



PTT P&R Best Practice Sharing Award

Project: Value Added to Residual Gas for Gas Separation Process

ชื่อโครงการ: การสร้างมูลค่าเพิ่มให้ก๊าซสำหรับกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ

โรงแยกก๊าซธรรมชาติระยอง

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

คณะทำงาน

- | | |
|---------------|---------------|
| 1. ภัทร์นิญา | กิริติไพบูลย์ |
| 2. ธรรม์กมล | คำณูณเศรษฐ์ |
| 3. นายกิริติ | แสงเทียนฉาย |
| 4. นายกิตติพล | หนูสง |
| 5. นายอมรเทพ | เสาวนิตกุล |

วันที่ 15 ธันวาคม 2554

รหัสเอกสาร :

1. Key Word

Type
<input type="checkbox"/> Energy <input type="checkbox"/> Maintenance <input checked="" type="checkbox"/> Operational Improv. <input type="checkbox"/> Personnel
<input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ)

Process
<input type="checkbox"/> <u>Aromatics</u>
<input type="checkbox"/> <u>Lube</u>
<input type="checkbox"/> Solvent Deasphalting <input type="checkbox"/> Solvent Extraction <input type="checkbox"/> Propane Dewaxing
<input type="checkbox"/> Lube Hydrotreating <input type="checkbox"/> Solvent Dewaxing
<input type="checkbox"/> Asphalt and Bitumen Manufacturing <input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ).....
<input checked="" type="checkbox"/> <u>Refinery</u>
<input type="checkbox"/> <u>Distillation</u>
<input type="checkbox"/> Atmospheric Crude Distillation <input type="checkbox"/> CO2 Liquefaction <input type="checkbox"/> Desalinization
<input type="checkbox"/> Vacuum Crude Distillation <input checked="" type="checkbox"/> Fractionation <input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ).....
<input type="checkbox"/> <u>Conversion</u>
<input type="checkbox"/> Coke Calciner <input type="checkbox"/> Deep Catalytic Cracking <input type="checkbox"/> Fluid Catalytic Cracking
<input type="checkbox"/> Hydrocracking <input type="checkbox"/> Hydro dealkylation <input type="checkbox"/> Visbreaking
<input type="checkbox"/> Cracking Feed or Vacuum Gas Oil Desulfurization <input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ).....
<input type="checkbox"/> <u>Treating</u>
<input type="checkbox"/> Amine Regeneration <input type="checkbox"/> Hydrogen Purification <input type="checkbox"/> LPG sweetening
<input type="checkbox"/> Naphtha Hydrotreating <input type="checkbox"/> Residual Desulfurization <input type="checkbox"/> Selective Hydrotreating
<input type="checkbox"/> Sour water stripping <input type="checkbox"/> Distillate/Light Gas Oil Desulfurization and Treating
<input type="checkbox"/> Sulfur Recovery <input type="checkbox"/> Kerosene Desulfurization and Treating
<input type="checkbox"/> Tail Gas Recovery <input type="checkbox"/> Naphtha/Gasoline Desulfurization and Treating
<input type="checkbox"/> Vacuum Gas Oil Hydrotreating <input type="checkbox"/> U18 - Isosiv (mole sieve for C5/C6 Isomerization)
<input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ).....
<input type="checkbox"/> <u>Reforming</u>
<input type="checkbox"/> C5/C6 Isomerization <input type="checkbox"/> Catalytic Reforming <input type="checkbox"/> Cumene
<input type="checkbox"/> Hydrogen Generation <input type="checkbox"/> Isomerization <input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ).....
<input type="checkbox"/> <u>Olefins</u>
<input type="checkbox"/> <u>Upstream</u>
<input type="checkbox"/> Ethylene <input type="checkbox"/> Propylene <input type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ).....

- ☐ Intermediate
- ☐ โปรดระบุ.....

☐ Polymers

- ☐ ABS ☐ HDPE ☐ PP
- ☐ PS ☐ Other (โปรดระบุ).....

☐ EO Based

- ☐ Ethylene Oxide/ Ethylene Glycol (EO/EG) ☐ Ethanolamines
- ☐ Ethoxylate ☐ Other (โปรดระบุ).....

☐ Supporting

- ☐ Logistics ☐ Power ☐ Steam
- ☐ Storage ☐ Fired Turbine Cogeneration ☐ Other (โปรดระบุ).....

Equipment

- | | | | |
|--|--|---|-------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Bagging machine | <input type="checkbox"/> Boiler | <input type="checkbox"/> Blower | <input type="checkbox"/> Chiller |
| <input type="checkbox"/> Columns | <input type="checkbox"/> Compressors | <input type="checkbox"/> Control & Monitor | <input type="checkbox"/> De-aerator |
| <input type="checkbox"/> Electrical Apparatus | <input type="checkbox"/> Extruder | <input type="checkbox"/> Fan | <input type="checkbox"/> Flare |
| <input type="checkbox"/> Furnaces | <input type="checkbox"/> Heat Exchanger | <input type="checkbox"/> Instrument | <input type="checkbox"/> Meter |
| <input type="checkbox"/> Misc. & Other | <input type="checkbox"/> Motor | <input type="checkbox"/> Piping | <input type="checkbox"/> Pump |
| <input type="checkbox"/> Reactor | <input type="checkbox"/> Regenerator | <input type="checkbox"/> Safety Equip. & Sys. | <input type="checkbox"/> Silo |
| <input type="checkbox"/> Tank | <input type="checkbox"/> Telecommunication | <input type="checkbox"/> Tower | <input type="checkbox"/> Turbine |
| <input type="checkbox"/> Valves | <input type="checkbox"/> Vessel | <input type="checkbox"/> Wires & Cables | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Other (โปรดระบุ) Piping system | | | |

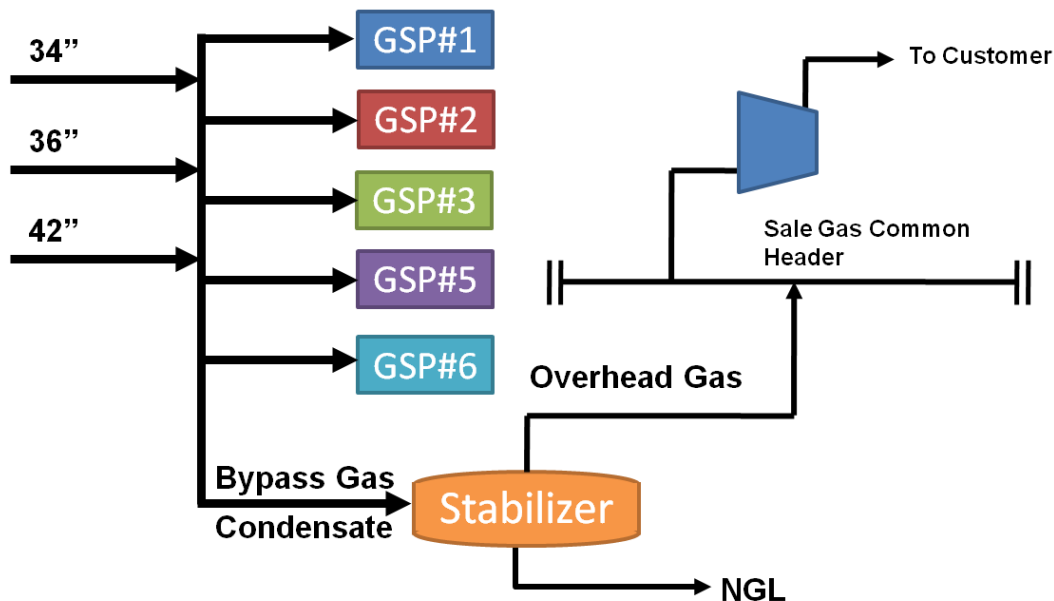
2. รายละเอียดโครงการ

1. ชื่อโครงการ (ไทย) การสร้างมูลค่าเพิ่มให้ก๊าซเหลือใช้สำหรับกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ
(อังกฤษ) Value Added to Residual Gas for Gas Separation Process
2. ลักษณะโครงการ การเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการผลิต
3. ผู้นำเสนอโครงการ นางสาวธรรมกมล คำนูณเศรษฐ์ สังกัด ส่วนวิศวกรรมกระบวนการผลิต โทรศัพท 038-676297 e-mail: tankamol.k@pttplc.com สถานที่ติดต่อ โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ระยอง บริษัท ปตท. จำกัด มหาชน
4. รายชื่อคณะทำงาน/ โทรศัพท/e-mail
 1. น.ส.ภัทรีนิญา กิรีติไพบูลย์ โทร. 038-676521 e-mail: bhathaneeya.k@pttplc.com
 2. น.ส.ธรรมกมล คำนูณเศรษฐ์ โทร. 038-676297 e-mail: tankamol.k@pttplc.com
 3. นายกีรติ แสงเทียนฉาย โทร. 038-676263 e-mail: keerati.s@pttplc.com
 4. กิติพล หนูสง โทร. 038-676275 e-mail: kitipon.n@pttplc.com
 5. นายอมรเทพ เสาวนิตกุล โทร. 038-676512 e-mail: amorntep.s@pttplc.com
5. งบประมาณที่ใช้ 28 ล้านบาท
6. ระยะเวลาดำเนินการ 2 ปี
7. อายุโครงการ 20 ปี
8. Benefit value
 - สามารถแยกผลิตภัณฑ์ Ethane, Propane, LPG และ NGL จากก๊าซที่เหลือใช้ออกมาแก่ธุรกิจ ต่อเนื่องได้ถึง 76,650 ตันต่อปี **คิดเป็น Benefit มูลค่า 286.4 ล้านบาทต่อปี** (แสดงในเอกสาร สแน็บชูนลำดับที่ 4)
 - นำก๊าซคุณภาพดีที่เหลือมาเข้าสู่กระบวนการแยกก๊าซเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มแก่ผลิตภัณฑ์
9. ทฤษฎี ความรู้ หลักการและเหตุผลในการทำโครงการ

ก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่านทางระบบท่อ 34", 36" และ 42" เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1, 2, 3, 5 และ 6 ตามลำดับโดยการ mix feed ท่อให้เหมาะสมตามสภาวะการผลิต โดยจะมีส่วนของ Bypass Gas ในรูป Condensate ที่ถูกส่งไปแยกผลิตภัณฑ์ NGL ที่ Stabilizer ดังแสดงในรูปที่ 1 โดย

จะได้ Overhead Gas ซึ่งเป็น Residual Gas ที่นำไปรวมกับ Sale Gas (CH_4) เพื่อขายเป็นเชื้อเพลิงให้โรงงานผู้ผลิตไฟฟ้า

Overhead Gas ที่ผลิตได้นี้สามารถเพิ่ม Yield แก่โรงแยกก๊าซได้ เนื่องจากเมื่อศึกษาผลการวิเคราะห์องค์ประกอบพบว่ามี C_{2+} ในปริมาณมาก ควรที่จะนำกลับเข้าสู่กระบวนการแยกก๊าซอีกครั้ง ซึ่งจะทำให้สามารถแยกผลิตภัณฑ์ Ethane, Propane, LPG และ NGL ซึ่งมีมูลค่าสูงได้เพิ่มขึ้น



รูปที่ 1 แผนภาพแสดง Feed Gas ที่เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติ

10. ขั้นตอนการดำเนินงาน (ระบุเป็นลำดับขั้นการดำเนินการ)

1. ศึกษาองค์ประกอบของ Overhead Gas และประเมินการเพิ่มโอกาสในการผลิตสำหรับการ mix feed เข้าโรงแยกก๊าซแต่ละหน่วย (แสดงในเอกสารสนับสนุนลำดับที่ 1)
2. กำหนดแนวทางการปรับปรุงเพื่อนำ Overhead Gas เข้าโรงแยกก๊าซหน่วยต่างๆ โดยคำนึงถึงความสามารถในการผลิตของโรงแยกก๊าซแต่ละหน่วย (แสดงในเอกสารสนับสนุนลำดับที่ 2)
3. ศึกษารายละเอียดทางกระบวนการผลิต ด้วยวิธีสร้างแบบจำลองเชิงวิศวกรรม
4. ศึกษารายละเอียดทางวิศวกรรม การสร้าง Header ที่มีขนาดเหมาะสม การติดตั้งระบบท่อจาก Stabilizer ไปยังโรงแยกก๊าซหน่วยต่างๆ (แสดงในเอกสารสนับสนุนลำดับที่ 3)
5. ประเมินเงินลงทุนของโครงการ และ Benefit ที่ได้รับ (แสดงในเอกสารสนับสนุนลำดับที่ 4)
6. ประเมินความเสี่ยง (Hazop Review) พร้อมทั้งหาแนวทางป้องกันผลกระทบจากการดำเนินโครงการดังกล่าว
7. ดำเนินการจัดจ้าง และควบคุมงานก่อสร้างให้เป็นไปตามแนวทางที่กำหนดไว้
8. ติดตามงานและตรวจสอบผลลัพธ์ที่ได้จากการปรับปรุงตามโครงการ

11. ปัญหา/อุปสรรค (จากการทำโครงการ-ถ้ามี) ไม่มี

1. เกิดความไม่แน่นอนในการวัดค่าอัตราการไหลทำให้การประมาณค่าของ Overhead Gas ที่เข้าสู่โรงแยกก๊าซหน่วยต่างๆคลาดเคลื่อน
2. เนื่องจาก Area ที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงส่วนใหญ่มีพื้นที่จำกัด ทำให้ยากต่อการออกแบบระบบท่อและอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งต้องคำนึงถึงระยะ Stress Run เนื้อที่ Pipe Rack และความเหมาะสมในการเข้าไป Maintenance
3. เนื่องจากระยะทางที่ต้องทำการออกแบบปรับปรุงระบบท่อทั้งหมดค่อนข้างไกล ทำให้ยากต่อการ Clear Line

12. แนวทางการแก้ไข

1. ทำการ Calibrate เครื่องมือวัดใหม่อย่างสม่ำเสมอ
2. ใช้โปรแกรม Plant Flow คำนวณและจำลองอุปกรณ์ทั้งหมดภายใน Plant แบบ 3D เพื่อช่วยในการออกแบบ
3. เลือกใช้ Foam Pig โดยมี Water เป็น Media และใช้ Elbow แบบ Long Radius เพื่อช่วยในการ Clear Line

13. การประยุกต์ใช้งาน

- สามารถประยุกต์แนวคิด ในการสร้างมูลค่าเพิ่มของ Residual Gas จากกระบวนการผลิตได้
- สามารถนำวิธีการไปใช้กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติอื่นๆที่อาจสร้างขึ้นในอนาคตได้

14. โครงการที่นำมาเป็นต้นแบบ

- Feed Gas Optimization by Good Feed to Good Plant Concept

ลงชื่อ น.ส.ธรรม์กมล คำณูณเศรษฐ์ ผู้นำเสนอโครงการ

3. เอกสารสนับสนุนต่างๆ

1. ผลการศึกษาองค์ประกอบของก๊าซในท่อส่งก๊าซ

จากตารางที่ 1 พบว่า Overhead Gas มีองค์ประกอบของ Ethane, LPG และ NGL มากที่สุดคือ 56.38%mol เมื่อเปรียบเทียบกับ Feed Gas จากแหล่งอื่นๆ หากมีการบริหารจัดการที่ดีจะทำให้สามารถแยกผลิตภัณฑ์ C_{2+} ซึ่งมีมูลค่าสูงได้เพิ่มขึ้น เป็นการเพิ่ม Benefit ให้กับทางโรงแยกก๊าซธรรมชาติ

ตารางที่ 1 องค์ประกอบของก๊าซในท่อ 34", 36", 42" และ Overhead Gas

Composition (%mol)	34"	36"	42"	Overhead gas
C1	67.84	60.30	64.24	27.19
C2	7.59	8.82	6.62	12.32
C3	3.86	5.73	4.84	22.39
IC4	0.96	1.27	1.13	10.33
NC4	0.83	1.20	0.95	9.21
IC5	0.27	0.38	0.25	1.22
NC5	0.17	0.25	0.15	0.68
C6	0.12	0.21	0.10	0.17
C7	0.12	0.11	0.07	0.06
CO2	16.32	19.97	19.91	16.29
N2	1.92	2.11	1.72	0.15
Total C2+	13.92	17.97	14.11	56.38

2. การเลือกการนำ Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติ

ในการนำ Overhead Gas กลับเข้าสู่โรงแยกก๊าซเพื่อแยกผลิตภัณฑ์นั้นจะต้องคำนึงถึงความสามารถในการรับก๊าซเพิ่ม ผลต่อ Recovery rate และข้อจำกัดต่างๆของโรงแยกก๊าซแต่ละหน่วย ซึ่งจากการสร้างแบบจำลองเชิงวิศวกรรมและทำการคำนวณการรับก๊าซเพิ่มสู่ Feed Gas แล้วพบว่าเราสามารถนำ Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 6 ได้สูงที่สุดคือ 20 MMSCFD ดังแสดงในตารางที่ 2 จากตารางได้แสดงผลของ Recovery rate ซึ่งจะพบว่าโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 1 – 3 จะมี Recovery rate ลดลงเมื่อ Mix Overhead Gas ในขณะที่ Recovery rate ของโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 5 และ 6 จะเพิ่มขึ้น

ตารางที่ 2 ความสามารถในการรับ Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติแต่ละหน่วย

GSP	Max. OVH gas (MMSCFD)	Recovery rate	Limitation	Remark
GSP#1	8	Lower	DEM Flooding	
GSP#2	15	Lower	DEP Quality Control	ESP Complex
GSP#3				
GSP#5	12	Higher	DEP Quality Control	
GSP#6	20	Higher	DEM Flooding	
Total		38		

(OVH gas = Overhead Gas)

ทางคณะทำงานได้พิจารณาการเลือกการดำเนินการ Mix Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติแต่ละหน่วย โดยวิธีจัดลำดับความสามารถด้วยการให้คะแนนจากสูงสุดที่ 4 คะแนนถึงต่ำสุดที่ 1 คะแนนดังแสดงในตารางที่ 3 ซึ่งเนื่องจากปัจจุบันมี Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติเท่ากับ 20 MMSCFD จึงสามารถจ่ายให้โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 6 ได้ทั้งหมด ซึ่งหากในช่วงที่มี Overhead Gas เข้ามามากขึ้น หรือโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 6 ทำการ Shutdown จะทำการจ่าย Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 5 เพิ่มขึ้นเป็นลำดับถัดไป

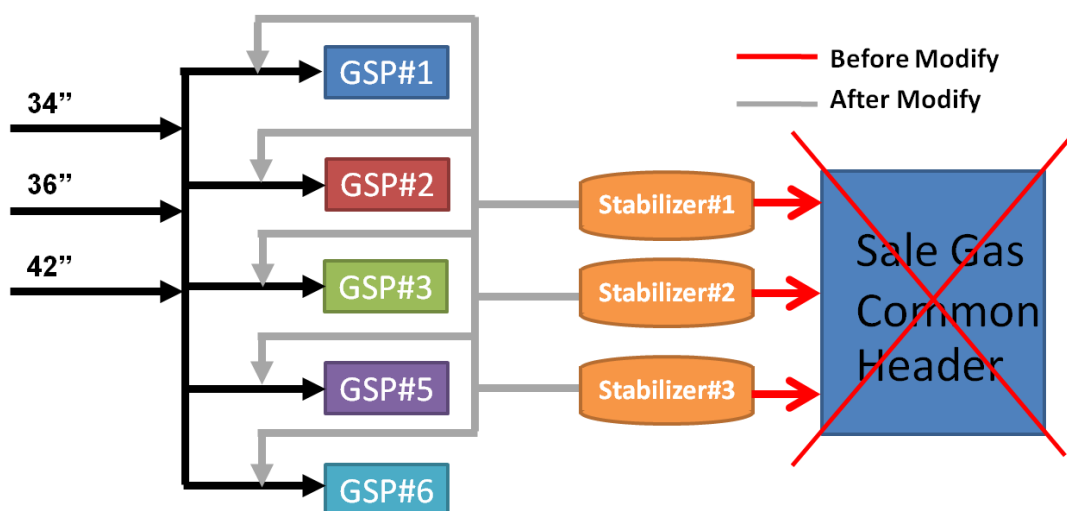
ตารางที่ 3 การพิจารณาลำดับการ Mix Overhead Gas เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติแต่ละหน่วย

GSP	Max. OVH gas	Recovery rate	Limitation	Total Score	Ranking	Action
GSP#1	1	2	2	5	#4	Standby
GSP#2 (ESP Mode)	3	2	4	9	#3	Standby
GSP#3 (ESP Mode)						
GSP#5	2	4	4	10	#2	Standby
GSP#6	4	4	2	12	#1	Mixing

(OVH gas = Overhead Gas)

3. การติดตั้งระบบท่อจาก Stabilizer ไปยังโรงแยกก๊าซหน่วยต่างๆ

ทีมงานวิศวกรรมได้ทำการออกแบบ Header สำหรับรับ Overhead Gas จาก Stabilizer ทุกตัวตามรูปที่ 1 ซึ่งทำให้สามารถเลือกจ่ายให้กับ GSP#1, 2, 3, 5 และ 6 ได้ตามลำดับความสำคัญดังตารางที่ 3 สำหรับปัจจุบันเดินเครื่องเฉพาะ Stabilizer#2 เนื่องจากมี Capacity สูงที่สุดซึ่งรับ Overhead Gas ได้ 20 MMSCFD หากเกิน Capacity จะพิจารณาเดินเครื่อง Stabilizer#3 เป็นลำดับถัดไป



รูปที่ 1 แผนภาพแสดงระบบท่อหลังการปรับปรุงของ Feed Gas และ overhead Gas

4. ใจความสำคัญของโครงการ และ Benefit ที่ได้รับ

เป้าหมายของโครงการคือ Mix Overhead Gas 20 MMSCFD เข้าสู่โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 6 ซึ่งคาดการณ์ว่าจะสามารถเพิ่มผลผลิตได้ 70,000 ตันต่อปี ซึ่งหลังจากทำ Commissioning เมื่อเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2554 ซึ่งมีการรับ Overhead Gas เฉลี่ย 20 MMSCFD พบว่าสามารถเพิ่มผลผลิตได้ 76,650 ตันต่อปี

การคำนวณ Benefit โดยคิดจากมูลค่าผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มขึ้นจากโรงแยกก๊าซหน่วยที่ 6 หักค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 28 ล้านบาท คิดที่กำไรผลิตภัณฑ์เฉลี่ย 3,809.43 บาทต่อตัน ทำให้ได้ Benefit หลังปรับปรุงตามโครงการ คิดเป็น Benefit ในปัจจุบันเท่ากับมูลค่า 286.4 ล้านบาทต่อปี (คิดที่กำไรเฉลี่ย 3,809.43 บาทต่อตัน) และอาจคิดเป็น Benefit ในปี 2555 ได้ถึง 438 ล้านบาทต่อปี หากคาดการณ์การรับ Overhead Gas ไว้ที่ 30 MMSCFD (ยังไม่หักเงินลงทุน)

$$\text{Product to GSP\#6} = 76,650 \text{ T/Yr} \times 3,809.43 \text{ THB/Ton} = 292 \text{ MB / Yr} - (1)$$

$$\text{เงินลงทุน} = 28 \text{ MB / 5 Yr หรือเท่ากับ } 5.6 \text{ MB / Yr} - (2)$$

$$\text{Benefit Value} = (1) - (2) = 286.4 \text{ MB/Yr}$$