 2000 Edition
- . NFPA 68 : Guide for Venting of Deflagrations. – 1998 Edition
- . NFPA 69 : Standard on Explosion Prevention Systems. – 1997 Edition
- . NFPA 70 : National Electric Code. – 1999 Edition
- . NFPA 72 : National Fire Alarm code. – 1999 Edition
- . NFPA 77 : Recommended Practice on Static Electricity. – 2000 Edition
- . NFPA 85 : Boiler and Combustion Systems Hazards Code. – 2001 Edition
- . NFPA 321 : Standard on Basic Classification of Flammable and Combustible Liquids. – 1991 Edition
- . NFPA 655 : Standard for prevention of Sulfur Fires and Explosions. – 1993 Edition
- . NFPA 1962 : Standard for the care , use , and service testing of Fire Hose Including Couplings and nozzles. 1998 Edition
- . NFPA 1963 : Standard for Screw Thread and Gaskets for Fire Hose Connections. – 1998 Edition

 บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008	0
		Date 02 Mar 2009	Page 4 44

. NFPA 1981 : Open - Circuit Self - Contained Breathing Apparatus for fire service. – 1997 Edition

. NFPA 2001 : Clean Agent Fire Extinguishing Systems. – 2000 edition

. NFPA 497A : Electrical Installation in Classification of Class I Hazardous Location - 1992

. NFPA 497M : Electrical Equipment in Haz.(Class) Location , Gases , Vapors , Dusts – 1991

. NFPA 496M : Standard for Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment 1998

. And other NFPA codes which are applicable

. American Petroleum Institute (API) Standards

1.2.2 The equipment/system to be provided for the fire protection shall be in accordance with:

. Type listed by Underwriter Laboratories Inc. (UL).

. Type approved by Factory Mutual Engineering Corporation (FM) .

. ANSI/ISA-S71.04-1985 : Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems : Airborne Contaminants

2. Design Basis

The minimum fire water system capacity shall be that needed to control the largest single fire risk from the following:

In the process area, the plant area which is surrounded by the main access roads is considered as a single fire risk area.

In the tank storage area, a dike area is considered as a single fire risk area.

In an office building area, a independent room enclosed by non combustible materials is considered as a single fire risk area.


2.1 Fire Water Demand

Fire fighting facilities in the process area and tank farm area shall consist of a fixed system (foam and water), supplemented by hydrants, quick acting hose reels and hose cabinet hydrants. The minimum fire water demand shall be determined as follows:

2.1.1 For process area, the sum of the following items:

Fixed water spray and foam systems for the burning equipment.

Fixed water spray system and/or water monitors for the adjacent equipment which shall be affected by heat radiation.



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No.	SF5100 – 3008 / 0
Date	02 Mar 2009
Page	5

44

2.1.2 For tankage area, the sum of the following items:

Fixed water spray and foam system (fixed foam injection and supplementary foam hand hose lines) for the burning tank.

Fixed water spray system and/or water monitors for the adjacent tanks which monitors for the adjacent tanks which shall be affected by heat radiation. The heat affected tanks are located as follows;

15 m. or one burning tank diameter (which are larger) from the external surface of the burning tank in case that the burning tank is an atmospheric storage tank.

40 m. from the external surface of the burning tank in case that the burning tank is a pressure storage tank.

The cooling of fixed water spray system for the adjacent tanks shall be base on a half surface area of tank shell which facing to the burning tank in case of atmospheric tank, while full surface area cooling in case of the pressure storage tank.


Water hose streams supply from hydrants according to diameter of the burning tank as follows;

Water hose streams supply from hydrants (m ³ /hr.)	Burning tank diameter (meters)
120	Up to 20
180	Over to 40
240	Over to 50
300	Over to 60
360	over 60

However, the minimum fire water demand either for process area or tankage area shall be of the rate 1,100 m³ /hr .

2.2 Fire Water Supply and Distribution system

The new fire water system shall be fed by at least two permanent connections from the existing fire water system of the complex at a tie pressure according to IRPC specification of utilities (S1800-3001)



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 6
44	

- 2.2.1 The fire main piping shall be of closed loop design and shall be provided along the main road so that fire water is available to any fire area with any one section of the main out of the service. The piping shall be designer as a grid with loops along each of the four sides of a process area.
- 2.2.2 The fire main shall generally not be laid under buildings.
- 2.2.3 Fire water lines shall not be laid under buildings.
- 2.2.4 Gate valves with valve pits shall be provided so that sections of fire water main can be taken out of service for maintenance without restricting with the fire water supply to a process area from at least 50% of that loop.
- 2.2.5 Every branch pipe from the fire water main line e.g. branch for water spray system, shall have its block valve.
- 2.2.6 The minimum pipe size of the fire main shall be 8 inch.
- 2.2.7 The specifications of fire water pipe and fire water valve pit shall conform to IRPC 's Piping Standard (S3200-3301)

3. Water Fire Fighting System


3.1 water Hydrant

Fire water hydrants shall be provided sufficient throughout the plant to permit any portion of a process plant to be reached by 2 1/2 inch hose stream with 40 m. of hoses, Hydrant location shall be arranged to permit equipment to be reached from at least two opposite directions. Positions hydrants so that they can be used to protect equipment in adjacent area. Fire water hydrants shall be provided with steel guard protection and located at 1.2 to 1.5 m from the edge of the road ways to prevent the hydrants from being damaged by road traffic. Fire water hydrants shall be located with a maximum distance between hydrants of 60 m. Especially in tank farm area, hydrants shall be located outside dike wall and adjacent to roadways. Hydrants shall be at least one tank diameter from the tank and greater than 15 m. from the tank shell.

Fire water hydrant specification:

- 3.1.1 Fire water hydrant shall be wet barrel pillar type, red color, provided minimum flow rate 3,800 lpm at inlet fire water pressure of 7 barg.
- 3.1.2 Fire water hydrant shall be equipped with two 2 1/2 inch hose connections with block valves, and one 4 inch pumped connection with block valve. All connections shall have chain cups.

00000000

 IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 7
		44	

3.1.3 Fire water hydrant inlet connection shall be stretch shoes, size of ANSI 6 inch, 150 lbs. flanged end.

3.1.4 Hydrant hose threads shall be NH Thread. (American National Fire Hose Connection Screw Thread)

3.2 Hose house (Self Standing Type)

Fire hose house complete with accessories shall be provided at each hydrant. Hose house shall be of mild steel or shall be of stainless steel in corrosive environment area with minimum thickness of 1.6 mm., and provided with louvers for ventilation. Suitable brackets and shelves for the accessories and single door (with unlockable knob) on the hose house front shall be provided. Hose house color shall be fire red RAL 3000 enamel coating. Hose house accessories shall include the following at minimum :

3.2.1 Four 20 m. length 2 1/2 inch (NH-male/female thread) fire hoses as per NFPA 1962. Synthetic rubber double jackets lined type with average SLBP (Short Length Burst Pressure) at 46 bar min. (fire red color). The fire hose connection shall be made of alloy or brass coupling with hard coating (UL/FM Approved).

3.2.2 Two 2 1/2 inch. Discharge capacity 650 lpm at 7 barg., adjustable jet/fog nozzles with shut/off valve.

3.2.3 One hydrant valve opening F - wrench.

3.2.4 Two hose wrenches.


3.3 Quick Acting Hose Reel

Quick acting hose reels shall be provided for process and utility areas. They shall be located on fire water main alternately distance between quick acting hose reels is 60 m. quick acting hose reel specification:

3.3.1 1 1/2 inch, 30m. length hard rubber hose, kept in standing reel.

3.3.2 Inlet side connected with 2 inch water supply block valve with flange end.

3.3.3 Outlet side connected with 1 1/2 inch water nozzle, adjustable jet-fog with shut off feature, minimum flow rate of 450 lpm, NHT fire hose coupling.



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 8
44	

3.4 Water Monitor

Fixed water monitors shall be provided when they can be located so as to protect more than one item of high hazard equipment or where use is more effectiveness than a fixed water spray. Monitors shall be provided to supply large water flows for cooling fire exposed equipment and for fire intensity control. Water monitors shall be installed so that the coverage area for a monitor shall be 30 m radius with minimum safe distance of 15 m away from the hazard to be protected. Water monitors shall be provided also for the combustible storage tanks which do not have fixed water spray system. Water monitors shall be fixed type suitable for full 360 degree rotation and minimum 30-76 degree vertical movement both are controlled by gear mechanism and fully adjustable from shutoff to full fog Monitor inlet shall be 4 inch with 150 lbs. flange ends. Monitor main opening bale shall be listed/approved from UL/FM. The capacity of the monitor shall be 2,840 lpm.min. at 7 barg. inlet pressure.

3.5 Hose Cabinet Hydrant

Hose cabinet hydrant shall be provided for each floor of buildings in plants (exception for control room and electrical room), and also provided for the process structure. Hose cabinet hydrant shall be structure wall mount type complete with 20 m length of 1 1/2 inch synthetic rubber hose.

The hose shall be kept in the cabinet in a reel. Hose nozzle shall be 1 1/2 inch and fully adjustable from shutoff to full fog.

When the hose cabinet hydrant are installed in the area contained hydrocarbon processing which spill fires may occur, the hose cabinet hydrants shall be multipurpose (water and foam) type. The foam accessories are foam nozzle (with shutoff valve), Foam proportioned and 20 liters foam concentrate container at least.

3.6 Fixed Water Spray System

Fixed water spray system shall be provided as per NFPA 15, minimum requirement for:


3.6.1 Tankage area

Flammable liquid (flash point < 37.8 °C) storage tank

Fixed water spray system shall be provided with the rate of 2.0 lpm/m² Anywhere the tank diameter is over 20 m the spray system shall be deviled at least 2 sections or more to suitable with the tank size. Pressure storage tank

Fixed water spray system shall be provided with the rate of 10.2 lpm/m²

Z00-000

 บริษัท อีอาร์พีซี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 9
		45	

3.6.2 Process area.

Major equipment as the following shall be protected by fixed water spray system with the minimum flow rate application conform to NFPA 15, and shall be not less than 4.1 lpm/m²

Pumps and compressors

- Handling liquefied flammable gas or flammable liquid class C and below.
- Handling liquid at or above its AIT.
- Handling hydrocarbon with operating temperature at or above 260 °C, or temperature above IBM (Initial Boiling Point) and with adjacent pump or compressor having surface temperature above AIT of liquid in subject pump or compressor.
- Handling flammable liquid or combustible liquid at or above 34.5 barg.

Process vessels and Heat exchangers

- Handling flammable liquid class C, and below with liquid content 5 m³ or more.
- Handling flammable liquid, or combustible liquid (with temperature above its flash point) with liquid content 38 m³ or more And other special hazard equipments.


3.6.3 The actuation mode of water spray system shall be the deluge valve system installed with by pass block valve. As the following concepts; for extinguishing purpose, the water spray system shall be actuated automatically by fire detector system for LPG storage tank and the like.

3.7 Sprinkler System

Generally, sprinkler systems shall only be utilised to provide protection of areas within buildings. If the fire safety assessment determines that a sprinkler system is required, it shall be designed and installed in accordance with NFPA 13.

Automatic sprinkler system shall be provided for fire suppression and shall be designed as per NFPA provisions. For moderate hazard areas e.g. ware house area, sprinkler system shall be wet type consisting of automatic spray nozzles, and fixed water supply piping system with manual block valve.

For high hazard area e.g. in chemical storage room. Sprinkler system shall be deluge type actuated by heat detection system.

 IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 11 44

platforms, stairs, flanges, manholes etc., additional spray nozzles shall be provided to achieve complete coverage. The water spray system shall be arranged so as not to interfere with the future maintenance requirements of the equipment.

The spray nozzles shall be installed at a distance not exceeding 0.6 m from the equipment/insulation surface. Only one type and size of spray nozzles shall be fitted (see Appendix 4).


3.7.4 Spherical tank protection

If the fire safety assessment determines that a spherical tank shall be protected by a full coverage spray system, it shall be designed and installed in accordance with this section and as depicted in Appendix 1. Other options such as water drenching, partial coverage, and use of stationary fire water monitors shall be addressed in the fire safety assessment.

Spray nozzle arrangements shall be as detailed in Appendix 5 and 6. If the water demand to the sphere spray system is the largest in the facility and more than the "standard" pump rating required for other credible scenarios, the fire safety assessment shall also determine whether further sectionalising of the upper and lower sections of the system may be required. Complete wetting of the entire sphere surface is required independent of rundown. Because of overlap in the spray pattern, spraying of the appurtenances and selection of the next larger spray nozzle, the actual rate is very likely already higher than the required water application rate.

To economise on water consumption, the sphere shall have its spray system split into two entirely separate sections, one for the upper and one for the lower half of the sphere. As well as the sphere surface itself, all appurtenances, non-fire proofed sections of the supporting legs and equipment in the containment area shall be water sprayed. Nozzles shall be installed on a single ring header at the upper part of the sphere. For easy access and maintenance this ring header shall be installed near the top platform. The number of headers plus spray nozzles and the capacity thereof shall be such that the upper half of the sphere is covered with the required application rate as described above. The sphere surface area above the ring header elevation, as well as the appurtenances like safety valves and instrumentation located at the top of the sphere, shall be adequately wetted, possibly by installing additional dedicated spray nozzles located above such equipment.

The lower half of the sphere shall be protected by water spray from nozzles installed at regular intervals to achieve complete coverage (wetting) with overlapping spray patterns. The



บริษัท ปิระพีค จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 10 44

3.7.1 Pump and compressor protection

If the fire safety assessment determines that a pump or compressor shall be protected by a spray system, it shall be designed and installed in accordance with this section and as depicted in Appendices 1 and 2. A maximum of four pumps may be protected by a single spray system.

NOTES: 1. The 2.5-3 m elevation shown in Appendix 2 is typical; the actual elevation shall be selected so that the spray pattern completely envelopes the pump.

2. The number of spray nozzles shall be at least two. More nozzles (up to a maximum of four) may be necessary for larger pumps to achieve the water densities shown in Appendix 2.
3. If a group of pumps (e.g., congested area) is to be protected by a spray system, the spray nozzles shall be spaced in a regular manner; however, the overlapping spray pattern from two adjacent nozzles shall cover the pump body.

3.7.2 Horizontal vessel and heat exchanger protection

If the fire safety assessment determines that a horizontal vessel or heat exchanger shall be protected by a spray system, it shall be designed and installed in accordance with this section and as depicted in Appendix 1.

Spray water nozzles shall be directed radially to the vessel/heat exchanger wall and heads. If spray patterns are obstructed by platforms, stairs, flanges, manholes etc., additional spray nozzles shall be provided to achieve complete coverage. The water spray system shall be arranged so as not to interfere with the future maintenance requirements of the equipment.


The spray nozzles shall be installed at a distance not exceeding 0.6 m from the equipment surface. Only one type and size of spray nozzle shall be fitted. See Appendix 3.

3.7.3 Column and vertical vessel protection

If the fire safety assessment determines that a column or vertical vessel shall be protected by a spray system, it shall be designed and installed in accordance with this section and as depicted in Appendix 1. Fireproofed skirts do not require protection by the water spray system.

The arrangement of water spray nozzles shall be such that complete coverage of shell and heads (including appurtenances) is obtained, with minimum loss due to wind and up-draught. For this purpose spray water nozzles shall be directed radially to the column/vessel wall and heads. The number of spray nozzles on each level and the spray angle (inclination) of the nozzles depend on the column/vessel diameter. If spray patterns are obstructed by

GROUP



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 12 44

preferred method is to use a "top" ring header feeding regularly spaced legs in the vertical plane, concentric to the sphere surface.

Spray water nozzles shall be directed radially at the sphere surface. The spray nozzles shall be installed at a distance not exceeding 0.6 m from the equipment surface. The filling/outlet line shall also be protected by water spray up to the isolating valve, located outside the containment wall.

The sphere's support legs are provided with fire proofing material, which will withstand heat for a limited time period. To cover the extended period of a credible fire, the legs also require spray water protection. Here particular attention shall be paid to the region where the support leg meets the sphere.

Where supports, stairs, platforms, nozzles, manholes etc. interfere with the spray patterns or the rundown water layer, additional spray nozzles shall be provided to guarantee complete coverage. Sufficient allowances shall be made to compensate for water loss due to wind, overshooting etc.

Ring headers shall be constructed from circular or straight pre-fabricated pipe sections. The upper half and lower half "top" ring header shall be firmly supported from the top platform and the sphere's support legs respectively. The vertical legs of the lower part shall be provided with distance pieces (no welding on sphere) and pulled together at their free ends.


3.7.5 Storage Tank protection

If the fire safety assessment determines that a storage tank shall be protected by a water spray system, it shall be designed and installed in accordance with this section and as depicted in Appendix 1.

Spray nozzle arrangements shall be as detailed in Appendices 7, 8 and 9. Typically, the entire roof outer surface (exception: external floating roof) and the wall section facing another tank shall be sprayed. If the water demand to the storage tank spray system is the largest in the facility and more than the "standard" pump rating required for other credible scenarios, the fire safety assessment shall also determine whether the spray system will have to be sectionalised.

If tank spacing is closer than in accordance with the IP Model Code, heat radiation calculations shall be made to determine the maximum heat flux in order to determine the required water spray application rate. In such circumstances the use of splash plates may be considered.

00000000

 บริษัท อีอาร์พีซี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 13 / 44

Storage tanks having concrete surfaces, such as LNG/INGL atmospheric refrigerated products tanks, shall generally require water spray system application only to the exposed steel surfaces, including appurtenances. Allowable radiant heat flux for the given concrete thickness shall be calculated to determine the need for water spray on the concrete surfaces.

(a) Tank roof (exception: external floating roof)

For optimum wetting and piping layout, at least one inner ring header, with a radius of 3 metres, shall be installed. This inner ring header shall be equipped with three sub-headers (min. size 2 inch), equally spaced along the inner ring header's circumference and pointing radially inwards. At the end of the sub-header a full pattern nozzle shall be installed. On the circular header(s) full pattern or flat spray nozzles shall be installed. Max. spray distance, for both type of nozzles: "upwards" and "downwards" 2.0 and 2.5 metres respectively. For wetting, a maximum water rundown of 4 metres is permitted. Based upon the foregoing, additional ring headers are required for tanks above 18 m diameter.


(b) Tank wall

The tank wall shall be protected by a circular ring header supported from the tank's top curb angle or wind girder. Max. distance between wall and header centre line is 0.45 m. On this header flat spray nozzles shall be spaced at regular intervals, with an inclination from the vertical axis of 10 to 20 degrees, to achieve complete coverage (wetting) at overlapping spray patterns (see Appendix 9). The number of nozzles depends on the tank diameter. Normally additional ring headers are not required.

Where reinforcing rings, supports, stairs, platforms, nozzles, manholes etc. interfere with the spray patterns or the rundown water layer, additional spray nozzles shall be provided to guarantee complete coverage (including appurtenances).

(c) Tank appurtenances

Radiant heat flux shall be calculated in the fire safety assessment to determine whether water sprays shall be provided for tank appurtenances (e.g., safety valves, piping and instrumentation located at/near the tank's pump/manifold platform, nozzles, structural steel) including the pipe rack/bridge and pumping platform on LNG/INGL tanks.



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 14 / 44

Fire water stationary monitors fed from a dry header that can be activated by opening an instrumented on-off control valve are the preferred means of protection.

(d) Spray System Piping

Ring headers, serving roof or wall nozzles, shall be connected to a common supply header. Ring headers shall be constructed from flanged circular pre-fabricated pipe sections. The roof ring headers shall be firmly supported. Pipe supports shall be welded or bonded to the roof.

The supply header shall have a single connection to the fire water distribution system. The connection should be located upwind of the prevailing wind direction. The manually operated valve shall be at least 30 m away from the fire hazard. At the connection a filter shall be installed.

Downstream of the manually operated valve a 3 inch branch, with valve and 2^{1/2} inch Storz/instantaneous hose connection, shall be provided for water or smoke testing, flushing with fresh water and drainage.

4. Foam System

Design concept :

1. The foam station and the related foam pumps shall be provided, where industrial fire fighting system is available and fire trucks are used.
2. For storage tanks fixed foam station via bladder tanks or other foam units shall be provided in marketing depots, where industrial fire fighting system is available and fire trucks are used.


4.1 Foam Concentrate and the pressure proportioning tank (foam bladder tank)

Aqueous Film Forming Foam (AFFF) concentrate shall be applied for regular hydrocarbon liquid (water insoluble liquid). AFFF expansion ratio shall be 3 : 1 to 6 : 1

Foam concentrate shall be Alcohol Resistance Aqueous Film Forming Foam (AFFFAR) and its expansion ratio shall be 6:1 to 8:1 .

For the water soluble hydrocarbon liquid, alcohol resistant foam shall be used foam concentrate shall be stored in the pressure proportioning tank (**foam bladder tank**) which shall be sheltered to protect the foam concentrate from sunlight. The remotest discharge outlet shall not be installed over than 300 m. from its foam concentrate storage tank to prevent too long time for foam travelling. (see appendix 10)

2543-01-01

 บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 15
		44	

4.2 Foam Station

The foam station shall consist of a foam concentrate storage vessel, pumps, proportioner or mixer, interconnecting piping and a control panel; all skid-mounted (see Appendix 14). The purpose of the foam station is to mix fire water and foam concentrate to produce foam solution which is supplied to foam application systems.

The foam station shall be installed at a safe distance from the fire area, yet shall be able to supply foam solution to the desired foam application system within two minutes of activation. For this reason radiation heat flux calculations shall be made.

Pumps

The foam concentrate pump should be electrically driven. The 100% spare pump should be diesel driven. The diesel fuel tank shall have a capacity suitable for at least 4 hours running time under full load conditions.

For foam solution demands up to 240 m³/h both foam concentrate pumps may be driven by a water turbine. The foam concentrate pumps and components shall have adequate corrosion resistance for the environmental conditions and foam quality used, and be provided with water flushing and draining facilities.

Piping and proportioner

All piping in permanent contact with the foam concentrate shall be stainless steel unless the facility is located off plot, in which case glass fibre reinforced plastic may be used as an alternative. Flushing and draining facilities shall be provided.


The foam solution piping (i.e., piping between the proportioner and the foam application system) is normally dry. After fabrication the piping shall be hot dip galvanized.

Correct dosing of foam concentrate into the fire water is achieved by means of a proportioner. A typical proportioner, suitable for flow rates between 10% and 100% of the design capacity, has a pressure loss of 10% of the inlet pressure. A differential pressure of 1 bar shall be maintained between foam concentrate and fire water supply to the proportioner. Hydraulic calculations shall be made for the entire foam system, including the foam application system. These calculations shall also address pressure pulses resulting from liquid filling of the normally dry foam solution piping.

Controls

A local control panel and logic system shall be provided. The logic system shall control the following functions:

- pump start requires fire water flow;
- pump start requires open suction valve and closed discharge valve;



บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No.
SF5100 – 30080

Date
02 Mar 2009

Page
1644

- discharge valve opening is controlled by fire water flow;
- spare concentrate pump shall start up automatically if the main pump fails to build a minimum pressure of 10 bar within 20 seconds;
- re-circulation valve controlled by fire water flow;
- flushing connections (prevention of water entry into storage vessel);
- foam concentrate circulation (closed discharge valve).

Remark : For Storage tanks fixed foam stations via bladder tanks or other foam units normally only in margetting depots where industrial fire fighting is available fire trucks are used.


4.3 Fixed Foam System

Fixed foam discharge outlet shall be provided for storage tanks containing flammable and combustible liquid.

4.3.1 for fixed cone roof tanks and internal floating roof tank

4.3.1.1 Surface application shall be applied with Type II discharge outlet, and the minimum number of discharge outlets shall be as follows.

Tank Diameter (meters)	Minimum number of discharge outlets
Up to 24	1
Over to 36	2
Over to 42	3
Over to 48	4
Over to 54	5
Over to 60	6



บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date	Page
02 Mar 2009	17 / 44

4.3.1.2 Minimum discharge time and application rate shall be as follows:

Hydrocarbon type	Minimum Application rate (l/min) / m ²)	Minimum Discharge Time (min)
Regular hydrocarbon		
· Flash point between 37.8 °C and 93.3 °C	4.1	30
· Flash point below 37.8 °C or liquid heated above their flash point	4.1	55
· Crude petroleum	4.1	55
Water-soluble hydrocarbon	Manufacturer's specification	55

4.3.2 For Open-Top Floating Roof Tank

Type II fixed discharge outlets for seal area protection shall be applied.

4.4 Supplementary Foam Hose Stream

Supplementary foam hose stream shall be provided to support the main protection of tank area and process area in which a spill fire may occur For tank area, foam hydrant shall be applied with the following requirement


4.4.1 Minimum number of foam hose streams required:

Dimension of Largest Tank	Minimum Number of Hose Stream Required
Up to 19.5 m.	1
19.5 to 36 m.	2
Over 369 m.	3

4.4.2 Minimum operating time of foam hose stream required shall be:

Dimension of Largest Tank	Minimum Operating Time (min)
Up to 10.5 m.	10
10.5 to 28.5 m.	20
Over 28.5 m.	30

GFG-002



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date	Page
02 Mar 2009	18 / 44

- The foam nozzle flow rate shall be a minimum at 200 lpm. The foam nozzle shall be provided with the shut off valve. For process area, The foam header shall be provided with 4 inch inlet with 150 lbs flange ends, and have two 2 1/2 inch hose connections and one 4 inch pumper connection. Hydrant hose treads shall be NH thread (American National Fire Hose Connection Screw Thread). (See appendix 13).
- Foam concentrate supply may be from the same source as fixed foam system.
- Foam hose house shall be provided for each foam hydrant with the following accessories as minimum :
Four 20 m. length, 2 1/2 inch synthetic rubber compound hose with NH thread connections.
Two foam nozzles.
One foam hydrant spanner (for 4 inch,NH thread)
Two foam hydrant spanners (for 2 1/2 inch, NH thread)

4.5 Portable Mobile Foam Specification

Generally portable mobile foam contains 120 liters of foam concentrate at least.


Portable mobile foam shall be located in a safe area. In case the mobile foam located outdoors, a shelter shall be provided.

4.6 Fixed Foam Water Spray System

Fixed foam water spray shall be provided for flammable and commutable liquid loading bay and other areas which are required fixed foam water spray system as per NFPA 16. The foam storage tank capacity shall be provided for at least 10 minutes of uninterrupted spray, After consuming the foam stock, the system shall be able to continue to operate as a water spray system.The foam spray shall cover the road truck surface, including the driver cabin, engine and sides of all vehicles and the loading facilities also. The activation of foam spray shall be by deluge valve system located in safe area. (See appendix 13).

For the inaccessible areas, the additional fixed fire protection on the process units (it could also include storage tanks/spheres, jetties, truck loading/unloading racks etc.) shall be provided and the facilities at the process units to be covered shall include:

- Fixed water spray systems to protect hazardous pumps operating at high temperature or handling liquefied flammable gases (LFGs) or with a high throughput.



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date	Page
02 Mar 2009	19 / 44

- Fixed water spray systems for hazardous compressors.
- Fixed water sprays on lube and seal oil consealed underneath compressors
- Fixed water sprays on vessels containing a large volume of LFGs where located in an inaccessible, fire hazardous area.
- Water curtains or steam curtain system to segregate sources of ignition (typically furnaces) for hazardous area.
- The fixed foam system for the hydrocarbons as mentioned in NFPA11 shall be applied.
- The deluge valve for the fixed water spray system shall be provided (see appendix 12).

5. Gaseous Extinguishing System

Gaseous extinguishing system shall be provided and according to NFPA 2001 to extinguish fire in rooms containing electrical equipment and cabling (electrical sub-stations are also included).

INERGEN system or FM 200 system shall be applied with IRPC's approval as a gaseous extinguishing system.

6. Fire Extinguisher

Fire extinguisher shall be provided strategically throughout the plant areas to cope with fires at the incipient stage, according to NFPA 17 shall be of stainless steel in corrosive environment area.

The follow type of extinguisher shall be applied.

6.1 9 kgs ABC multipurpose dry chemical portable extinguisher (with pressure gauge).

6.2 50 kgs ABC multipurpose dry chemical wheel portable extinguisher. Generally, 50 kgs,

ABC drychemical wheel extinguisher shall be provided at high hazard area/equipment such as :

: Compressor house

: Transformer

: Pump area for flammable liquid

: Loading bay


: Column

: Equipment which contain flammable liquid in pressure

6.3 6 kgs CO₂ portable extinguisher for fire class C hazard.

6.4 30 kgs CO₂ wheel portable extinguisher for fire class C hazard.

GFG-002



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 0	
Date	Page
02 Mar 2009	20 / 44

7. Self Contained Breathing Apparatus

At least 2 sets of Self Contained Breathing Apparatus (SCBA) shall be provided for each control room for fire fighting where smoke or toxic vapors have been generated

The SCBA shall conform to NFPA 1981 and shall have certification from NIOSH/MSHA (USA) for a duration time of 30 min. The SCBA shall consist of a minimum of a full face piece, breathing tube, positive regulator and high pressure hose assembly, remote gage assembly, audible low pressure warning and alarm device, flame and heat resistant carrier assembly, and air cylinder.

8. Others

8.1 Alarm system

8.1.1 The fire alarm shall be provided according to NFPA 72.

The fire alarm station shall be equipped with alarm bell and shall be located at with alarm bell and shall be located at least 5 m. from paging station.

The fire alarm station shall be located strategically as minimum as follows;

- Process and utility area, shall be provided with the travelling distance not exceed 40 m. and at the special high hazard points as required.
- Tankage area, shall be provided at the facility stations e.g. pump station, CPI unit, foam station, truck loading station.
- Building, shall be provided every exit ways of building.

The fire alarm signal shall be sent to fire alarm panel to show alarm in Central Control Room (CCR) and Emergency Control Center (ECC).

8.1.2 The local gas detection (flammable and/ or toxic gas) system shall be provided as required

Throughout the plant, toxic gas analyzers shall be installed in strategic locations in the process units handling the toxic gas such as for sulfur units, sour water strippers and amine units. In sulfur units analyzers shall be located but not limited to at the following:

.The four edges of the battery limits


. Loading bay

. Sulfur pit

. Thermal reactor operating platform

Especially for the toxic gas detectors, the yellow warning flash light shall be provided at the local of each detector for the clearly perception of operators. The individual gas detection alarm signal shall be sent to alarm in CCR and each main gas detection alarm signal from plant shall be sent to alarm in ECC.

GFG-002

 บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน) IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0
		Date 02 Mar 2009

8.2 Plant siren

Plant siren shall be provided for emergency statement to be clearly audio in the whole plant area according to IRPC plant siren standard. Plant siren shall be operated manually by CCR and shall be provided individually and separated from the other communication systems such as PLC system etc..

8.3 Fire blankets

Fire blankets shall be provided as required throughout the plant.

8.4 Eye Washers and Showers

Eye washers and showers (green color) shall be provided in any chemical handling area. The lamp and sound ON signal shall be provided during in operation and the signal shall be shown in CCR.

The related piping material system shall be stainless steel and the related piping shall be insulated to keep the water temperature not exceed than 35 degree Celcius.


8.5 Provide Pre -Incident Response Plans for Major Scenarios of the plant process areas.

8.6 Steam Systems

The fire safety assessment shall determine whether steam systems are to be provided. Such systems are typically installed to smother fires or to dilute gas/air mixtures in enclosed areas, to avoid the escalation of flange fires in hydrogen service, and to protect equipment handling flammable products on or above auto-ignition temperature. Steam systems for fire protection shall be operable at ground level. The remote shut-off valve shall be positioned at least 15 m away from the credible fire hazard, and upstream of the prevailing wind direction. A sign board shall be positioned indicating the purpose of the valve. Downstream of the block valve, piping shall be sloped to low points provided with 6 mm diameter drain holes.

Consideration shall be given to the installation of test facilities in steam systems for fire protection purposes. Where this is impracticable systems shall be tested during shutdown of the equipment concerned. Where fixed steam systems are not practical, steam lances with 15 m long electrically earthed hoses shall be provided.

Flanged connections (6 inch N.P.S. and larger) in hydrogen service which are not readily accessible from grade shall be provided with steam rings



บริษัท ปิโตรเคมี จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 22 / 44

8.7 Risk Assessment shall be applied to prevent unsafe condition occurrence.

8.8 The other standards shall be applied in accordance with IRPC Engineering Standard (equivalent or higher) and IRPC Safety Engineering Standard , NFPA standards and API standards unless otherwise stated in Thai laws and regulations.

Part 2 : Process Safety Standard

1. General

1.1 Scope

This standard defines the requirements for design and engineering practices for process safety systems of IRPC new projects and new equipment installation since October 2008.

2. Fire Prevention Measures

Fire prevention measures are to a large extent an integral part of the design, engineering and construction of plants.

During the process and engineering design phases a large number of proven guidelines are applied which, together with good engineering practice, should result in processing facilities with a high degree of reliability and consequently a low probability of loss of containment.

For the various processes Process Guides are available dealing with the process safety aspects. Sound judgement of experienced process engineers is of utmost importance in designing safe and operable processing facilities.

Proper application of the appropriate for equipment, interconnecting piping and fittings should result in facilities design with a very low probability of uncontrolled loss of containment.

Additional measures to decrease the probability that explosion and fire incidents could occur comprise:

- measures to prevent hydrocarbon leakage;
- measures to minimise leakage quantities; and
- measures to minimise the probability of ignition if a leakage should occur.

2.1 Measures to prevent hydrocarbon leakage

The piping arrangement shall be designed so that the probability of a leakage is minimised.

The number of flanged connections shall be minimised, particularly in sections with high pressures, sections containing hydrogen, light hydrocarbons or chemical products, and sections containing hot products at or above their auto-ignition temperature.

00000000

 IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 23 / 44

The need for small bore process piping shall be critically examined and shall not be used unless strictly required. If such piping is required, it shall be designed properly and protected against mechanical failure as a result of vibration, collision, freezing or over-pressuring of blocked-in pipe sections.

Attention shall be paid to the fail-safe position of instrumentation and final control elements.

Conventional level gauges are relatively weak and therefore vulnerable. Level gauges shall not be used unless essential for the safe operation of the facilities. In particular, if level gauges are installed on high-pressure equipment or on equipment containing hydrogen, light hydrocarbons or chemical products and containing hot products at or above their auto-ignition temperature, the possibility should be considered of installing blow-out preventers (excess flow valves) on the isolating valves between the processing equipment and the level gauge. It shall be noted that blow-out preventers are more likely to remain effective in clean product service. If level gauges are essential in this service, the installing of high integrity level indicators of the magnetic type should be considered.

The shaft sealing systems for rotating equipment shall be designed with the aim of reducing the probability of product leakage if seal components fail.


Redundant process and equipment monitoring alarms are highly effective in protection against malfunctioning process instrumentation and runaway of process conditions. Early detection of extreme temperatures, pressures, levels, etc. can prevent serious incidents.

2.2 Measures to minimise hydrocarbon leakage quantities

During the process and engineering design phases, a number of specific measures can be taken aimed at segregation of particular sections of the plant, rapid dumping of parts of the plant inventory, and provision of rapid detection facilities to alert the operator as quickly as possible that loss of containment has taken place.

These measures are intended to reduce the quantities of fuel that can be consumed in case of fire. These fuel quantities determine the size and duration of a fire, on which basis the consequences of the credible fire incidents can be estimated, on the assumption that the probability of escalation is minimised by the fire protection measures.

To restrict or reduce the quantity of flammable product feeding the fire, isolating valves which are accessible and operable during a fire incident can be incorporated. If the manual isolation valve will not be accessible during a fire emergency, installation of an EIV should be considered.



บริษัท อีอาร์พีซี จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 24 / 44

Typically EIVs(Emergency Isolation Valve) have been installed in the suction line of pumps when the upstream system contains:

- Greater than 5t of LPG or materials with a flash point of less than 23 °C
- Greater than 10t of materials above 315 °C or the AIT and
- Greater than 20t of materials higher flash point hydrocarbons.

In the case that there is a need to consider process inventories of higher flash point than 23 degree Celcius hydrocarbons in process facilities as an uncontrolled escape of these materials has the potential

for large pool scenario and potential escalation of the incident, then the installation of emergency isolation valves shall be applied.

Critical isolating valves shall be specified fire safe if installed in locations where it is likely that the valve will be engulfed in flames during a fire emergency.

Conventional wafer type valves clamped between flanges with long bolts or tie rods are insufficiently fire safe and shall not be used in hydrocarbon service. Where such valves are installed in existing plants in locations where pool fires can occur, the external bolts shall be fireproofed.

For plants with a significant inventory of light hydrocarbons or toxic material an ESD system should be considered which can shut down a total plant or individual plant sections. The sections are selected on the basis of the location of the equipment, the lay-out of the plant section, and the quantity of hydrocarbons contained per section.

Pressure vessels can be provided with EDP facilities to enable controlled process pressure reduction, thus disposing of part of the inventory in a safe manner. Liquid drop-out facilities can be applied if rapid disposal of the liquid inventory is required.


Instrumented detection should be considered if detection by personnel or by other means is likely to be too late to prevent escalation of the incident.

2.3 Measures to minimise the probability of ignition of hydrocarbon leakage

In the design the lay-out shall be optimised to reduce to a tolerable level the probability of coincidence of a flammable vapour-air mixture and known electrical or other sources of ignition. For the plant equipment spacing requirements, generally apply the IP model codes and the IEC electrical safety codes as a minimum.

The overall area lay-out in combination with the surface drainage arrangement should minimise the probability of creating large pools of fuel under or in the vicinity of equipment containing flammable liquids or vapours. In case of loss of containment the spill will thus be confined to a small

GROUP



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date	Page
02 Mar 2009	25
44	

and safe area. In case of ignition of the spill the probability of escalation will then be low.

The equipment lay-out should enhance natural ventilation thus avoiding accumulation of an explosive mixture which on ignition could result in a devastating semi-confined vapour cloud explosion. Fire decks, i.e. impermeable concrete floors in plant structures, inhibit natural ventilation and shall therefore not be applied.

Noisy equipment or equipment requiring frequent opening up may have to be equipped with noise hoods and/or weather protection. If enclosures for such equipment are indispensable, special attention shall be paid to the ventilation of these enclosures.

A layout model such as the Shell Layout Methodology should be used to optimise the layout and to evaluate safety-related aspects of plant orientation and spacing.

If flanges in insulated pipelines in hydrocarbon service have to be opened more frequently than during major shutdowns only, the cladding of the insulation shall be installed so that spillage of hydrocarbon into the insulation material is prevented.

2.4 Other Process Plant Safety Standards and Recommendations

2.4.1 Regarding to LPG sphere storage tank and the like, the storage facilities shall be provided with sufficient remote impounding area with a slope of 1 % in order to carry away any liquid spills in emergency spill case.

2.4.2 CCTV shall be provided in process areas and tankage areas

2.4.3 Obstruction Marking and Lighting design shall be complied with U.S Department Of Transportation Federal Aviation Administration

2.4.4 Flare system and safety valve system shall be provided with Car-Seal system.


2.4.5 The Control Buildings / Blast Proof Control Buildings (Control Rooms).

Because these buildings are to be located close to areas where the possibility of fire/explosion cannot be ruled out (due to mal-operation or equipment failure), it is important for operating personnel and instrumentation to be protected so that they remain able to function in the case of an emergency.

This building shall be as compact as possible (only one storey), be constructed of reinforced concrete, air-conditioned and accommodate only personnel and equipment directly related to the plant operation.

Air intakes should be elevated and come from a safe, non-classified area. Should the air intake become contaminated with hydrocarbons, the safeguarding system must automatically shut off the air intake in order to prevent gas from entering the control building.

GFG-002



บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 26
44	

Positive pressure in Central Control Room (CCR) at hazardous and non hazardous area see NFPA 496 and ANSI/ISA-S71.04-1985.

- 2.4.6 Risk Assessment shall be applied to prevent unsafe condition occurrence.
- 2.4.7 The other standards shall be applied in accordance with IRPC Engineering Standard (equivalent or higher) and IRPC Safety Engineering Standard , NFPA standards and API standards unless otherwise stated in Thai laws and regulations.
- 2.4.8 Pre Startup Safety Review (PSSR) shall be introduced prior to plant startup (see appendix 15).


3. Plant Layout and Space for Oil and Chemical Plants

The IRPC Guidelines do not contain significance criteria for fire protection or emergency response as a separate issue area. Therefore, a set of criteria has been developed against which the significance of the future operations impacts to fire or other emergency protection can be judged. This document has evaluated fire protection impacts for two general major areas: the general adequacy and design of onsite fire protection systems and the general adequacy of emergency response capabilities. By examining these two areas, the following significance criteria were developed. The potential development would be considered to have a significant impact in the fire protection and emergency response area if:

- The project site does not contain adequate fire water and/or fire foam supplies to meet the recommended NFPA Standards and the IRI guidelines;
- The project equipment layout and access structure does not meet the API, NFPA, and IRI recommendations for equipment spacing;
- The project facilities do not have sufficient capabilities in early fire detection and fire spread prevention as per the NFPA requirements;

Safe equipment spacing requirements for petrochemical plants are given in IRI Guidelines IM2.5.2, NFPA Fire Protection Handbook, and Standard 30. Specific requirements for spacing of the vessels containing pressurized liquefied petroleum gas are given in the API standard 2510. The applicable requirements to the potential development spacing are summarized in Table 1.

GFG-002



IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard

No.	SF5100 – 3008 / 0
Date	Page
02 Mar 2009	27
44	

Table 1 : Applicable NFPA, API and IRI Equipment Spacing Requirements

A. Inter - Unit Spacing Requirements (feet)


	Service Buildings	Motor control centers and electrical substations	Utilities Areas	Cooling Tower	Control Rooms	Compressor Buildings	Large Pump Houses	Process Units Moderate Hazard	Process Units Intermediate Hazard	Process Units High Hazard	Atmospheric Storage Tanks	Refrigerated Storage Tanks Dome Roof	Flares	Unloading and Loading Racks	Fire Water Pump	Fire Station
Service Buildings	-	-	50	50	-	100	100	100	200	400	250	350	300	200	50	50
Motor control centers and electrical substations	-	-	50	50	-	100	100	100	100	200	250	350	300	200	50	50
Utilities Areas	50	50	-	100	100	100	100	100	100	200	250	350	300	200	50	50
Cooling Tower	50	50	100	50	100	100	100	100	100	200	250	350	300	200	50	50
Control Rooms	-	-	100	100	-	100	100	100	200	300	250	350	300	200	50	50
Compressor Buildings	100	100	100	100	100	30	30	30	50	100	250	350	300	200	200	200
Large Pump Houses	100	100	100	100	100	30	30	30	50	100	250	350	300	200	200	200
Process Units Moderate Hazard	100	100	100	100	100	30	30	50	100	200	250	350	300	200	200	200
Process Units Intermediate Hazard	200	100	100	100	200	50	50	100	100	200	300	350	300	200	300	300
Process Units High Hazard	400	200	200	200	300	100	100	200	200	200	350	350	300	300	300	300
Atmospheric Storage Tanks	250	250	250	250	250	250	250	250	300	350	-	-	300	250	350	350
Pressure Storage Tanks	350	350	350	250	250	350	350	350	350	350	-	-	400	350	350	350
Refrigerated Storage Tanks Dome Roof	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	-	-	400	350	300	350
Flares	300	200	300	300	200	300	300	300	300	300	400	-	300	200	300	300
Unloading and Loading Racks	200	200	200	200	200	200	200	200	300	250	350	300	50	-	200	200
Fire Water Pump	50	50	50	50	50	200	200	200	300	350	350	300	200	-	-	-
Fire Station	50	50	50	50	50	200	200	200	300	350	350	300	200	-	-	-

Reference IRI Guidelines IM2.5.2, 1991

Note : 1) Design for Control Building (Control Room) shall be Bunker type only (Concrete or steel, Static load 100 kN/m²).

2) In case that the Control Building (Control Room) has to be Improved resilient type (Concrete or steel, static load 10 kN/m², catch bars, max 1 m² windows) , the distances between the Control Building and the Process Units shall be increased up to 600 ft. depending on the risk assessment.

GFG-002



บริษัท อีอาร์พี จำกัด (มหาชน)
IRPC Public Company Limited

IRPC Safety Engineering Standard


No. SF5100 – 3008 / 0	
Date 02 Mar 2009	Page 28

44

B. Intra - Unit Spacing Requirements (feet)

	Compressor	Intermediate Hazard Pumps	High Hazard Pumps	High Hazard Reactors	Intermediate Hazard Reactors	Moderate Hazard Reactors	Columns	Accumulators/Drums	Fired Heaters	Air Cooled Heat Exchanger/Heat Exchangers	Pipe Racks	Emergency Controls	Unit Stock Valves	Analyzer Rooms
Compressor	30	30	50	50	50	50	50	100	50	30	30	50	50	50
Intermediate Hazard Pumps	30	5	5	10	10	10	10	100	50	10	10	10	50	50
High Hazard Pumps	50	5	5	15	15	15	15	100	50	15	15	15	50	50
High Hazard Reactors	50	10	15	25	25	25	30	100	50	25	25	25	100	100
Intermediate Hazard Reactors	50	10	15	25	15	15	25	100	50	15	15	15	50	50
Moderate Hazard Reactors	50	10	15	25	25	15	25	100	50	10	10	10	50	50
Columns	50	30	15	30	25	25	15	100	50	10	10	10	50	50
Accumulators, Drums	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Fired Heaters	50	50	50	50	50	50	50	100	25	50	50	50	100	50
Air Cooled Heat Exchanger	30	15	15	25	15	15	15	100	50	-	15	-	50	50
Heat Exchangers	30	10	15	25	15	10	10	100	50	15	5	10	50	50
Pipe Racks	30	10	15	25	15	10	10	100	50	-	10	-	50	50
Emergency Controls	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	-	-
Unit Stock Valves	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	-	-
Analyzer Rooms	50	50	50	50	50	50	50	100	50	50	50	50	-	-

Reference IRI Guidelines IM2.5.2, 1991


 IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 29 / 44

C. Storage Tanks Spacing Requirements (feet)

	Floating & Cone Roof Tanks C < 3,000 Barrels	Floating & Cone Roof Tanks 3,000 < C < 10,000 Barrels	Floating Roof Tanks 10,000 < C < 300,000 Barrels	Jumbo Floating Roof Tanks C > 300,000 Barrels	Cone Roof Tanks	Inerted Class Product 10,000 < C < 150,000 Barrels	Pressure Storage Vessels Spheres and Spherenoues	Pressure Storage Vessels Drums and Bullets	Refrigerated Dome Roof Storage Tanks
Floating & Cone Roof Tanks C < 3,000 Barrels	0.5D*	0.5D	1x1	1x1	0.5D	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Floating & Cone Roof Tanks 3,000 < C < 10,000 Barrels	0.5D	0.5D	1x1	1x1	0.5D	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Floating Roof Tanks 10,000 < C < 300,000 Barrels	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Jumbo Floating Roof Tanks C > 300,000 Barrels	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Cone Roof Tanks	0.5D	0.5D	1x1	1x1	0.5D	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Class III Product 10,000 < C < 300,000 Barrels	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Cone Roof Tanks	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1x1	1.5D	1.5D	2xD
Inerted Class Product 10,000 < C < 150,000 Barrels	1.5D	1.5D	1.5D	2xD	1.5D	1.5D	1x1	1x1	1xD
Pressure Storage Vessels Spheres and Spherenoues	1.5D	1.5D	1.5D	2xD	1.5D	1.5D	1x1	1x1	1xD
Pressure Storage Vessels Drums and Bullets	1.5D	1.5D	1.5D	2xD	1.5D	1.5D	1x1	1x1	1xD
Refrigerated Dome Roof Storage Tanks	2xD	2xD	2xD	2xD	2xD	2xD	1x1	1x1	1xD

C = tank capacity ; D = tank Diameter
 1 barrel = 42 Gallons = 159 L ; °C = (°F - 32) * 0.555 ; 1 ft = 0.305 m.
 * For Class III products , 5 ft spacing is acceptable
 ** Or Class III operating at temperature 17-200°F

Reference IRI Guidelines IM2.5.2,1991

 IRPC Public Company Limited	IRPC Safety Engineering Standard	No. SF5100 – 3008 / 0	
		Date 02 Mar 2009	Page 30 / 44

D. Atmospheric Storage Tanks Spacing Requirements

	Required Distance (feet)
Between Adjacent Tanks (Shell-to-Shell)	1/6 sum of adjacent tank diameters but not less than 3 feet
From Property Line that Is or Can be Built Upon, Including the Opposite Side of a Public Way – With Protection for Exposures	1/6 times diameter of tank or 175 feet for tanks over 3,000,000 gal (72,000 bbls) capacity
From Property Line that Is or Can be Built Upon, Including the Opposite Side of a Public Way – No Protection for Exposures	Diameter of tank but need not to exceed 175 feet but no less than 5 feet
From Nearest Side of any Public Way or from Nearest Important Building on the Same Property	1/6 times diameter of tank but no less than 5 feet or 60 feet for tanks over 3,000,000 gal capacity

Source: NFPA Fire Protection Handbook and Standard 30, 2000 Edition

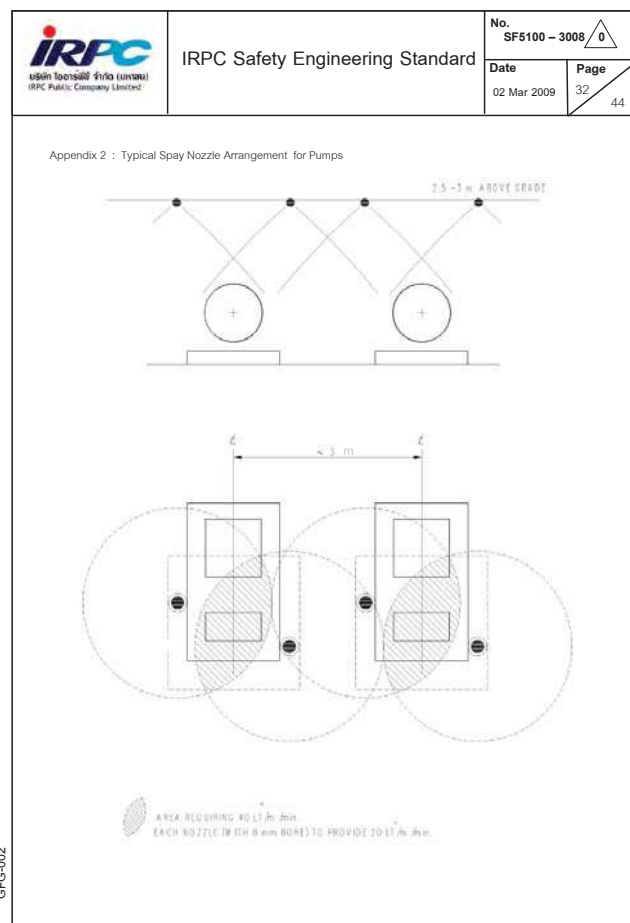
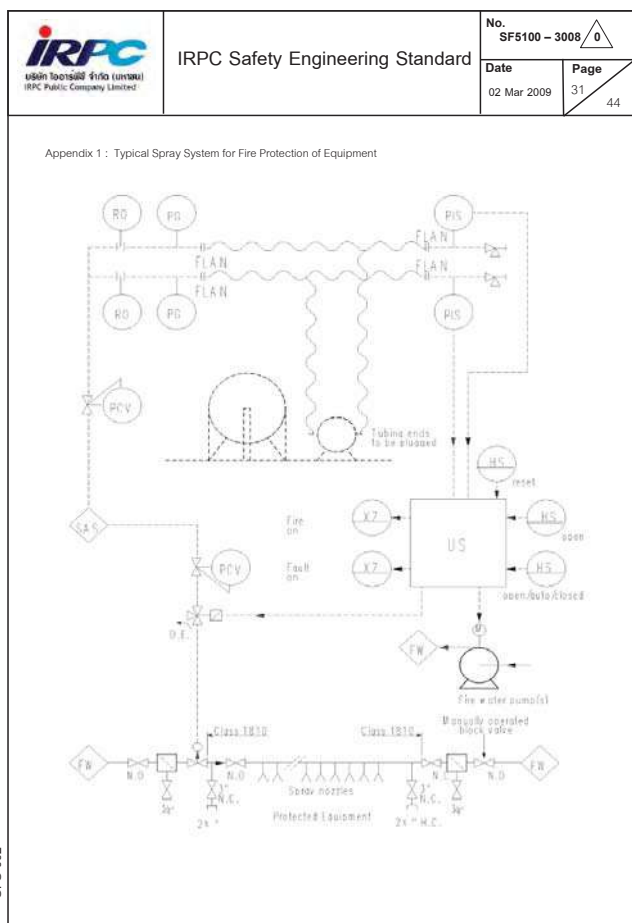
E. Pressurized Liquefied Petroleum Gas Tanks Spacing Requirements

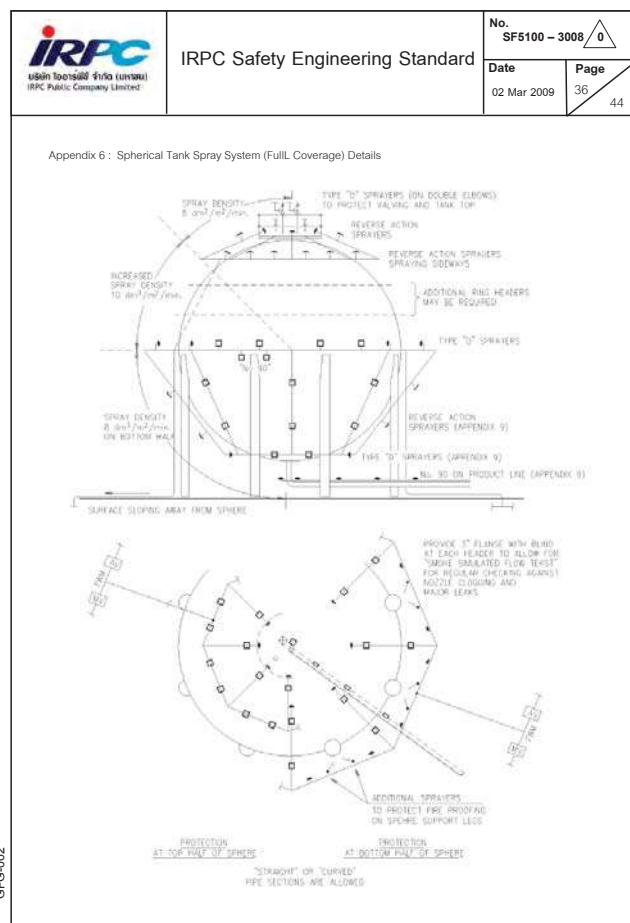
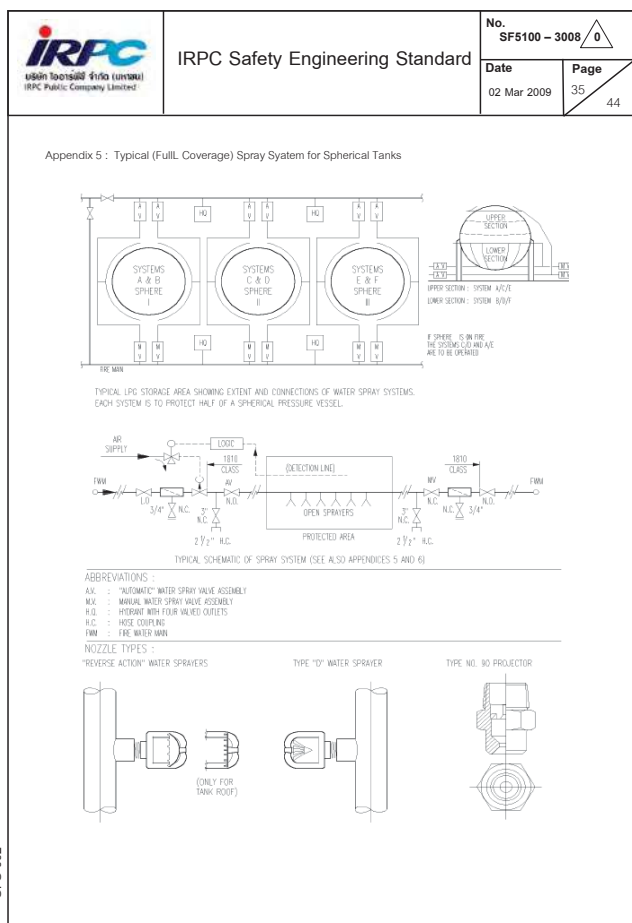
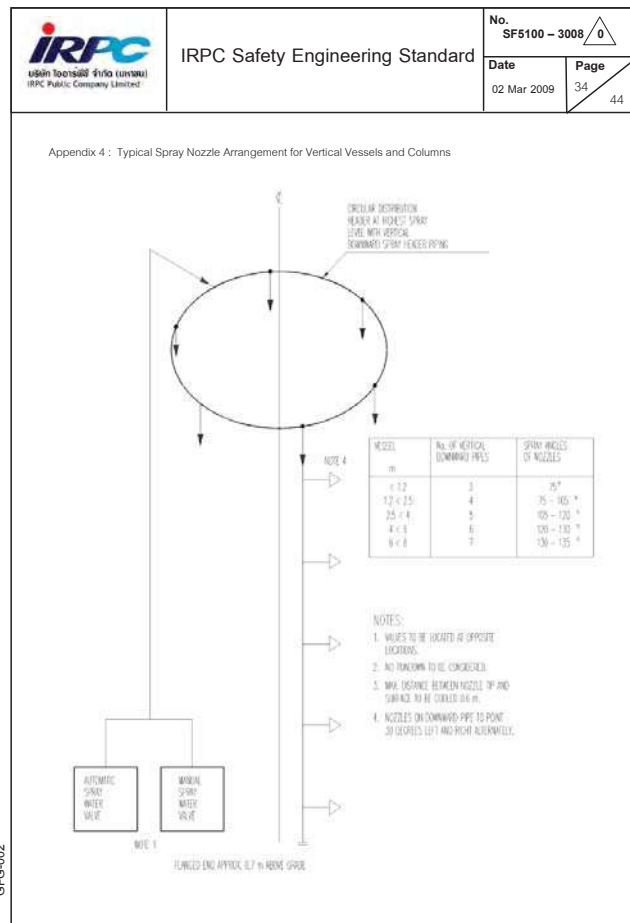
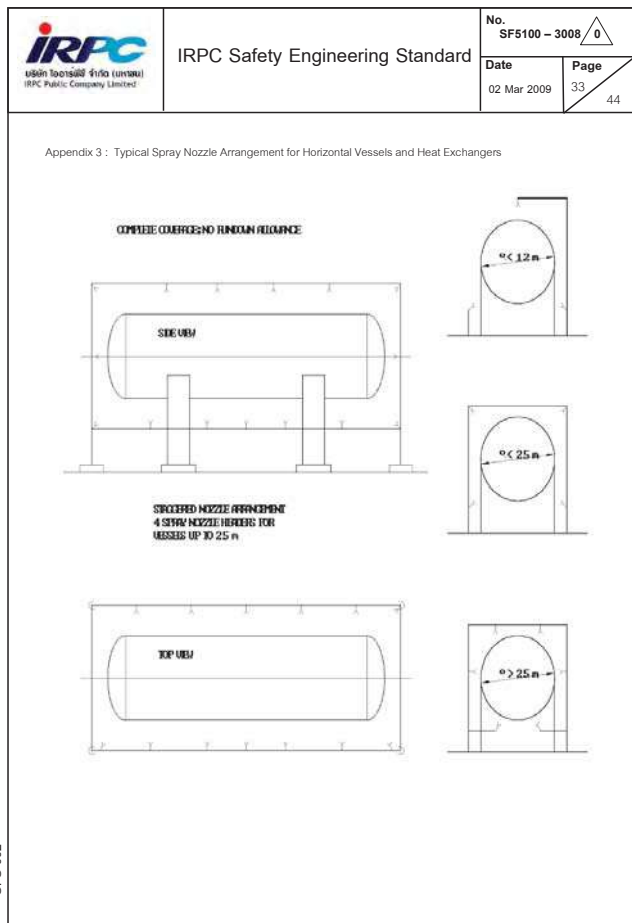
	Required Distance (feet)
Between Adjacent Tanks (Shell-to-Shell)	5 feet or 1/4 of larger tank diameter
Adjoining Property Line	75 feet (for 30,000 - 70,000 gallon tanks)
Control buildings	50 feet
Other buildings	100 feet
Process vessels	50 feet
Flares and other equipment with open flames	100 feet
Fired equipment including process furnaces	50 feet
Rotating equipment, except pumps taking suction from LPG tanks	50 feet
Loading facilities	50 feet

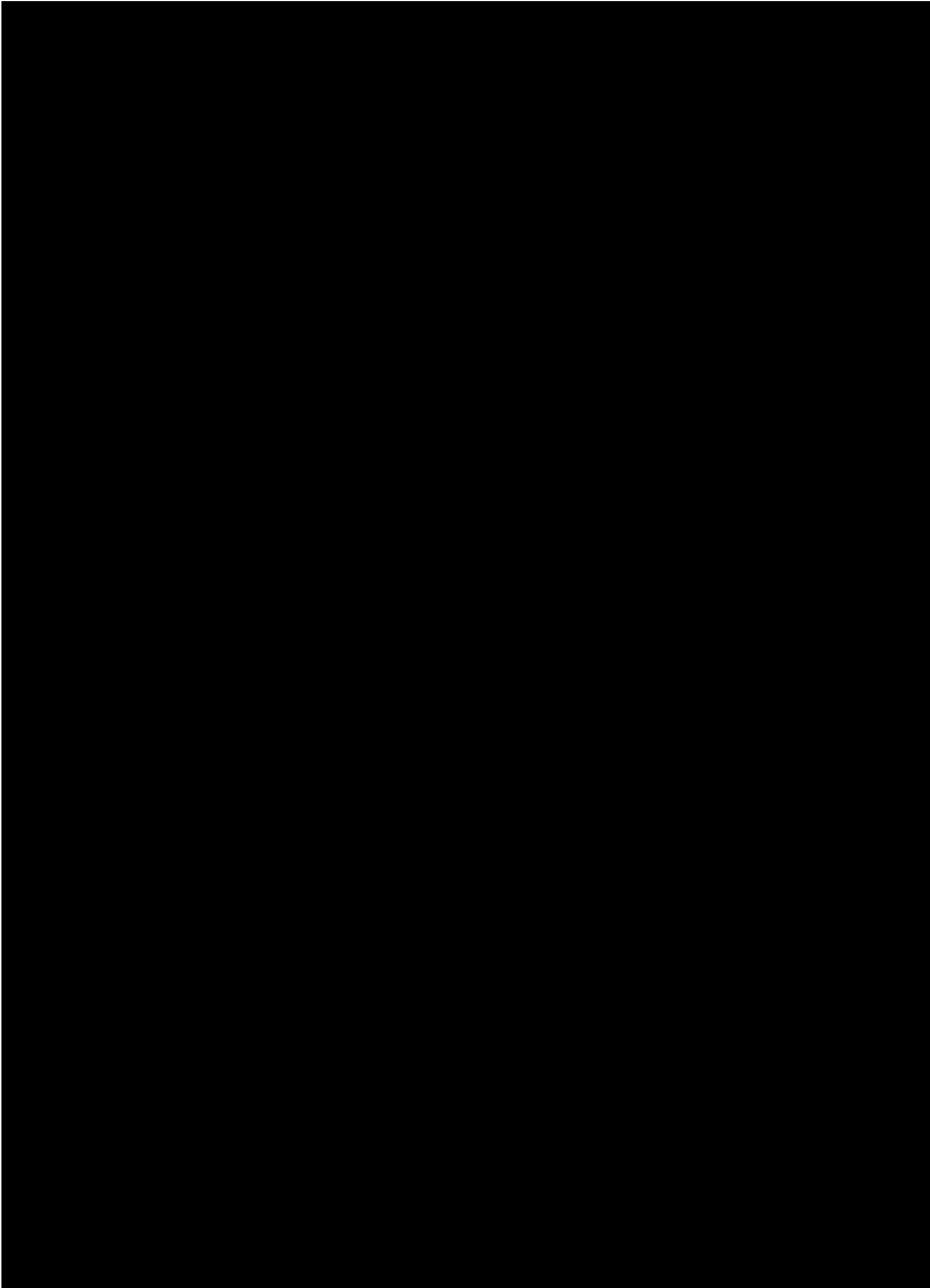
Source: API Standard 2510 "Design and Construction of LPG Installations", 2001 Edition

4. Hazardous Area Classification

Hazardous Area Classification shall be complied with NFPA 497A and NFPA 497M.










เอกสารแนบที่ 72
เอกสารพื้นที่สีเขียวของโครงการ

ตารางที่ 2.1-2
รายละเอียดพื้นที่สีเขียวของโครงการ

บริเวณ (อ้างอิงตามรูปที่ 2.1-6)	ขนาดพื้นที่ (ตารางเมตร)	พรรณไม้ที่ปลูก	ภาพประกอบ
1	560	ต้นพญาสัตบรรณ และต้นไทรเกาหลี	
2	400	ต้นอโศกอินเดีย	

ตารางที่ 2.1-2 (ต่อ-1)

บริเวณ (อ้างอิงตามรูปที่ 2.1-6)	ขนาดพื้นที่ (ตารางเมตร)	พรรณไม้ที่ปลูก	ภาพประกอบ
3	1,200	<p>ต้นจามจุรี จำนวน 4 ต้น</p> <p>ต้นสน จำนวน 90 ต้น</p> <p>ต้นมะฮอกกานี จำนวน 1 ต้น</p> <p>ต้นฉนวนทอง จำนวน 5 ต้น</p> <p>ต้นยางนา จำนวน 53 ต้น</p> <p>ต้นมะหวด จำนวน 1 ต้น</p> <p>ต้นทองกวาว จำนวน 4 ต้น</p> <p>ต้นตะแบก จำนวน 1 ต้น</p>	        

เอกสารแนบที่ 73
เอกสารรายงานการจัดการวัสดุที่ไม่ใช้แล้วทั้งที่เป็นของอันตราย
และไม่อันตราย ประจำปี 2564 (สท.3)

แบบ สก.3

ใบแจ้งเกี่ยวกับรายละเอียดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว
สำหรับผู้ที่ก่อให้เกิดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว

วันที่ 9 เดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ.2565

ข้าพเจ้า นายวิธาร จินคำมัย ผู้ประกอบกิจการโรงงาน บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)

สำนักงานเลขที่ 299 หมู่ที่ 5 ตำบลเชิงเนิน อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง

โทรศัพท์ 038-611333

โทรสาร

ทะเบียนโรงงานเลขที่ ข3-44-1/2558

โรงงานตั้งอยู่เลขที่ 299 หมู่ที่ 5 ถนนสุขุมวิท ตำบลเชิงเนิน อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง

โทรศัพท์ 038-611333

โทรสาร

หมายเลขประจำตัว DIWG054800164

ขอแจ้งรายละเอียดเกี่ยวกับสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วดังรายการต่อไปนี้

- | | |
|--|---------------------------|
| ข้อ 1 รายละเอียดเกี่ยวกับสิ่งปฏิกูล หรือ วัสดุที่ไม่ใช้แล้วและวิธีกำจัด | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 1 |
| ข้อ 2 แผนผังการไหลของกระบวนการผลิตและแหล่งที่มาของสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 2 |
| ข้อ 3 แผนผังแสดงสถานที่เก็บ คัดแยก และจัดการภายในโรงงาน | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 3 |
| ข้อ 4 ความเปลี่ยนแปลงในปริมาณและความเป็นพิษของสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ที่เกิดขึ้นเปรียบเทียบกับข้อมูลของปีที่ผ่านมา | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 4 |
| ข้อ 5 รายละเอียดของผู้ดำเนินการรวบรวม ขนส่ง บำบัดและกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 5 |
| ข้อ 6 แผนการป้องกันอุบัติเหตุเพื่อตอบสนองเหตุฉุกเฉินในกรณีเกิดเหตุรั่วไหล อัคคีภัย การระเบิดของสิ่งปฏิกูล หรือ วัสดุที่ไม่ใช้แล้ว หรือเหตุที่คาดไม่ถึง | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 6 |
| ข้อ 7 รายงานการตอบสนองและการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้น | แสดงไว้ในเอกสารลำดับที่ 7 |

เอกสารลำดับที่ 1

รายละเอียดเกี่ยวกับสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วและวิธีกำจัด ประจำปี

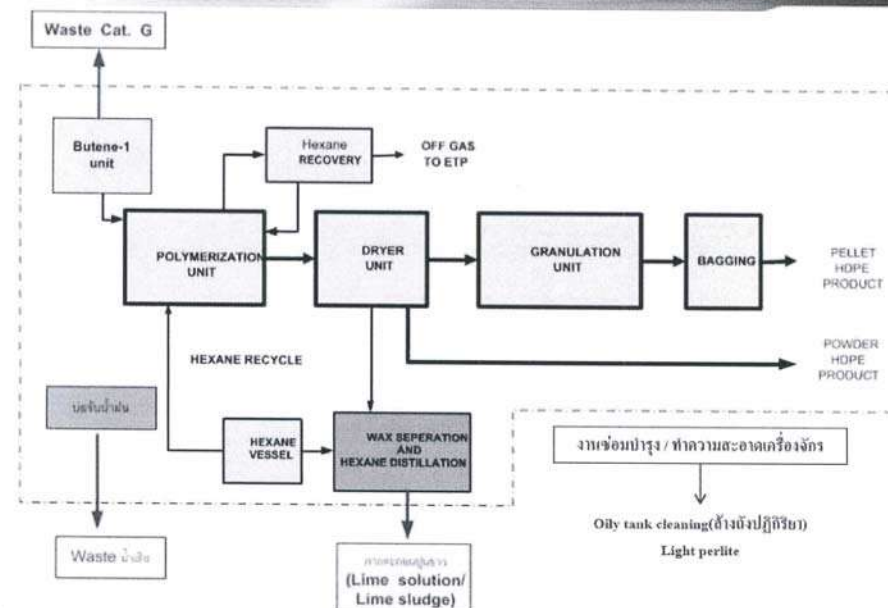
ลำดับที่	รหัส	ชื่อและคำบรรยาย	ปริมาณ(ระบุหน่วย)	วิธีการกำจัด	ผู้ขนส่ง/จัดการ
1	150202	ตะแกรงกรองพลาสติก	0.57 ตัน	043	บริษัท เจ.ที.เค. ทราเวลส์ จำกัด/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
2	150110	ถังพลาสติก 200 ลิตร	1.58 ตัน	049	นางสาวธรรดา สาธรวิวัฒน์ อารยาดี จำกัด
3	070208	Waste Organic	2.09 ตัน	042	บริษัท บลูแอนด์ไวท์ โปรดักส์เนเปิล โลจิสติกส์ จำกัด/บริษัท เอส ซี ไอ โอเค เซอร์วิส จำกัด
4	070214	Carbon black	7.79 ตัน	075	บริษัท อัคริปปราการ จำกัด/บริษัท อัคริปปราการ จำกัด
5	161103	Refractory	2.14 ตัน	044	บริษัท ฟอรัช คอร์ปอเรชั่น จำกัด/บริษัท ปูนซิเมนต์นครหลวง จำกัด (มหาชน) โรงงาน 2
6	160708	น้ำปนเปื้อนน้ำมันและสารเคมี	28.80 ตัน	042	บริษัท ศิวะ ชนส่ง จำกัด/บริษัท เอส ซี ไอ โอเค เซอร์วิส จำกัด
7	070208	Dirty slack wax	4.46 ตัน	043	บริษัท ศิวะ ชนส่ง จำกัด/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
8	070208	ขี้เถ้า	7.90 ตัน	043	บริษัท ศิวะ ชนส่ง จำกัด/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
9	150202	Filter	1.81 ตัน	043	บริษัท ศิวะ ชนส่ง จำกัด/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
10	150202	ตะแกรงกรองพลาสติก	1.42 ตัน	043	บริษัท ศิวะ ชนส่ง จำกัด/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
11	161105	Insulation	2.04 ตัน	043	บริษัท ศิวะ ชนส่ง จำกัด/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
12	190206	Lime sludge (ปูนขาว)	6.81 ตัน	042	บริษัท เอ็ม เค ซี ทราเวลส์ 2010 จำกัด/บริษัท เอส ซี ไอ โอเค เซอร์วิส จำกัด
13	160806	Waste Cat G	0.51 ตัน	042	บริษัท เจ.ที.เค. ทราเวลส์ จำกัด/บริษัท เอส ซี ไอ โอเค เซอร์วิส จำกัด
14	160506	Volatile waste	0.28 ตัน	042	บริษัท เจ.ที.เค. ทราเวลส์ จำกัด/บริษัท เอส ซี ไอ โอเค เซอร์วิส จำกัด
15	160708	น้ำปนเปื้อนน้ำมันและสารเคมี	18.99 ตัน	042	บริษัท เจ.ที.เค. ทราเวลส์ จำกัด/บริษัท เอส ซี ไอ โอเค เซอร์วิส จำกัด
16	160214	ซากอุปกรณ์ไฟฟ้า	4.50 ตัน	011	3-105-55/49สป
17	160801	Spent Cat.& Adsorbent	9.67 ตัน	042	3-106-8/49สป
18	170405	เศษเหล็ก	20.12 ตัน	011	3-105-42/56สย
19	170405	เศษเหล็ก	29.51 ตัน	011	3-105-8/47สย
20	170405	เศษเหล็ก	41.19 ตัน	011	3-105-92/63สย
21	170506	ตะกอนจากร่างระบายน้ำ	7.15 ตัน	042	3-106-8/49สป
22	150110	ถุงกระดาษปนเปื้อน	15.16 ตัน	042	บริษัท เวสท์ แมเนจเม้นท์ สยาม จำกัด/บริษัท อีสเทิร์น ซีบอร์ด เอนไวรอนเม้นทอล คอนเฟอเรนซ์ จำกัด
23	150202	ขยะปนเปื้อนน้ำมันและสารเคมี	6.83 ตัน	042	บริษัท เบคเตอร์ เวลด์ ทราเวลส์ จำกัด/บริษัท เบคเตอร์ เวลด์ กรีน จำกัด (มหาชน)
24	150202	เศษน้ำมันปนเปื้อน	1.41 ตัน	042	บริษัท เบคเตอร์ เวลด์ ทราเวลส์ จำกัด/บริษัท เบคเตอร์ เวลด์ กรีน จำกัด (มหาชน)
25	150202	Filter	1.07 ตัน	043	นางสาวรุณี วีระพันธ์/บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด
26	130208	Used oil	16.28 ตัน	042	106 สิ่งแวดล้อม/บริษัท 106 สิ่งแวดล้อม จำกัด
27	150110		0.16 ตัน	049	บริษัท ทีเออาร์เอฟ จำกัด/บริษัท ทีเออาร์เอฟ จำกัด

		ลักษณะบรรจุภัณฑ์			
28	070208	Dirty slack wax	1.35 ตัน	043	บริษัท ทีเออาร์เอฟ จำกัด/บริษัท เอสซีซี ซิเมนต์ จำกัด
29	150110	ถุงกระต่ายป่น	3.26 ตัน	042	บริษัท คิสคอฟเวอร์ โลจิสติกส์ จำกัด/บริษัท อีสเทิร์น ซิเมนต์ เอนไวรอนเม้นทอล คอนแทค จำกัด
30	150110	พลาสติกแกลลอน 25, 30 ลิตร	1.83 ตัน	049	บริษัท รวมเศษ จำกัด/บริษัท รวมเศษ จำกัด
31	161001	Waste Water	236.18 ตัน	065	บริษัท เจ.ที.เค. พาราสปอร์ต จำกัด/บริษัท สยามเอ็นไวรอนเม้นทอลเทคโนโลยี จำกัด
32	070213	Com.1 mixed dirty powder	49.11 ตัน	011	3-53(5)-2/45นฐ
33	070213	เศษพลาสติก	31.06 ตัน	011	3-105-124/48ปท
34	150101	กล่องกระต่าย	7.42 ตัน	011	จ3-105-41/51รช
35	150101	ถุงกระต่ายป่น	10.77 ตัน	042	น.105-1/2545-ญทช.
36	150102	Additive package	11.13 ตัน	011	3-105-124/48ปท
37	150102	Dirty powder UHMWPE	4.43 ตัน	011	3-53(5)-2/45นฐ
38	150102	Over size dirty powder UHMWPE	94.39 ตัน	011	จ3-53(9)-27/60ชบ
39	150102	Used jumbo bag	19.43 ตัน	011	3-105-124/48ปท
40	150103	พลาสติก	72.80 ตัน	011	จ3-105-41/51รช
41	160103	เศษยางเสื่อมสภาพ	1.07 ตัน	042	3-106-8/49สน

เอกสารลำดับที่ 2

แผนผังการไหลของกระบวนการผลิตและแหล่งที่มาของสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว

HDPE Waste Flow Diagram



ตำแหน่งเจ้าหน้าที่

วันที่ 9 เดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ.2565

เอกสารลำดับที่ 3

แผนผังสถานที่เก็บ คัดแยก และจัดการภายในโรงงาน



เอกสารลำดับที่ 4

รายงานการเปลี่ยนแปลงในปริมาณและความเป็นพิษของสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่เกิดขึ้นเปรียบเทียบกับข้อมูลของปีที่ผ่านมา

ลำดับที่	รหัส	ชื่อและคำบรรยาย	ปี/ช่วงเวลา 2561		ปี/ช่วงเวลา 2562		ปี/ช่วงเวลา 2563		ปี/ช่วงเวลา 2564	
			ปริมาณ	ความเข้มข้น	ปริมาณ	ความเข้มข้น	ปริมาณ	ความเข้มข้น	ปริมาณ	ความเข้มข้น
1	070208	Dirty slack wax	24.29 ตัน		23.27 ตัน		17.08 ตัน		5.81 ตัน	
2	070208	Waste Organic	7.63 ตัน		0		0		2.09 ตัน	
3	070208	ขี้เถ้าคั่ว	34.98 ตัน		24.36 ตัน		6.06 ตัน		7.9 ตัน	
4	070213	Com.1 mixed dirty powder	0		0		0		49.11 ตัน	
5	070213	เศษพลาสติก	5.26 ตัน		0		0		31.06 ตัน	
6	070214	Carbon black	.46 ตัน		0		3.58 ตัน		7.79 ตัน	
7	130208	Used oil	15.23 ตัน		0		0		16.275 ตัน	
8	150101	กล่องกระดาษ	14.99 ตัน		5.82 ตัน		0		7.42 ตัน	
9	150101	ถุงกระดาษเปื้อน					12.97 ตัน		10.77 ตัน	
10	150102	Additive package	1.45 ตัน		4.33 ตัน		0		11.13 ตัน	
11	150102	Dirty powder UHMWPE			22.21 ตัน		24.47 ตัน		4.43 ตัน	
12	160601	Used battery	0		1.04 ตัน		0		0	
13	150107	ขวดแก้ว			2.58 ตัน		0		0	
14	170506	ตะกอนวางระบายน้ำ	9.878 ตัน		0		0		0	
15	150101	ตะแกรงกรองพลาสติก	1.14 ตัน		0		0		0	
16	150110	ถังโลหะ 200 ลิตร			3.98 ตัน		7.67 ตัน		0	
17	160708	น้ำเปื้อนไขมัน	5.64 ตัน		6.59 ตัน		12.85 ตัน		0	
18	190211	น้ำปูนขาว	0		11.37 ตัน		0		0	
19	150110	ภาชนะเปื้อนสารเคมี	4.15 ตัน		0		0		0	

20	150202	ทุพริ้วแห้งเสื่อมสภาพ	.05 ตัน	0	0	0	0	
21	160506	เศษผ้าเปื้อนน้ำมัน	2.31 ตัน	3.48 ตัน	0	0	0	
22	170411	เศษพลาสติก		19.61 ตัน	28.72 ตัน	0	0	
23	150103	เศษไม้จำพวก	102.99 ตัน	23.59 ตัน	25.79 ตัน	0	0	
24	160709	เศษสนิม	3.19 ตัน	0	0	0	0	
25	170404	เศษสังกะสี	9.67 ตัน	3.41 ตัน	0	0	0	
26	170411	สารรีดพลาสติก		9.24 ตัน	0	0	0	
27	160214	หม้อแปลงไฟฟ้า		1.3 ตัน	0	0	0	
28	150102	Over size dirty powder UHMWPE			69.87 ตัน	94.39 ตัน		
29	150102	Used jumbo bag		29.48 ตัน	0	19.43 ตัน		
30	150103	พลาสติกไม้		17.3 ตัน	0	72.8 ตัน		
31	150110	ถังพลาสติก 200 ลิตร				1.58 ตัน		
32	150110	ถุงกระสอบปูนเปือย	29.427 ตัน	23.03 ตัน	11.595 ตัน	18.42 ตัน		
33	150110	พลาสติกเกล็ดลอน 25, 30 ลิตร		1.48 ตัน	3.93 ตัน	1.83 ตัน		
34	150110	ภาชนะบรรจุปูนเปือยสารเคมี		4.95 ตัน	1.32 ตัน	.16 ตัน		
35	150202	Filter	0	0	.85 ตัน	2.88 ตัน		
36	150202	ขยะปนเปื้อนน้ำมันและสารเคมี	3.18 ตัน	2.13 ตัน	0	6.83 ตัน		
37	150202	ตะแกรงกรองพลาสติก				1.99 ตัน		
38	150202	เศษผ้าเปื้อนน้ำมัน	0	1.17 ตัน	1.96 ตัน	1.41 ตัน		
39	160103	เศษยางเสื่อมสภาพ	1.981 ตัน	0	0	1.07 ตัน		
40	160214	ซากอุปกรณ์ไฟฟ้า	9.54 ตัน	0	0	4.5 ตัน		
41	160506	Volatile waste	1.65 ตัน	9.25 ตัน	1.19 ตัน	.28 ตัน		
42	160708							

		น้ำมันเปื้อนน้ำมันและสารเคมี						47.79 ตัน
43	160801	Spent Cat.& Adsorbent						9.67 ตัน
44	160806	Waste Cat G				.18 ตัน		.51 ตัน
45	161001	Waste Water						236.18 ตัน
46	161103	Refractory						2.14 ตัน
47	161105	Insulation						2.04 ตัน
48	170405	เศษเหล็ก	0	15.39 ตัน	80.22 ตัน			90.822 ตัน
49	170506	ตะกอนจากโรงระบายน้ำ						7.15 ตัน
50	190206	Lime sludge (ปูนขาว)						6.81 ตัน
51	050117	Asphaltene	.3 ตัน	0	0	0	0	
52	150102	Com. 1 mixed dirty powder		59.92 ตัน	0	0	0	
53	150102	Com. 2 mixed dirty powder		28.04 ตัน	0	0	0	
54	150102	Com.1 mixed dirty powder	54.624 ตัน	0	76.5 ตัน	0	0	
55	160306	dirty off grade uhmwpe powder	9.71 ตัน	0	0	0	0	
56	150202	Filter	1.17 ตัน	0	0	0	0	
57	170603	Insulation	8.18 ตัน	0	0	0	0	
58	160506	Liquid chemical waste	.38 ตัน	2.98 ตัน	0	0	0	
59	160214	Motor	3.06 ตัน	0	0	0	0	
60	061304	Perlite	12.29 ตัน	0	0	0	0	
61	160801	Spent Cat & Adsorbent	22.96 ตัน	0	0	0	0	
62	160801	Spent Catalyst & Adsorbent			7.3 ตัน	0	0	
63	160507	Titanium tetrachloride		10.28 ตัน	0	0	0	

หมายเหตุ ถ้ามี ให้แนบผลการตรวจวิเคราะห์สิ่งปนื้อหรือวัสดุไม่ใช้แล้วมาด้วย

รายละเอียดของผู้ดำเนินการรวบรวม ขนส่ง บำบัดและกำจัดสิ่งปนื้อหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว

เอกสารฉบับที่ 5

(นางสาวปราณี แก้วผาลัย)

(นายวิธาร จินดาบัย)

ตำแหน่ง เจ้าหน้าที่

ตำแหน่ง ผู้จัดการ

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 1 : บริษัท อีสเทิร์น ซิเบอร์คเอนไวรอนเมนทอลคอมเพิล็กซ์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD050900091

ที่อยู่ : 88 ม.8 ด.ทางหลวงหมายเลข 331 ตำบล บ่อวิน อำเภอ ศรีราชา จังหวัด ชลบุรี

โทรศัพท์ : 0 3834 6364

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 2 : บริษัท อีสเทิร์น ซิเบอร์คเอนไวรอนเมนทอลคอมเพิล็กซ์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD050900091

ที่อยู่ : 88 ม.8 ด.ทางหลวงหมายเลข 331 ตำบล บ่อวิน อำเภอ ศรีราชา จังหวัด ชลบุรี

โทรศัพท์ : 0 3834 6364

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 3 : บริษัท รวมนเศ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD054800081

ที่อยู่ : 21/6 ด.ทางหลวงสาย 36 ตำบล มาบข่า อำเภอ นิคมพัฒนา จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 0 3896 8985 6

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 4 : บริษัท ปูนซิเมนต์นครหลวง จำกัด (มหาชน) โรงงาน 2

หมายเลขประจำตัว : DIWD056200090

ที่อยู่ : 219 ม.5 ด.มิตรภาพ ตำบล ทับทาวง อำเภอ แก่งคอย จังหวัด สระบุรี

โทรศัพท์ : 036-240930

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 5 : บริษัท สยามเอ็นไวรอนเมนทอลเทคโนโลยี จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD064800113

ที่อยู่ : 60 ม.3 ซ.เขตฯ สยามอีสเทิร์นอินดิस्टเรียลพาร์ค ตำบล มาบยางพร อำเภอ ปลวกแดง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 0 388 9115 1

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 6 : บริษัท 106 สิ่งแวดล้อม จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD065800153

ที่อยู่ : 104/12 ม.12 ซ.รัตนโชติ 12 ถ.เทพารักษ์ ตำบล บางปลา อำเภอบางพลี จังหวัดสมุทรปราการ

โทรศัพท์ : 0 2713 4620 22 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 7 : บริษัท เบตเตอร์ เวิลด์ กรีน จำกัด (มหาชน)

หมายเลขประจำตัว : DIWD066200031

ที่อยู่ : โฉนดที่ 37 เล่ม 1ก หน้า 37 ม.8 ถ. - ตำบล ห้วยแห้ง อำเภอกำแพงแสน จังหวัดสุพรรณบุรี

โทรศัพท์ : 027310080 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 8 : บริษัท อัคริปปราการ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD085800027

ที่อยู่ : 792 ม.2 ซ.15/1 ถ.พัฒนา 2 ตำบล บางปูใหม่ อำเภอเมืองสมุทรปราการ จังหวัดสมุทรปราการ

โทรศัพท์ : 0 2323 0714 21 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 9 : บริษัท อารยาเค้าแ่ง จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD096000070

ที่อยู่ : 51/5 ม.4 ตำบล สวนหลวง อำเภอกระทุ่มแบน จังหวัดสมุทรสาคร

โทรศัพท์ : 0 3487 5752 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 10 : บริษัท ทีเออาร์เอฟ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD126200013

ที่อยู่ : 83/1 หมู่ที่ 7 ถนนกำแพงเพชร-บ้านนา (3222) ตำบล ชำผักแพว อำเภอกำแพงแสน จังหวัดสุพรรณบุรี

โทรศัพท์ : 0 2935 6848 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 11 : บริษัท เอส ซี ไอ อีโค เซอร์วิส จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD136200011

ที่อยู่ : หมู่ที่ 3 ถนนมิตรภาพ ตำบล บ้านป่า อำเภอ กำแพงแสน จังหวัด สุพรรณบุรี

โทรศัพท์ : 0 2962 7295 7 โทรสาร :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

วิธีการ/ขนส่ง :

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 12 : บริษัท เอส ซี ไอ อีโค เซอร์วิส จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD136200011

ที่อยู่ : หมู่ที่ 3 ถนนมิตรภาพ ตำบล บ้านป่า อำเภอ กำแพงแสน จังหวัด สุพรรณบุรี

โทรศัพท์ : 0 2962 7295 7 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 13 : บริษัท เอส ซี ไอ อีโค เซอร์วิส จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD136200011

ที่อยู่ : หมู่ที่ 3 ถนนมิตรภาพ ตำบล บ้านป่า อำเภอ กำแพงแสน จังหวัด สุพรรณบุรี

โทรศัพท์ : 0 2962 7295 7 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 14 : บริษัท เอส ซี ไอ อีโค เซอร์วิส จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD136200011

ที่อยู่ : หมู่ที่ 3 ถนนมิตรภาพ ตำบล บ้านป่า อำเภอ กำแพงแสน จังหวัด สุพรรณบุรี

โทรศัพท์ : 0 2962 7295 7 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 15 : บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD194800017

ที่อยู่ : แปลงที่ดิน I-28 ตำบล มาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 025263163 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 16 : บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD194800017

ที่อยู่ : แปลงที่ดิน I-28 ตำบล มาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 025263163 โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 17 : บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD194800017

- ☐ ผู้ก่อการณ์
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

ที่อยู่ : แปลงที่ดิน 1-28 ตำบล มาบตาพุด อำเภอ เมืองระยอง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 025263163

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 18 : บริษัท เอสซีจี ซิเมนต์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD194800017

ที่อยู่ : แปลงที่ดิน 1-28 ตำบล มาบตาพุด อำเภอ เมืองระยอง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 025263163

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 19 : บริษัท เวสท์ แมเนจเม้นท์ สยาม จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWT050200708

ที่อยู่ : 591 อาคารยูนิวิ 2 ชั้น 22 ถ.สุขุมวิท 33 ตำบล คลองตันเหนือ อำเภอ วัฒนา จังหวัด กรุงเทพมหานคร

โทรศัพท์ : 0 2261 0264 7

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 20 : บริษัท เบตเตอร์ เวิลด์ ทรานสปอร์ต จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWT050200740

ที่อยู่ : 488 ซอยลาดพร้าว 130 (มหาดไทย 2) ถนนลาดพร้าว ตำบล คลองจั่น อำเภอ บางกะปิ จังหวัด กรุงเทพมหานคร

โทรศัพท์ : 0 2731 1815

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 21 : นางคารุณี วีระพันธ์

หมายเลขประจำตัว : DIWT054800230

ที่อยู่ : 383 ถ.สุขุมวิท ตำบล ห้วยโป่ง อำเภอ เมืองระยอง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 0 3868 5733

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 22 : 106 สิ่งแวดล้อม

หมายเลขประจำตัว : DIWT055800122

ที่อยู่ : 55 ม.7 ซ.วัดบางหญ้าแพรก ถ.ปู่เจ้าสมิงพราย ตำบล บางหัวเสือ อำเภอ พระประแดง จังหวัด สมุทรปราการ

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

โทรศัพท์ : 0 2766 6489

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 23 : บริษัท ทีเออาร์เอฟ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWT060200656

ที่อยู่ : 636/4 ซ.รามคำแหง 39 (เทพธิดา) ถ.ประชาธิปไตย ตำบล วังทองหลาง อำเภอ วังทองหลาง จังหวัด กรุงเทพมหานคร

โทรศัพท์ : 0 2935 6846 8

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 24 : บริษัท ดีสคอฟเวอร์โลจิสติกส์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWT060200664

ที่อยู่ : 40 ซ.รามคำแหง 36/1แยก1 ตำบล หัวหมาก อำเภอ บางกะปิ จังหวัด กรุงเทพมหานคร

โทรศัพท์ : 0 2732 0065

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 25 : บริษัท รวมเสน จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWT064800105

ที่อยู่ : 21/6 ถ.ทางหลวงสาย 36 ตำบล มาบข่า อำเภอ นิคมพัฒนา จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 0 3896 8985 6

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 26 : บริษัท เจ.ที.เค ทรานสปอร์ต จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWT070900196

ที่อยู่ : 589/5 ม.1 ตำบล หนองขาม อำเภอ ศรีราชา จังหวัด ชลบุรี

โทรศัพท์ : 0 3848 1141

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 27 : นางสาวอรยา สายศรี

หมายเลขประจำตัว : DIWT076000140

ที่อยู่ : 119/9 ม.9 ซ.นวลทอง ถ.เศรษฐกิจ ตำบล สวนหลวง อำเภอ กระทุ่มแบน จังหวัด สมุทรสาคร

โทรศัพท์ : 0 2810 1236 9

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

☐ ผู้ก่อกำเนิด

☒ ผู้รวบรวมและขนส่ง

☐ ผู้บำบัดและกำจัด

โทรศัพท์ : 029793304
วิธีการ/ขนส่ง :

โทรสาร :

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 34 : บริษัท สามศรี ไซเคิล จำกัด

หมายเลขประจำตัว : 3-105-42/56รย

ที่อยู่ : 66/20 ตำบล สำนักท้อน อำเภอ บ้านฉาง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 038-695993

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 35 : บริษัท 106 สิ่งแวดล้อม จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD065800153

ที่อยู่ : ตำบล บางปลา อำเภอบางพลี จังหวัดสมุทรปราการ

โทรศัพท์ : 018823555

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 36 : บริษัท รวมเศษ จำกัด (สาขามบข่า)

หมายเลขประจำตัว : 3-105-8/47รย

ที่อยู่ : ตำบล มบข่า อำเภอนิคมพัฒนา จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 038-685321

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 37 : บริษัท เมก้าพลัส ไซเคิล จำกัด

หมายเลขประจำตัว : 3-105-92/63รย

ที่อยู่ : 888/11 ตำบล หนานนิคม อำเภอ นิคมพัฒนา จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 097-1524939

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 38 : บริษัท เบคเตอร์ เวลด์ กรีน จำกัด (มหาชน)

หมายเลขประจำตัว : DIWD066200031

ที่อยู่ : ตำบล ห้วยแห้ง อำเภอ แก่งคอย จังหวัด สระบุรี

โทรศัพท์ : 044283038

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 39 : บริษัท เบสท์ โพลีเมอร์ อินเทอร์เน็ตเซ็นแนล จำกัด

- ☐ ผู้ก่อกำเนต

หมายเลขประจำตัว : 3-53(5)-2/45นฐ

ที่อยู่ : 97 ตำบล กระทุ่มล้ม อำเภอ สามพราน จังหวัด นครปฐม

โทรศัพท์ : 02-8144460-5

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 40 : ห้างหุ้นส่วนจำกัด ศ. ไซคชัย รวมเศษ

หมายเลขประจำตัว : ๑3-105-41/51รย

ที่อยู่ : ตำบล สำนักท้อน อำเภอ บ้านฉาง จังหวัด ระยอง

โทรศัพท์ : 089-5427883

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 41 : บริษัท เอ-เทค พลาสแมท จำกัด

หมายเลขประจำตัว : ๑3-53(9)-27/60รบ

ที่อยู่ : 102 ตำบล หนองบอนแดง อำเภอ บ้านบึง จังหวัด ชลบุรี

โทรศัพท์ : 0822163815

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

ชื่อผู้ประกอบการรายที่ 42 : บริษัท อีสเทิร์น ซิเบอร์คเอนไวรอนเมนทอล คอนเพ็กส์ จำกัด

หมายเลขประจำตัว : DIWD050900091

ที่อยู่ : 88 ตำบล บ่อวิน อำเภอสัตหีบ จังหวัด ชลบุรี

โทรศัพท์ : 038950534

โทรสาร :

วิธีการ/ขนส่ง :

- ☐ ผู้ก่อกำเนต
☐ ผู้รวบรวมและขนส่ง
☒ ผู้บำบัดและกำจัด

หมายเหตุ : ระบุประเภทผู้ประกอบการตามที่ได้รับดำเนินการจัดการกับสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วจากสถานประกอบการของท่าน หากผู้รับจัดการนำสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วนั้นไปใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบเพื่อก่อให้เกิดผลิตภัณฑ์อื่นให้ระบุผู้ก่อกำเนต และให้ระบุกระบวนการที่ใช้ หากผู้รับจัดการเป็นบุคคลธรรมดาที่ไม่ได้ขึ้นทะเบียนและไม่ได้ประกอบกิจการให้ระบุวิธีการขนส่ง และการนำสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วนั้นไปใช้

เอกสารลำดับที่ 6

แผนการป้องกันอุบัติเหตุเพื่อตอบสนองเหตุฉุกเฉิน



(นายวิธาร จินคามัย)

วันที่ 9 เดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ.2565

เอกสารลำดับที่ 7

รายงานตอบสนองและการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้น

- ☐ เกิดเหตุฉุกเฉินระหว่าง 1 ม.ค. - 31 ธ.ค. ของปีที่ผ่านมา
- ☒ ไม่มีเหตุฉุกเฉินระหว่าง 1 ม.ค. - 31 ธ.ค. ของปีที่ผ่านมา

ระบุเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นและการตอบสนองเบื้องต้นอย่างรวดเร็ว



(นายวิธาร จินคามัย)

วันที่ 9 เดือน กุมภาพันธ์ ปี พ.ศ.2565

เอกสารแนบที่ 74

รายการสุขภาพพนักงานก่อนเข้าทำงาน

โปรแกรมตรวจสอบสุขภาพพนักงานก่อนเข้างาน

ลำดับ	รายการ	สังกัดพื้นที่ปฏิบัติงาน			
		สำนักงานกรุงเทพฯ	คลังน้ำมันพระประแดง	คลังน้ำมันอยุธยา	สำนักงานระยอง
1	CBC (ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด) - Hb - Hct - WBC count - WBC Differential - Platelet - MCV - RBC Morphology	✓	✓	✓	✓
2	Blood Group (ABO+RH)	✓	✓	✓	✓
3	Renal function (การทำงานของไต) - BUN - Creatinine	✓	✓	✓	✓
4	Liver Function (การทำงานของตับ) - SGOT (AST) - SGPT (ALT) - ALP	✓	✓	✓	✓
5	Chest X-Ray (X-Ray Digital)	✓	✓	✓	✓
6	Physical Examination (ตรวจร่างกายทั่วไปโดยแพทย์)	✓	✓	✓	✓
7	Audiometry (ตรวจสมรรถภาพการได้ยิน)		✓	✓	✓
8	Spirometry (ตรวจสมรรถภาพการทำงานของปอด)		✓	✓	✓
9	Occupational Vision Test (ตรวจสมรรถภาพการมองเห็น)		✓	✓	✓

เอกสารแนบที่ 75
แผนตรวจสอบสุขภาพประจำปี 2565

ตรวจสุขภาพประจำปี 2565 (สำนักงานระยอง)



รายการตรวจ	วันที่ตรวจ	ลงทะเบียนตรวจเวลา
ตรวจสุขภาพทั่วไป (รอบตรวจทางห้องปฏิบัติการ)	17 - 28 มกราคม 2565	06.30 - 11.45 น.
ตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงการทำงาน		
- สมรรถภาพการมองเห็น	31 มกราคม - 11 กุมภาพันธ์ 2565	08.00 - 15.45 น. (ไม่หยุดพักเที่ยง)
- สมรรถภาพการได้ยิน	31 มกราคม - 28 กุมภาพันธ์ 2565	
- สมรรถภาพปอด	งดตรวจ /Covid-19	
- ทางชีวภาพ	1 - 28 กุมภาพันธ์ 2565	
ตรวจสุขภาพทั่วไป (รอบตรวจร่างกายโดยแพทย์)	1 - 25 มีนาคม 2565	08.00 - 15.00 น. (ไม่หยุดพักเที่ยง)

[CLICK HERE](#)

ตรวจสอบรายชื่อ
และรายการตรวจ

[CLICK HERE](#)

ปฏิทิน/ตารางกะ
และ
กำหนดวันเก็บตัวอย่าง
ตรวจทางชีวภาพ

[CLICK HERE](#)

เข้าสู่ระบบ e-Health Book
จองวันเข้าตรวจสุขภาพ



จองวันเข้าตรวจได้ตั้งแต่วันที่ 4 มีนาคม 2565

(กรุณาจองวันเข้าตรวจล่วงหน้า 3 วันก่อนตรวจ)

ผู้ประสานงาน : คุณยุทธนา โทร.1166 / 1187



การตรวจสุขภาพประจำปี 2565 สำนักงานระยอง

ให้พนักงานรับบัตรคิวนั่งรอด้านหน้าตึก 10 ปี (เข้าครั้งละ 5 คน)

โดยมีมาตรการคัดกรองโควิด 19

1. วัดอุณหภูมิ เกิน 37.5 องศา หรือไม่?
2. ได้เดินทางไปพื้นที่เสี่ยงมา หรือไม่?
3. ครอบครัวหรือคนใกล้ชิดติดเชื้อโควิด หรือไม่?
4. แสดงผลในโทรศัพท์ ว่าตรวจ ATK ภายใน 7 วัน ผ่าน Daily Check in
5. ให้ยึดหลักปฏิบัติตาม D-M-H-T-T-A

ระหว่างวันที่ 17-28 มกราคม 2565

..อย่าลืม..

สวมหน้ากาก
อนามัย
ด้วยนะคะ



เอกสารแนบที่ 76

แผนการสำรวจทัศนคติ สภาพเศรษฐกิจและสังคม ประจำปี 2565

7. ระยะเวลาการศึกษา

การสำรวจทัศนคติของประชาชนในชุมชน และข้าราชการ/ผู้นำชุมชน เกี่ยวกับกิจกรรมทางด้านสังคมและการจัดการคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่มีต่อกลุ่มโรงงานไออาร์พีซีและโรงงานอื่นๆที่ตั้งอยู่ในเขตประกอบการฯ จำนวน 1 ครั้ง จะใช้เวลาในการจัดทำประมาณ 7 เดือน นับแต่วันจัดทำสัญญาจ้างตาราง โดยให้นำเสนอกรอบเวลาในการศึกษาอย่างละเอียดชัดเจนสอดคล้องกับกำหนดการของโครงการ

รายละเอียด	ระยะเวลาการทำรายงานฯ									
	มี.ค. 65	เม.ย. 65	พ.ค. 65	มิ.ย. 65	ก.ค. 65	ส.ค. 65	ก.ย. 65	ต.ค. 65	พ.ย. 65	ธ.ค. 65
1) การจัดหาบริษัทที่ปรึกษา		←→								
2) การจัดทำสัญญา			←→							
3) ทบทวนเอกสาร และจัดทำแบบสอบถาม			←→							
4) ออกแบบสอบถาม			←→							
5) ส่งจดหมายลงพื้นที่			←→							
6) การสำรวจระดับความพึงพอใจของชุมชน (Socio Survey)				←→						
7) วิเคราะห์และแปลผล Questionnaire				←→						
8) การสัมภาษณ์เชิงลึก					←→					
9) วิเคราะห์และแปลผล สัมภาษณ์เชิงลึก						←→				
10) การสรุปและจัดส่งร่างรายงาน							←→			
11) การจัดส่งรายงานฉบับสมบูรณ์								←→		

8. บุคลากรที่ใช้ในการศึกษา

ให้นำเสนอประวัติคณะทีมงานของโครงการ หรือผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านในแต่ละด้านซึ่งครอบคลุมทุกหัวข้อที่จะศึกษาและให้ทีมงานทุกท่านลงนามในใบยืนยันการเข้าร่วมศึกษา (ตามเอกสารแนบ รายชื่อคณะผู้จัดทำรายงานพร้อมลงนามยืนยัน ประกอบด้วยรายชื่อผู้ศึกษา, สังกัด, หัวข้อที่ทำการศึกษา, วุฒิการศึกษา และลงชื่อรับรองการจัดทำรายงาน) มาพร้อมเอกสารการเสนอราคาด้านเทคนิค (Technical Proposal) ด้วย

9. เกณฑ์การพิจารณาจัดจ้างบริษัทที่ปรึกษา

การพิจารณาจัดจ้างบริษัทที่ปรึกษาของไออาร์พีซี จะเน้นถึงความตรงต่อเวลา คุณภาพงาน และประสิทธิภาพการจัดทำรายงานฯ ในด้านที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจของไออาร์พีซีเป็นหลัก ดังนั้น ไออาร์พีซี จึงได้กำหนดเกณฑ์การพิจารณาจัดจ้างบริษัทที่ปรึกษาไว้ดังนี้

เอกสารแนบที่ 77

หนังสือแจ้งการหยุดเดินเครื่องจักรเพื่อซ่อมบำรุงประจำปี

**แบบแจ้งการหยุดเดินเครื่องจักรและรายละเอียดในการป้องกัน
แก้ไขปัญหาล้างแวล้อม**

1. ชื่อผู้ประกอบการกิจการโรงงาน.....บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน).....
2. สถานที่ตั้งโรงงาน.....299 หมู่ 5 ถ. สุขุมวิท ต. เจริญ อ. เมือง จ. ระยอง 21000.....
3. ประกอบกิจการ.....ผลิตเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นสูง (HDPE) และชนิดที่มีน้ำหนักของโมเลกุลสูง (UHMW-PE).....ทะเบียนโรงงานเลขที่.....ข 3-44-1/25 รย.....
4. หยุดเดินเครื่องจักรเนื่องจาก ทำความสะอาดหน่วยทำให้แห้ง(Dryer unit) , ทำความสะอาด ท่อ ถึง อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน และซ่อมบำรุงเครื่องจักรตามแผนประจำปี

หยุดเดินเครื่องจักร ระหว่างวันที่ 19 มิ.ย.2565 เวลา 18:00น. ถึงวันที่ 25 มิ.ย.2565 เวลา 18:00น.

5. มาตรการป้องกันและแก้ไขปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม และความปลอดภัย

5.1) กระบวนการนำวัตถุดิบ ผลิตภัณฑ์ หรือวัสดุอื่นๆ ออกจากระบบ

ทำการส่งของส่วนที่เหลือในท่อ ถึง อุปกรณ์ที่จะทำงานซ่อมบำรุง กลับเข้าระบบทั้งหมด แล้วไล่ด้วยไนโตรเจน(Purge) อีกครั้งออกเผาทิ้งที่ปล่อง (Flare)

5.2) มาตรการป้องกันปัญหาล้างแวล้อมด้านมลพิษทางอากาศ เช่น วิธีการไล่แก๊สเสียออกจากระบบ การใช้เชื้อเพลิง / อัตราส่วนในการเผาทิ้งที่ปล่อง

ในขั้นตอนการหยุดเดินเครื่องจักร มีการส่งของส่วนที่เหลือในท่อ, ถึง หรืออุปกรณ์ที่จะทำงานซ่อมบำรุง กลับเข้าระบบจนเหลือน้อยที่สุด เพื่อให้สารไฮโดรคาร์บอนออกเผาทิ้งที่ปล่อง (Flare) น้อยที่สุด

5.3) มาตรการป้องกันปัญหาล้างแวล้อมด้านน้ำเสีย

ในขั้นตอนการหยุดเดินเครื่องจักร ไม่มีน้ำเสียออกจากระบบ

ในขั้นตอนการทำความสะอาด มีตะกั่ว และระบบดักกากของเสียออกก่อนที่จะส่งน้ำเสียไปผ่านระบบน้ำเสียของโรงงาน (WWT)

5.4) มาตรการป้องกันปัญหาล้างแวล้อมด้านกากอุตสาหกรรม

ในขั้นตอนการหยุดเดินเครื่องจักร ไม่มีกากของเสียออกจากระบบ , ในขั้นตอนการทำความสะอาด

มีการนำของในระบบกลับไปใช้ใหม่(Recycle) ให้มากที่สุด และส่วนที่เหลือส่งไปกำจัดตามกฎหมาย

6. ชื่อผู้รับผิดชอบและประสานงาน คุณดนัย กิจกรณิการ์ โทร 081-9408823

ผู้รายงาน

(คุณดนัย กิจกรณิการ์)

ตำแหน่ง

ผู้จัดการส่วน PLHD

เอกสารแนบที่ 78

คู่มือแผนฉุกเฉินของโรงงานและเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหล

แผนการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหล

Emergency and Crisis Management Plan (Hazmat Action Plan)



จัดทำโดย

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

แผนการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหล

Emergency and Crisis Management Plan (Hazmat Action Plan)

รายละเอียดเอกสาร

ชนิดเอกสาร	: คู่มือปฏิบัติงาน (Procedure Manual)
ชื่อเอกสาร	: แผนการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหล Emergency and Crisis Management Plan (Hazmat Action Plan)
หมายเลขเอกสาร	: SF9900-1604 Rev 6
หน่วยงานรับผิดชอบ	: หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน
ผู้รับผิดชอบกระบวนการ	: ฉัตรชัย เจริญสุขุม
ผู้ตรวจทาน	: พิชญนันท์ เทียนทองดี ผู้จัดการส่วน, ส่วนรักษาความปลอดภัยและดับเพลิง (IMF)
ผู้อนุมัติกระบวนการ	: สมพงษ์ วุฒิเลาพันธ์ ผู้จัดการฝ่าย, IM:ฝ่ายบริหารความปลอดภัยการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี
ครั้งที่แก้ไข	: 6
เริ่มมีผลใช้จริง	: 1 สิงหาคม 2559
เริ่มตรวจประเมินได้	:

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

สารบัญ

บทที่ 1 บทนำ	5
1.1 วัตถุประสงค์ (Objective)	5
1.2 กรอบแนวคิดการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหล	5
1.3 บทนิยาม (Definition)	5
1.4 ขอบเขต (Scope)	9
1.5 การควบคุมเอกสาร (Document Control)	9
1.6 หน้าที่และความรับผิดชอบ (Authorities and Responsibilities)	10
1.7 ตารางเปรียบเทียบระดับความรุนแรงกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน	10
1.8 โครงสร้างองค์การแผนฉุกเฉินและภาวะวิกฤตการณ์ ไออาร์พีซี	11
1.9 หน้าที่และบทบาทของแผนฉุกเฉินระหว่างเขตประกอบการ ไออาร์พีซี และจังหวัดระยอง	12
1.10 บทบาทหน้าที่รับผิดชอบ	13
1.11 ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)	32
บทที่ 2 มาตรการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับก่อนเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน	33
2.1 การเตรียมความพร้อมและการจัดทำแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต	33
2.1.1 จัดเตรียมแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต	33
2.1.2 จัดเตรียม ตรวจเช็ค และ บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันภัยและระดับภัยประจำแต่ละพื้นที่	33
2.1.3 จัดการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน จัดเตรียมกำลังคน และฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนควบคุมภาวะฉุกเฉิน	33
2.1.4 โครงสร้างและผู้มีหน้าที่รับผิดชอบ	34
2.1.5 มาตรฐานอุปกรณ์สื่อสารในศูนย์อำนวยความสะดวกภาวะฉุกเฉิน (ถาวร)	34
2.1.6 สถานีดับเพลิง และ รถดับเพลิงกู้ภัยของเขตประกอบการ ไออาร์พีซี	35
2.1.7 รายชื่อและเบอร์โทรศัพท์ หน่วยงานราชการและเอกชน เกี่ยวข้อง	36
2.1.8 งบประมาณสำหรับการรองรับกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต	36
บทที่ 3 มาตรการตอบโต้ในระหว่างเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน	37
3.1 การกำหนดระดับของเหตุฉุกเฉิน	37
3.2 การจัดองค์กรในการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	43
3.2.1 ทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน	43
3.2.2 ทีมสนับสนุน : ระยอง (SUPPORTING TEAM : RY)	44
3.2.3 ทีมสนับสนุน : กรุงเทพมหานคร (SUPPORTING TEAM : BKK)	46
3.3 รายละเอียดการปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน	46
3.3.1 กรณีเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 1 (EC1)	46
3.3.2 กรณีเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 2 (EC2)	48
3.3.3 กรณีเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 3 (EC3) (รุนแรงระดับท้องถิ่น/อำเภอ)	50
3.3.4 กรณีเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 3 (EC3) (รุนแรงระดับจังหวัด)	53

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

3.3.5 กรณีเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 4 (EC4)	55
3.4 การติดต่อสื่อสารแจ้งเหตุ	57
3.4.1 การสื่อสารผ่านระบบ SMS ให้กลับหน่วยงานภายนอก	59
3.4.2 ช่องทางการสื่อสาร	59
3.5 แผนการอพยพกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน	60
3.6 การแถลงข่าว	61
บทที่ 4 มาตรการฟื้นฟู และ บรรเทาทุกข์ ภายหลัง เกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน	63
4.1 การสอบสวนอุบัติการณ์ และการประเมินความเสี่ยงสูง	63
4.2 การฟื้นฟูสภาพร่างกาย / จัดใจพนักงาน ที่ได้รับผลกระทบ	63
4.3 การฟื้นฟูสภาพจิตใจประชาชน ที่ได้รับผลกระทบ	64
4.4 การฟื้นฟูสภาพสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับผลกระทบ	64
4.5 การฟื้นฟูสภาพโรงงานและเครื่องจักร ที่ได้รับผลกระทบ	65
4.6 การฟื้นฟูภาพลักษณ์องค์กร	66
บทที่ 5 ภาคผนวก	67
5.1 เอกสารอ้างอิง (DOCUMENT / REFERENCE)	67
5.2 การบันทึก (RECORD)	67
5.3 แผนผังการปฏิบัติ (Flow Chart)	69
5.3.1 แผนผังแสดงภาพรวมการช่วยเหลือกรณีเกิดภัยพิบัติจากภายนอก	69
5.3.2 แผนผังกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน	70
5.3.3 แผนผังกรณีแจ้งเหตุฉุกเฉิน	71
5.3.4 แผนผังการปฏิบัติหน้าที่ชุมชนกรณีเมื่อได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉินโรงงาน	72
5.4 บันทึกการแก้ไข (Amendment)	73
5.5 ประสิทธิภาพของกระบวนการ (Process Performance)	73
5.6 ความเสี่ยงที่จะไม่บรรลุ PI (Risk Management)	73

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

บทที่ 1 บทนำ

1.1 วัตถุประสงค์ (Objective) 1.1

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการตอบสนองต่อแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต รวมทั้งรักษาเสถียรภาพการดำเนินงานของบริษัท ไออาร์พีซี ให้เป็นไปอย่างต่อเนื่องในภาวะดังกล่าว “แผนการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหล Emergency and Crisis Management Plan (Hazmat Action Plan)” ฉบับนี้ จึงได้ถูกประกาศใช้โดยมีเนื้อหาที่เหมาะสมกับสถานการณ์ รวมถึงการกำหนดระดับเหตุฉุกเฉินให้สอดคล้องกับโครงสร้างการบริหารงานของบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) และ โครงสร้างการประสานงานกรณีฉุกเฉินกับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ทั้งนี้ เพื่อใช้เป็นมาตรฐานของระบบสั่งการ , ประสานงาน , จัดการภาวะความรับผิดชอบของแต่ละบุคคล และทรัพยากรที่มีอยู่ให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด รวมถึงการควบคุมผลกระทบและลดความสูญเสียจากเหตุการณ์ ที่อาจส่งผลกระทบต่อชีวิต สิ่งแวดล้อม ทรัพย์สิน การดำเนินงานธุรกิจ ตลอดจนภาพพจน์ชื่อเสียงที่ดีของบริษัท ไออาร์พีซีจำกัด (มหาชน) ให้กลับสู่ภาวะปกติได้อย่างรวดเร็ว

1.2กรอบแนวคิดการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหล

ภาวะวิกฤตเกิดได้หลายลักษณะ ได้แก่ ภาวะวิกฤตจากเหตุฉุกเฉิน เช่น ไฟไหม้ หรือ ระเบิด สารเคมีรั่วไหล รังสีรั่วไหล และอื่นๆ ซึ่งในภาวะวิกฤตแต่ละลักษณะต้องอาศัยการจัดการหลายด้าน เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการควบคุมผลกระทบ ลดความสูญเสียจากเหตุการณ์ สามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างต่อเนื่อง และกลับเข้าสู่ภาวะปกติได้โดยเร็ว

การจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุภายใน ของ บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) และ บริษัทในเครือ จะต้องจัดทำแผนฉุกเฉินของตนเอง เพื่อจัดการกับ เหตุฉุกเฉินระดับ 1 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ และสามารถควบคุมได้โดยบุคลากรและอุปกรณ์ระดับเหตุฉุกเฉินในพื้นที่หรือทีมระดับเหตุฉุกเฉินและอุปกรณ์สนับสนุนบางส่วนจากส่วนกลาง แต่หากเหตุฉุกเฉินนั้นขยายตัวลุกลามเป็น เหตุฉุกเฉินระดับ 2 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ ซึ่งผู้สั่งการ ณ (OC) ที่เกิดเหตุ ในขณะนั้นพิจารณาเห็นว่าเหตุการณ์ที่รุนแรง ไม่สามารถควบคุมได้โดยพื้นที่ ต้องได้รับความช่วยเหลือจากทีมระดับเหตุฉุกเฉินและอุปกรณ์สนับสนุนจากส่วนกลางเต็มรูปแบบ แต่หากสถานการณ์ฉุกเฉินดังกล่าวยังมีความรุนแรงอย่างต่อเนื่อง และขยายตัวลุกลามเป็นเหตุฉุกเฉินระดับ 3 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความ

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

- เหตุฉุกเฉินระดับ 4 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถระงับเหตุได้โดยทรัพยากรของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ ต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกต่างประเทศ/ต่างประเทศ

1.3.2 ภาวะวิกฤต หมายถึง ประเด็นทางกาาดำเนินธุรกิจ ภาพลักษณ์ชื่อเสียง ทรัพยากร และอื่นซึ่งส่งผลต่อการดำเนินงานทั้งทางปฏิบัติการและทางพาณิชย์ หรือส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยขององค์กร สามารถขยายผลอย่างรวดเร็ว มักเป็นจุดสนใจของสื่อมวลชนตามกระแสความวูสึกมากกว่าข้อเท็จจริง จึงได้รับการแก้ไขทันทีด้วยกลยุทธ์การจัดการเป็นหลัก

1.3.3 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Emergency Control Center - ECC) หมายถึง ศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) เป็นสถานที่พร้อมด้วยอุปกรณ์สำหรับการสื่อสารข้อมูลสนับสนุน เพื่อระงับเหตุฉุกเฉินของพื้นที่ปฏิบัติการ ตั้งอยู่ในพื้นที่เขตประกอบกาาไออาร์พีซี ชั้น 9 อาคาร 10 ปี

1.3.4 ศูนย์อำนวยความสะดวกฉุกเฉิน (Emergency Management Center –EMC) หมายถึง สถานที่พร้อมอุปกรณ์สำหรับการสื่อสารและประสานงาน เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 3 ในพื้นที่ของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ โดยทั่วไปจะตั้งอยู่อาคารปฏิบัติการสำรอง หรือสถานที่เหมาะสมอื่น ตามที่บริษัทกำหนด มีรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นปฏิบัติหน้าที่เป็นผู้อำนวยการศูนย์อำนวยความสะดวกฉุกเฉิน

1.3.5 ศูนย์บริหารภาวะวิกฤตและความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Crisis & Business Continuity Management Center –CMC) หมายถึง สถานที่พร้อมอุปกรณ์สำหรับการสื่อสารและประสานงาน เมื่อเกิดภาวะวิกฤตขึ้นมาในบริษัท สถานที่เปลี่ยนแปลงได้ตามความเหมาะสม มีกรรมการผู้จัดการใหญ่บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) เป็นผู้อำนวยการศูนย์บริหารภาวะวิกฤตและความต่อเนื่องทางธุรกิจ

1.3.6 IRPC GROUP หมายถึง บริษัทต่างๆ ที่อยู่ใในเครือ IRPC โดยมีโรงงานตั้งอยู่ในพื้นที่เขตประกอบกาาไออาร์พีซี จังหวัดระยอง และ พื้นที่อื่นๆ

1.3.7 Non IRPC GROUP หมายถึง บริษัทต่างๆ ที่ไม่อยู่ในเครือ IRPC แต่มีโรงงานตั้งอยู่ในพื้นที่เขตประกอบกาาไออาร์พีซี จังหวัดระยอง

1.3.8 กลุ่ม ปตท. หมายถึง กลุ่มที่ช่วยเหลือกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน ของบริษัทภายในกลุ่ม ปตท. เพื่อให้การบริหารจัดการเหตุฉุกเฉิน และภาวะวิกฤตของ “ปตท.” และ “กลุ่ม ปตท.” มีประสิทธิภาพ เกิดความสอดคล้องเชื่อมโยง และ

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

รับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ ที่เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถระงับเหตุได้โดยทรัพยากรของ ของบริษัท ไออาร์พีซี และ บริษัทในเครือ ต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกของภาครัฐระดับท้องถิ่น/อำเภอ และ จังหวัด รวม ถึงภาคเอกชน เช่น กลุ่มบริษัทในเครือ ปตท., กลุ่ม EMAG เป็นต้น จนถึง เหตุฉุกเฉินระดับ 4 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัทไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถระงับเหตุได้โดยทรัพยากรของบริษัทไออาร์พีซีและบริษัทในเครือต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกต่างประเทศ/ต่างประเทศ

โดย กรอบแนวคิดการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหล ฉบับนี้ อ้างถึงพระราชบัญญัติ ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย พ.ศ. ๒๕๕๐ , แผนป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยแห่งชาติ , แผนป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง และ แผนบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต “กลุ่ม ปตท.”

1.3 คำจำกัดความและคำอธิบาย

- 1.3.1เหตุฉุกเฉิน** หมายถึง สถานการณ์ที่ไม่ต้องการให้เกิดขึ้น และเกิดขึ้นอย่างฉับพลัน ที่เสี่ยงต่อสุขภาพ ชีวิตชื่อเสียง ภาพพจน์ ทรัพย์สิน หรือ สิ่งแวดล้อม ซึ่งต้องการการดำเนินการโดยเร่งด่วน เพื่อลดความรุนแรงของสถานการณ์ลง ยุติ และกลับคืนสู่สภาวะเดิมโดยเร็วที่สุด ตามเจตนาหมายของแผนฉุกเฉินนี้ หมายถึง เหตุเพลิงไหม้ หรือการระเบิด โดยแบ่งเหตุฉุกเฉินตามระดับความรุนแรง และผลกระทบเป็น 4 ระดับ ได้แก่
- เหตุฉุกเฉินระดับ 1 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ และ สามารถควบคุมได้โดยบุคลากรและอุปกรณ์ระดับเหตุฉุกเฉิน ในพื้นที่หรือทีมระดับเหตุฉุกเฉินและอุปกรณ์สนับสนุนบางส่วนจากส่วนกลาง
 - เหตุฉุกเฉินระดับ 2 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ ซึ่งผู้สั่ง การ ณ ที่เกิดเหตุ (OC) ในขณะมีเหตุการณ์เห็นว่า เป็น เหตุการณ์ที่รุนแรง ไม่สามารถควบคุมได้โดยพื้นที่ ต้องได้รับความช่วยเหลือจากทีมระดับเหตุฉุกเฉิน และอุปกรณ์สนับสนุนจากส่วนกลางเต็มรูปแบบ
 - เหตุฉุกเฉินระดับ 3 เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของบริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือที่เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถระงับเหตุได้โดยทรัพยากรของ ของ บริษัท ไออาร์พีซี และ บริษัทในเครือต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกของภาครัฐระดับ ท้องถิ่น/อำเภอ และ จังหวัด รวมถึงเอกชน เช่น กลุ่มบริษัทในเครือ ปตท., กลุ่ม EMAG เป็นต้น

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ดำเนินการในแนวทางเดียวกัน ตามนโยบายการบริหารงานในลักษณะกลุ่มบริษัท ตามแผนบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต “กลุ่ม ปตท.”

1.3.9 กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมที่ตกลงช่วยกันกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (Emergency Mutual Aid Group -EMAG) หมายถึง กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมที่ตกลงช่วยกันกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน เป็นโรงงานที่อยู่ในเขตพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมภาคอุตสาหกรรมและอำเภอเมืองระยอง จัดตั้งขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ความช่วยเหลือซึ่งกันและกัน การให้วัสดุอุปกรณ์ในกรณีฉุกเฉินและการซ่อมแผนฉุกเฉิน

1.3.10ปค. หมายถึง งานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย ในเอกสารฉบับนี้มีความรวมถึงสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง

1.3.11 กองอำนาจการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเทศบาล/อบต. (กส.ปท.เทศบาล/กส.ปท.อบต.) หมายถึง ศูนย์อำนาจการกลางในระดับเทศบาล/องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น เพื่อระดมสรรพกำลังและทรัพยากรในการจัดการภัยพิบัติที่เกิดขึ้น และเป็นศูนย์ประสานกาาปฏิบัติการระหว่างหน่วยงานต่างๆ ทั้งฝ่ายพลเรือน และฝ่ายทหาร ตลอดจนองค์การสาธารณกุศล ในการควบคุมสถานการณ์ในพื้นที่เกิดเหตุได้อย่างมีเอกภาพ รวดเร็ว และ ทั้งถึง

1.3.12 กองอำนาจการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยอำเภอ (กส.ปท.อ.) หมายถึง เป็นศูนย์อำนาจการกลางในระดับอำเภอ เพื่อระดมสรรพกำลังและทรัพยากรในการบริหารจัดการภัยพิบัติที่เกิดขึ้น และเป็นศูนย์ประสานกาาปฏิบัติการระหว่างหน่วยงานต่างๆ ทั้งฝ่ายพลเรือน และฝ่ายทหาร ตลอดจนองค์การปกครองส่วนท้องถิ่น และองค์การสาธารณกุศล ในการควบคุมสถานการณ์ในพื้นที่เกิดเหตุได้อย่างมีเอกภาพ รวดเร็ว และ ทั้งถึง

1.3.13 กองอำนาจการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัด (กส.ปท.จว.) หมายถึง ศูนย์อำนาจการกลางในระดับจังหวัด เพื่อระดมสรรพกำลังและทรัพยากรในการบริหารจัดการภัยพิบัติที่เกิดขึ้น และเป็นศูนย์ประสานกาาปฏิบัติการระหว่างหน่วยงานต่างๆ ทั้งฝ่ายพลเรือน และฝ่ายทหาร ตลอดจนองค์การปกครองส่วนท้องถิ่น และองค์การสาธารณกุศล ในการควบคุมสถานการณ์ในพื้นที่เกิดเหตุได้อย่างมีเอกภาพ รวดเร็ว และ ทั้งถึง

1.3.14 First Aid Team (FA) หมายถึง ทีมปฐมพยาบาลของโรงงานที่เกิดเหตุ

1.3.15 Fire Leader (FL) หมายถึง หัวหน้าชุดดับเพลิง และชุดระงับเหตุอย่างต่างๆ ภายใต้คำสั่งของ FC

1.3.16 Fire Chief (FC) หมายถึง หัวหน้าทีมดับเพลิง ที่ควบคุมบังคับบัญชาทีมดับเพลิงและชุดระงับเหตุต่างๆ ภายใต้คำสั่งของ ผู้สั่งการ ณ ที่เกิดเหตุ (OC)

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

1.10 บทบาทหน้าที่รับผิดชอบ

[illegible][illegible][illegible]

คำนำหน้า	ผู้รับใบอนุญาต	ผู้ถือใบอนุญาต	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			<p>ขณะเปิดสอน</p> <ul style="list-style-type: none"> - ถิ่นสอนทำขึ้นใหม่เป็นต้นสอนผู้สอนทำโดยสมัครใจในการขอรับใบอนุญาต - ให้ข้อมูลการขอรับใบอนุญาต ที่เกี่ยวข้องกับข้อกำหนดของ วิทยาลัยการอาชีวศึกษา - ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับมอบหมายตามข้อกำหนดของวิทยาลัยการอาชีวศึกษา <p>หลังเปิดสอน</p> <ul style="list-style-type: none"> - ให้การสนับสนุนผู้สอนทำโดยสมัครใจในการจัดทำรายงาน และบันทึกผล - ประเมินผู้สอนทำตามหลักเกณฑ์ของ วิทยาลัยการอาชีวศึกษา - ร่วมเสนอแนะการพัฒนาผู้สอนทำ
ผู้ควบคุมด้านเทคนิค ช่างเทคนิค	ผู้ถือใบอนุญาตช่างเทคนิค	ผู้รับใบอนุญาตช่างเทคนิค	<p>ก่อนเปิดสอน</p> <ul style="list-style-type: none"> - สนับสนุนผู้สอนทำในการเตรียมการจัดทำเอกสารและแผนการสอน - ทำความเข้าใจแผนการสอนของครูผู้สอน - จัดเตรียมวัสดุอุปกรณ์ของนักเรียน การตรวจสอบสภาพความพร้อมของวัสดุ <p>ขณะเปิดสอน</p> <ul style="list-style-type: none"> - ถิ่นสอนทำขึ้นใหม่เป็นต้นสอนผู้สอนทำโดยสมัครใจในการขอรับใบอนุญาต - ให้ข้อมูลการขอรับใบอนุญาต ที่เกี่ยวข้องกับข้อกำหนดของ วิทยาลัยการอาชีวศึกษา - ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับมอบหมายตามข้อกำหนดของวิทยาลัยการอาชีวศึกษา <p>หลังเปิดสอน</p> <ul style="list-style-type: none"> - ให้การสนับสนุนผู้สอนทำโดยสมัครใจในการจัดทำรายงาน และบันทึกผล - ตรวจสอบสภาพ และบันทึกผลของแผนการสอน ในการ ตรวจสอบผลของ การจัดการเรียนการสอนที่จัดทำขึ้น - ประเมินผู้สอนทำตามหลักเกณฑ์ของ วิทยาลัยการอาชีวศึกษา

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้รับผิดชอบโครงการ	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			- ร่วมประสานงานกับทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง
ผู้ควบคุมศูนย์ควบคุมการฉุกเฉิน	เจ้าหน้าที่ควบคุมศูนย์ควบคุมการฉุกเฉิน	ผู้รับผิดชอบสายงานสายบังคับบัญชา	<p>ก่อนเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - สนับสนุนด้านการฝึกอบรมและควบคุมการฉุกเฉิน - ทำหน้าที่เป็นแผนกฉุกเฉินของโรงงาน และประจำอยู่ที่ - จัดเก็บและดูแลอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์ฉุกเฉิน ในการระดม ทรัพยากร - จัดเก็บและดูแล รายงานในการประสานงานภายในและภายนอก โรงงาน ในการประเมินและสนับสนุน เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น <p>ขณะเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - เป็นสมาชิกในทีมสนับสนุนผู้ประสานงานในการรับมือเหตุการณ์ - ประสานงานตามแผนต่าง ๆ ที่อาจมีและประสานงาน ในการระดมทรัพยากร - ส่งต่อข้อมูลสถานการณ์ฉุกเฉินผู้ประสานงานให้ทางหน่วยงานภายนอก กรณีมีผู้บาดเจ็บบาดเจ็บถึงขั้นเสียชีวิต - ประสานแจ้งผู้ควบคุม SMS ให้รู้ทันที ขณะเกิดสถานการณ์ และ ดูแลสายโทรและ บันทึกข้อมูลประสานงาน การเกิด ฉุกเฉิน ผลกระทบ ในรายงานผู้เกี่ยวข้อง - ทำหน้าที่จัดเตรียมสารเคมีที่เกี่ยวข้อง เช่น สบู่ ยาล้างมือ, ถังน้ำยา, ปก 3 หรือ 500,ถังดับเพลิง,ถังออกซิเจน ฯลฯ - ประสานแจ้งผู้ควบคุมฉุกเฉินและผู้เกี่ยวข้องให้ทราบถึงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น - ประสานแจ้งผู้ควบคุมฉุกเฉินและผู้เกี่ยวข้องให้ทราบถึงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น - ประสานแจ้ง Emergency Incident Report <p>หลังเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - ทำการสนับสนุนผู้ประสานงานในการดำเนินการตรวจสอบพื้นที่และฟื้นฟู

คำถาม	ผู้ให้คำตอบ	ผู้ให้ข้อมูลสารสนเทศ	บทวิเคราะห์คำตอบ
			<ul style="list-style-type: none"> - ปรบสภามหาวิทยาลัยต่าง ๆ ทำหน้าที่และสายงานต่างๆเช่น มีกรรมการจากทั้งในระดับวิทยาลัยและในระดับมหาวิทยาลัย - ทำหน้าที่สนับสนุนในการพัฒนาให้ทันยุคทันสมัย
ผู้รับทุนการศึกษา สามารถมีวิสัยทัศน์	ผู้ให้ทุนและค่าตอบแทน	ผู้รับและสายงาน สามารถมีวิสัยทัศน์	<p>ด้านเศรษฐกิจ</p> <ul style="list-style-type: none"> - สนับสนุนด้านการจัดการเรียนการสอนและควบคุมการดูแล - ทำหน้าที่เป็นศูนย์กลางของโรงเรียน และต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง - จัดตั้งระบบการเงินทั้งในรูปบัญชีเพื่อเก็บเงินเพื่อใช้ในการเรียนการสอน - จัดตั้งระบบ และ วางแผนในการเรียนการสอนทั้งในสายและนอกโรงเรียน ในการดำเนินการและสนับสนุน - จัดตั้งระบบการเงิน และ ดูแลการดำเนินงาน ให้สอดคล้องกับระบบการเงิน - ปรบสภาโรงเรียนที่มีหน้าที่ บริหารจัดการภายในโรงเรียน (Board of) - ปรบสภาโรงเรียนและดูแลการดำเนินงานให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพในการเรียนการสอน - เป็นหน้าที่ในการสนับสนุนผู้สอนและสนับสนุนในการเรียนการสอน การดูแล - ควบคุมการปฏิบัติงาน และสนับสนุนทั้งในระดับวิทยาลัยและในระดับโรงเรียน - ควบคุมดูแลการดำเนินงานในการเรียนการสอน (Board of) - จัดตั้งระบบการเงิน การบัญชี และสนับสนุนการดำเนินงาน - จัดตั้งสำนักงานบริหารงานทั้งในระดับวิทยาลัยและในระดับโรงเรียน (Boarding Area) - ทำหน้าที่ในการจัดการสนับสนุนทั้งในระดับวิทยาลัยและในระดับโรงเรียน - บริหารจัดการทั้งในระดับวิทยาลัยและในระดับโรงเรียน <p>ด้านสังคม</p> <ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่สนับสนุนและสนับสนุนในการจัดการเรียนการสอนและสนับสนุน

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้รับผิดชอบงาน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			<ul style="list-style-type: none"> - ตรวจประเมินประสิทธิภาพการดำเนินงาน เช่น ระดับเสียง, แรงดัน, ปริมาณ, ปริมาณของเสีย (PI) และอื่นๆ ตามข้อกำหนดโดย - ร่วมเสนอแนะและดูแลผู้ปฏิบัติงาน
ผู้ควบคุมด้านการพยาบาล	ผู้จัดการฝ่ายบริการพยาบาล	ผู้รับผิดชอบระบบสายให้ออกซิเจน	<p>ระบบให้ออกซิเจน</p> <ul style="list-style-type: none"> - ควบคุมดูแลด้านการฝึกอบรมผู้ดูแลระบบ ระบบควบคุม อุปกรณ์ - ทำหน้าที่ดูแลและดูแลผู้ป่วยในกรณี - จัดเก็บข้อมูลและเสนอรายงานผลการปฏิบัติงาน และ การจัดทำ คู่มือ เป็นไปอย่างถูกต้อง <p>ระบบเตือนภัย</p> <ul style="list-style-type: none"> - เป็นสมาชิกในทีมเตือนภัยผู้ดูแลด้านการบริการ ระบบสุขภาพฉุกเฉิน - ควบคุมดูแลการฝึกอบรม, ศึกษา และจัดทำคู่มือการใช้งาน เช่น โปรแกรม - ควบคุมดูแลการดูแลและดูแลผู้ป่วยใน กรณีฉุกเฉิน การดูแล - ควบคุมดูแลการดูแลผู้ป่วยใน กรณีฉุกเฉิน การดูแลการดูแลผู้ป่วยใน การดูแลผู้ป่วยใน และจัดทำคู่มือการใช้งาน - ควบคุมดูแลการดูแลผู้ป่วยใน - จัดทำคู่มือในการประเมินประสิทธิภาพ (MCI) ระบบสุขภาพฉุกเฉิน ที่มีความสอดคล้องตามโปรแกรมการดูแลผู้ป่วย - ฝึกอบรมผู้ดูแลผู้ป่วย (Staging Area) - ปฏิบัติหน้าที่อื่นที่เกี่ยวข้อง เช่น การดูแลผู้ดูแลการดูแลผู้ป่วย <p>หลักเกณฑ์</p> <ul style="list-style-type: none"> - ไม่มีการสนับสนุนในการปฏิบัติงานของบุคลากร - มาตรฐานการปฏิบัติงานในการปฏิบัติงานของผู้ดูแลระบบ และจัดทำคู่มือการใช้งาน - ควบคุมดูแลการปฏิบัติงานในการปฏิบัติงานของผู้ดูแลระบบ และจัดทำคู่มือการใช้งาน - ควบคุมดูแลการปฏิบัติงานในการปฏิบัติงานของผู้ดูแลระบบ และจัดทำคู่มือการใช้งาน

[illegible]

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			เป้าหมาย
ผู้ควบคุมด้านความปลอดภัย	ผู้จัดการแผนก ความปลอดภัย และเวชภัณฑ์โรงงาน	ผู้รับผิดชอบฝ่ายความปลอดภัย	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- สนับสนุนด้านการฝึกอบรมหลักสูตรท่าอากาศยานและภาวะฉุกเฉิน- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน- มีการจัดซ้อมแผนการท่าอากาศยานปลอดภัยของโรงงาน- จัดเตรียมทีมตอบ และให้คำแนะนำในการปฏิบัติงานกรณี เหตุฉุกเฉินทั้งปวง ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- เป็นสมาชิกในทีมตอบสนองฉุกเฉินเฉพาะกรณีการระดมเหตุ ภาวะฉุกเฉิน- ให้บริการด้านความปลอดภัยแก่ผู้เกี่ยวข้อง ทั้งผู้เกี่ยวข้องโรงงาน ไม่ก่ออันตรายจากการที่ผู้เกี่ยวข้องเข้ามาเมื่อเกิดเหตุ- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับ มอบจากผู้บังคับบัญชาภาวะฉุกเฉิน หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ให้การสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน- ประเมินและสรุป เสนอผลการปฏิบัติงานแก่ คณะผู้บริหาร และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง- ร่วมเสนอรายงานเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			เป้าหมาย
ผู้ควบคุมด้านประชาสัมพันธ์	ผู้จัดการส่วนสื่อสารประชาสัมพันธ์และการสื่อสาร และผู้จัดการแผนกเชื้อ และวัตถุอันตรายของ การสื่อสาร	ผู้รับผิดชอบฝ่ายประชาสัมพันธ์	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- สนับสนุนด้านการฝึกอบรมหลักสูตรท่าอากาศยานและภาวะฉุกเฉิน- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน- จัดเตรียมทีมฉุกเฉิน และติดต่อในกรณีฉุกเฉิน ภายนอก จัดการการประชาสัมพันธ์ (MCM) และ การควบคุมข่าวสาร กรณีฉุกเฉิน (MS) ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- เป็นสมาชิกในทีมตอบสนองฉุกเฉินเฉพาะกรณีการระดมเหตุ ภาวะฉุกเฉิน- ประสานงานจัดทีมฉุกเฉินเมื่อเกิดเหตุการณ์ภาวะฉุกเฉิน ทั้งภายใน- จัดเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานตามแผนที่ได้ จัดเตรียมไว้ในการดำเนินงาน ภายนอก จัดการการ ประชาสัมพันธ์ (MCM) และจัดเตรียมทีมฉุกเฉินให้ปฏิบัติงานฉุกเฉินของข่าว ฉุกเฉินฉุกเฉิน (MS)- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับ มอบจากผู้บังคับบัญชาภาวะฉุกเฉิน หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ให้การสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน- ประเมินผลการ ในการจัดและข่าวฉุกเฉินฉุกเฉินของหน่วยงาน และเสนอข้อพิจารณา (MS)
ผู้ควบคุมด้านมวลชนสัมพันธ์	ผู้จัดการแผนกชุมชนสัมพันธ์และประชาสัมพันธ์	ผู้รับผิดชอบฝ่ายประชาสัมพันธ์	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- สนับสนุนด้านการฝึกอบรมหลักสูตรท่าอากาศยานและภาวะฉุกเฉิน- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- เป็นสมาชิกในทีมตอบสนองฉุกเฉินเฉพาะกรณีการระดมเหตุ ภาวะฉุกเฉิน- จัดเตรียมทีมตอบและเจ้าหน้าที่ ลงพื้นที่เพื่อสำรวจความเสียหาย ผู้เกี่ยวข้องและหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง- ประสานงานหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการช่วยเหลือ การช่วยเหลือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับ มอบจากผู้บังคับบัญชาภาวะฉุกเฉิน หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ให้การสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน- ลงพื้นที่ตรวจสอบและเสนอรายงานผลการ ไล่อากาศ ฟื้นฟู และทำความเข้าใจผู้เกี่ยวข้อง- จัดทำแบบฟอร์มที่เกี่ยวข้องตามขั้นตอนที่ได้รับมอบหมายจากเหตุ ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
ผู้ควบคุมฝ่ายจราจรและขนส่ง	ผู้จัดการแผนกจราจรความปลอดภัย	ผู้รับผิดชอบฝ่ายความปลอดภัย	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- สนับสนุนด้านการฝึกอบรมหลักสูตรท่าอากาศยานและภาวะฉุกเฉิน- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน- จัดเตรียมความพร้อมในการจัดการจราจร ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- เป็นสมาชิกในทีมตอบสนองในการระดมเหตุฉุกเฉิน- จัดทีมจัดการจราจรในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินเมื่อเกิดเหตุ ฉุกเฉินท่าอากาศยานและท่าอากาศยาน- ส่วนควบคุมจราจรและขนส่ง และเสนอแนะในการดำเนินการต่อไปในเหตุ- สนับสนุนและอำนวยความสะดวกในการช่วยเหลือ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			<ul style="list-style-type: none">- ส่วนควบคุมจราจร และจัดการจราจรทั้งในและ ภายนอก, ควบคุมจราจรจากภายนอก (Shaping Area) เพื่อรถเข้าพื้นที่ของรถบรรทุกเข้ายังจุดฉุกเฉินของรถ- ส่วนควบคุมจราจรและจัดการจราจรและจัดการจราจรฉุกเฉิน รวมทั้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ภายในโรงงาน- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับ มอบจากผู้บังคับบัญชาภาวะฉุกเฉิน หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ให้การสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน- จัดทำข้อมูล และวิเคราะห์ข้อมูลฉุกเฉิน- ควบคุมการจราจร, เชื้อเพลิง โรงงาน
ผู้ควบคุม ด้านจราจร	ผู้จัดการส่วนจราจร (จราจร)	ผู้รับผิดชอบฝ่ายความปลอดภัย	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- สนับสนุนด้านการฝึกอบรมหลักสูตรท่าอากาศยานและ ภาวะฉุกเฉิน- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน- จัดเตรียมแผน และ ทีมตอบสำหรับการตอบรับกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน เช่น การจัดการจราจรและจราจรฉุกเฉิน หน่วยงาน และชุมชนโดยรอบท่าอากาศยาน (GABG) เสนอแผนฉุกเฉินฉุกเฉินกรณีฉุกเฉิน, เครื่องมือสื่อสาร และ อุปกรณ์สื่อสารต่าง ๆ กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน เป็นต้น (GABG) ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- เป็นสมาชิกในทีมตอบสนองในการระดมเหตุฉุกเฉิน- จัดเตรียมแผนในการ สนับสนุนหน่วยงาน ต่างๆ เหตุฉุกเฉิน (GABG)- จัดจราจร และเครื่องมือ สนับสนุนหน่วยงานต่างๆ ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (GABG)- จัดเตรียมแผนในการจัดการจราจรต่าง ๆ เช่น และท่าอากาศยาน- รับผิดชอบการดำเนินการและอุปกรณ์สื่อสาร(GABG)

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงาน/หน่วยงาน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
			<p>- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับ มอบหมายในการจัดการประชุม</p> <p>หน่วยเลขานุการ</p> <p>- ทำหน้าที่เลขานุการในการประชุมของคณะผู้บริหาร</p>
ผู้อำนวยการด้าน การประชาสัมพันธ์	ผู้จัดการกองประชาสัมพันธ์ ปทุมธานี	ผู้รับผิดชอบงานตาม สายบังคับบัญชา	<p>กองประชาสัมพันธ์</p> <p>- สนับสนุนและดำเนินการประชาสัมพันธ์ข่าวสารและผลงานของกรมการช่าง</p> <p>- ทำความเข้าใจและดูแลข้อมูลสื่อโซเชียล</p> <p>- จัดเตรียมแผน และ จัดอบรมในการ สนับสนุนบุคลากรด้านสื่อสังคมออนไลน์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการ สนับสนุนและสนับสนุนในการประชุม</p>
			<p>ระบบเทคโนโลยี</p> <p>- เป็นสมาชิกในทีมสนับสนุนในการประชุม</p> <p>- จัดเตรียมอุปกรณ์ สนับสนุนสื่อสังคมออนไลน์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการประชุม</p> <p>- จัดระบบและสนับสนุนในการประชุม (MSDN)</p> <p>- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับ มอบหมายในการจัดการประชุม</p>
			<p>หน่วยเลขานุการ</p> <p>- จัดทำแผนงานและแผนงาน และ แผนงานของสื่อสังคม ที่เกี่ยวข้อง</p> <p>- ทำหน้าที่เลขานุการในการประชุมของคณะผู้บริหาร</p>
ผู้อำนวยการด้าน การประชาสัมพันธ์ จังหวัด (ผู้อำนวยการ จังหวัด)	ผู้จัดการกองประชาสัมพันธ์ จังหวัด	ผู้รับผิดชอบงานตาม สายบังคับบัญชา	<p>กองประชาสัมพันธ์</p> <p>- สนับสนุนและดำเนินการประชาสัมพันธ์ข่าวสารและผลงานของกรมการช่าง</p> <p>- ทำความเข้าใจและดูแลข้อมูลสื่อโซเชียล</p> <p>- จัดเตรียมแผน และ จัดอบรมในการ สนับสนุนบุคลากรด้านสื่อสังคมออนไลน์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการ สนับสนุนและสนับสนุนในการประชุม</p>

[illegible]

ตัวชี้วัด	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ประเมินผลการดำเนินงาน	แหล่งความรู้ที่เกี่ยวข้อง
			<ul style="list-style-type: none"> - หน่วยงานเจ้าของโครงการที่จัดขึ้นและหน่วยงานการฝึกอบรม โดยทั่วไป โดยทั่วไป องค์การพิทักษ์ธรรมชาติ
บุคลากรมีความรู้ความเข้าใจด้าน Waste	ผู้จัดทำโครงการและเจ้าหน้าที่และจัดการฝึกอบรม	ผู้ประเมินผลตามแบบสำรวจตัวชี้วัด	<p>เกณฑ์การวัดผล</p> <ul style="list-style-type: none"> - หนังสือความรู้ด้านการจัดการของเสียอุตสาหกรรม และ ความรู้ทางกฎหมาย - ทำความเข้าใจในกฎหมายและข้อกำหนด - ทราบดีว่าควรเก็บและขนส่งของเสียอย่างไรให้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการจัดการของเสีย กรณีนี้คือ 100% <p>รายละเอียดการวัดผล</p> <ul style="list-style-type: none"> - เป็นหน้าที่ในการจัดส่งของเสียไปทางบริษัทของเสีย - เก็บและขนส่งของเสียให้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการจัดการของเสีย - ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้ให้ <p>ผลลัพธ์การวัดผล</p> <ul style="list-style-type: none"> - มีการจัดส่งของเสียไปทางบริษัทของเสีย - ทรัพยากรทางความรู้และข้อมูลที่เกี่ยวข้องจากแหล่งความรู้ - ทำความเข้าใจในกฎหมายและข้อกำหนด - ทราบดีว่าควรเก็บและขนส่งของเสียอย่างไรให้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการจัดการของเสีย - ดำเนินการจัดการกับของเสียให้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการจัดการของเสีย

คำถามที่ ๑	ผู้รับผลกระทบ	ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	หน้าที่ความรับผิดชอบ
ผู้ควบคุมงาน สถานีโมบิเอ สาธารณะ (ST)	ผู้จัดการส่วนงานโมบิเอ สาธารณะ	ผู้รับผลกระทบจาก สถานีโมบิเอสาธารณะ	<p>ก่อนเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - รับผิดชอบในการกำหนดค่าการปล่อยมลพิษจากโรงงาน ตามมาตรฐานของอินเดีย - ทำหน้าที่เป็นแผนกผู้ปล่อยมลพิษ - จัดซื้อเครื่องมือการติดตาม และ ตรวจสอบความเข้มข้นของมลพิษ - ไม่เปิดเผยผลการตรวจวัดค่ามลพิษสาธารณะแก่คนในท้องถิ่น <p>ขณะเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - เป็นส่วนที่รับผิดชอบในการปล่อยมลพิษ - กำกับดูแล ในกรณีที่โรงงานมีการปล่อยมลพิษเกินขีดจำกัดตามมาตรฐาน - ปล่อยมลพิษโดยไม่เปิดเผยข้อมูล <p>หลังเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - ไม่มีการตอบสนองในการฟื้นฟูค่ามลพิษจากมลพิษ
บริษัทผลิตเครื่องจักร จีน	พนักงานปฏิบัติการ การ ประปาที่จีน	ผู้รับผลกระทบจาก สถานีโมบิเอสาธารณะ	<p>ก่อนเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - ทำหน้าที่เป็นแผนกผู้ปล่อยมลพิษ - จัดทำผลการประเมินและข้อมูลของมลพิษ - ตรวจสอบผลการปล่อยมลพิษจากโรงงาน <p>ขณะเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ได้รับมอบหมายจากโรงงานของ (CO) เช่น จัดซื้อวัตถุดิบอุปกรณ์ และตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องมือตามข้อกำหนด <p>หลังเกิดเหตุ</p> <ul style="list-style-type: none"> - ไม่มีการตอบสนองในการฟื้นฟูค่ามลพิษจากมลพิษ

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
ทีมดับและระงับ ปะจ่าเหตุ	พนักงานปฏิบัติ การ ปะจ่าเหตุ	ผู้ไม่เกี่ยวข้องตาม สายบังคับบัญชา	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน และปะจ่าเหตุ- เข้าร่วมการฝึก อบรมและซ้อมแผนฉุกเฉิน ตามแผนงาน ที่กำหนด- ตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงต่างๆในที่ตั้งให้พร้อมใช้งานได้สำหรับกรณีฉุกเฉิน ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ทีมและหน่วยงานจากผู้จัดการฉุกเฉิน (OC) เช่น การเข้าถึงและระงับและแผนฉุกเฉินของ ๙๑ หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ไม่ทำการสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน
ทีมปฐมพยาบาล ปะจ่าเหตุ	พนักงานปฏิบัติ การ ปะจ่าเหตุ	ผู้ไม่เกี่ยวข้องตาม สายบังคับบัญชา	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน และปะจ่าเหตุ- เข้าร่วมการฝึก อบรมและซ้อมแผนฉุกเฉิน ตามแผนงานที่กำหนด- ตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงต่างๆในที่ตั้งให้พร้อมใช้งานได้สำหรับกรณีฉุกเฉิน ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ทีมและหน่วยงานจากผู้จัดการฉุกเฉิน(OC) เช่น เข้าร่วมช่วยเหลือและปฐมพยาบาลผู้ฯ ที่- เมื่อทีมและ- จัดส่งและ ส่งผู้จัดการฉุกเฉิน (OC) ให้ทราบ หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ไม่ทำการสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
ทีมผู้ควบคุม จำนวนผู้ควบคุม	พนักงานปฏิบัติ การ ปะจ่าเหตุ	ผู้ไม่เกี่ยวข้องตาม สายบังคับบัญชา	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน และปะจ่าเหตุ- เข้าร่วมการฝึก อบรมและซ้อมแผนฉุกเฉิน ตามแผนงาน ที่กำหนด- ตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงต่างๆในที่ตั้งให้พร้อมใช้งานได้สำหรับกรณีฉุกเฉิน ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ทีมและหน่วยงานจากผู้จัดการฉุกเฉิน (OC) เช่น ตรวจสอบพนักงานในที่ตั้งเกิดเหตุสารเคมี- ผู้ควบคุม- แจ้งส่งผู้จัดการฉุกเฉิน(OC) ให้ทราบ หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ไม่ทำการสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน
ทีมดับและระงับ ไม่	พนักงานปฏิบัติ การ ปะจ่าเหตุ	ผู้ไม่เกี่ยวข้องตาม สายบังคับบัญชา	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน และปะจ่าเหตุ- เข้าร่วมการฝึก อบรมและซ้อมแผนฉุกเฉิน ตามแผนงานที่กำหนด- ตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงต่างๆในที่ตั้งให้พร้อมได้ รมสำหรับกรณีฉุกเฉิน ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ทีมและหน่วยงานจากผู้จัดการฉุกเฉิน (OC)เช่น ดำเนินการระงับถ้าหากไม่ได้มีการ- หลังจากการ- เมื่อทีมและ หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ไม่ทำการสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน

1.11ขั้นตอนการปฏิบัติงาน (Procedure)

เขตประกอบภาา ไออาร์พีซี จัดเตรียมความพร้อมสำหรับกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุเพลิงไหม้ เป็น 3 ระยะดังนี้

- ระยะที่ 1 : มาตราการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับก่อนเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน
- ระยะที่ 2 : มาตราการตอบโต้ในระหว่างเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน
- ระยะที่ 3 : มาตราการฟื้นฟู และ บรรเทาทุกข์ ภายหลัง เกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน

ตำแหน่ง	ผู้รับผิดชอบ	ผู้ปฏิบัติงานแทน	หน้าที่ความรับผิดชอบ
ทีมประสานงาน ปะจ่าเหตุ(OC)	พนักงานปฏิบัติ การ ปะจ่าเหตุ	พนักงานปฏิบัติ การ ปะจ่าเหตุ	ก่อนเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ทำความเข้าใจแผนฉุกเฉินของโรงงาน และปะจ่าเหตุ- เข้าร่วมการฝึก อบรมและซ้อมแผนฉุกเฉิน ตามแผนงาน ที่กำหนด- ตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงต่างๆในที่ตั้งให้พร้อมใช้งานได้สำหรับกรณีฉุกเฉิน ขณะเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ปฏิบัติหน้าที่ตามที่ทีมและหน่วยงานจากผู้จัดการฉุกเฉิน (OC)เช่น การประสานงานกับหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง- ที่กำหนด- หลังจากไปประสาน- ผู้จัดการฉุกเฉิน (OC) ให้ทราบ หลังเกิดเหตุ <ul style="list-style-type: none">- ไม่ทำการสนับสนุนในการฟื้นฟูหลังเกิดเหตุฉุกเฉิน

* VP On Call มีหน้าที่ให้คำปรึกษาสนับสนุน ช่างเทคนิค และวิศวกร การติดตั้งใน รวมถึงการติดตั้งที่ส่งไปต่างๆ ระหว่างOC ที่ผู้เกี่ยวข้องกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน ก่อนที่ผู้ไม่เกี่ยวข้องจากภาวะฉุกเฉิน (EC) จะเข้ามาช่วย โดยจะต้องมีสายงานแจ้งโรงงาน on call stand by ได้ภายใน 30 นาที ที่ประสานงานที่หน่วยงานกรณีเกิดเหตุ



บทที่ 2 มาตรการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับก่อนเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน

2.1. การเตรียมความพร้อมและการจัดทำแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต

เพื่อประสิทธิภาพในการควบคุมผลกระทบ ลดความสูญเสียจากเหตุการณ์ สามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างต่อเนื่องและกลับสู่ภาวะปกติได้โดยเร็ว บริษัทในกลุ่มโออาร์พีซี ประกอบด้วย

2.1.1 จัดเตรียมแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต โดยในแผนฯ ควรประกอบด้วย สารสำคัญอย่างน้อย ดังนี้

- แนวทางปฏิบัติเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับก่อนเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน
- แนวทางปฏิบัติระหว่างเกิดเหตุ
- แนวทางปฏิบัติการฟื้นฟู และ บรรเทาทุกข์ ภายหลัง เกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน
- โครงสร้างและผู้มีหน้าที่รับผิดชอบ ในระหว่างแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต
- รายการอุปกรณ์ระดับเหตุ อุปกรณ์สื่อสาร และสนับสนุน
- รายชื่อและเบอร์โทรศัพท์ หน่วยงานราชการและเอกชน เกี่ยวข้อง

2.1.2 จัดเตรียม ตรวจสอบ และ บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยประจำแต่ละพื้นที่

กำหนดให้หน่วยงานฝ่ายผลิต และฝ่ายซ่อมบำรุงแต่ละพื้นที่ เป็นผู้ดำเนินการเตรียมความพร้อมของอุปกรณ์ ในการเตือนภัย อุปกรณ์แจ้งเหตุและระดับเหตุภาวะฉุกเฉิน ตามแผนแผนที่กำหนด และแผนความปลอดภัยจะให้คำปรึกษาในการปฏิบัติที่เหมาะสม โดยแผนกดับเพลิงโรงงานจะทำการทวนเช็คอุปกรณ์ระดับเหตุฉุกเฉินของแต่ละพื้นที่อีกครั้งตามแผนงานที่ทางดับเพลิงโรงงานกำหนด ส่วนอุปกรณ์ระดับเหตุฉุกเฉินของโรงงาน และระดับเพลิงกำหนดให้แผนกดับเพลิงเป็นผู้ดำเนินการเตรียมอุปกรณ์ให้พร้อมใช้ตลอดเวลา

2.1.3 จัดการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน จัดเตรียมกำลังคน และฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนควบคุมภาวะฉุกเฉิน

จัดให้มีการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉินการจัดเตรียมกำลังคน และการฝึกซ้อม การปฏิบัติตามแผนควบคุมภาวะฉุกเฉิน ตลอดจนการฝึกอบรมให้พนักงานมีความรู้ในด้านการระงับเหตุสารเคมีรั่วไหลกำหนดให้ หน่วยงาน ECC เป็นผู้ดำเนินการเพื่อให้เกิดความพร้อม เมื่อเกิดภาวะฉุกเฉิน จึงจัดให้มีการเตรียมพร้อมและซ้อมแผนฉุกเฉินโดยมีรายละเอียดดังนี้

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- โทรศัพท์
- ระบบเครือข่าย Internet
- คอมพิวเตอร์
- คอมพิวเตอร์เน็ตเวิร์ค
- Printer
- วิทยุสื่อสาร
- LCD Projector & Screen
- โทรศัพท์ ตู้พร้อมกันได้อย่างน้อย 4 ช่อง
- ระบบรับอากาศ
- ระบบไฟฟ้าสำรอง
- CCTV
- ระบบบันทึกเสียงโทรศัพท์
- ระบบบันทึกเสียงภายในศูนย์
- Board ที่แสดงสถานะเหตุการณ์
- ข้อมูลต่างๆที่เกี่ยวข้อง เช่น แผนที่, P&ID

2.1.6 สถานที่ดับเพลิง และ ระดับเพลิงภัยของเขตประกอบการฯโออาร์พีซี

สถานที่มีดับเพลิงเขตประกอบการฯโออาร์พีซี มี 3 สถานที่ดับเพลิงปฏิบัติงาน ตลอด24 ชั่วโมง เพื่อรองรับเหตุฉุกเฉินที่อาจจะเกิดขึ้นอย่างทันเหตุการณ์ และมีระดับเพลิงภัย ใน การระงับเหตุโดยรวม ดังนี้

- ระดับเพลิง (น้ำ, โฟม) จำนวน 5 คัน
- ระดับเพลิง (น้ำ, โฟม, บันได) จำนวน 2 คัน
- ระดับเพลิง (น้ำ, โฟม, ผงเคมีแห้ง) จำนวน 2 คัน
- รถดูดเก็บสารเคมี จำนวน 1 คัน
- รถกู้ภัยสารเคมีอันตราย จำนวน 1 คัน
- รถกู้ภัยอาคารสูง จำนวน 1 คัน
- รถพยาบาล จำนวน 2 คัน
- รถบรรทุกน้ำดับเพลิง จำนวน 3 คัน
- รถส่งการภาวะฉุกเฉิน จำนวน 1 คัน
- รถสนับสนุน จำนวน 1 คัน

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- หน่วยงาน ECC จัดทำแผนและ Review การซ้อมแผนฉุกเฉิน (YEAR PLANNER) ในการซ้อมแผนฉุกเฉินของแต่ละพื้นที่ใน 5100F-018 ให้เสร็จสิ้นก่อนปี
- แผนกเจ้าของพื้นที่ จัดประชุมผู้เกี่ยวข้องในการจัดทำแนวทางในการซ้อมแผนฉุกเฉินตามแผนงาน ที่กำหนด
- แต่ละแผนกดำเนินการซ้อมแผนฉุกเฉินตามกำหนดการ โดยขั้นตอนในการซ้อมนั้นให้อ้างอิงตาม Pre Emergency Plan ของแต่ละพื้นที่ หรือ Scenario สถานการณ์ของพื้นที่ที่มีความเสี่ยงถึงสูง และหากไม่สามารถซ้อมตามกำหนดได้ให้แผนกที่ไม่สามารถซ้อมได้ ออก POSTPONE ตามแบบฟอร์ม 5100F-037 มาที่ ECC
- ทุก ๆ เดือน หน่วยงาน ECC จะสรุปปัญหาที่เกิดขึ้นจากการซ้อมแผนฉุกเฉินของแต่ละพื้นที่ ตาม 5100F-029 และ หน่วยงาน ECC ประสานงานแจ้งปัญหาที่พบ กับ ผู้จัดการแผนก ของแผนกที่พบปัญหาตามรายงาน 5100F-029 และ ติดตามผลในการแก้ปัญหา พร้อมจัดทำสรุปผลปัญหาที่แก้ไข เรียบร้อยแล้วทุก ๆ 3 เดือนของปีปฏิทิน ตาม 5100F-030 และนำไปเป็นข้อมูลในการทบทวนปรับปรุงแผนฉุกเฉินต่อไป
- สำหรับปัญหาที่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ทันที จะนำเสนอหน่วยงานที่ต้องรับไปดำเนินการ แก้ไขในที่ประชุมหลังซ้อม และหากพบปัญหาดังกล่าวเกิดขึ้นอีก หน่วยงาน ECC จะนำปัญหามาสรุปในแบบฟอร์ม 5100F-029 ทุก ๆ 3 เดือน เพื่อยางานให้ต้นสังกัดของปัญหารวบ และ ทบทปัญหาดังกล่าว ยังไม่ได้รับการปรับปรุงจะนำเข้าพิจารณาใน MANAGEMENT REVIEW ทุก 6 เดือน
- ในกรณีที่ไม่สามารถแก้ไขปัญหที่เกิดขึ้นใน 5100F-029 ได้ ภายในระยะเวลา 6 เดือนจะจัดทำรายงานแจ้งเพื่อพิจารณาเข้า MANAGEMENT REVIEW

2.1.4 โครงสร้างและผู้มีหน้าที่รับผิดชอบ

ในระหว่างแผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต การกำหนดบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบของพนักงานที่เกี่ยวข้องกับแผนฉุกเฉิน (แผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหล Emergency and Crisis Management Plan (Hazmat Action Plan) ตามองค์การได้ ระบุไว้ในข้อ 1.8 และ 1.9 ทั้งนี้ผู้ที่มีหน้าที่รับผิดชอบดังกล่าวจะต้องมีการปฏิบัติตามโดยเคร่งครัด

2.1.5 มาตรฐานอุปกรณ์สื่อสารในศูนย์อำนวยการภาวะเหตุฉุกเฉิน (อวร)

เพื่อให้ศูนย์อำนวยการเหตุฉุกเฉิน(อวร)ของกลุ่ม โออาร์พีซี เป็นมาตรฐานเดียวกัน จึงกำหนดรายการ อุปกรณ์สื่อสารที่ต้องติดตั้งไว้ในศูนย์ฯ อย่างน้อยดังนี้

- VDO Conference
- โทรศัพท์

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



หมายเหตุ : สำหรับน้ำยาโฟมดับเพลิงของบริษัทโออาร์พีซี จะเป็นชนิด AP-AFFF, AFFF และ FLUOROPROTEIN FOAM (FP-70)

2.1.7 รายชื่อและเบอร์โทรศัพท์ หน่วยงานราชการและเอกชน เกี่ยวข้อง

การทบทวนรายชื่อ และเลขหมายโทรศัพท์ของผู้มีหน้าที่รับผิดชอบตามแผนฯ อย่างน้อย 6 เดือน / ครั้ง ตาม TD SF 5310-3005 เรื่อง รายชื่อและหมายเลขโทรศัพท์สำหรับการติดต่อประสานงานเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

2.1.8 งบประมาณสำหรับการรองรับกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต

"กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤตขึ้น บริษัทจะใช้งบประมาณสำหรับการบริหารสถานการณ์ดังกล่าว ตามระเบียบงบประมาณสำรองกลางฉุกเฉินของระเบียบบริษัท

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



บทที่ 3 มาตรการตอบโต้ในระหว่างเกิดเหตุภาวะฉุกเฉิน

3.1 การกำหนดระดับของเหตุฉุกเฉิน

โดยแบ่งเหตุฉุกเฉินตามระดับความรุนแรง และผลกระทบเป็น 4 ระดับ ได้แก่

- **เหตุฉุกเฉินระดับ 1** เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของ บริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ และ สามารถควบคุมได้โดยบุคลากรและอุปกรณ์ระดับเหตุฉุกเฉิน ในพื้นที่หรือทีมระดับเหตุฉุกเฉินและอุปกรณ์สนับสนุนบางส่วนจากส่วนกลาง
- **เหตุฉุกเฉินระดับ 2** เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของ บริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ ซึ่งผู้ส่ง การ ณ ที่เกิดเหตุ ในขณะนั้นพิจารณาแล้วเห็นว่าเหตุการณ์ที่รุนแรง ไม่สามารถควบคุมได้โดยพื้นที่ ต้องได้รับความช่วยเหลือจากทีมระดับเหตุฉุกเฉินและอุปกรณ์สนับสนุนจากส่วนกลางเต็มรูปแบบ เหตุฉุกเฉินระดับ 3 บริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือที่เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถระบุเหตุได้โดยทรัพยากรของ ของ บริษัท ไออาร์พีซี และ บริษัทในเครือต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกของภาครัฐระดับท้องถิ่นอำเภอ และ จังหวัด รวมถึงเอกชน เช่น กลุ่มบริษัทในเครือ ปตท., กลุ่ม EMAG เป็นต้น
- **เหตุฉุกเฉินระดับ 4** เหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงทรัพย์สินที่อยู่ใน ความรับผิดชอบของ บริษัท ไออาร์พีซี และบริษัทในเครือ เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถระงับเหตุได้โดยทรัพยากรของบริษัท ไออาร์พีซีและบริษัทในเครือ ต้องขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกระดับประเทศ/ต่างประเทศ

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



Tier 1 : Process Safety Event



รุนแรงที่สุด

- (1) เหตุการณ์เกิดจากการรั่วไหลในกระบวนการ (ที่เรียกว่า LOPC : Lost of Primary Containment) และเกิดผลกระทบต่อรุนแรง ดังต่อไปนี้
 - พนักงานหรือผู้รับเหมาได้รับบาดเจ็บตั้งแต่ขั้นหยุดงานจากเหตุการณ์
 - มีการประกาศให้ชุมชนอพยพอย่างเป็นการ
 - เกิดเพลิงไหม้หรือการระเบิดที่ทำให้ทรัพย์สินเสียหายมูลค่ามากกว่า 25,000 \$
- (2) อุปกรณ์ระบายความดัน (Pressure Relief Device or Downstream Destructive Device) ทำงานและเกิดเหตุการณ์ดังต่อไปนี้
 - เกิด Liquid carryover
 - เกิดการระบายไปยังจุดที่มีแนวโน้มจะก่อให้เกิดอันตราย
 - สั่งให้มีการอพยพ
 - มีการปิดกั้นพื้นที่สาธารณะ (เช่น ปิดถนน)

และ ปริมาณสารที่ระบายออกมามีมากกว่าค่าที่กำหนดไว้ (ตาราง 1 Material Release Threshold Quantities)

- (3) มีสารรั่วไหลออกมามีปริมาณมากกว่าค่าที่กำหนดไว้ (ตาราง 1) ในระยะเวลา 1 ชั่วโมง

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- 3.1.1 ตารางการพิจารณาระดับความรุนแรง ในกระบวนการวิเคราะห์ภัยสวน Investigation กรณีสารเคมีรั่วไหล

- มาตรฐาน ANSI / API RP-754



หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



Table 1—Tier 1 Material Release Threshold Quantities

Threshold Release Category	Material Hazard Classification ^{a,1,2}	Threshold Quantity (outdoor release)	Threshold Quantity (indoor release)
1	TH Zone A Materials	5 kg (11 lb)	2.5 kg (5.5 lb)
2	TH Zone B Materials	25 kg (55 lb)	12.5 kg (27.5 lb)
3	TH Zone C Materials	100 kg (220 lb)	50 kg (110 lb)
4	TH Zone D Materials	200 kg (440 lb)	100 kg (220 lb)
5	Flammable Gases or Liquids with Initial Boiling Point ≤ 35 °C (95 °F) and Flash Point < 23 °C (73 °F) or Other Packing Group I Materials excluding strong acids/bases	500 kg (1100 lb)	250 kg (550 lb)
6	Liquids with Initial Boiling Point > 35 °C (95 °F) and Flash Point < 23 °C (73 °F) or Other Packing Group II Materials excluding moderate acids/bases	1000 kg (2200 lb) or 7 Mm	500 kg (1100 lb) or 3.5 Mm
7	Liquids with Flash Point ≥ 23 °C (73 °F) and ≤ 60 °C (140 °F) or Liquids with Flash Point > 60 °C (140 °F) released at a temperature at or above Flash Point or strong acids/bases or Other Packing Group III Materials	2000 kg (4400 lb) or 14 Mm	1000 kg (2200 lb) or 7 Mm

^a It is recognized that threshold quantities given in kg and lb or in lb and Mm are not exactly equivalent. Companies should select one of the pair and use it consistently for all recordkeeping activities.

¹ Many materials exhibit more than one hazard. Correct placement in Hazard Zone or Packing Group shall follow the rules of DOT 49 CFR 173.2a "For UN Recommendations on the Transportation of Dangerous Goods, Section 2.1.5; See Annex B.

² A structure composed of four complete (floor to ceiling) walls, floor, and roof.

³ For solutions not listed on the UNDO, the anhydrous component shall determine the TH zone or Packing Group classification. The threshold quantity of the solution shall be back calculated based on the threshold quantity of the dry component weight.

⁴ For mixtures where the UNDO classification is unknown, the fraction of threshold quantity release for each component may be calculated. If the sum of the fractions is equal to or greater than 100 %, the mixture exceeds the threshold quantity. Where there are clear and independent toxic and flammable consequences associated with the mixture, the toxic and flammable hazards are calculated independently. See Annex A, Examples 28, 29, and 30.

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



Tier 2 : Process Safety Event



รุนแรงรองลงมา

(1) เหตุการณ์เกิดจาก LOPC : Lost of Primary Containment และเกิดผลกระทบที่รุนแรงในระดับที่ต่ำกว่า Tier 1 เกิดผลกระทบดังต่อไปนี้

- พนักงานหรือผู้รับเหมาได้รับบาดเจ็บในระดับที่มีการบันทึกแต่ไม่ถึงขั้นหยุดงาน (ซึ่งหมายถึงการบาดเจ็บระดับที่มีการดำเนินการทางการแพทย์ (Medical Treatment) แต่ไม่หยุดงาน)
- เกิดเพลิงไหม้หรือการระเบิดที่ทำให้ทรัพย์สินเสียหายมูลค่ามากกว่า 2,500 \$

(2) อุปกรณ์ระบายความดัน (Pressure Relief Device or Downstream Destructive Device) ทำงานและเกิดเหตุการณ์ดังต่อไปนี้ได้อย่างน้อยหนึ่งดังต่อไปนี้

- เกิด Liquid carryover
- เกิดการระบายไปยังจุดที่มีแนวโน้มจะก่อให้เกิดอันตราย
- ส่งให้มีการอพยพ
- มีการปิดกั้นพื้นที่สาธารณะ (เช่น ปิดถนน)

และ ปริมาณสารที่ระบายออกมามากกว่าค่าที่กำหนดไว้ (ตาราง 2 Material Release Threshold Quantities)

(3) มีสารรั่วไหลออกมามีปริมาณมากกว่าค่าที่กำหนดไว้ (ตาราง 2) ในระยะเวลา 1 ชั่วโมง

Table 2—Tier 2 Material Release Threshold Quantities

Threshold Release Category	Material Hazard Classification ^{a,c,d}	Threshold Quantity (outdoor release)	Threshold Quantity (indoor ^e release)
1	TIH Zone A Materials	0.5 kg (1.1 lb)	0.25 kg (0.55 lb)
2	TIH Zone B Materials	2.5 kg (5.5 lb)	1.2 kg (2.8 lb)
3	TIH Zone C Materials	10 kg (22 lb)	5 kg (11 lb)
4	TIH Zone D Materials	20 kg (44 lb)	10 kg (22 lb)
5	Flammable Gases or Liquids with Initial Boiling Point ≤ 35 °C (95 °F) and Flash Point < 23 °C (73 °F) or Other Packing Group I Materials excluding strong acids/bases	50 kg (110 lb)	25 kg (55 lb)
6	Liquids with a Initial Boiling Point > 35 °C (95 °F) and Flash Point < 60 °C (140 °F) or Liquids with Flash Point > 60 °C (140 °F) released at or above Flash Point, or Other Packing Group II and III Materials excluding moderate acids/bases or Strong acids and bases	100 kg (220 lb) or 1 bbl	50 kg (110 lb) or 0.5 bbl
7	Liquids with Flash Point > 60 °C (140 °F) released at a temperature below Flash Point or Moderate acids/bases	1000 kg (2200 lb) or 10 bbl	500 kg (1100 lb) or 5 bbl

In order to simplify determination of reporting thresholds for Tier 2, Categories 5 and 7 in Tier 1 have been combined into one category in Tier 2 (Category 6). The simplification is intended to provide less complicated requirements for those events with lesser consequences. It is recognized that threshold quantities given in kg and lb or in b and bbl are not exactly equivalent. Companies should select one of the pair and use it consistently for all recordkeeping activities.

- ^a Many materials exhibit more than one hazard. Correct placement in Hazard Zone or Packing Group shall follow the rules of DOT 49 CFR 173.2a¹⁴ or UN Recommendations on the Transportation of Dangerous Goods, Section 2¹⁵. See Annex B.
- ^b A structure composed of four complete (floor to ceiling) walls, floor and roof.
- ^c For solutions not listed on the UNDG, the anhydrous component shall determine the TIH zone or Packing Group classification. The threshold quantity of the solution shall be back calculated based on the threshold quantity of the dry component weight.
- ^d For mixtures where the UNDG classification is unknown, the fraction of threshold quantity release for each component may be calculated. If the sum of the fractions is equal to or greater than 100 %, the mixture exceeds the threshold quantity. Where there are clear and independent toxic and flammable consequences associated with the mixture, the toxic and flammable hazards are calculated independently. See Annex A, Examples 28, 29, and 30.

หมายเหตุ : การพิจารณาระดับความรุนแรงกรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลให้ใช้เฉพาะ Tier 1 และ Tier 2

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



3.1.2 ผู้รับผิดชอบในการสั่งการกรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลตามระดับความรุนแรง

ผู้รับผิดชอบ	ระดับ 1 (Level 1)	ระดับ 2 (Level 2)	ระดับ 3 (Level 3)	ระดับ 4 (Level 4)
ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน On-scene Commander (OC)	หัวหน้าหน่วย ของพื้นที่เกิดเหตุ	ผู้จัดการแผนก ของพื้นที่เกิดเหตุ	ผู้จัดการส่วน ของพื้นที่เกิดเหตุ	ผู้จัดการส่วนเขตพื้นที่เกิดเหตุ หรือผู้จัดการฝ่ายเขตพื้นที่เกิดเหตุ
ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน Emergency Director (ED)		รอง กอญ. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมและการกลั่น หรือ ผู้ช่วยยกย. (พื้นที่เกิดเหตุ) หรือผู้จัดการฝ่าย หรือ VP On CALL	รอง กอญ. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมและการกลั่น หรือ ผู้ช่วยยกย. (พื้นที่เกิดเหตุ) หรือผู้จัดการฝ่าย หรือ VP On CALL	รอง กอญ. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมและการกลั่น หรือ ผู้ช่วยยกย. (พื้นที่เกิดเหตุ) หรือผู้จัดการฝ่าย หรือ VP On CALL

หมายเหตุ

- สาขา ศูนย์อำนวยความสะดวกฉุกเฉิน (ระยอง) ได้แก่ ผู้จัดการฝ่ายบริหารเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี สาขา ศูนย์อำนวยความสะดวกฉุกเฉิน (กรุงเทพฯ) ได้แก่ ประธาน คปอ. (สำนักงานกรุงเทพฯ) ผู้ประสานงานศูนย์อำนวยความสะดวกฉุกเฉิน ที่ระยอง ได้แก่ หัวหน้ากะ ECC
- กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 3 ขึ้นไป ของเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี ระยอง ที่สำนักงานกรุงเทพฯ จะยกระดับเป็น ศูนย์บริหารภาวะวิกฤติและความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Crisis & Business Continuity Management Center) ตามแผน BCM

3.2 การจัดองค์กรในการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน

เพื่อให้การตอบโต้ และการควบคุมภาวะฉุกเฉินเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และต่อเนื่องจึงได้กำหนดองค์กรในการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน ดังนี้

3.2.1 ทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน

มีหน้าที่ ในการช่วยเหลือผู้ประสบภัย ภาวะเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้น และการควบคุมการป้องกันความสูญเสียของอุปกรณ์ในโรงงาน ซึ่งองค์กรประกอบของทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินฯ ได้แก่

- ผู้บังคับบัญชา คือ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC : On-scene Commander)
- ทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน ประจำพื้นที่ ประกอบด้วย
 - ทีมดับเพลิงประจำพื้นที่
 - ทีมติดแยกระบบประจำพื้นที่
 - ทีมปฐมพยาบาลประจำพื้นที่
 - ทีมผู้ตรวจสอบจำนวนพนักงาน
 - ทีมประสานงานประจำพื้นที่ (CCR)
 - ทีมติดแยกระบบไฟฟ้า
 - ทีมดับเพลิงโรงงาน ประกอบด้วย
 - พนักงานดับเพลิงของโรงงาน แผนกดับเพลิง

หมายเหตุ

- หัวหน้าทีมดับเพลิงโรงงาน(Fire Chief : FC) จะประเมินสถานการณ์ร่วมกับผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC)
- การปฏิบัติงานของทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินฯ จะอยู่ที่จุดเกิดเหตุ (INCIDENT AREA)
- ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) อาจพิจารณาแต่งตั้งผู้ช่วยผู้สั่งการฯ ขึ้นเพื่อคอยช่วยเหลือ, ให้ความปรึกษาและแนะนำภาวะของ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC)
- กรณีเกิดเหตุการณ์รุนแรงถึงขั้นที่มี พื้นที่ข้างเคียงเข้ามาช่วยระงับเหตุ ให้พื้นที่ข้างเคียงที่เข้ามาช่วยเหลือ มีหัวหน้าทีม (LT) ที่คอยประสานกับผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) พื้นที่เกิดเหตุ เพื่อปฏิบัติหน้าที่ตามคำแนะนำของผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) พื้นที่เกิดเหตุ

3.2.2 ทีมสนับสนุน : ระยอง (SUPPORTING TEAM : RV)

มีหน้าที่ ในการสนับสนุนในทุกๆ ด้านแก่ ทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน อาทิเช่น สนับสนุนระดับเพลิงและทีมดับเพลิงโรงงาน, ประสานงานกับ หน่วยงานภายนอก ส่วนราชการ และ ชุมชน, การจัดหาทรัพยากรสนับสนุน, การประชาสัมพันธ์ เป็นต้น ซึ่งองค์กรประกอบของทีมสนับสนุน : ระยอง ได้แก่

- ผู้บังคับบัญชา คือ ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED : Emergency Director)
- ทีมสนับสนุนข้อมูลเทคนิค (Technical Supporting Team) ประกอบด้วย

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- ผู้ควบคุมด้านการผลิต
- ผู้ควบคุมด้านเทคโนโลยี
- ผู้ควบคุมด้านซ่อมบำรุง
- ผู้ควบคุมศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน
- ผู้ควบคุมด้านดับเพลิงโรงงาน
- ทีมสนับสนุนข้อมูลทั่วไป (General Supporting Team) ประกอบด้วย
 - ผู้ควบคุมด้านบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี
 - ผู้ควบคุมด้านพยาบาล และ ทรัพยากรบุคคล
 - ผู้ควบคุมด้านสิ่งแวดล้อมโรงงาน
 - ผู้ควบคุมด้านความปลอดภัยเขตประกอบการ
 - ผู้ควบคุมด้านประชาสัมพันธ์และมวลชนสัมพันธ์
 - ผู้ควบคุมด้านจราจร และอพยพเขตประกอบการ
 - ผู้ควบคุมด้านธุรการ (RY)
 - ผู้ควบคุมด้านอุปกรณ์สนับสนุน
 - ผู้ควบคุมด้านสาธารณูปโภคดับเพลิง
 - ผู้ควบคุมด้านการจัดการด้าน Waste
 - ผู้ควบคุมด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ (RY)

หมายเหตุ :

- [1] การปฏิบัติงานของทีมสนับสนุนจะอยู่ที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) หรือบริเวณหน่วยงาน นั้นๆ
- [2] ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉินระยะอง จะต้องอยู่ที่ห้อง ECC ชั้น 9 อาคาร 10 บี
- [3] หากมีหน่วยงานหรือบุคคลใดใน IRPC ที่ไม่ได้เป็นสมาชิกในทีมสนับสนุนแต่มีความเกี่ยวข้อง ในการสนับสนุนฯ ให้ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) มีอำนาจในการสั่งการในหน่วยงาน หรือบุคคล ดังกล่าว ปฏิบัติงานในส่วนที่รับผิดชอบ หรือได้รับมอบหมาย

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



3.3.1.2 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และภายนอก) รับทราบ และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี ชุมชนโดยรอบ, หน่วยงานราชการและ เอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูลเบื้องต้น

3.3.1.3 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน(OC) สั่งการทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินประจำพื้นที่ และ/หรือกู้ภัยของโรงงานเข้าตอบโต้สถานการณ์ อาทิเช่น ตัดระบบระบบเชื้อเพลิง, ระบบเหตุสารเคมีรั่วไหล และ ฉีดน้ำ ลดโอเรเยกของสารเคมี

3.3.1.4 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ต้องตรวจสอบ จำนวนพนักงานตั้งแต่เกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลหากมีผู้สูญหายต้องประสานงานทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน ฯ เข้าช่วยเหลือ และหากมีผู้บาดเจ็บต้องกำหนดพื้นที่ปลอดภัยสำหรับปฐมพยาบาล และประสานงานกับทีมพยาบาลของโรงงานในการช่วยเหลือส่งต่อผู้บาดเจ็บ และ พนักงานที่เกี่ยวข้องให้ไปรวมพลที่จุดรวมพลที่กำหนดตามแผนฉุกเฉิน

3.3.1.5 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉินสั่งการทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินประจำพื้นที่ เพื่อกำหนดเขตอันตราย(CONTROL ZONE) ให้พื้นที่เกิดเหตุ โดยมีขั้นตอนและแนวทางปฏิบัติอ้างอิงตาม SF9900-3604 : เทคนิคการกั้นเขตควบคุมอันตราย (CONTROL ZONE) และข้อแนะนำในการใช้อุปกรณ์ PPEผู้สั่งการประสานงานกับผู้ตรวจสอบจำนวนพนักงานในพื้นที่ ซึ่งควรอยู่ในช่วงเวลาไม่เกิน 5 นาทีนับตั้งแต่เกิดเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหล หากมีผู้บาดเจ็บต้องประสานงานกับทีมพยาบาลเพื่อช่วยเหลือและหากมีผู้สูญหายจะต้องประสานงานทีมกู้ภัย เพื่อกู้หาผู้สูญหายโดยเร่งด่วน

3.3.1.6 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉินประสานงานกับหน่วยงานต่าง ๆ เช่น ด้านสิ่งแวดล้อม,ด้านความปลอดภัยและทีมขนย้าย WASTE เป็นต้น เพื่อขอคำแนะนำในการปฏิบัติงาน ในการควบคุมสารเคมีอันตรายนั้นจะต้องปฏิบัติตามข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี และตาม PM E7020-1001WASTE AND SCRAPMANAGEMENT

3.3.1.7 เมื่อเหตุการณ์เข้าสู่ภาวะปกติให้ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ประกาศยกเลิกเหตุฉุกเฉินเพลิงไหม้และแจ้งศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) เพื่อให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงานรับทราบ

3.3.1.8 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และภายนอก) รับทราบ และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี, ชุมชนโดยรอบ,หน่วยงานราชการและ เอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูล เหตุการณ์สงบ

3.3.1.9 ผู้ควบคุมด้านบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการไออาร์พีซี(EO) จะแจ้งข้อมูลกับบริษัท NON IRPC GROUP เป็นระยะๆเพื่อเตรียมพร้อมในการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



3.2.3 ทีมสนับสนุน : กรุงเทพฯ (SUPPORTING TEAM :BKK)

มีหน้าที่ ในการสนับสนุนในทุกๆ ด้านแก่ ทีมปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน และ ตัดสินใจเชิงกลยุทธ์เพื่อควบคุมผลกระทบ ดูแลมิให้เหตุการณ์ลุกลามขยายตัว อาทิเช่นร่วมพิจารณาประกาศใช้แผน BCP, จัดการเกี่ยวกับประเด็นเรื่องภาพลักษณ์และชื่อเสียงขององค์กร, เชื่อมโยงกับหน่วยสนับสนุนภายนอก หน่วยงานภาครัฐ หน่วยงานภาคเอกชนที่เกี่ยวข้อง และ ผู้มีส่วนได้เสียซึ่งองค์กรประกอบของทีมสนับสนุน : กรุงเทพฯ ได้แก่

- ผู้ควบคุมด้านแผนกลยุทธ์องค์กร
- ผู้ควบคุมด้านกิจการองค์กร
- ผู้ควบคุมด้านจัดซื้อ
- ผู้ควบคุมด้านประกันภัย
- ผู้ควบคุมด้านกฎหมาย
- ผู้ควบคุมด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ (BKK)
- ผู้ควบคุมด้านการเงิน และ นักลงทุนสัมพันธ์
- ผู้ควบคุมด้านบริหารทรัพยากร
- ผู้ควบคุมด้านธุรการ (BKK)

หมายเหตุ :

- [1] ทีมสนับสนุน ระยะอง กรุงเทพฯ จะปฏิบัติงานและประเมินสถานการณ์ร่วมกันจนเหตุการณ์ สามารถเข้าสู่ภาวะปกติ
- [2] ศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินกรุงเทพ จะต้องอยู่ที่ห้อง แสงจันทร์ ชั้น 6 อาคาร Enoo B ของบริษัท ไออาร์พีซี

3.3รายละเอียดการปฏิบัติงานเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

3.3.1กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 1 (EG1)

3.3.1.1 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ประเมินสถานการณ์ เป็นเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 1 (EG1) ให้ สั่งการพนักงานทุกคนปฏิบัติงานแผนฉุกเฉินประจำพื้นที่ และแจ้ง ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) เพื่อขอเข้าสู่แผนฉุกเฉินระดับ 1 (EG1)

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



หมายเหตุ

- [1] ในการเตรียมรับมือเหตุเพลิงไหม้ฯ หากมีสารเคมีอันตรายรั่วไหลร่วมด้วย ให้ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) เป็นผู้พิจารณาตัดสินใจในการปฏิบัติงาน โดยมีแนวทางในการปฏิบัติงานดังนี้ กรณีสารเคมี อันตรายรั่วไหลมาก ให้ ร้องขอทีมกู้ภัยสารเคมี (HAZMAT TEAM) จากทีมดับเพลิง เข้าระงับเหตุ และใช้แผนฉุกเฉินประจำพื้นที่ กรณีสารเคมีอันตรายรั่วไหล(Instruction Manual : IM) ร่วมกับแผนเพลิงไหม้
- [2] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นในพื้นที่ส่วนกลาง เช่น อุโมงค์, Common Pipe rack ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ได้แก่ หน่วยงานบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี และ เจ้าของผลิตภัณฑ์จะร่วมเป็นผู้ช่วยผู้สั่งการ (สำหรับกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินนอกเวลาทำการ ให้ทางเจ้าของผลิตภัณฑ์ ร่วมกับหัวหน้าทีมดับเพลิง (FC) ร่วมประเมินสถานการณ์และสั่งการในการระงับเหตุ จนกว่า หน่วยงานบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี จะมาถึงที่เกิดเหตุ และรับหน้าที่เป็นผู้สั่งการ (OC) ต่อไป
- [3] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นในพื้นที่ของบริษัท NON IRPC ที่ไม่มีเจ้าหน้าที่ของบริษัท NON IRPC ปฏิบัติงานกรณีช่วงเวลาทำการปกติ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ได้แก่ หน่วยงานบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี กรณีนอกเวลาทำการ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ได้แก่ หัวหน้าทีมดับเพลิง (FC) จะหน้าที่จนกว่า หน่วยงานบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี หรือ บริษัท NON IRPC ที่เกิดเหตุจะมาถึง โดยจะต้องมีการประสานกับผู้เกี่ยวข้องเป็นระยะๆ โดยผ่านทางศูนย์ ECC

3.3.2 กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 2 (EG2)

3.3.2.1 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ประเมินสถานการณ์ เห็นว่าเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหลไม่สามารถควบคุมสถานการณ์ได้ เป็นเหตุฉุกเฉินระดับ 2 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ขอคำปรึกษาผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) เพื่อขอเข้าแผนฉุกเฉินระดับ 2 (กรณีที่ทางผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) เห็นเหมาะสมประจำที่ ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) เรียกรับ สำหรับกรณีที่ยังไม่ได้มีประจำที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC)ทาง ECC จะโทรศัพท์ติดต่อเพื่อขอพิจารณาอนุมัติ) และให้ประกาศเข้าสู่แผนฉุกเฉิน ระดับ 2 ของเขตประกอบการฯ (EP2) โดยแจ้งผ่านศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC)

3.3.2.2 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และภายนอก) รับทราบข้อมูลเพิ่มเติม และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี,ชุมชนโดยรอบ,หน่วยงานราชการและเอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อเตรียมพร้อมรับสถานการณ์

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

3.3.2.3 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ก่อตั้งหน่วยงานแจ้งเหตุฉุกเฉินระดับโรงงาน (SIREN ON) เพื่อประกาศเหตุฉุกเฉินให้ทุกหน่วยงานทราบ (SIREN ON ดัง 9 วินาที หยุด 3 วินาที สลับกัน 7 ครั้ง)

3.3.2.4 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ประเมินสถานการณ์ร่วมกับหัวหน้าทีมดับเพลิงโรงงาน(FC)และ อะระคมสมรรถกำลัง จากทีมที่เกี่ยวข้องส่วนกลางเพิ่ม เช่น บุคลากรและ อุปกรณ์ต่างๆที่ต้องใช้เข้าระงับเหตุผู้สั่งการภาวะฉุกเฉินประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการกำหนดเขตอันตราย(CONTROL ZONE) ขึ้นใหม่เนื่องจากมีการขยายตัวของสารเคมีอันตรายไปยังพื้นที่ข้างเคียงและรายงานสถานการณ์พร้อมขอคำปรึกษาจากผู้เชี่ยวชาญภาวะฉุกเฉิน

3.3.2.4.1 ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉินประกาศจัดตั้งทีมสนับสนุน การระงับเหตุฉุกเฉินโรงงานตามองค์การภาวะฉุกเฉินสารเคมีอันตรายรั่วไหลระดับ 2 E/G2ทีมสนับสนุนข้อมูลด้านเทคนิคฯ ทีมสนับสนุนข้อมูลทั่วไป ปฏิบัติหน้าที่ตามรับผิดชอบหรือระงับเหตุสารเคมีอันตรายรั่วไหล

3.3.2.5 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) รายงานสถานการณ์ และ ขอคำปรึกษาจากผู้เชี่ยวชาญภาวะฉุกเฉิน (ED)
3.3.2.6 ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน(ED)ประกาศจัดตั้งทีมสนับสนุนการระงับเหตุฉุกเฉินโรงงานตามองค์การในการได้ตอบภาวะฉุกเฉิน (ผู้ควบคุมด้านต่างๆตามแผนฉุกเฉิน มาประจำที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน)

3.3.2.7 ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) มอบหมายให้ ผู้ควบคุมด้านประชาสัมพันธ์แจ้งผลกระทบของเหตุการณ์ ให้หน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องรับทราบข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อความเข้าใจถูกต้อง

3.3.2.8 ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) มอบหมายให้ ผู้ควบคุมด้านมวลชนสัมพันธ์ แจ้งผลกระทบของ เหตุการณ์ ให้ชุมชนโดยรอบเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี ผ่านช่องทางทางสื่อสารต่างๆ เช่น รถกระจายเสียง, ระบบเสียงตามสาย, โทรศัพท์ และอื่นๆ เพื่อป้องกันความสับสนและตื่นตระหนก

3.3.2.9 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) รายงานสถานการณ์ให้ บริษัท ปตท. รับทราบ ผ่าน ศูนย์สื่อสาร ปตท. ผ่านทางโทรสารหมายเลข 0-25373497-8 ตามแบบฟอร์ม Emergency Incident Report และ หลังจากได้ส่งโทรสารเรียบร้อย ให้โทรไปยัง ศูนย์สื่อสาร ปตท. เพื่อยืนยันข้อมูลที หมายเลข 0-2537-3333

3.3.2.10ผู้ควบคุมด้านบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการฯไออาร์พีซี(EO) จะแจ้งข้อมูลกับบริษัท NON IRPC GROUP เป็นระยะๆ เพื่อเตรียมพร้อมในการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน

3.3.2.11 เมื่อเหตุการณ์เข้าสู่ภาวะปกติให้ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) รายงานเหตุการณ์และ เสนอขอยกเลิกภาวะฉุกเฉินต่อผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) ซึ่งหาก ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) พิจารณาข้อมูลเห็นว่าเหมาะสมแก่

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

(Emergency Mutual Aid Group), กลุ่ม PTT โดยมีตัวแทนจากแผนก ดับเพลิงโรงงาน ในการประสานงาน (MUTUAL AID COORDINATOR ; MC) กับหน่วยงานต่างๆ ที่เข้ามาช่วยเหลือ ประจำที่จุดระดมทรัพยากร (Staging Area) โดยทำหน้าที่ลงทะเบียนทรัพยากรทุกชนิดที่จะเข้ามาช่วยเหลือ ตามแผนที่ กำหนดได้แก่ผู้ควบคุมด้านดับเพลิง , ปรุหมพยาบาล , อพยพ , ประชาสัมพันธ์ , จาจร , ความปลอดภัยจะต้องจัดเจ้าหน้าที่อย่างน้อยหน่วยงานละ 1 คน ในการประสานงาน (Mutual Aid ; MC) โดยประจำที่จุดต่างๆตามทีโรงงานกำหนด ที่เข้ามาช่วยเหลือ ประจำที่จุดระดมทรัพยากร (Staging Area) โดยทำหน้าที่ลงทะเบียนทรัพยากรทุกชนิด ที่จะเข้ามาช่วยเหลือ ตามแผนที่ กำหนด

3.3.3.4ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) สั่งการให้เจ้าหน้าที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ขอความช่วยเหลือ เรื่องรพพยาบาล จาก บริษัท UBE, โรงพยาบาลระยอง และ สสจ (เพื่อช่วยประสานขอจากโรงพยาบาลเครือข่ายในจังหวัดระยอง) โดยมีตัวแทนจากส่วนพนักงานสัมพันธ์ ในการประสานงาน (MUTUAL AID COORDINATOR ; MC) กับหน่วยงานต่างๆที่เข้ามาช่วยเหลือ ประจำที่จุดประสานงาน ตามแผนที่ กำหนด

3.3.3.5ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) สั่งการให้ ผู้ควบคุมด้านธุรการ จัดยานพาหนะสำหรับรับพนักงานที่ได้รับผลกระทบไปรวมพลที่จุดรวมพลของเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี

3.3.3.6ผู้ควบคุมด้านบริหารและปฏิบัติการเขตประกอบการฯไออาร์พีซี(EO) จะแจ้งข้อมูลกับบริษัท NON IRPC GROUP เป็นระยะๆ เพื่อเตรียมพร้อมในการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน

3.3.3.7ผู้อำนวยการท้องถิ่น (นายก อบต.นายพเทศบาล) ผู้อำนวยการอำเภอ (นายอำเภอเมืองระยอง) หรือ ผู้ได้รับมอบหมาย เดินทางถึงเขต ประกอบการฯ ไออาร์พีซีที่เกิดเหตุ เพื่อรับฟังและประเมินสถานการณ์ และเป็นผู้นำบัญชาการเหตุการณ์ (Incident Commander : IC โดย ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) จะรายงานสถานการณ์และข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- รับทราบสถานการณ์ เหตุการณ์ ความรุนแรง ผลกระทบ และการขอให้ความช่วยเหลือ
- แจ้งอัตรากำลังเจ้าหน้าที่ อุปกรณ์ ที่นำมกล้มสนับสนุน
- รับทราบแผนผังบริเวณ เส้นทาง ประกาศสารคดีไฟ สารเคมี รายละเอียดที่จำเป็น
- ยุทธศาสตร์ และ ยุทธวิธี ที่ใช้ในการระงับเหตุ
- อื่นๆ

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

การยกเลิกเหตุภาวะฉุกเฉิน ก็จะเป็นผู้ประกาศ ยกเลิกเหตุฉุกเฉินและสั่งการให้ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) แจ้งผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงานรับทราบ

3.3.2.12 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และภายนอก) รับทราบ และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี,ชุมชนโดยรอบ, หน่วยงานราชการและ เอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูล เหตุการณ์สงบ

3.3.2.13 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ก่อตั้งหน่วยงานแจ้งเหตุยกเลิกภาวะฉุกเฉิน (SIREN OFF) เพื่อประกาศเหตุฉุกเฉินให้ทุกหน่วยงานทราบ (SIREN OFF ดัง 25 วินาที จำนวน 1 ครั้ง)

หมายเหตุ : กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นในพื้นที่บริษัท NON IRPC และมีความรุนแรงถึงขั้นที่เขตประกอบการฯไออาร์พีซีต้อง ประกาศจัดตั้งทีมสนับสนุนการระงับเหตุฉุกเฉิน ตามองค์การในการโต้ตอบภาวะฉุกเฉิน (ผู้ควบคุมด้านต่างๆตามแผนฉุกเฉิน มาประจำที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน) ผู้บริหารของบริษัท NON IRPC ที่เกิดเหตุต้องมาประจำที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) เพื่อร่วมกับเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี ในการอำนวยความสะดวก

3.3.3 กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 3 (EG3) (รุนแรงระดับท้องถิ่น/อำเภอ)

- เทียบเท่ากับแผนฉุกเฉินจังหวัดระยองระดับ 1
- เทียบเท่ากับแผนฉุกเฉิน บริษัท ปตท. ระดับ 2

3.3.3.1 ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ประเมินสถานการณ์ เห็นว่าเหตุสารเคมีรั่วไหลกลายขนาดใหญ่มาก สามารถควบคุมเหตุการณ์ได้ เป็นเหตุฉุกเฉินระดับ 3 (EF3) ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) ขอคำปรึกษาผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) ขอเข้าแผนฉุกเฉินระดับ 3 เมื่อ ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) ขอพิจารณาอนุมัติเข้าแผน ระดับ 3 กับผู้ช่วย กอญ. พื้นที่เกิดเหตุหรือกรรมการผู้จัดการใหญ่กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและกากกลั่น หลังจากได้รับการอนุมัติให้ประกาศเข้าสู่แผนฉุกเฉินฉุกเฉินระดับ 3

3.3.3.2 ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และภายนอก) รับทราบข้อมูลเพิ่มเติม และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี,ชุมชน โดยรอบ,หน่วยงานราชการและเอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูลเพิ่มเติมหากมีการร้องขอความช่วยเหลือ

3.3.3.3 ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉิน (ED) สั่งการให้เจ้าหน้าที่ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ขอความช่วยเหลือ เรื่องรถกู้ยี่สารเคมี และอุปกรณ์ระงับเหตุสารเคมีรั่วไหลจาก กอ.ปท.ท้องถิ่น, กอ.ปท.อำเภอ, บริษัท UBE, กลุ่ม EMAG

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

3.3.3.9ผู้อำนวยการท้องถิ่น (นายก อบต.นายพเทศบาล), ผู้อำนวยการอำเภอ (นายอำเภอเมืองระยอง) หรือ ผู้ได้รับมอบหมาย ที่พิจารณการจัดตั้งศูนย์อำนวยความสะดวกระดับท้องถิ่น / อำเภอ (ศผจ.) ตามแผนปฏิบัติการภาวะฉุกเฉินจังหวัดระยอง โดยมี ผู้อำนวยการท้องถิ่น(นายก อบต.นายพเทศบาล), ผู้อำนวยการอำเภอ(นายอำเภอ เมืองระยอง) หรือ ผู้ได้รับมอบหมาย เป็น ผู้บัญชาการ เหตุการณ์ (IC : Incident Commander) มีอำนาจสูงสุด ตามกฎหมาย โดยการให้ข้อมูล คำแนะนำปรึกษา และประสานงานของเจ้าหน้าที่ของเขตประกอบการฯไออาร์พีซี (ED, OC และ MC)

3.3.3.9เจ้าหน้าที่ระงับเหตุของ กอ.ปท.ท้องถิ่น, กอ.ปท.อำเภอเมืองระยอง ร่วมกันทีมกู้ยี่ของเขตประกอบการฯไออาร์พีซี ร่วมระงับเหตุ ซึ่งหากไม่สามารถควบคุมได้และมีการกลายขนาดใหญ่มากต่อไปเรื่อย ๆ จะต้องขออนุมัติใช้แผนฉุกเฉิน จังหวัดระยอง ระดับ 2 จากผู้ว่าการจังหวัด

3.3.3.10หากสามารถควบคุมสถานการณ์และระงับเหตุได้ให้ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC ร่วม) รายงานสถานการณ์และเสนอขอยกเลิกภาวะฉุกเฉินต่อผู้บัญชาการเหตุการณ์ (IC) ซึ่งหากพิจารณาข้อมูลเห็นว่าเหมาะสมแก่ การยกเลิกเหตุภาวะฉุกเฉิน ก็จะประกาศยกเลิกแผนฉุกเฉิน และ สั่งการให้ กอ.ปท.ท้องถิ่น, กอ.ปท.อำเภอเมืองระยอง แจ้งหน่วยงานราชการทราบ

3.3.3.11ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และภายนอก) รับทราบ และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี,ชุมชนโดยรอบ, หน่วยงานราชการและ เอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูล เหตุการณ์สงบ

3.3.3.12ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) รายงานสถานการณ์ให้ บริษัท ปตท. รับทราบ ผ่าน ศูนย์สื่อสาร ปตท. ผ่านทางโทรสารหมายเลข 0-25373497-8 ตามแบบฟอร์ม Emergency Incident Report และ หลังจากได้ส่งโทรสารเรียบร้อย ให้โทรไปยัง ศูนย์สื่อสาร ปตท. เพื่อยืนยันข้อมูลที หมายเลข 0-2537-3333 ๓ เหตุการณ์สงบ

3.3.3.13ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (EOC) ก่อตั้งหน่วยงานแจ้งเหตุยกเลิกภาวะฉุกเฉิน (SIREN OFF) เพื่อประกาศเหตุฉุกเฉินให้ทุกหน่วยงานทราบ (SIREN OFF ดัง 25 วินาที จำนวน 1 ครั้ง)

หมายเหตุ :

[1] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 3 ของเขตประกอบการฯไออาร์พีซี (รุนแรงระดับท้องถิ่น/อำเภอ) ระยอง สผจ.

กลุ่มทพ จะยกระดับเป็น ศูนย์อำนวยการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Management Center –EMC) ตามแผน BCM

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- [2] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขยายตัวลุกลาม โดยพื้นที่ไม่สามารถควบคุมเหตุไว้ได้ และต้องการการสนับสนุนจากภายนอก ทั้งยังมีแนวโน้ม จะส่งผลกระทบต่ออย่างรุนแรง ต่อภาพพจน์ชื่อเสียงของ ปตท. ต้องมีการติดต่อประสาน ไปยังศูนย์สื่อสารของ ปตท. เพื่อทาง บริษัท ปตท. จะได้จัดตั้ง ศูนย์บริหารจัดการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Management Center – EMC) ขึ้น เพื่อสนับสนุนการ ปฏิบัติการในการระงับเหตุตามแผนบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ " กลุ่ม ปตท. "
- [3] สถานที่ตั้งของศูนย์อำนวยการเฉพาะกิจระดับท้องถิ่น/อำเภอที่หมายเลข 1 สถานที่ที่ปลอดภัยในเขตพื้นที่ภัยภัย ที่หมายเลข 2 จะอยู่ที่ศูนย์ราชการอำเภอ, ห้องดิน หรือสถานที่อื่นๆ ขึ้นอยู่กับความเหมาะสม ที่สามารถอำนวยความสะดวกได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยพิจารณาตามสภาพพื้นที่ที่เกิดขึ้น เช่น ระยะห่างจากจุดที่เกิดภัย อุปกรณ์สนับสนุน ความสะดวกและปลอดภัยในการบัญชาการ และการขอรับการสนับสนุน ฯลฯ

3.3.4 กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 3 (EG3) (รุนแรงระดับจังหวัด)

- เที่ยงเท่ากับแผนฉุกเฉินจังหวัดระยองระดับ 2
- เที่ยงเท่ากับแผนฉุกเฉิน บริษัท ปตท. ระดับ 3

3.3.4.1กรณีที่ไม่สามารถควบคุมเหตุฉุกเฉิน ระดับ 1 จังหวัดระยอง ได้เกินขีดความสามารถ ตามแผน ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 1 ของจังหวัดระยอง (ในขณะปฏิบัติตามแผนภาวะฉุกเฉิน ระดับ 1 จังหวัดระยอง ต้องรายงานสถานการณ์ให้ กอ.ปภ.จังหวัดระยองทราบ สถานการณ์แล้วตั้งแต่ต้นอย่างต่อเนื่อง) ซึ่งสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย จังหวัดระยอง (ปภ.จังหวัด) จะประเมินสถานการณ์ว่า ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 1 จังหวัดระยอง มีแนวโน้มจะลุกลามขยายจนถึงระดับที่ 2 ของจังหวัดระยอง หรือไม่ แล้วรายงานต่อผู้ว่าราชการจังหวัดระยอง (ผู้อำนวยการจังหวัด) เพื่อพิจารณา ยกระดับความรุนแรงตามแผนปฏิบัติการภาวะฉุกเฉินจังหวัดระยอง แจ้งฝ่ายต่าง ๆ ทั้ง 8 ฝ่ายประจำที่ศูนย์อำนวยการเฉพาะกิจจังหวัด ได้แก่

- ฝ่ายรักษาความสงบเรียบร้อยและจวจร
- ฝ่ายระงับภัยและช่วยเหลือ
- ฝ่ายส่งเคราะห์ผู้ประสบภัยและฟื้นฟูบูรณะ
- ฝ่ายประชาสัมพันธ์
- ฝ่ายการแพทย์และสาธารณสุข
- ฝ่ายประสานงานและสื่อสาร

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



3.3.4.8ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) รายงานสถานการณ์ให้ บริษัท ปตท. รับทราบ ผ่าน ศูนย์สื่อสาร ปตท. ผ่านทางโทรสารหมายเลข 0-25373497-8 ตามแบบฟอร์ม Emergency Incident Report และ หลังจากได้ส่งโทรสารเรียบร้อยแล้ว ให้โทรไปยัง ศูนย์สื่อสาร ปตท. เพื่อยืนยันข้อมูล ที่ หมายเลข 0-2537-3333 ว่า เหตุการณ์สงบ

3.3.4.9ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) กดสัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉินภาวะฉุกเฉิน (SIREN OFF) เพื่อประกาศเหตุฉุกเฉินให้ทุกหน่วยงานทราบ (SIREN OFF ตั้ง 25 วินาที จำนวน 1 ครั้ง)

หมายเหตุ :

- [1] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 3 ของเขตประกอบการไออาร์พีซี ระยอง (รุนแรงระดับจังหวัด) สนง.กรุงเทพ จะยกระดับ เป็น ศูนย์บริหารภาวะวิกฤตและความต่อเนื่องทางธุรกิจ(Crisis & Business Continuity Management Center –CMC) ตามแผน BCM
- [2] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขยายตัวลุกลาม โดยพื้นที่ไม่สามารถควบคุมเหตุไว้ได้ และต้องการการสนับสนุนจากภายนอก ทั้งยังมีแนวโน้ม จะส่งผลกระทบต่ออย่างรุนแรง ต่อภาพพจน์ชื่อเสียงของ ปตท. ต้องมีการติดต่อประสาน ไปยังศูนย์สื่อสารของ ปตท. เพื่อทาง บริษัท ปตท. จะได้จัดตั้ง ศูนย์บริหารจัดการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Management Center – EMC) ขึ้น เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติการในการระงับเหตุตาม แผนบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ " กลุ่ม ปตท. "
- [3] สถานที่ตั้งของศูนย์อำนวยการเฉพาะกิจระดับจังหวัด
 - ที่หมายเลข 1 สถานที่ที่ปลอดภัยในเขตพื้นที่ภัยภัย
 - ที่หมายเลข 2 จะอยู่ที่ศูนย์ราชการจังหวัด, อำเภอ, ห้องดิน หรือสถานที่อื่นๆ ขึ้นอยู่กับความเหมาะสม ที่สามารถอำนวยความสะดวกได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยพิจารณาตามสภาพพื้นที่ที่เกิดขึ้น เช่น ระยะห่างจากจุดที่เกิดขึ้น อุปกรณ์สนับสนุน ความสะดวกและปลอดภัยในการบัญชาการ และการขอรับการสนับสนุน ฯลฯ

3.3.5 กรณีเกิดเหตุสารเคมีรั่วไหลระดับ 4 (EG4)

- เที่ยงเท่ากับแผนชาติ ระดับ 3 และ 4 ตามลำดับ (ตามมาตรฐาน ความรุนแรงของสาธารณภัยตาม แผนป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยแห่งชาติ)
- เที่ยงเท่ากับแผนฉุกเฉิน บริษัท ปตท. ระดับ 4

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- ฝ่ายอพยพ

โดยมีผู้ว่าราชการจังหวัด หรือ ผู้ได้รับมอบหมาย เป็น ผู้บัญชาการ เหตุการณ์ (IC : Incident Commander) มีอำนาจสูงสุด ตามกฎหมาย และสั่งตั้งทีมปฏิบัติงานเข้าช่วยเหลือสนับสนุน และระงับเหตุฉุกเฉิน ตามแผนของแต่ละฝ่ายที่ได้จัดทำไว้จากการปฏิบัติงานในพื้นที่เกิดเหตุจะมีผู้ประสานงานของ บริษัท ไออาร์พีซี (MC) เป็นผู้ให้ข้อมูล และอำนวยความสะดวก

3.3.4.2ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉินร่วม (OC ร่วม) ประเมินสถานการณ์ในการระงับ โดยมีทีมสนับสนุน ต่างๆ ของบริษัท ไออาร์พีซี เป็นผู้ให้ข้อมูลในด้านเทคนิค เพื่อสนับสนุนให้ทีมระงับเหตุฉุกเฉิน จากหน่วยงานต่างๆ ดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

3.3.4.3ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉินร่วม (OC ร่วม) ประเมินสถานการณ์หากต้องการอุปกรณ์, สารดับเพลิง และ กำลังพล จะต้องร้องขอไปยัง ศูนย์อำนวยการเฉพาะกิจระดับจังหวัด เพื่อให้ประสานงานจัดหา โดยการอนุมัติของ ผู้บัญชาการเหตุการณ์ (IC : Incident Commander)

3.3.4.4ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และ ภายนอก) และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี รับทราบสถานการณ์เพิ่มเติม

3.3.4.5กรณีที่เกินขีดความสามารถของ จังหวัดระยอง ผู้บัญชาการเหตุการณ์ (IC : Incident Commander) ร้องขอการสนับสนุนจากรัฐบาล และขอยกระดับความรุนแรง เป็น สาธารณภัยขนาดใหญ่ที่มีผลกระทบรุนแรงและกว้างขวาง และ สาธารณภัยขนาดใหญ่ที่มีผลกระทบร้ายแรงอย่างยิ่ง ตามลำดับ (พระราชบัญญัติป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย หรือ ตามกฎหมายอื่นๆ)

3.3.4.6เมื่อควบคุมสถานการณ์ได้และเหตุการณ์เข้าสู่ภาวะปกติให้ สำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง (ปภ.จังหวัด) ในฐานะ เลขานุ ศูนย์อำนวยการเฉพาะกิจ ระดับจังหวัด รายงานสถานการณ์และขอยกเลิกแผนฉุกเฉินต่อ ผู้ว่าราชการจังหวัดระยอง หรือ ผู้ได้รับมอบหมาย (ผู้บัญชาการเหตุการณ์ IC : Incident Commander) ซึ่งหากพิจารณาข้อมูลเห็นว่าเหมาะสมต่อการยกเลิกภาวะฉุกเฉินจะประกาศยกเลิกแผนฉุกเฉิน และสั่งการให้ ปภ. จังหวัด แจ้งผ่านศูนย์เกาะแก้ว ให้ทุกหน่วยราชการทราบ

3.3.4.7ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และ ภายนอก) รับทราบ และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี,ชุมชนโดยรอบ, หน่วยงานราชการและ เอกชนที่เกี่ยวข้อง รับทราบข้อมูล เหตุการณ์สงบ

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



3.3.5.1กรณีที่เกินขีดความสามารถของ จังหวัดระยอง ผู้บัญชาการ เหตุการณ์(IC : Incident Commander) ร้องขอการสนับสนุนจากรัฐบาล และขอยกระดับความรุนแรง เป็น สาธารณภัยขนาดใหญ่ที่มีผลกระทบรุนแรงและกว้างขวาง และ สาธารณภัยขนาดใหญ่ที่มีผลกระทบร้ายแรงอย่างยิ่ง ตามลำดับ (พระราชบัญญัติป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย หรือ ตามกฎหมายอื่นๆ) โดยให้มีการปฏิบัติตาม แผนอย่างเคร่งครัด

3.3.5.2 ให้ทุกหน่วยงานในบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) ทั้งระยอง และ กรุงเทพ ร่วมดำเนินการให้เหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต ยุติโดยเร็วที่สุดโดยให้มีผลกระทบต่อ ชีวิต, สิ่งแวดล้อม, ชื่อเสียง, ทรัพย์สิน น้อยที่สุด โดยให้ทุกหน่วยงานปฏิบัติตาม แผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต (Emergency and Crisis Management Plan) อย่างเคร่งครัด ดังนี้

- ให้คำแนะนำและสนับสนุนการตัดสินใจเชิงกลยุทธ์ ในการระงับเหตุฉุกเฉิน
- จัดการเชิงกลยุทธ์ เพื่ออาจส่งผลกระทบต่อชีวิตพนักงานและชุมชนโดยรอบ เขตประกอบการไออาร์พีซี
- จัดการเชิงกลยุทธ์ เพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม
- จัดการเชิงกลยุทธ์ เพื่อลดผลกระทบต่อธุรกิจ และเพื่อให้สามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างต่อเนื่อง
- จัดการเชิงกลยุทธ์ เพื่อลดผลกระทบต่อการลักลอบและชื่อเสียงขององค์กร
- จัดการประเด็นปัญหาทางธุรกิจ สื่อสารมวลชน กลไกภาครัฐ ผู้ถือหุ้นและผู้มีส่วนได้เสียอื่นๆ

3.3.5.3เมื่อควบคุมสถานการณ์ได้และเหตุการณ์เข้าสู่ภาวะปกติให้ ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) ส่ง SMS แจ้งให้ผู้บริหารและผู้เกี่ยวข้องทุกหน่วยงาน (ทั้งภายใน และ ภายนอก) รับทราบ และ แจ้งให้ทุกพื้นที่ในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี,ชุมชนโดยรอบ, หน่วยงานราชการและ เอกชนที่เกี่ยวข้องรับทราบข้อมูล เหตุการณ์สงบ

3.3.5.4ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) รายงานสถานการณ์ให้ บริษัท ปตท. รับทราบ ผ่านศูนย์สื่อสาร ปตท. ผ่านทางโทรสารหมายเลข 0-25373497-8 ตามแบบฟอร์ม Emergency Incident Report และ หลังจากได้ส่งโทรสารเรียบร้อยแล้ว ให้โทรไปยัง ศูนย์สื่อสาร ปตท. เพื่อยืนยันข้อมูล ที่ หมายเลข 0-2537-3333 ว่า เหตุการณ์สงบ

3.3.5.5ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC) กดสัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉินภาวะฉุกเฉิน (SIREN OFF) เพื่อประกาศเหตุฉุกเฉินให้ทุกหน่วยงานทราบ (SIREN OFF ตั้ง 25 วินาที จำนวน 1 ครั้ง)

หมายเหตุ :

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- [1] กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 4 (รุนแรงระดับประเทศ/ต่างประเทศ) ของเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี ระยอง
สง. กรุงเทพ จะยกระดับ เป็น ศูนย์บริหารภาวะวิกฤตและความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Crisis & Business
Continuity Management Center –CMC) ตามแผน BCM
- [2] กรณีเหตุฉุกเฉินขยายตัวลุกลาม โดยพื้นที่ไม่สามารถควบคุมเหตุไว้ได้ และต้องการการสนับสนุนจาก
ภายนอก (ระดับประเทศ/ต่างประเทศ) ที่ยังมีแนวโน้ม จะส่งผลกระทบอย่างรุนแรงต่อภาพพจน์ชื่อเสียงของ
ปตท. ต้องมีการติดต่อประสาน ไปยังศูนย์สื่อสารของ ปตท. เพื่อทาง บริษัท ปตท. จะได้ให้จัดตั้ง ศูนย์บริหาร
จัดการภาวะวิกฤต และความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Crisis & Business Continuity Management Center
– CMC) ขึ้น เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติการในการระงับเหตุตาม แผนบริหารการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะ
วิกฤติ * กลุ่ม ปตท. *
- [3] สถานที่ตั้งของศูนย์อำนวยความสะดวกประจำระดับประเทศ ตั้งอยู่ตามที่สามารถทราบกำหนด

3.4 การติดต่อสื่อสารแจ้งเหตุ

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นกับโรงงานในเขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี จะต้องมีการแจ้งข้อมูลเบื้องต้นให้ชุมชนที่ได้รับ
ผลกระทบ, บริษัท NON IRPC GROUP ต่างๆ ที่ตั้งในเขตประกอบการฯ และหน่วยงานราชการ ทราบข้อมูลเพื่อ
เตรียมความพร้อมกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินอาจมีผลกระทบรุนแรงอย่างต่อเนื่อง โดยผ่านทางศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน(ECC)

และหน่วยงานต่างๆของบริษัท ดังนี้

รายละเอียด	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	ระดับ 4
การประสานแจ้ง บริษัท NON IRPC GROUP	- บริษัท TPIPL - บริษัท Diap - บริษัท UBE - บริษัท TNC - บริษัท RAC - บริษัท BIG - บริษัท TK - CHP2 - อื่นๆ	- บริษัท TPIPL - บริษัท Diap - บริษัท UBE - บริษัท TNC - บริษัท RAC - บริษัท BIG - บริษัท TK - CHP2 - อื่นๆ	- บริษัท TPIPL - บริษัท Diap - บริษัท UBE - บริษัท TNC - บริษัท RAC - บริษัท BIG - บริษัท TK - CHP2 - อื่นๆ	- บริษัท TPIPL - บริษัท Diap - บริษัท UBE - บริษัท TNC - บริษัท RAC - บริษัท BIG - บริษัท TK - CHP2 - อื่นๆ
การประสานแจ้ง หน่วยงานราชการ และ	- อบต.เชิงเนิน - อบต.ตะพง	- อบต.เชิงเนิน - อบต.ตะพง	- อบต.เชิงเนิน - อบต.ตะพง	- อบต.เชิงเนิน - อบต.ตะพง

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



รายละเอียด	ระดับ 1	ระดับ 2	ระดับ 3	ระดับ 4
ชุมชน	- อบต.บ้านแปลง - อบต.นาพาขวัญ - เทศบาลนครระยอง - อำเภอเมืองระยอง - ป.ก จัหวัดระยอง - สสจ.ระยอง - รพ.ระยอง - ประชาสัมพันธ์ จังหวัด - สก.ระยอง - แรงงานจังหวัด ระยอง - อส.จว. ระยอง - อื่น ๆ	- อบต.บ้านแปลง - อบต.นาพาขวัญ - เทศบาลนครระยอง - อำเภอเมืองระยอง - ป.ก จัหวัดระยอง - สสจ.ระยอง - รพ.ระยอง - ประชาสัมพันธ์ จังหวัด - สก.ระยอง - แรงงานจังหวัด ระยอง - อส.จว. ระยอง - อื่น ๆ	- อบต.บ้านแปลง - อบต.นาพาขวัญ - เทศบาลนครระยอง - อำเภอเมืองระยอง - ป.ก จัหวัดระยอง - สสจ.ระยอง - รพ.ระยอง - ประชาสัมพันธ์ จังหวัด - สก.ระยอง - แรงงานจังหวัด ระยอง - อส.จว. ระยอง - อื่น ๆ	- อบต.บ้านแปลง - อบต.นาพาขวัญ - เทศบาลนครระยอง - อำเภอเมืองระยอง - ป.ก จัหวัดระยอง - สสจ.ระยอง - รพ.ระยอง - ประชาสัมพันธ์ จังหวัด - สก.ระยอง - แรงงานจังหวัด ระยอง - อส.จว. ระยอง - อื่น ๆ
การประสานแจ้ง บริษัท เอกชน		- กลุ่ม EMAG - ฝ่ายความมั่นคง ปตท.	- กลุ่ม EMAG - ฝ่ายความมั่นคง ปตท.	- กลุ่ม EMAG - ฝ่ายความมั่นคง ปตท.
ขั้นตอนการรายงาน	เพื่อทราบข้อมูลเบื้องต้น	เพื่อทราบข้อมูลเพิ่มเติม / เตรียมพร้อม	เพื่อทราบข้อมูลเพิ่มเติม / ขอความช่วยเหลือ และอพยพ	เพื่อทราบข้อมูลเพิ่มเติม / ขอความช่วยเหลือ และอพยพ
ช่องทางกาติดต่อ ประสานงาน	ภายใน - โทรศัพท์ภายใน - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ Intercom - ระบบ SMS - ระบบเสียงตามสาย - ระบบโทรสาร ภายนอก - โทรศัพท์สายตรง - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ SMS - ระบบเสียงตาม สาย - ระบบโทรสาร	ภายใน - โทรศัพท์ภายใน - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ Intercom - ระบบ SMS - ระบบเสียงตามสาย - ระบบโทรสาร ภายนอก - โทรศัพท์สายตรง - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ SMS - ระบบเสียงตาม สาย - ระบบโทรสาร	ภายใน - โทรศัพท์ภายใน - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ Intercom - ระบบ SMS - ระบบเสียงตามสาย - ระบบโทรสาร ภายนอก - โทรศัพท์สายตรง - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ SMS - ระบบเสียงตาม สาย - ระบบโทรสาร	ภายใน - โทรศัพท์ภายใน - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ Intercom - ระบบ SMS - ระบบเสียงตามสาย - ระบบโทรสาร ภายนอก - โทรศัพท์สายตรง - วิดีโอสื่อสาร - ระบบ SMS - ระบบเสียงตาม สาย - ระบบโทรสาร

หมายเหตุ

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- [1] ช่องการสื่อสารหลักในการประสานงานระดับเหตุฉุกเฉิน คือ วิดีโอ UHF (MTX) ช่องความถี่ 1
(EMERGENCY CHANNEL)
- [2] การสื่อสารภายในหน่วย หรือ แผนกของห้สนับสนุนต่างๆ ให้ใช้วิทยุในช่องความถี่ของหน่วยงานนั้น 3.
สัญญาณ SIREN ON ของบริษัท ดัง 9 วินาที หยุด 3 วินาที สลับกัน 7 ครั้ง (โดยเมื่อเข้าสู่ความรุนแรงระดับ
2 จะมีการกดสัญญาณ SIREN ON โดยอัตโนมัติ หรือ พิจารณาจาก ผู้อำนวยการ ฉุกเฉิน)
- [3] สัญญาณ SIREN OFF ดัง 25 วินาที จำนวน 1 ครั้ง (โดยจะมีการกดสัญญาณ SIREN OFF เมื่อเหตุการณ์
เข้าสู่ภาวะปกติ)

2.1.1 การสื่อสารผ่านระบบ SMS ให้กลับหน่วยงานภายนอก

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่มีความรุนแรง ถึงขั้นต้องมีการส่งข้อความให้หน่วยงานภายนอกได้รับทราบ จะมีแนวทาง ใน
การปฏิบัติ ดังนี้

การรายงานข้อมูล ในการแจ้ง	ระยะเวลา ในการแจ้ง	ผู้มีอำนาจอนุมัติ	กลุ่มหน่วยงานภายนอกที่ได้รับข้อมูลผ่านระบบ SMS				
			ราชการ	ชุมชน	Non-IRPC	นักข่าว	ปตท. EMAG
การรายงานข้อมูล เบื้องต้น	ภายใน 15 นาที	หัวหน้า ne ECC	●	●	●	●	●
การรายงานข้อมูล ความคืบหน้า	ภายใน 30 นาที	- ผู้อำนวยการภาวะ ฉุกเฉิน (ED) - VP On call - - VP IM	●	●	●	●	●
การรายงานข้อมูล เบื้องต้น	ภายใน 60 นาที		●	●	●	●	●
การรายงาน ข้อมูล เหตุการณ์ยุติ	เมื่อเหตุ ฉุกเฉิน สงบ		●	●	●	●	●

หมายเหตุ ข้อความที่จะส่ง SMS สำหรับ การรายงานข้อมูลความคืบหน้า และ การรายงานข้อมูลเชิงลึก ทางส่วนพัฒนา
ระบบสื่อสารและการสื่อสาร จะร่างข้อความเพื่อให้ผู้มีอำนาจอนุมัติ พิจารณาก่อนให้ทาง ECC ส่งให้ ผู้เกี่ยวข้อง
ภายนอกได้รับทราบ

2.1.2 ช่องทางการสื่อสาร

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



ช่องทางการสื่อสาร	หน่วยงานที่ดำเนินการแจ้ง	ผู้รับแจ้ง
ระบบ SMS	- หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน	หน่วยงานราชการ, ชุมชน, นักข่าว, บริษัท NON IRPC, บริษัท ปตท.,กลุ่ม EMAG
ระบบโทรศัพท์	-หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน -แผนกสื่อสารและธุรกิจสัมพันธ์ระยอง - แผนกชุมชนสัมพันธ์เขตประกอบการฯ ไอ อาร์พีซี -หน่วยงานบริหารและปฏิบัติการเขต ประกอบการฯ ไออาร์พีซี	- บริษัท ปตท., กลุ่ม EMAG - หน่วยงานราชการ, นักข่าว - ชุมชนรอบเขตประกอบการฯ - บริษัท NON IRPC
รถกระจายเสียง	- แผนกชุมชนสัมพันธ์เขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี	- ชุมชนรอบเขตประกอบการฯ
ระบบเสียงตามสาย	- หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ให้ ข้อมูลเบื้องต้น) - แผนกชุมชนสัมพันธ์เขตประกอบการฯ ไออาร์พีซี (ให้ข้อมูลความคืบหน้าเป็น ระยะๆ)	- ชุมชนรอบเขตประกอบการฯ

3.5 แผนการอพยพกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

การปฏิบัติของผู้อยู่ในเขตพื้นที่ปฏิบัติการของโรงงานที่มีเหตุฉุกเฉินปฏิบัติดังนี้

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 1 ผู้ที่อยู่ในพื้นที่ซึ่งไม่เกี่ยวข้องกับภาวะเหตุ เมื่อได้ยินสัญญาณแจ้งเหตุให้หยุดงานทันที
และอพยพไปยังจุดรวมพลที่ปลอดภัยของพื้นที่ที่เกิดเหตุ พร้อมทั้งรายงานตัวต่อ หัวหน้าทีมผู้ตรวจสอบสวน
พนักงาน เพื่อเช็คจำนวนพนักงานในพื้นที่ว่าครบหรือไม่ พร้อมทั้งรายงานข้อมูลให้ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) รับทราบ
หากพบว่าพนักงานสูญหาย จะประสานกับ หัวหน้าทีมดับเพลิง (FC) เพื่อส่งทีมเข้าค้นหาผู้สูญหายไป กรณีที่เป็น
พนักงานผู้รับเหมา ให้รายงานตัวกับ จป. ผู้รับเหมาของบริษัท เพื่อรวบรวมข้อมูล และรายงานให้หัวหน้าทีมผู้ตรวจสอบสวน
จำนวนพนักงาน รับทราบ และ รายงานข้อมูลให้ ผู้สั่งการภาวะฉุกเฉิน (OC) รับทราบ หากพบว่าพนักงานผู้รับเหมา
สูญหาย จะประสานกับ หัวหน้าทีมดับเพลิง (FC) เพื่อส่งทีมเข้าค้นหาผู้สูญหายไป

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



หลังจากเหตุการณ์ฉุกเฉินได้รับการจัดการเรียบร้อยแล้ว จะต้องมีการดูแลและฟื้นฟูสภาพสิ่งแวดล้อม ที่อาจได้รับ หรือได้รับผลกระทบ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ตรวจสอบสภาพแวดล้อมที่เสียหายและสภาพแวดล้อมที่อาจส่งผลกระทบต่อสาธารณสุขบริเวณพื้นที่เกิดเหตุและพื้นที่ใกล้เคียงเพื่อประเมินสถานการณ์และมอบหมายให้ผู้มีหน้าที่รับผิดชอบดำเนินการแก้ไขในพื้นที่ที่มีการยกเลิก ภาวะฉุกเฉิน
- ตั้งศูนย์รับเรื่องร้องเรียนจากบุคคลภายนอกที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น โดยศูนย์จะต้องดำเนินการดังนี้ รับเรื่องร้องเรียนจากบุคคลภายนอก กรณีที่เกิดความเสียหายและสภาพแวดล้อมต่างๆ เช่น เหมืองจากควันไฟ มลระออง ชีวเคมี กลิ่นของสารเคมี เป็นต้น
- ทำความสะอาดคราบสารเคมี หรือคราบน้ำมันบนเบื่อนที่ตกค้างจากการเกิดเหตุฉุกเฉิน
- ลำหรับของเสียแข็งแข็ง (SOLID WASTE) และ ของเสียเหลว (LIQUID WASTE) ที่ยังหาใหม่ไม่หมด หลังจากตรวจสอบผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมจะต้องเก็บรวบรวม และดำเนินการตาม S10522000-1001 : WASTE AND SCRAP MANAGEMENT
- ลำหรับวัสดุ (ของแข็ง) มี 2 ประเภท
 - ของวัสดุที่ขายได้ จะดำเนินการขายออกไป
 - วัสดุที่ขายไม่ได้ จะนำไปจัดการตามมาตรฐาน S10522000-1001 : WASTE AND SCRAP MANAGEMENT ต่อไป
- น้ำที่เกิดจากเหตุฉุกเฉิน เช่น น้ำเสีย , น้ำจากการดับเพลิง อื่นๆ จะผ่านการตรวจสอบมาตรฐานคุณภาพของน้ำจากระบบบำบัดส่วนกลางว่าเกินค่ามาตรฐานที่กฎหมายกำหนดหรือไม่ และส่งไปบำบัดที่ระบบบำบัดส่วนกลาง พร้อมทั้งเตรียมจัดทำรายงานต่อผู้บริหารและหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องหากมีการร้องขอ

4.4 การฟื้นฟูสภาพโรงงานและเครื่องจักร ที่ได้รับผลกระทบ

หลังจากเหตุการณ์ฉุกเฉินได้รับการจัดการเรียบร้อยแล้ว จะต้องมีการดูแลและฟื้นฟูสภาพโรงงานและเครื่องจักร ที่ได้รับผลกระทบ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



บทที่ 5 ภาคผนวก

5.1เอกสารอ้างอิง (Document / Reference)

- [1] พระราชบัญญัติป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย พ.ศ. 2550
- [2] แผนป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง
- [3] IRPC-BCM-ECM-001 แผนจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต สำนักงานกรุงเทพ
- [4] แผนบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต "กลุ่ม ปตท."
- [5] SF9900-1604 HAZMAT ACTION PLAN
- [6] S9900-1020 : การรายงานอุบัติการณ์
- [7] SF 9900-3602 ตำแหน่งจุดรวมพลของ IRPC
- [8] SF6310-1006 PRE EMERGENCY PLAN
- [9] S10522000-1001 : WASTE AND SCRAP MANAGEMENT
- [10] 5100F-018 YEAR PLANNER ในการซ่อมแผนฉุกเฉินประจำปี
- [11] 5100F-029 สรุปปัญหาที่เกิดขึ้น จากการซ่อมแผนฉุกเฉินประจำปีเดือน
- [12] 5100F-030 สรุปปัญหาการซ่อมแผนฉุกเฉิน ที่ได้รับการแก้ไขเรียบร้อยแล้ว
- [13] 5100F-037 POSTPONE REPORT

หมายเหตุ :

ขั้นตอนการปฏิบัติงานในการฉุกเฉิน ประจำพื้นที่จะใช้ เอกสาร INSTRUCTION MANUAL แผนฉุกเฉิน ประจำพื้นที่ กรณีเกิดเหตุใหม่ ของแต่ละพื้นที่ที่กำหนด RUNNING NUMBER ของ DOC. NO. SFxxxx-2604 (SF xxxx-2604 : xxxx หมายถึง COST CENTER No. ประจำพื้นที่ที่จัดทำแผนฉุกเฉินกรณีสารเคมีรั่วไหล)

5.2การเก็บบันทึก (Record)

- เก็บเอกสารการสอบสวนเหตุภาวะฉุกเฉินในระบบฐานข้อมูล ที่โปรแกรม IdMS : Incident Management System
- เก็บ MINUTE OF MEETING ในการประชุมก่อนซ่อมแผนฉุกเฉิน-หลังซ่อมแผนฉุกเฉิน ใน ระบบฐานข้อมูล ที่ ECC ระยะเวลาในการเก็บเอกสาร 2 ปี

หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- ตรวจสอบพื้นที่ที่เกิดเหตุและพื้นที่ที่ได้รับความเสี่ยง เพื่อประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์เครื่องจักรจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (กรณีเข้าตรวจสอบต้องผ่านการประเมินความเสี่ยงพื้นที่ที่เกิดเหตุว่ามีความปลอดภัยเพียงพอ)
- ประสานบริษัทประกันภัยเพื่อเข้ามาตรวจสอบสถานที่เกิดเหตุ และประเมินความเสี่ยง
- จัดทำรายการของอุปกรณ์เครื่องจักรที่ต้องสั่งซื้อใหม่ อุปกรณ์เครื่องจักรที่สามารถซ่อมแซมได้ และแผนการที่จะให้โรงงานกลับมาเดินเครื่องโดยเร็วที่สุด (จากผู้บริหารที่มีอำนาจอนุมัติ) ภายใต้ข้อกำหนดตามกฎหมาย

4.6 การฟื้นฟูสภาพลักษณะองค์กร

หลังจากเหตุการณ์ฉุกเฉินได้รับการจัดการเรียบร้อยแล้ว จะต้องมีการดูแลและฟื้นฟูสภาพลักษณะองค์กร ให้เกิดความเชื่อมั่นกลับมาโดยเร็วที่สุด โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ผู้บริหารระดับสูง ลงพื้นที่ชี้แจงชุมชนและหน่วยงานทั้งภาครัฐและเอกชน ที่เกี่ยวข้องเพื่อให้เกิดความมั่นใจและเชื่อมั่นในบริษัท
- จัดตั้งศูนย์ประชาสัมพันธ์เฉพาะกิจในองค์กร เช่น หน่วยงาน Intranet ของบริษัท หรือ อื่นๆ เพื่อเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารที่ถูกต้องให้พนักงานรับทราบ
- ชี้แจงข้อมูลให้กับ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เช่น ลูกค้า , บริษัท NON IRPC GROUP ที่ตั้งอยู่ในเขตประกอบการ ไออาร์พีซี บริษัท ปตท. เป็นต้น ทราบถึงเหตุฉุกเฉินของบริษัท และผลกระทบที่จะมีต่อลูกค้ารวมทั้งสิ่งที่บริษัทจะดำเนินการต่อไปเพื่อลดผลกระทบของลูกค้าน้อยที่สุด

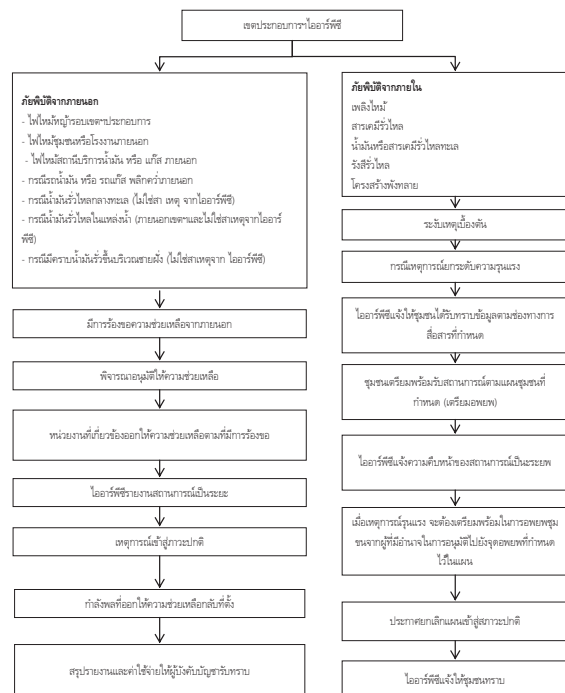
หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



- เก็บแบบฟอร์ม 5100F-029 สรุปปัญหาที่เกิดขึ้นจากการซ่อมแผนฉุกเฉินประจำปีเดือน และ 5100F-030 สรุปปัญหาการซ่อมแผนฉุกเฉินที่ได้รับการแก้ไขเรียบร้อยแล้ว ใน ระบบฐานข้อมูล ที่ ECC ระยะเวลาในการเก็บเอกสาร 2 ปี

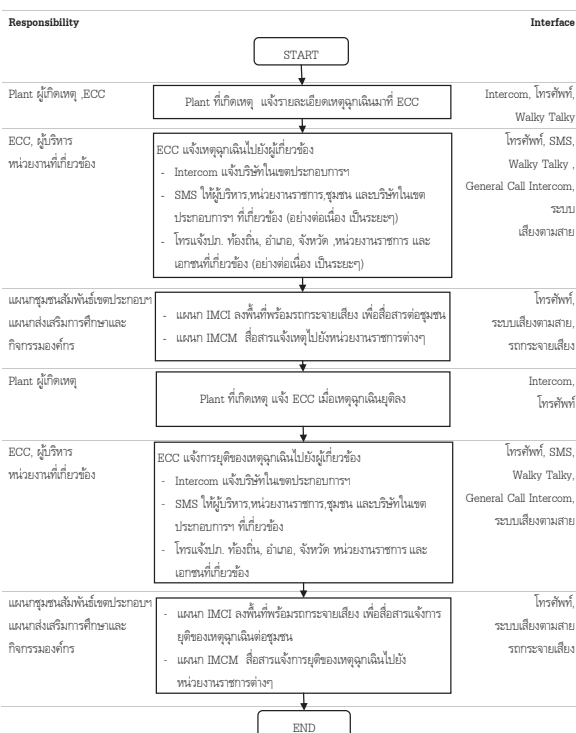
หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

5.3.1 แผนผังแสดงภาพรวมการช่วยเหลือกรณีเกิดภัยพิบัติจากภายในและภายนอก



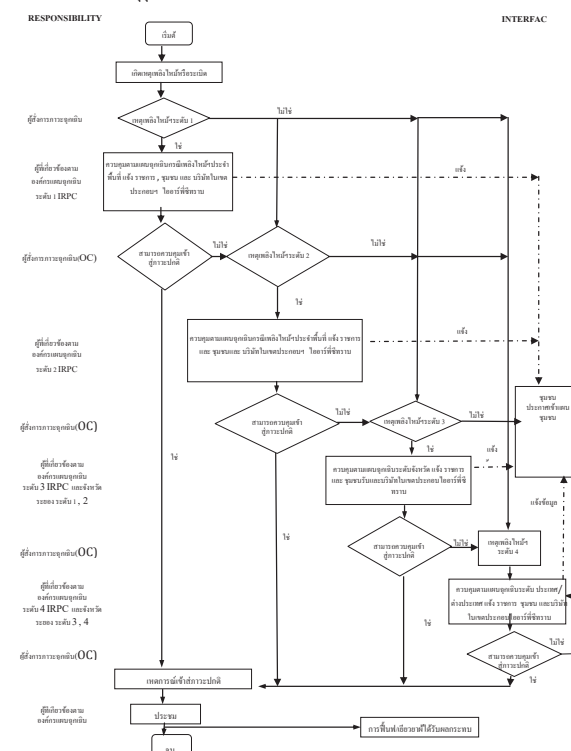
หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

5.3.3 แผนผังกรณีแจ้งเหตุฉุกเฉิน



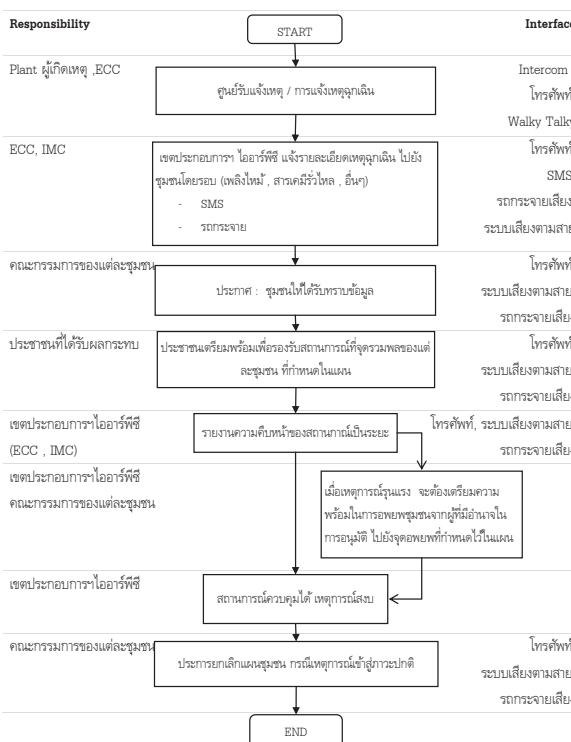
หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

5.3.2 แผนผังกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน



หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

5.3.4 แผนผังการปฏิบัติหน้าที่ชมชนกรณีเมื่อได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉินโรงงาน



หน่วยงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

บันทึกการแก้ไขคู่มือ (Amendment)

ครั้งที่แก้ไข	วัน เดือน ปี	รายการแก้ไข

ประสิทธิภาพของกระบวนการ (Process Performance)

เป็นการวัดประสิทธิภาพของกระบวนการ เพื่อให้สามารถนำข้อมูลที่ได้ไปใช้ประกอบในการพิจารณาเพื่อให้เกิดในการปรับปรุงพัฒนากระบวนการอย่างต่อเนื่อง

PI	ความหมาย	การรายงาน

ความเสี่ยงที่จะไม่บรรลุ PI (Risk Management)

PI	ความเสี่ยง	การจัดการความเสี่ยง
		—
		—
		—
		—

เอกสารแนบที่ 79

เอกสารการให้บริการทางแพทย์ (โครงการคลินิกเคลื่อนที่)



