



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학 박사 학위논문

저등급 석탄 고품위화를 위한
건조 및 성형 공정 경제성 비교 연구
- 인도네시아 GAM 광산 사례를 중심으로 -

Feasibility Analysis on Drying and Briquetting
Process for Upgrading Low Rank Coal
- a Case Study of Indonesia GAM Coal Mine -

2018년 2월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
이 영 우

공학 박사 학위논문

저등급 석탄 고품위화를 위한
건조 및 성형 공정 경제성 비교 연구
- 인도네시아 GAM 광산 사례를 중심으로 -

Feasibility Analysis on Drying and Briquetting
Process for Upgrading Low Rank Coal
- a Case Study of Indonesia GAM Coal Mine -

2018년 2월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
이 영 우

저등급 석탄 고품위화를 위한
건조 및 성형 공정 경제성 비교 연구
- 인도네시아 GAM 광산 사례를 중심으로 -

Feasibility Analysis on Drying and Briquetting
Process for Upgrading Low Rank Coal
- a Case Study of Indonesia GAM Coal Mine -

지도교수 조 희 찬

이 논문을 공학박사 학위논문으로 제출함
2018년 1월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
이 영 우

이영우의 공학박사 학위논문을 인준함
2018년 1월

위 원 장

전석원

부위원장

조희찬

위 원

이시훈

위 원

김정준

위 원

김은혜



초 록

앞으로의 석탄 공급은 과거에 주로 유통되었던 고열량 석탄이 점점 고갈됨에 따라 저열량 석탄의 생산이 점점 증가하는 추세를 보일 것이다. 세계 저열량탄 신규 공급의 상당 부분은 인도네시아 저등급탄(Low Rank Coal, LRC)으로 이루어지고 있는데, 인도네시아 동부칼리만탄주(州)에 위치한 PT. Ganda Alam Makmur(이하 'GAM') 광산은 저등급 석탄을 생산하는 대표적 탄광 중 하나이다. 본 연구는 인도네시아에 소재한 이러한 저등급 석탄 생산 기업이 건조 및 성형 기술을 활용한 품질 향상 공정을 효율적으로 활용하여 최적의 경제성을 가질 수 있는 운영 방안을 마련하고자 하였으며, GAM 광산을 대상으로한 사례 연구를 통해 운영조건별 경제성 비교 연구를 진행하였다.

먼저 1,500t 규모의 현장 모의 저탄장 실험을 통해 저등급석탄의 기본적인 물성을 분석하였다. 또한 석탄의 품질 향상을 통한 부가가치를 높일 수 있는 기술 중에 비용-효과 측면에서 가장 현실적이라고 볼 수 있는 Steam Tube Dryer(이하 'STD') 기술과 CUPO Process 기술을 연구 대상으로 선정하였다. 이에 대한 검증은 위해 15t의 석탄으로 파일럿스케일(pilot scale)의 건조 및 성형 실험을 연속 공정으로 실시하였다. 세부적인 운전 조건으로는 팜오일잔사유(Palm Acid Oil: 이하 'PAO')를 코팅제 및 성형바인더로 각각 0.0%, 0.5%, 1.0% 혼입하였을 때의 건조 및 성형 효과를 확인하였다.

현장 실험 분석 결과, 저등급 석탄을 직접 판매할 경우 저탄장에서 원탄 상태로 10일 정도 저탄 기간을 설정하고 최종소비자까지의 유통기한을 약 35일 정도로 조절하여야 하는 등의 세심한 관리가 필요한 것으로 나타났다.

건조 성형 관련 실증 실험에서는 약 50분간의 STD 건조 공정으로 성형탄의 총수분이 48%에서 9% 수준까지 감소하는 것을 확인하였고, 이후 수분 재흡수가 일부 나타났지만 10~17%에서 안정화됨을 확인하였다. 이 결과를 통해 성형탄이 시장에 유통 가능할 정도의 방수 성능과 강도를 보유하고 있음을 확인하였고, 향후 수분 재흡수를 고려한 평형 상태에서의 제품의 탄질을 확정하였다.

경제성 평가에서는 파일럿 실험 결과를 근거로, 단순 판매, 건조 후 판매, 건조 성형 후 판매의 경우를 각각 비교하였다. 또한 건조 및 성형 공정에 0%, 0.5%, 1.0%의 PAO를 혼입한 경우에 대하여 각각의 경제성을 비교 분석하였다. 경제성 평가는 인도네시아 정부 공시 원가 및 최근 시장 가격을 활용하여 조건별 예상 경상이익 및 당기순이익을 비교하였다. 세부적으로는, 공정별 단위 원가를 구분하여 GAM 광산 이외의 사례 및 석탄 가격의 등락 시에도 적용이 가능한 예시를 제시하였다. 평가 결과 PAO 0.5% 혼입 조건에서 저등급탄을 건조 후 성형하는 경우가 가장 경제성이 좋은 것으로 나타났다. 또한, 다른 종류의 공정과 경제성 비교를 위하여 Mine Mouth Power Plant(이하 'MMPP'라 한다)를 설치할 경우에 대한 분석도 실시하였다.

마지막으로, 석탄 시황 변화에 따른 단순판매, 건조, 성형, MMPP 공정의 경제성을 비교하였다. MMPP 공정은 시황변화에 따른 수익성 변화가 없는 반면, 단순 판매, 건조, 성형 공정은 시황에 따른 변화가 컸으며, 건조/성형 공정을 할 경우 상대적으로 시황 변동에 대한 안정적 수익 확보가 가능한 것을 확인하였다.

주요어 : 저등급 석탄, 석탄건조, 석탄 성형, Steam Tube Dryer, CUPO Process

학 번 : 2006 - 30219

목 차

1. 서론	1
1.1 석탄의 소비 현황 및 전망	1
1.2 저등급 석탄의 한계점	15
1.3 저등급 석탄의 한계극복을 위한 청정 석탄 기술	17
1.4 연구 방법론	20
2. 저등급탄의 일반 특성과 GAM 저등급탄의 특성	28
2.1 저등급탄의 일반 특성	28
2.2 GAM 광산 N100 석탄의 특성	30
2.3 실험 결과 고찰 및 소결	41
3. 건조 및 성형(Drying & Briquetting)	43
3.1 선행연구 조사- Drying	43
3.2 선행연구 조사- 성형(Briquetting)	53
3.3 기술간의 비교 및 연구 대상 기술 선정	55
3.4 CUPO Process관련 선행 연구 조사	57
3.5 Binder의 선택- PAO	59
4. GAM N100탄의 CUPO Process 실험	62
4.1 실험 방법 및 실험 결과	62
4.2 건조탄 성형 및 성형탄 강도 시험	70
4.3 수분 재흡수 시험	77
4.4 실험 결과 고찰 및 소결	80

5. 사례별 경제성 분석 및 비교	82
5.1 CUPO Process 경제성 분석 방법론	82
5.2 원가 및 판가의 결정	84
5.3 사례별 경제성 분석 (Case I-단순 판매, base case)	94
5.4 사례별 경제성 분석 (Case II-Simple Drying)	95
5.5 사례별 경제성 분석 (Case III-건조후 성형)	98
5.6 사례별 경제성 분석 (Case IV-MMPP)	103
5.7 분석 결과 고찰 및 소결	109
6. 석탄 시황 변동에 따른 경제성 분석 및 비교	115
6.1 시황의 변화에 따른 탄질별 가격 변동 가정	115
6.2 석탄 가격 변동에 따른 조건별 경제성 비교	119
6.3 석탄 가격 증장기 전망 및 원가 변동에 따른 경제성 비교	121
6.4 결과 분석 및 소결	123
7. 결론 및 제언	125
7.1 저등급탄 특성	125
7.2 GAM탄 CUPO Process 분석	126
7.3 사례별 경제성 분석	126
7.4 연구의 한계 및 제언	127
7.5 향후 연구 방향	128
[참고 문헌]	129
[부 록] I. GAM N100탄 현장 실험 사진	134
II. GAM 광산 소개 자료	137
[영문요약]	141

표 목 차

Table 1-1	World Energy Consumption by Source	2
Table 1-2	World R/P Ratio by Energy Source	5
Table 1-3	Total Proved Reserves of Coal at end of 2015	6
Table 1-4	Annual Coal Production by Origin	7
Table 1-5	Annual Coal Consumption by Region	8
Table 1-6	Major Coal Producing Country	11
Table 1-7	Major Coal Consuming Country	12
Table 1-8	Major Coal Exporting Country	14
Table 1-9	Major Coal Importing Country	14
Table 1-10	Capital Expenditure and Its Input/Output of Clean Coal Technology	22
Table 1-11	Brief Information of GAM Coal Mine	24
Table 1-12	Brief of LRC Quality of GAM Coal Mine	25
Table 2-1	Difference of Typical Coal Characteristics	29
Table 2-2	ASTM Methods for Testing the LRC characteristic	31
Table 3-1	Comparisons of Drying Processes	55
Table 3-2	Pilot Scale Test Result of CUPO Process with 10% PFAD	57
Table 3-3	Analysis result of PAO used in the test and Comparison with the spec. of PFAD	61
Table 4-1	Quality of Low Rank Coal used in the test	62
Table 4-2	Result TM drop from the Batch STD Drying Test	66
Table 4-3	Summary of operation condition of STD Pilot Scale Test	68
Table 4-4	Summary of STD Pilot Scale Test	69
Table 4-5	Condition of Operation for Briquetting Test	71

Table 4-6	Brief Spec of Dried N100 Coal from GAM for Briquette Test	72
Table 4-7	Result of Briquette Strength Test	73
Table 4-8	Result of Drop Shatter Test	76
Table 4-9	Result of 15 Days raining	80
Table 5-1	Sample codes based on the process conditions	82
Table 5-2	Assumption of equilibrium conditions after the experiment (Non-Briquetted)	83
Table 5-3	Assumption of equilibrium conditions after the experiment (Briquetted)	83
Table 5-4	Expected Coal Price of HBA, HPB	86
Table 5-5	Royalty of the Indonesian Steaming Coal	87
Table 5-7	Description of coal mining operating conditions	89
Table 5-6	The Breakdown of CapEx assumptions	88
Table 5-8	Expected Operating Condition of CUPO Plant	90
Table 5-9	Expected Personal Expenses for DAB/STD Plant Operation .	90
Table 5-11	Expected Costs for PAO for CUPO Plant Operation	93
Table 5-12	Expected PAO Procurement Costs for Different Mixing Ratio	93
Table 5-13	breakdown of expected cost and net income (base)	94
Table 5-14	breakdown of expected cost and net income (D0.0)	95
Table 5-15	breakdown of expected cost and net income (D0.5)	96
Table 5-16	breakdown of expected cost and net income (D1.0)	97
Table 5-17	breakdown of expected cost and net income (D1.0)	98
Table 5-18	breakdown of expected cost and net income (B0.5)	99
Table 5-19	breakdown of expected cost and net income (B1.0)	100
Table 5-20	breakdown of expected cost and net income (B0.5 port) . . .	101
Table 5-21	Standardized Cost & Revenue of Coal Mine when it supplies the coal to MMPP	107

Table 5–22 Assumptions for MMPP constructions	106
Table 5–23 Assumptions for LRC Coal price to MMPP	107
Table 5–24 Expected Costs Breakdown for 140MW MMPP	108
Table 5–25 Comparisons of Unit Price for Each Case	109
Table 5–26 Comparisons of Ordinary Income and Roryalty For Each Case	110
Table 5–27 Comparison of Cases Direct Sales, CUPO at Port, CUPO at Mine Mouth and MMPP	114
Table 6–1 Typical sulfur contents for the brand of Kalimantan coal . . .	116
Table 6–2 Coefficeentes of regression for Kaliaamtan Coal Price Against Newcastle Coal Price	118
Table 6–3 Benchmark Coal Brand for Different Coal Quality	118
Table 6–4 Result of Estimation of Kalaimantan Coal Price Against Newcastle Coal Price	119
Table 6–5 Feasibility Comparison for Different Newcastle Coal Price	120
Table 6–6 Feasibility Comparison for Fluctuation of Variable Cost .	122

그림 목 차

Fig. 1-1 World Energy Consumption by Source	2
Fig. 1-2 Forecasting of Future Energy Consumption	3
Fig. 1-3 Forecasting of Future Energy Consumption Portion	4
Fig. 1-4 Coal Production and Consumption by Region	5
Fig. 1-5 Historical Result of the Newcastle Index	9
Fig. 1-6 Historical World Coal Production	11
Fig. 1-7 Methods of Utilization of Low Rank Coal	23
Fig. 1-8 Location of GAM Coal Mine	24
Fig. 1-9 Bird' s Eye View of N100 coal seam of GAM	24
Fig. 1-10 Map of Plantation in East Kutai Regency	26
Fig. 1-11 East Kalimantan long term Electricity Supply Plan	27
Fig. 2-1 Test result of LRC TM and CV at the out crop	32
Fig. 2-2 Test result of LRC quality at the out crop	33
Fig. 2-3 Variation of TM in Stockpile every 6 hr after Stocking	34
Fig. 2-4 Size Distribution as per Stocked Time	35
Fig. 2-5 Difference of portion of Granule and Fine	35
Fig. 2-6 Visual Investigation of Stocked LRC H2 Block	36
Fig. 2-7 Visual Investigation of Stocked LRC H4 Block	37
Fig. 2-8 Drop Shatter Test Result	38
Fig. 2-9 Stockpile Temperature and Effect of Rain	39
Fig. 2-10 Stockpile temperature as per the Position against Wind	40
Fig. 2-11 Spontaneous Combustion after 76 days of Stocking	40
Fig. 2-12 Proposed Retention Time for Stockpiling of LRC considering it' s characteristic	42

Fig. 3-1	Brief View of Direct Drying using Kiln Type Dryer	44
Fig. 3-2	Photo of Direct Drying using Kiln Type Dryer #1	44
Fig. 3-3	Photo of Direct Drying using Kiln Type Dryer #2	45
Fig. 3-4	Example of Fluidized Bed Dryers	46
Fig. 3-5	Example of Microwave Drier	47
Fig. 3-6	Drying System using Superheated Steam	48
Fig. 3-7	Steam Tube Dryer	49
Fig. 3-8	Brief diagram of Steam Tube Dryer	50
Fig. 3-9	Brief Flow Diagram of UBC Process	52
Fig. 3-10	Photo of UBC Plant	52
Fig. 3-11	Viscosity and Boiling Point of PFAD	54
Fig. 3-12	Conceptual Flow of CUPO Process	56
Fig. 3-13	Conceptual Picture of CUPO Process	56
Fig. 4-1	Picture of PFAD and PAO	60
Fig. 4-2	POME from CPO Mill	60
Fig. 4-3	POME Settling Pond of CPO Mill and PAO extraction	61
Fig. 4-4	Procedure of STD Batch Test	63
Fig. 4-5	Result of STD Batch Drying Test	65
Fig. 4-6	Comparison of Drying Rate	66
Fig. 4-7	Pilot Scale Test of STD	67
Fig. 4-8	Process of STD Pilot Test	68
Fig. 4-9	Positions of Coal Sampling for Pilot of STD	69
Fig. 4-10	Schematic Diagram of the Taiyo K-102 Briquetting Press Machine	70
Fig. 4-11	Photos of Taiyo K-102 Briquetting Machine and its Briquette	71
Fig. 4-12	Photos of Briquette Strength Test	72

Fig. 4-13	Frequency as per Briquette Strength	74
Fig. 4-14	Photos of Briquette Drop Shatter Test	75
Fig. 4-15	Reabsorption Pattern of GAM N100 after STD Drying	77
Fig. 4-16	Soaking Test on the CUPO Briquette	78
Fig. 4-17	Result of the Soaking Test on the CUPO Briquette	79
Fig. 4-18	Extreme Rainfall Simulation of the CUPO Briquette	79
Fig. 5-1	Satellite Map of GAM's coal transport chain	86
Fig. 5-2	Typical Structure of Power Plant Construction Project	103
Fig. 5-2	Typical Structure of Power Plant Construction Project	103
Fig. 5-3	Comprison of Ordinary Income for Same Coal Feed Amount	110
Fig. 5-4	Comprison of Sales Price and Total Cost for the Handling Volume	111
Fig. 6-1	Trend of Kalimantan Coal Price	116
Fig. 6-2	Kalimantan Coal Price against Newcastle Coal Price	117
Fig. 6-3	Comparison of Ordinary Income against Newcastle Coal Price	120
Fig. 6-4	Newcastle coal price forecast	121
Fig. 6-5	Comparison of Ordinary Income for fluctuation of Variable Costs	122

1. 서 론

1.1 석탄의 소비 현황과 전망

1.1.1 화석에너지와 석탄

인류는 1차 산업혁명 이후로부터 본격적으로 석탄을 사용하기 시작하여, 4차 산업혁명을 논하고 있는 오늘날까지도 적지 않은 양의 석탄을 여전히 쓰고 있다. 지난 10여년 동안 비약적인 기술 발전으로 각종 신재생 에너지 기술들이 발전하였음에도 불구하고, 아직까지 신재생에너지는 시간적 공간적 제약에 의하여 생산량에 한계가 있으며, 여전히 화석에너지 대비 에너지 생산 원가가 높은 실정이다. 그 결과 신재생에너지 소비량은 전 세계 에너지 생산량의 2.8%에 그치고 있는 실정이다(BP 2016). 수력 에너지 역시 비슷한 형편이며, 원자력 에너지는 일본의 Hukushima 원전 사태 이후 낮은 생산 단가의 이점에도 불구하고, 당분간 추가적인 증산이 어려울 것으로 전망된다.

석탄 에너지는 아직까지 가장 저렴한 에너지원으로서, 손쉽게 대량으로 에너지 확보가 가능한 장점으로 인해, 그 동안 Non-OECD 국가를 중심으로 사용량이 지속적으로 증가해 왔다. 그러나, 세계 각국의 이산화탄소 배출량 절감 노력 및 최근 저유가에 의한 대체재 효과, 북미 대륙을 중심으로 한 셰일가스(shale gas)의 본격적인 생산, 중국의 불황 및 정책 변동 등의 원인으로 인해, 2015년 처음으로 사용량이 감소세로 돌아섰다(BP 2016). 그럼에도 불구하고 석탄은 석유 다음으로 사용량이 많은 에너지원이며(Table 1-1, Fig. 1-1), 2015년 기준 전세계 에너지 소비량의 29.2%를 차지하고 있다(BP 2016). 향후 신재생에너지의 기술이 더욱 발달한다 하더라도 석탄 에너지는 최소한의 기축 에너지로서의 역할을 담당할 것으로 전망된다.

Table 1 - 1 World Energy Consumption by Source

(Unit : Million TOE)

Year	Coal	Oil	Natural Gas	Nuclear Energy	Hydro-electricity	Renewable	Total
2005	3,131	3,934	2,505	626	661	83	10,940
2006	3,292	3,977	2,579	635	690	94	11,268
2007	3,476	4,032	2,680	622	700	108	11,617
2008	3,524	4,018	2,754	620	741	124	11,781
2009	3,474	3,949	2,680	614	738	144	11,599
2010	3,634	4,080	2,887	626	784	170	12,181
2011	3,800	4,122	2,929	600	796	204	12,450
2012	3,814	4,169	3,006	559	836	239	12,622
2013	3,891	4,210	3,063	564	865	281	12,873
2014	3,911	4,252	3,082	576	884	317	13,021
2015	3,840	4,331	3,135	583	893	365	13,147

<출처 : BP 2016 >

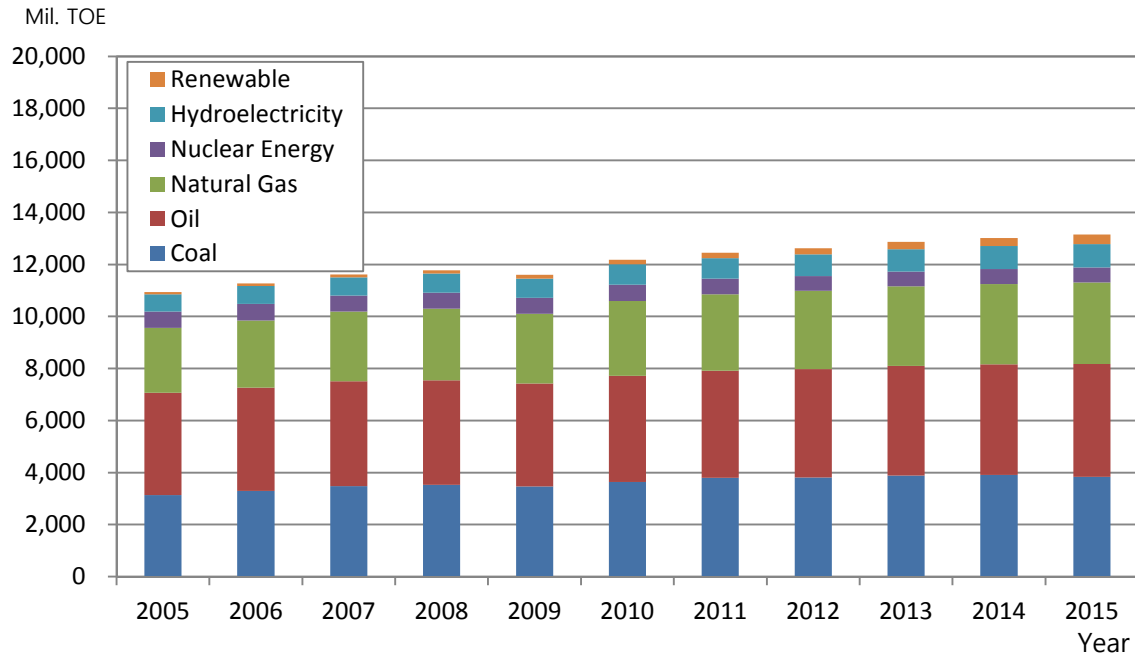


Fig. 1-1 World Energy Consumption by Source.

<출처 : BP 2016 >

1.1.2 석탄 소비 추세 및 전망

세계 에너지 소비량은 여전히 증가 추세에 있으며 이는 향후 수십 년 동안 계속될 것으로 전망된다. 그 중 석탄은 <Fig 1-2> 및 <Fig 1-3>에서 보여주는 것과 같이, 신재생 에너지의 확대 및 OECD 국가들의 소비량 감소로 인하여 전체 에너지 소비량 대비 사용 비중이 다소 감소할 것(2015년, 29.2% → 2035년, 24~25%)으로 전망된다. 그러나, OECD 국가에서 감소되는 석탄 소비량과 Non-OECD 국가에서의 석탄 소비량 증대가 서로 상쇄하는 양상을 보여 총 석탄 소비 수준은 대체로 현재 수준(3,800~4,000 M TOE)을 유지할 것으로 전망된다(BP 2017).

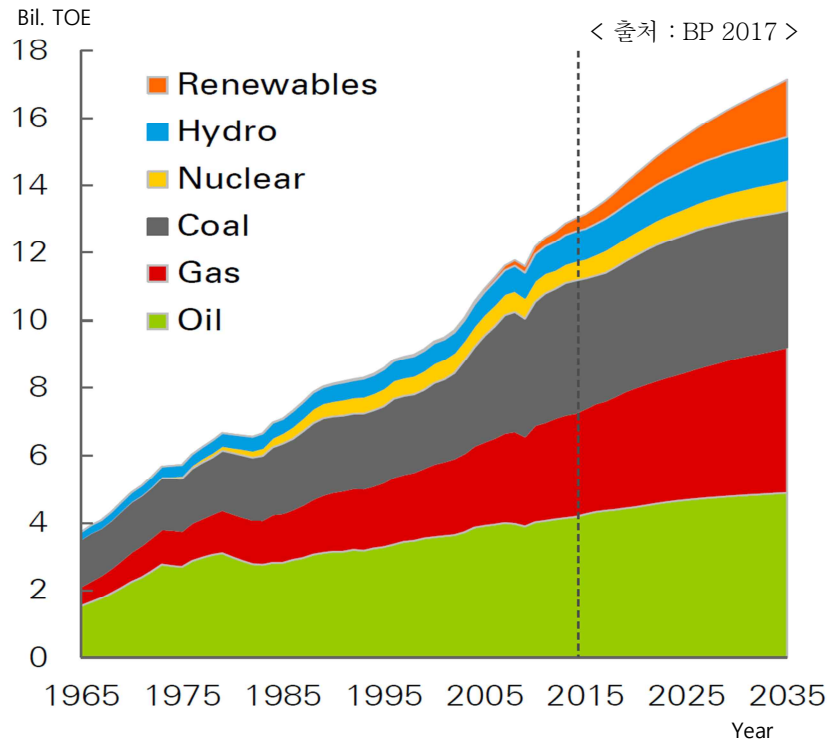


Fig 1-2 Forecasting of Future Energy Consumption

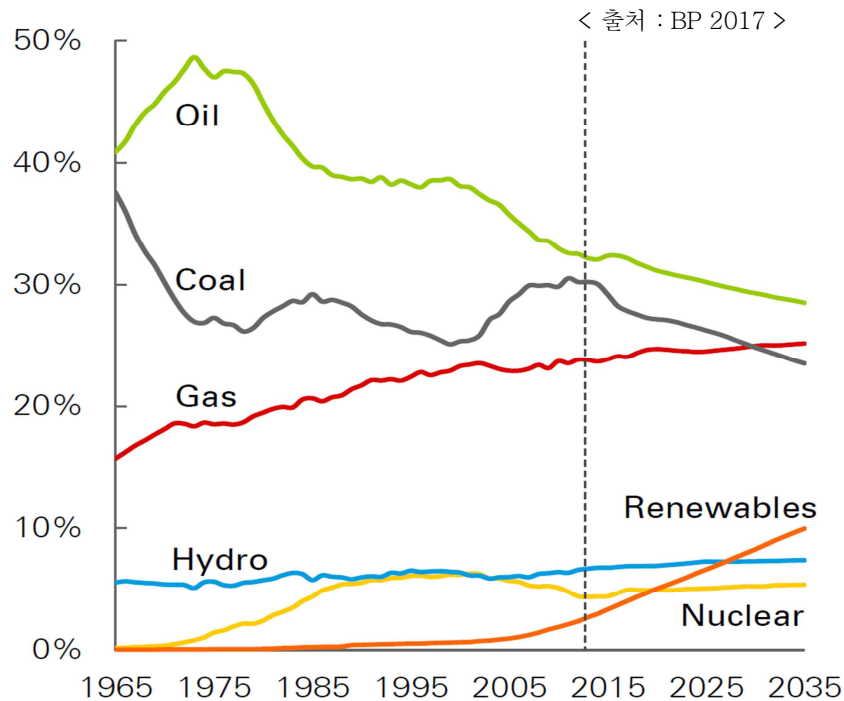


Fig 1-3 Forecasting of Future Energy Consumption Portion

1.1.3 석탄의 매장량, 생산량 및 소비량

석탄의 매장량은 다른 화석 연료에 비해 풍부한 편이다. 가채년수(R/P Ratio)란 어느 한 자원의 확정매장량(Reserve)을 그 자원의 연간 생산량(Production)으로 나눈 개념인데, 자원의 풍부한 정도를 비교할 수 있는 유용한 잣대이다. 석유(Oil) 및 천연가스(Gas)의 가채년수가 50여 년인데 비하여, 석탄의 가채년수는 114년으로 거의 두 배에 해당되는 것을 아래 [Table 1-2]와 [Table 1-3]을 통해 알 수 있다. 또한, 석탄은 그 개발 심도(深到)가 석유나 천연가스에 비하여 상대적으로 얕아 탐사나 개발이 용이하기 때문에 향후 확정매장량의 추가도 안정적으로 이루어질 전망이다. 이러한 이유로 석탄은 향후에도 에너지 공급원으로 지속적으로 사용될 것이며, 안정적 수급이 가능한 지하 자원이라고 볼 수 있다. 현재 많은 개발도상국 가들이 급증하는 전력 수요를 충족시키기 위하여 석탄화력 발전소를 건설 중이며, 특히 중국을 중심으로 석탄 화력이 증가하는 추세이다 (Fig 1-4).

Table 1 - 2 World R/P Ratio by Energy Source

Continent	Oil (Mt)	R/P ratio (year)	Gas (Tril. m ³)	R/P ratio (year)	Coal (Mt)	R/P ratio (year)
Anglo America	35.9	33.1	12.8	13.0	245,088	276
Latin America	51.0	117.0	7.6	42.5	14,641	150
Europe & CIS	21.0	24.4	56.8	57.4	310,538	273
Middle East	108.7	73.1	80.0	129.5	1,122	*
Africa	17.1	42.2	14.1	66.4	29,034	120
Asia Pacific	5.7	14.0	15.6	28.1	288,328	53
Total	239.4	50.7	186.9	52.8	891,531	114

<출처 : BP 2016 >

Coal: Production by region

Million tonnes oil equivalent

Coal: Consumption by region

Million tonnes oil equivalent

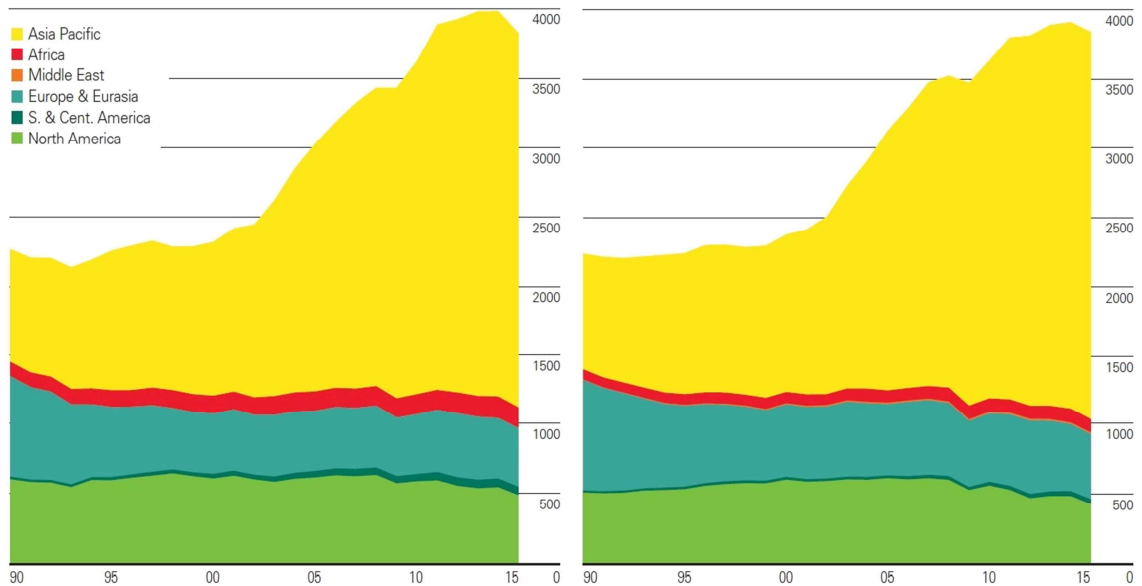


Fig 1-4 Coal Production and Consumption by Region

Table 1 - 3 Total Proved Reserves of Coal at end of 2015

Continent	Major Country	Anthracite and Bituminous	Sub-Bituminous and Lignite	Total	Share of Total	R/P Ratio
Anglo America	US	108,501	128,794	237,295	26.6%	292
	Canada	3,474	3,108	6,582	0.7%	108
	Others	860	351	1,211	0%	-
	Sub-Total	112,835	132,253	245,088	27.5%	276
Latin America	Brazil	-	6,630	6,630	0.7%	*
	Colombia	6,746	-	6,746	0.8%	79
	Others	536	729	1,265	0.1%	-
	Sub-Total	7,282	7,359	14,641	1.6%	150
Europe & CIS	Russian Fed.	49,088	107,922	157,010	17.6%	422
	Germany	48	40,500	40,548	4.5%	220
	Ukraine	15,351	18,522	33,873	3.8%	*
	Kazakhstan	21,500	12,100	33,600	3.8%	316
	Poland	4,178	1,287	5,465	0.6%	40
	Others	2,392	37,650	40,042	4.5%	-
	Sub-Total	92,557	217,981	310,538	34.8%	273
Africa & Middle East	S. Africa	30,156	-	30,156	3.4%	120
	Others	2,566	214	2,780	0.3%	-
	Sub-Total	32,722	214	32,936	3.7%	123
Asia Pacific	China	62,200	52,300	114,500	12.8%	31
	Australia	37,100	39,300	76,400	8.6%	158
	India	56,100	4,500	60,600	6.8%	89
	Indonesia	-	28,017	28,017	3.1%	71
	Others	2,403	6,408	8,811	1.0%	-
	Sub-Total	157,803	130,525	288,328	32.3%	53
Total World		403,199	488,332	891,531	100.0%	114

* more than 500 years

<출처 : BP 2016 >

Table 1 - 4 Annual Coal Production by Origin

(Unit : Mil. TOE)

Continent / Country	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Portion	
Anglo America	US	580	595	588	597	541	551	556	518	501	508	455	11.9%
	Canada	35	35	36	36	33	35	36	36	37	36	32	0.8%
	Others	6	7	7	7	6	7	9	7	7	7	7	0.2%
	Sub-Total	622	637	631	639	580	594	601	561	545	551	494	12.9%
Latin America	Colombia	39	43	45	48	47	48	56	58	56	58	56	1.5%
	Others	8	8	8	7	5	5	5	5	6	6	6	0.1%
	Sub-Total	47	51	53	55	52	53	61	63	62	64	61	1.6%
Europe & CIS	Russia	136	141	144	149	142	151	158	168	173	177	185	4.8%
	Poland	69	68	63	61	56	55	56	58	57	54	54	1.4%
	Kazakhstan	37	41	42	48	43	48	50	52	51	49	46	1.2%
	Germany	57	53	54	50	46	46	47	48	45	44	43	1.1%
	Ukraine	35	36	34	34	32	32	36	38	37	26	16	0.4%
	Czech Rep.	24	24	24	23	21	21	21	20	18	17	16	0.4%
	Others	75	77	78	80	78	77	80	76	70	67	60	1.6%
	Sub-Total	433	440	439	445	419	429	447	459	451	433	420	11.0%
Africa & Middle East	S. Africa	138	138	138	141	140	144	143	147	145	148	143	3.7%
	Others	3	2	2	2	2	3	3	6	7	10	9	0.2%
	Sub-total	142	141	141	143	142	147	146	152	153	158	151	4.0%
Asia Pacific	China	1,242	1,328	1,439	1,492	1,538	1,665	1,852	1,874	1,895	1,864	1,827	47.7%
	India	190	198	210	228	246	252	251	255	256	271	284	7.4%
	Australia	207	212	218	225	233	241	233	250	268	287	275	7.2%
	Indonesia	94	119	133	148	158	169	217	237	276	282	241	6.3%
	Vietnam	19	22	24	22	25	25	26	24	23	23	23	0.6%
	Mongolia	4	4	5	5	8	15	20	18	18	15	15	0.4%
	Others	35	35	33	34	35	36	37	37	40	39	37	1.0%
	Sub-Total	1,790	1,919	2,062	2,153	2,242	2,404	2,636	2,695	2,776	2,782	2,703	70.6%
Total	3,033	3,188	3,326	3,435	3,435	3,627	3,891	3,930	3,986	3,988	3,829	100%	

<출처 : BP 2016>

Table 1 - 5 Annual Coal Consumption by Region

(Unit : Mil. TOE)

Continent / Country		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Portion	
Anglo America	US	575	566	573	564	496	525	495	438	455	454	396	10.3%	
	Others	42	42	43	40	35	38	37	34	34	34	33	0.9%	
	Sub-Total	617	608	616	605	531	563	532	472	488	488	429	11.2%	
Latin America		21	25	26	29	24	29	31	32	35	37	37	1.0%	
Europe & CIS	Russia	95	97	94	101	92	91	94	98	91	88	89	2.3%	
	Germany	81	85	87	80	72	77	78	81	83	79	78	2.0%	
	Poland	55	57	56	55	52	55	55	51	53	49	50	1.3%	
	Turkey	23	27	30	30	31	31	34	37	32	36	34	0.9%	
	Kazakhstan	27	28	31	34	31	33	36	37	36	36	33	0.8%	
	Ukraine	38	40	40	42	36	38	42	43	42	42	36	29	0.8%
	UK	37	41	38	36	30	31	31	39	37	30	23	0.6%	
	Czech Rep.	20	21	21	20	18	18	18	17	16	16	16	16	0.4%
	Spain	21	18	20	14	9	7	13	16	11	12	14	14	0.4%
	Italy	17	17	16	16	12	14	15	16	14	13	12	12	0.3%
	Others	102	106	107	102	93	96	97	94	93	88	89	89	2.3%
	Sub-Total	515	536	540	528	475	492	514	527	507	481	468	12.2%	
Africa & Middle East	S. Africa	80	82	84	93	94	93	90	88	89	90	85	2.2%	
	Others	19	19	18	18	17	18	19	20	20	23	22	0.6%	
	Sub-Total	99	100	102	111	111	111	110	108	109	113	107	2.8%	
Asia Pacific	China	1,318	1,448	1,577	1,603	1,680	1,743	1,899	1,923	1,964	1,949	1,920	50.0%	
	India	211	219	240	259	283	293	300	330	356	389	407	10.6%	
	Japan	114	112	118	120	102	116	110	116	121	119	119	3.1%	
	S. Korea	55	55	60	66	69	76	84	81	82	85	85	2.2%	
	Indonesia	24	29	36	32	33	40	47	53	58	70	80	2.1%	
	Australia	54	57	55	55	53	51	50	47	45	45	47	1.2%	
	Taiwan	35	37	39	37	35	38	39	38	39	39	38	1.0%	
	Vietnam	9	5	6	11	11	14	17	15	16	19	22	0.6%	
	Thailand	12	12	14	15	15	16	16	16	16	18	18	0.5%	
	Others	46	48	48	52	52	55	53	55	57	61	63	1.6%	
	Sub-Total	1,879	2,023	2,192	2,252	2,333	2,440	2,614	2,675	2,752	2,793	2,799	72.9%	
Total		3,131	3,292	3,476	3,524	3,474	3,634	3,800	3,814	3,891	3,911	3,840	100%	

<출처 : BP 2016>

1.1.4 석탄의 수요와 공급 History

석탄은 전통적으로 가격 변동성이 낮은 원자재였다. 그러나 아시아권, 특히 중국의 경제 성장을 중심으로 꾸준히 수요가 늘어 2000년대 중반부터 점차 가격이 상승하면서 변동성이 발생하고 있다. 특히, 최근 10여 년간 가격 등락 폭을 보면 다른 비철금속 원자재 못지 않게 단기간의 등락을 거듭하고 있는데, 발전용탄 가격의 대표 지표인 호주 Newcastle Index를 기준으로 살펴볼 경우, 이런 경향을 확연히 확인할 수 있다(Fig 1-5).

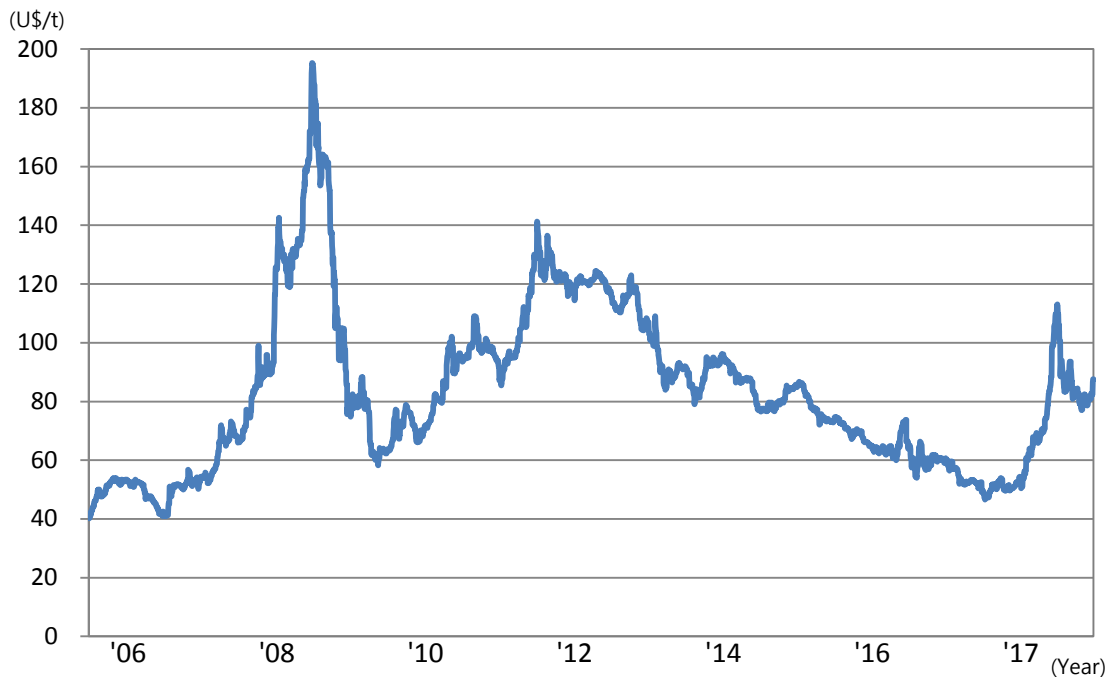


Fig 1-5 Historical result of the Newcastle index (Petromindo 2017)

특히, 2008년 7월의 Newcastle Index를 살펴보면, 석탄 수요 증가에 발맞추지 못한 선박 회사들의 수송 용량 한계로 운송 비용 폭등이 있었으며, 호주 탄전 지대인 Queensland州的 홍수 여파 및 그에 따른 공급 차질을 예측한 금융 기관들의 선물 투자로 인해 석탄 가격은 사상 최고인 US\$ 195.23/t을 기록하였다. 이는 2008년을 기준으로 2년 전 석탄 가격의 3배 수준이었다. 비록, 2008년말 리만 브라더스 사태로 인한 금융

버블 붕괴와 그 이후 계속된 세계 경제 악화로 수요가 급락하였고, 그 결과 석탄 가격의 변동성은 낮아졌으나, 여전히 급등 이전의 수준을 유지하였었다 (AME, 2011).

2009년부터는 중국이 순 수입국으로 전환되면서, 2012년 중반까지 석탄 가격 상승을 이끌었다. 그러나, 석탄 호황기의 공격적인 신규 광산 투자 결과 2012년부터는 석탄 공급 과잉 현상이 발생하였고(Wood Mackenzie, 2014), 중국의 경기 불황으로 인한 수요 정체 및 광산 회사들간의 가격 인하 경쟁으로 석탄 가격은 점진적으로 하락하여 급기야 2016년 초에는 Newcastle Index가 U\$ 50/t 이하로 떨어지기도 하였다. 이러한 현상은 2017년에 들어서 진정세로 돌아섰으며, 이후 현재까지 석탄 시장 상황은 안정적 장세에 머물러 있는 상태이다.

이러한 경향을 볼 때, 석탄은 더 이상 가격 변동성이 적은 재화라고 단정할 수 없으며, 수요처들은 가격 변동성에 대한 준비를 해야 한다. 특히 고열량탄 가격의 변동성은 예측하기가 힘든 상황이며, 따라서 수요처들이 미리 저등급탄과 같은 저열량탄 사용에 대한 대비를 해놓지 않을 경우 향후 급등기 도래 시 원료 확보에 난항을 겪을 수 있다.

1.1.5 석탄 사용 Trend 의 변화

석탄의 전 세계 총 생산량은 1970년대 약 30억톤을 사용하던 때를 기준으로 매년 증가하여 왔으며, 특히 1990년대 말부터 중국의 경제 성장과 함께 시작된 폭발적인 석탄 사용량 증가로 2013년에는 그 최고치인 약 80억톤 생산을 기록하였다(Fig 1-6). 그러나, 그 이후 전세계 석탄 사용량의 절반을 차지하게 된 중국의 경기 불황 및 미국의 shale gas 활성화에 따른 석탄 발전량 감소, 서구 유럽의 이산화탄소 저감을 목적으로 한 석탄 사용 감축 노력 등으로 이러한 증가세는 감소세로 전환하여, 2015년에는 약 77억톤, 2016년에는 약 73억톤을 사용한 것으로 추정된다. 그러나 인도 및 Non-OECD 국가들의 경제 성장에 따라 계속 건설되는 석탄 발전소로 인한 저등급 석탄 수요 증가가 전체적으로 감소하는 석탄의 사용량을 일부 상쇄하는 경향을 보이고 있다(Table 1-6, 1-7).

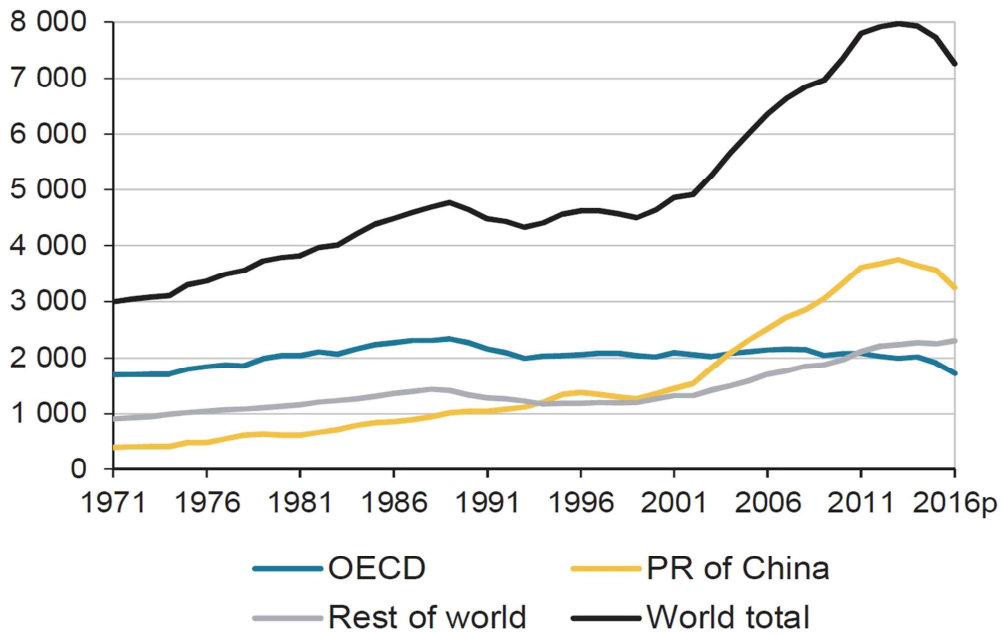


Fig 1-6 Historical World Coal Production (IEA, 2017)

Table 1 - 6 Major Coal Producing Country

(Unit : Mil. Ton)

Nation	2012	2013	2014	2015	2016p
PR of China	3,532.5	3,748.5	3,640.2	3,563.2	3,242.5
India	602.9	610.0	657.4	863.1	707.6
United States	932.3	903.7	918.2	813.7	671.8
Australia	430.8	458.4	488.8	512.4	503.3
Indonesia	444.5	489.7	488.3	453.5	460.5
Russian Fed.	329.4	326.0	332.9	351.7	365.5
South Africa	258.6	256.3	260.5	258.6	256.9
Germany	197.0	191.0	186.5	184.7	175.6
Poland	144.1	142.9	137.1	135.8	130.9
Kazakhstan	120.5	119.6	114.0	107.3	97.9
Other	771.3	728.5	710.2	662.8	656.1
World	7,763.9	7,974.6	7,934.1	7,726.8	7,268.6

<출처: IEA Statistics Key Coal Trend, 2015, 2016, coal information overview, 2017>

Table 1 - 7 Major Coal Consuming Country

		(Unit : Mil. Ton)				
Kind	Nation	2012	2013	2014	2015	2016p
Steam- ing	PR of China	3,126.4	3,354.5	3,207.3	3,141.4	2,959.5
	India	647.4	666.7	740.1	746.6	761.4
	United States	729.1	750.8	742.5	633.2	582.9
	South Africa	181.4	178.2	189.6	180.5	178.0
	Japan	131.6	141.8	137.0	138.9	138.3
	Korea	94.7	98.5	100.1	100.6	101.8
	Indonesia	57.1	65.4	79.1	86.8	90.6
	Russian Fed.	92.9	84.6	77.4	85.8	83.4
	Poland	64.4	66.1	61.0	58.5	62.8
	Kazakhstan	67.2	67.1	62.6	58.3	59.6
	Chinese Taipei	59.5	59.3	59.7	57.3	59.0
	Australia	68.1	50.1	46.9	47.9	52.8
	Other	505.7	513.7	507.2	516.3	492.2
	Sub-Total	5,825.5	6,096.8	6,010.5	5,852.1	5,622.3
Lignite	Germany	185.2	182.5	177.0	177.0	171.9
	Russian Fed.	77.6	73.3	67.3	72.2	69.8
	United States	72.1	69.7	76.5	67.9	67.4
	Australia	71.4	62.3	60.5	65.4	63.6
	Poland	64.2	65.9	63.8	63.0	60.4
	Turkey	68.5	55.3	64.7	56.7	56.4
	Greece	61.9	54.4	51.9	44.3	33.9
	India	45.9	43.9	47.0	42.2	46.0
	Serbia	38.6	40.3	30.7	38.4	38.7
	Czech Republic	42.4	38.9	38.4	37.8	37.8
	Other	155.9	142.7	140.8	141.5	138.4
		Sub-total	883.7	829.2	818.6	806.4
Coking	Sub-total	976.1	1,059.8	1,085.6	1,071.5	1,046.6
World		7,685.3	7,985.8	7,914.7	7,730.0	7,453.2

〈출처 : IEA Statistics Key Coal Trend, 2015, 2016〉

석탄 생산 거점을 기준으로 살펴보면, 최근에는 품질이 양호한 고열량탄의 사용 비율은 감소하고 저등급탄의 사용 비율이 증대되고 있다. 고열량탄은 과거 양호한 물류 조건에서의 생산량이 점점 소진되어 가고 있으며, 물류 조건이 열악한 지역에서만 생산이 가능하기 때문에, 시간이 갈수록 높은 운송 원가가 소요된다. 때문에 소비자들은 고가의 고열량탄 사용 비중을 점차 줄이고, 저가의 저등급탄 사용 비율을 높이고 있는데, 이러한 경향은 보일러 연소 기술 발전이 뒷받침됨에 따라 저등급탄의 한계점을 보완할 수가 있게 되면서 더욱 강하게 나타나고 있다.

전체 에너지 사용측면에서 석탄 사용량을 석유환산톤(Tons of Oil Equivalent)기준으로 예측해보면, 향후의 에너지 소비 경향 중에서 석탄이 차지하는 비율은 최소 현재 수준을 유지할 것으로 보인다(BP 2017). 그 이유는 과거 고열량탄을 사용하여 생산하였던 에너지에 해당하는 양을 저등급탄을 사용하여 생산해야 하는데, 동일한 양의 에너지를 생산하기 위해 더 많은 양의 저등급탄이 소모될 것이기 때문이다. 때문에, 보일러의 효율을 높인다거나 기존에 고열량탄 중심으로 설계된 보일러에 더 많은 저등급탄을 혼소하는 등 더욱 진보한 연소 기술이 지속적으로 요구되고 있다. 또한 전 세계적으로 저등급탄을 이용한 석탄 발전소가 신규 발전소 건설의 표준으로 자리잡으면서 석탄의 열량 감소 추세를 감안하는 경향을 보이며, 고효율화를 목적으로 지속적으로 발전된 연소 기술의 적용을 시도하고 있다.

특히, 저등급탄의 수요 증가세는 경제 개발이 급속도로 진행되면서 많은 양의 전기가 필요한 중국, 인도, 동남아시아 국가에서 두드러지게 나타나고 있으나, 이들 신흥 국가는 국내에서 부족한 석탄을 수입할 수밖에 없는 실정에 처해 있다.

국가별 수출입량 자료 중, 인도네시아 저등급탄의 수출량 증가 추세를 살펴보면 신흥 국가들의 현재 동향을 파악할 수 있다(Table 1-8, 1-9).

Table 1 - 8 Major Coal Exporting Country (EA, 2015, 2016, 2017)

(Unit : Mil. Ton)

Nation	2012	2013	2014	2015	2016p
Australia	301.5	336.2	375.0	392.3	389.3
Indonesia	387.4	424.3	409.2	366.7	369.9
Russian Fed.	131.7	140.8	155.5	155.2	171.1
Colombia	83.3	78.5	81.2	77.8	83.3
South Africa	76.0	74.6	69.0	75.5	76.5
United States	114.1	106.7	88.2	67.1	54.7
Netherlands	13.7	27.0	31.3	36.6	40.6
Canada	34.8	39.1	34.5	30.5	30.3
Kazakhstan	32.7	33.8	30.9	31.2	25.7
Others	99.3	103.5	94.5	75.2	92.1
Total	1,274.5	1,364.5	1,369.3	1,308.1	1,333.5

Table 1 - 9 Major Coal Importing Country (IEA 2014, 2015, 2016, 2017)

(Unit : Mil. Ton)

Nation	2012	2013	2014	2015	2016p
PR of China	288.8	327.2	291.6	204.1	255.6
India	164.2	188.8	237.6	215.6	200.1
Japan	183.9	195.6	188.1	189.6	189.4
Korea	124.3	126.5	131.0	133.9	134.5
Chinese Taipei	64.6	66.0	65.8	64.8	65.6
Netherlands	24.4	41.8	47.3	57.1	55.5
Germany	49.0	54.3	53.8	54.5	53.6
Turkey	29.2	26.6	29.8	34.0	36.2
Malaysia	22.6	22.1	21.7	25.5	28.5
Russian Fed.	30.3	29.4	26.8	24.1	24.0
Thailand	18.6	18.7	21.2	24.0	22.7
Philippines	11.7	14.2	14.9	17.0	19.4
United Kingdom	44.8	49.4	41.8	25.5	9.6
Other	241.5	227.5	241.1	241.8	236.6
Total	1,297.9	1,388.1	1,412.5	1,311.5	1,331.3

1.2. 저등급 석탄의 한계점

1.2.1 석탄과 환경오염

석탄에 존재하는 황(Sulfur), 질소(Nitrogen) 및 회분(Ash) 등을 적절한 배기 관리 장치 없이 연소시킬 경우 황산화물(SOx), 질소산화물(NOx), 비산재(Fly Ash) 및 유해대기오염물질(Hazardous Air Pollutants, HAPs) 등이 대기 중으로 방출된다. 또한, 석탄의 황 성분과 여러 가지 광물성 불순물이 함께 반응하면 보일러의 연소 효율을 떨어뜨리는 슬래깅(Slagging) 및 파울링(Fouling) 현상을 발생시키기도 하며, 석탄에 포함된 염소(Chlorine) 성분은 보일러의 부식에 악영향을 끼치기도 한다.

또한 석탄의 연소로 발생되는 이산화탄소는 지구온난화를 일으키는 가장 주요한 원인 중 하나로, 전 세계적으로 교토 의정서, 파리 협약 등과 같은 국제 협약을 체결함으로써 배출량을 줄이려는 노력이 지속되고 있다

1.2.2 저등급 석탄의 특징

저등급 석탄일수록 구성 원소 중 산소(Oxygen)의 비율이 높다. 산소는 대표적인 친수성 물질로 OH, CO, COOH 등과 같은 친수성 작용기의 형태로 석탄 분자에 화학적으로 결합되어 있다(최주환 2004). 이런 성질로 인하여 저등급 석탄일수록 높은 수분 함유율을 가지게 된다. 결국, 저등급 석탄은 연소 시의 효율이 떨어질 뿐만 아니라 운송 시에도 실제 가연(可燃)성분의 이동 비율이 낮기 때문에 수요자 입장에서는 고등급 석탄에 비해 상대적으로 비경제적이다. 특히 갈탄 등급의 저등급 석탄은 일반적으로 수분이 전체의 40~60%를 차지하기 때문에 운송 효율 및 열효율이 낮아, 매우 저렴한 가격이 아니라면 시장에서 거래가 성사되기 힘들다.

또 갈탄 등급의 저등급 석탄은 자연발화 및 분진 문제가 고열량 석탄에 비하여 상대적으로 심각하기 때문에 취급에 많은 주의가 필요하다. 그리고, 동일한 열량을

만들어내기 위하여 더 많은 양의 석탄이 운송되어야 하는 태생적 한계로 인하여 고 등급 석탄에 비해 더 많은 이산화탄소를 배출시킨다.

본 연구에서 논의한 인도네시아 저등급탄은 갈탄등급으로 회분은 비료적 낮은 (2~4% arb) 반면, 총수분은 높은(43~48% arb) 전형적인 인도네시아 저등급 석탄이다.

1.2.3 저등급 석탄의 사용 규제

저등급 석탄의 저효율 문제로 인하여 일반적인 석탄에 대한 사용 규제 외에 추가적인 사용 규제 정책들이 제시되고 있다.

먼저 한국의 규제를 살펴 보면, 2014년 7월부터 발전용 연료인 유연탄에 개별 소비세를 부과하여 과도한 석탄 소비를 막음과 동시에 석탄으로 인해 발생하는 환경오염을 해소하고자 노력하고 있다. 특히, 2014년부터 순발열량 기준 5000kcal/kg 이상인 유연탄에는 19원/kg, 그 미만인 유연탄에는 17원/kg을 부과하였으며, 이후 이 제도는 더욱 세분화되고 강화되는 방향으로 개편되어 2017년 4월부터는 5000kcal/kg 미만의 석탄에 27원/kg, 5000~5500kcal/kg 석탄에 30원/kg 및 5500kcal/kg 이상의 석탄에는 33원/kg의 개별소비세가 부과되고 있다. 이러한 규제 상황을 따르다면 저등급 석탄과 같은 저열량 석탄을 사용하는 경우 동일 열량을 내기 위하여 더 많이 석탄을 소비해야 하므로, 고열량 석탄에 비하여 더 많은 세금이 부과되게 된다.

한편, 세계 최대 석탄 생산국이자 소비국인 중국은 여러 가지 석탄과 관련된 정책들을 펼치고 있는데, 그 중 2015년부터 시행하고 있는 ‘석탄품질관리 임시방법’의 내용을 통하여 동부의 대도시 구역(베이징, 톈진, 허베이) 및 장강, 주장강 삼각주 지역에서 고품위 석탄(회분함량 16% 미만, 유황함량 1%미만)만 사용할 수 있게 제한하였고, 중국내 장거리(600km이상) 수송이 필요한 석탄의 품질은 발열량의

기준을 갈탄에 대해서 16.5MJ/kg(약 4,000kcal/kg), 기타 석탄에 대해서는 18MJ/kg(약 4,300kcal/kg) 이상으로 제한하여, 저등급 석탄의 비효율적인 사용을 규제하였다(석주현, 2017).

이러한 규제들은 석탄의 발열량이 아닌 사용량에 대하여 세금이 부과되는 방식으로, 별도의 탄질에 대한 세부 분석 및 탄질 정산 없이 계근과 열량 측정만으로 간편하게 세금을 부과할 수 있는 장점이 있어 향후 널리 확대될 것으로 예상되며, 따라서 석탄이 저열량일수록 원가 측면에서 불리하게 작용한다.

또한, 세계은행(World Bank)에서는 개발도상국에서 무질서하게 일어나는 저효율 석탄 발전소 난립을 견제하기 위하여 대안이 없는 경우를 제외하고는 미임계압보일러(Subcritical Boiler)를 사용하는 석탄발전소 건설에 대한 자금 지원을 하지 않기로 결정(Reuters, 2013)하였는데, 저등급탄의 단순 연소로는 임계 조건으로 설계된 보일러의 운전 조건을 맞추기가 어렵기 때문에, 세계은행의 이러한 조치는 저등급탄 직접 사용에 대한 걸림돌이 되고 있다.

이러한 저등급탄 사용 제한을 위한 일련의 조치들은 저등급탄의 사용으로 인한 비효율적 전력 생산을 규제할 수 있는 효과적인 수단으로 생각 되며, 이는 역으로 저등급탄 석탄 광산들이 단순 판매보다는 석탄 품질개선(Coal Upgrading)과 같은 부가가치 창출 목적의 처리 공정을 고민하게 할 수 있는 효과적 유인책이 될 수 있다.

1.3 저등급 석탄의 한계 극복을 위한 청정 석탄 기술

앞서 언급한 바와 같이 석탄은 앞으로도 적지 않은 비중의 에너지원으로서 중요성을 가지고 있다. 또한 석탄의 수요가 저등급탄 중심으로 변화하고 있는 시점에서 저등급탄의 연소 효율을 증가시키는 것은 매우 중요한 사안으로, 세계 각국에서는 이와 관련된 기술에 대한 연구를 활발하게 진행하고 있다.

그 중 청정석탄기술(Clean Coal Technology, CCT)은 석탄의 연소 효율을 증가 시킴으로써 단위에너지 생산에 필요한 석탄의 소비량을 줄이고, 그에 따라 이산화탄소의 배출을 줄이는 것을 목표로 하고 있다. 또한, 석탄이 연소할 때 발생하는 환경 오염 물질들을 감소시켜 석탄의 연소로 인한 대기 오염 물질을 저감할 수 있는 기술을 연구한다. 청정 석탄기술은 크게 두 부류, 연소 전(前)-중(中)-후(後) 처리(Pre/In/Post-Combustion)와 석탄전환(Coal Conversion)로 나눌 수 있다.

연소전처리기술(Pre-Combustion Process)은 산처리(Acid Treatment), 용매추출(Solvent Extraction), 선탄(Coal Preparation) 등과 같이 연소 전 석탄의 불순물을 제거하기 위한 공정을 일컫는다. 연소중처리기술(In-Combustion Process)은 유동층 연소(Fluidized Bed Combustion), 저녹스버너(Low NOx Burner), 순산소연소(Oxy Combustion) 등과 같이 연소 공정 자체에서 오염물질을 제어하고 효율을 높이려는 공정이며, 연소후처리기술(Post-Combustion Process)은 습식 세정(Water Scrubbing), 선택적/비선택적 촉매환원법 등과 같은 연소가스의 오염 물질을 포집하고 처리하려는 기술이다. 특히 기후변화를 막기 위해서 최근에 관심을 받고 있는 이산화탄소 포집 공정(Carbon Capture and Storage)도 여기에 속한다고 할 수 있다.

한편, 석탄 전환 기술(Coal Conversion)은 석탄 자체의 성질을 변화 시켜서 오염 물질의 저감을 도모할 뿐만 아니라 석탄의 활용성을 증대시키는 기술이다.

애초에는 석탄의 구조를 밝히기 위한 연구로 시작되었으나, 이후 청정 석탄을 제조하거나 석탄으로부터 고부가가치의 원료나 원자재를 얻기 위한 목적으로 발전하였다. 석탄액화(Coal to Liquid), 석탄기화(Coal to Gas)등의 기술이 대표적 예라고 할 수 있다. 이러한 석탄전환기술은 비교적 전통적인 공정 중 하나라고 할 수 있는 석탄건류(Coal Distillation) 방식에 더하여져서, 이제는 석탄화학공업(Coal Chemistry)이라는 새로운 학문 분야로서 연구가 진행되고 있다.

때문에 저등급탄 생산자는 앞선 청정석탄기술을 저등급 석탄에 적용하여 저등급 탄의 단점을 극복하고, 동시에 부가가치를 높이기 위한 많은 방안들을 검토해야 할 것이다.

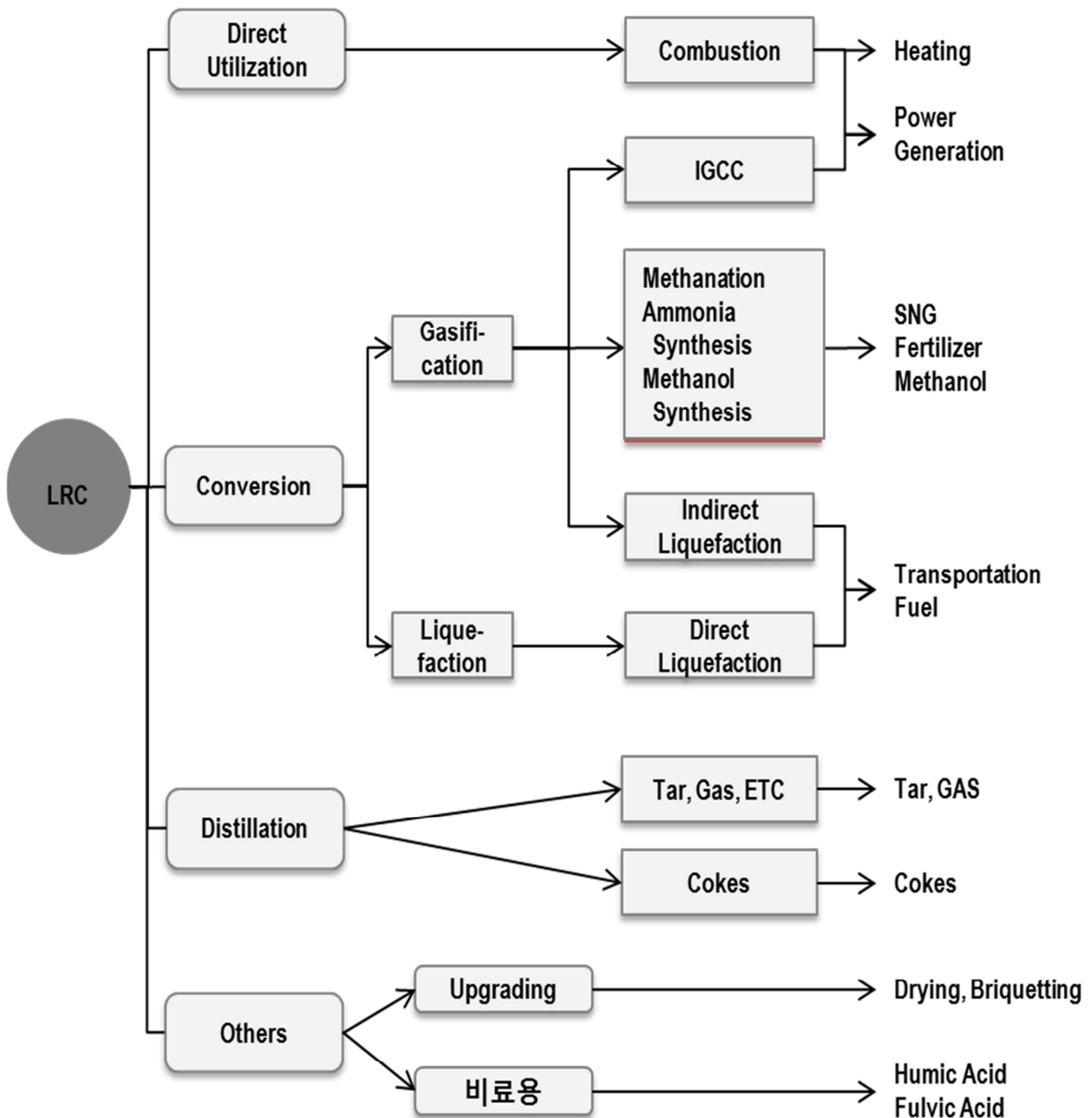


Fig. 1-7 Methods of Utilization of Low Rank Coal

(An introduction to Coal Technology, Earnest & Young, Bain analysis 참고)

1.4 연구 방법론

본 연구는 석탄 생산자의 입장에서 시장 경쟁력이 떨어지는 저등급 석탄의 효율적인 활용 방안에 대해 고찰하고자 한다. 먼저, 연구대상이 되는 저등급석탄에 대한 실제 물성을 파악하고자 몇 가지 현장 실험을 실시하였다. 일반 저등급석탄과 개량된 석탄의 비교를 위해 시중에 상용화된 청정석탄기술 중 최적의 공정을 선택하여 경쟁력을 갖춘 저량탄을 만들기 위한 석탄 개량(Coal Upgrading)을 시도하였다. 또한, 실제 예비실험(pilot-scale) 수준의 연속 공정을 통해 향후 전면적 운영(full-scale)을 위한 조건을 도출하고자 하였다. 이렇게 얻어진 조건을 근거로 향후 실제 설비 건설시에 운전 조건별 경제성을 비교하고자 하였으며, 석탄시황의 변동 및 변동성원가의 변경에 대한 각 조건별 비교를 통하여, 석탄 생산자가 최적의 운전조건을 선택할 수 있게 하였다..

1.4.1 연구의 목적 및 대상

비교적 전통적인 기술이라고 할 수 있는 석탄의 건조 및 성형(Drying & Briquetting) 공정은 기술의 성숙도가 높고 비교적 적은 투자비로 인해 실패 위험성이 낮은 기술이다. 때문에 저등급탄 생산자 혹은 사용자 입장에서 비교적 쉽게 활용할 수 있는 기술이라고 할 수 있으며, 실제로 여러 기업체에서 기술에 대한 연구를 진행하고 있고, 이 중 일부는 상용화 단계에 이르렀다. 이에 본 연구에서는 건조 기술과 성형 기술에 대하여 Lab Scale 및 Pilot Scale의 실험을 진행하고, 실제 연구되었던 다른 연구 결과를 토대로 인도네시아 광산 현장에 적용 가능한 기술을 선별하여 세부적 검토를 실시하였다.

석탄을 고품위화하는 경우와의 비교 분석을 위해서 저등급탄을 별도의 공정 없이 전통적으로 직접 생산/혼합/유통하는 과정을 고찰하는 연구도 진행하였다. 또한, Mine Mouth Power Plant를 광산 인근에 건설하는 방안은 저등급 석탄의 운송비용을 최소화하는 가장 전통적인 방법 중의 하나이기 때문에 이 방안을 대조군으로 설정하여 비교하였다. 이러한 비교를 통하여 저등급 석탄 생산자의 입장에서 최적의 경제성을 가질 수 있는 대안을 도출하고자 하였다.

정리하자면, 본 연구는 광산 소유자 입장에서 저등급 석탄을 비용 대비 효과성 (Cost-Effectiveness)을 고려하여 최적으로 출하하기 위한 방안을 도출하기 위해 아래의 대안들을 비교하여 그 타당성과 경제성을 밝히는 것을 목적으로 한다.

- Case I : Direct Use
- Case II : Coal Upgrading - Simple Drying
- Case III : Coal Upgrading - Drying and Briquetting
- Case IV : Mine Mouth Power Plant

1.4.2 대상 기술의 선정

저등급탄 생산자 입장에서 청정석탄기술을 통한 석탄의 품질개선(Upgrading)은 매력적인 부분일 수 있다. 그러나, 대부분의 첨단 청정석탄기술들이 대규모의 자본 투자를 필요로 하며(Black&Veatch, 2012; ETRI, 2014; DOE, 2016; NETL, 2011 and 2013), 때때로 그 투자 금액(Capital Expenditure)이 광산 회사의 자산 총액을 초과하는 경우도 있다(PWC 2012).

또 광산의 특성상 저등급 석탄은 대량 생산을 전제로 하는 경우가 대부분인데 반해, 상용화된 청정석탄기술은 1.5~2.0Mtpa 수준의 규모에 그쳐서 광산 입장에서 근본적인 해결책이 되지 못한다. 예를 들어 100백만톤 이상의 가채 매장량을 가진 저등급탄 광산인 경우, 투자비 회수를 위해 20년 동안 연평균 5백만톤 이상의 생산 규모가 필요한데, 청정석탄기술을 적용하였을 때의 석탄 소모량은 광산 생산 물량의 절반에도 미치지 못한다.

또 다른 측면에서 보면 첨단 청정석탄기술들은 다른 관련 System과의 연계를 전제로 하고 있는 경우가 대부분이다. 예를 들어, 석탄가스화복합발전(IGCC)기술의 경우 탄소 포집 및 저장(CCS : Carbon Capture and Storage)과의 연결 가능성을 별도로 고려해야 하는 문제가 있으며, 석탄 액화/가스화/요소화(Coal to Gas/Liquid/Urea) 기술이나 석탄

건류 기술과 같은 석탄 전환(Coal Conversion) 기술의 경우 생성된 물질이 기존에 구성되어 있는 배관 계통(pipe line network) 연결 여부에 대한 별도의 경제성 문제도 있다. 이는 기술 상용화를 위해서 적정 물량의 석탄 소비 이외에 별도의 사항들이 동시에 고려되어야 함을 시사한다. 게다가 저등급 석탄 광산은 이러한 부분이 이미 구축되어 경제적이점을 가질 수 있는 지역과는 원거리에 위치한 경우가 많다. 때문에, 이러한 기술 중의 대부분은 저등급탄의 비효율성 문제에 대한 해결책으로서의 평가보다는 기술 그 자체에 대한 타당성과 경제성 분석이 실시되어야 한다.

때문에 본 연구의 대상에서는 청정석탄기술 중에 석탄생산자의 입장에서 실제 독립적으로 상용화가 가능하다고 판단되는 건조 및 성형 공정에 대해 연구를 진행하고자 한다.

Table 1 - 10 Capital Expenditure and Its Input/Output of Clean Coal Technology

Technique	Capital Expenditure (Mil U\$)	Product	LRC Consume (Mt/year)
Mine Mouth Power Plant	850 ~ 1,050	Electricity 500 MWe	1.5~3.0
IGCC	1,375 ~ 1,705	Electricity 500 MWe	1.5~3.0
Coal to Gas	3,200 ~ 4,000	SynGas 57 Bscf/year	1.5~3.0
Drying & Briquetting	30 ~ 100	Coal Briquette (1 Mt/year)	2.0

<참고 Black&Veatch(2012), ETRI(2014), DOE(2016), NETL(2011, 2013)>

1.4.3 연구 대상 지역 및 광산

본 연구에서는 인도네시아 동부 칼리만탄에 위치하고 있는 GAM 법인(PT Ganda Alam Makmur, 이하 ‘GAM’)의 광산을 연구대상지역으로 정했다(Fig 1-8). 이곳은 인도네시아의 대표적인 저등급탄 생산 지역으로 2017년 1월부터 저등급탄의 상업 생산이 시작된 광산이다. GAM은 가채매장량 219Mt 중 발열량 3,600kcal/kgGAR 급의 저등급 석탄이 대량(156Mt)으로 매장(Table 1-11)되어 있는 대표적인 대형 저등급 석탄 광산(LG상사, 2017)으로, 본 연구에 적합한 광산으로 생각되었다.

본 연구에 사용된 GAM의 N100 탄은 평균 탄질 3,600kcal/kgGAR 급의 저등급 석탄으로 회분 및 유황분이 각각 2.5%~4.5%adb 및 0.1~0.3%adb로 비교적 낮아(Table 1-12) 석탄 고품위화가 이루어 질 경우 상업적으로 저유황, 저회분, 고열량 석탄을 대체할 수 있는 유리한 조건을 갖추고 있다. 또한 N100탄 자체로 석탄 시장에서 거래가 되고 있기 때문에 대조군으로서 비교하기에도 적절할 것으로 생각된다.

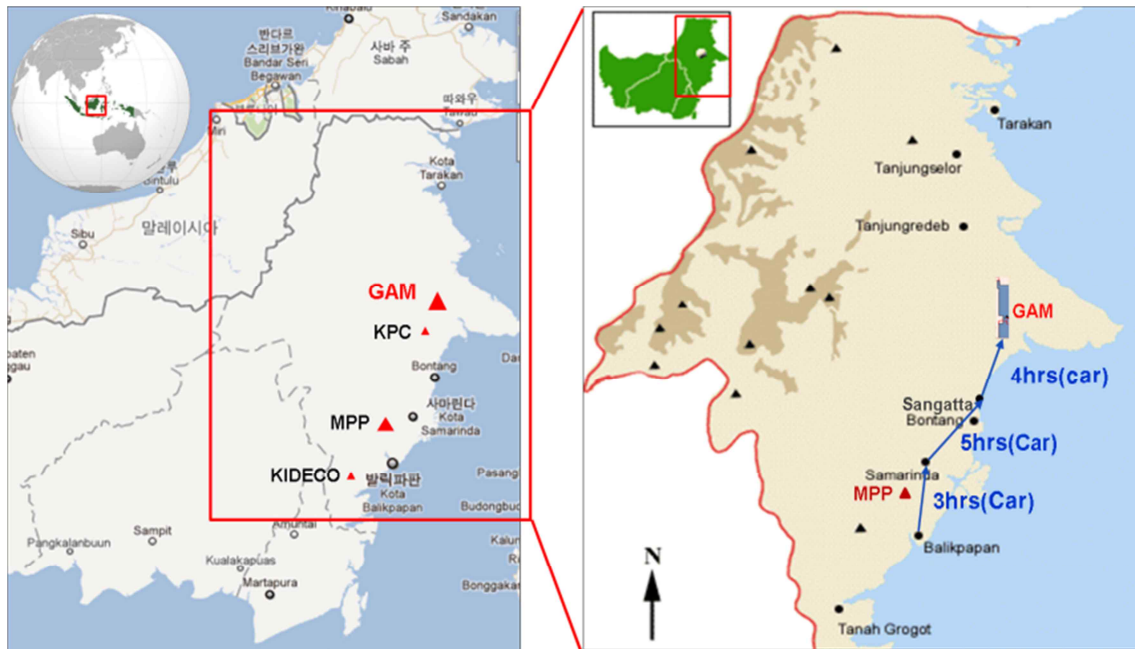


Fig 1 - 8 Location of GAM Coal Mine



Fig 1 – 9 Bird’s Eye View of N100 coal seam of GAM

Table 1 – 11 Brief Information of GAM Coal Mine

Company Name	PT. Ganda Alam Makmur (GAM)
Location	East Kutai Regency, East Kalimantan, Indonesia
Area	10,600 Ha
Reserve	219 Mt – North Pit 3,600 kcal/kgGAR – 156 Mt – South Pit 4,540 kcal/kgGAR – 63 Mt
Production	14 Mt/year at maximum capacity (Open Cut)
Geological Period	Miocene

<참조 :LG 상사 GAM 소개자료>

Table 1 - 12 Brief of LRC Quality of GAM Coal Mine

Proximate Analysis (Avr.)	Total Moisture % arb	Inherent Moisture % adb	Ash Contents % adb	Volatile Matter % adb	Fixed Carbon % calc
		43~45 (44.5)	17~22 (20.4)	2.5~4.5 (3.8)	41~45 (42.9)

Calorific Value (Avr.)	Air Dried Basis ¹ kcal/kgGAD	As Received Basis ² kcal/kgGAR	Dry Ash Free Basis ³ kcal/kgDAF
		5,000~5,300 (5,169.3)	3,560~3,640 (3,603.5)

<참조 : (LG 상사 GAM 소개자료)>

GAM 주변 지역의 지표 이용 현황을 살펴보면, 주변 대부분의 지역이 팜(Palm) 재배 지역으로 활용(Fig 1-10)되고 있어 향후 소개될 CUPOTM Process(Coal Upgrade with Palm Oil residue)를 적용하기에 적합한 장소인 것으로 판단되었다.

CUPOTM Process는 한국에너지기술연구원에서 최근 Pilot Scale 가동에 성공한, 대표적인 Drying & Briquetting Process 중 하나로 본 연구에 적용할 수 있는 적합한 기술로 볼 수 있으며, CUPOTM Process에 필요한 팜잔사유인 PAO(Palm Acid Oil, Crude Palm Oil 제조시 부생하는 유분)를 근거리에서 안정적으로 확보할 수 있는 장점이 있는 곳으로 연구에 적합한 지역이라 할 수 있다.

¹ Air Dried Basis (ADB) : 기건기준(氣乾基準). 시료를 공기중에서 건조한 후 물성 측정

² As Received Basis (ARB) : 도착기준(到着基準). 시료를 수취한 상태 그대로 물성 측정

³ Dry Ash Free Basis (DAF) : 무수무회기준(無水無灰基準). 시료의 수분 회분 제외 물성

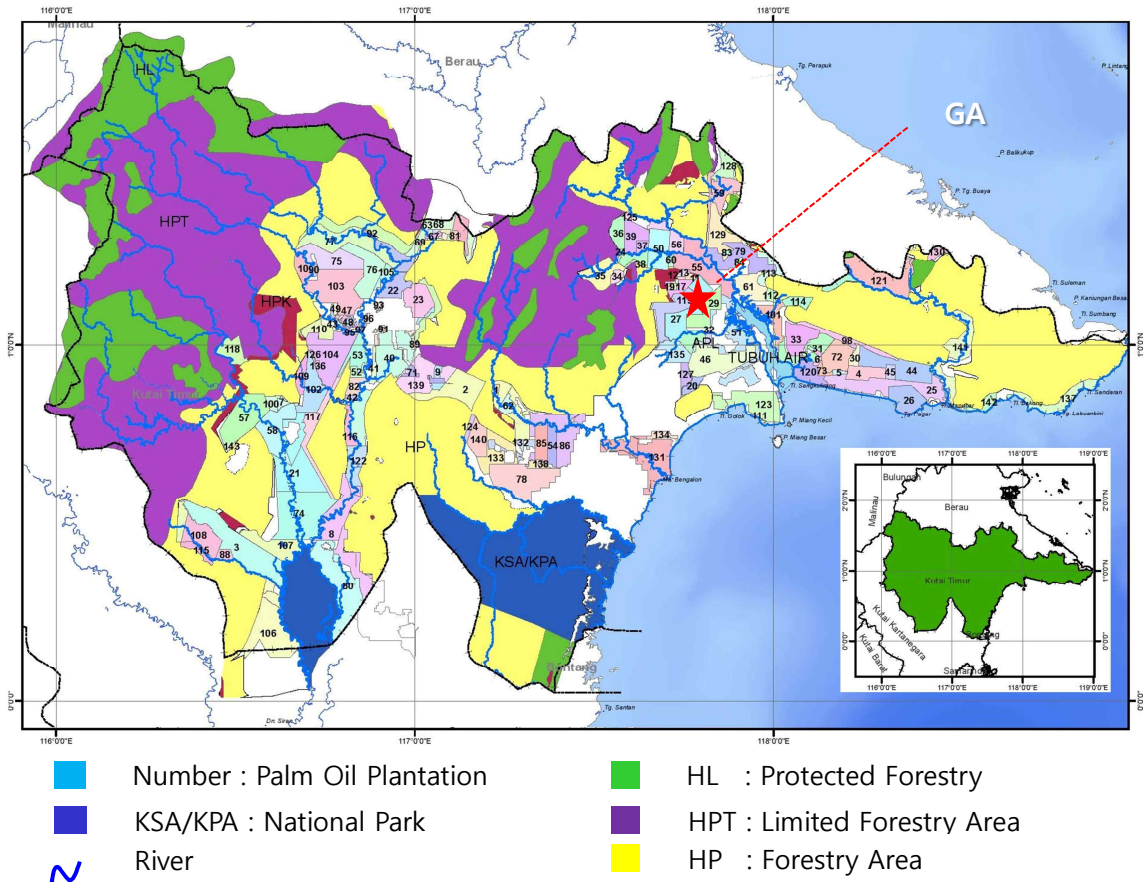


Fig 1– 10 Map of Plantation in East Kutai Regency

(Regency of East Kutai, Province of East Kalimantan2016)

또한, 해당지역은 인도네시아 장기 전력 수급계획(RUPTL, 2016)의 일환으로 정부에서 전략적인 수출 항만으로 성장시키려는 Maloy 종합 항만 건설 계획 및 그에 따른 지역 변전소 설립 계획과 근거리 에 위치하고 있는 지역(Fig 1-11)이다. 인도네시아 정부는 이곳에 약 200MW급의 발전소를 건설하고자 하며, 이는 저등급 석탄 광산들과 인접해 있어서 Mine Mouth Power Plant 건립을 긍정적으로 검토해 볼 수 있는 지역이라 할 수 있다.

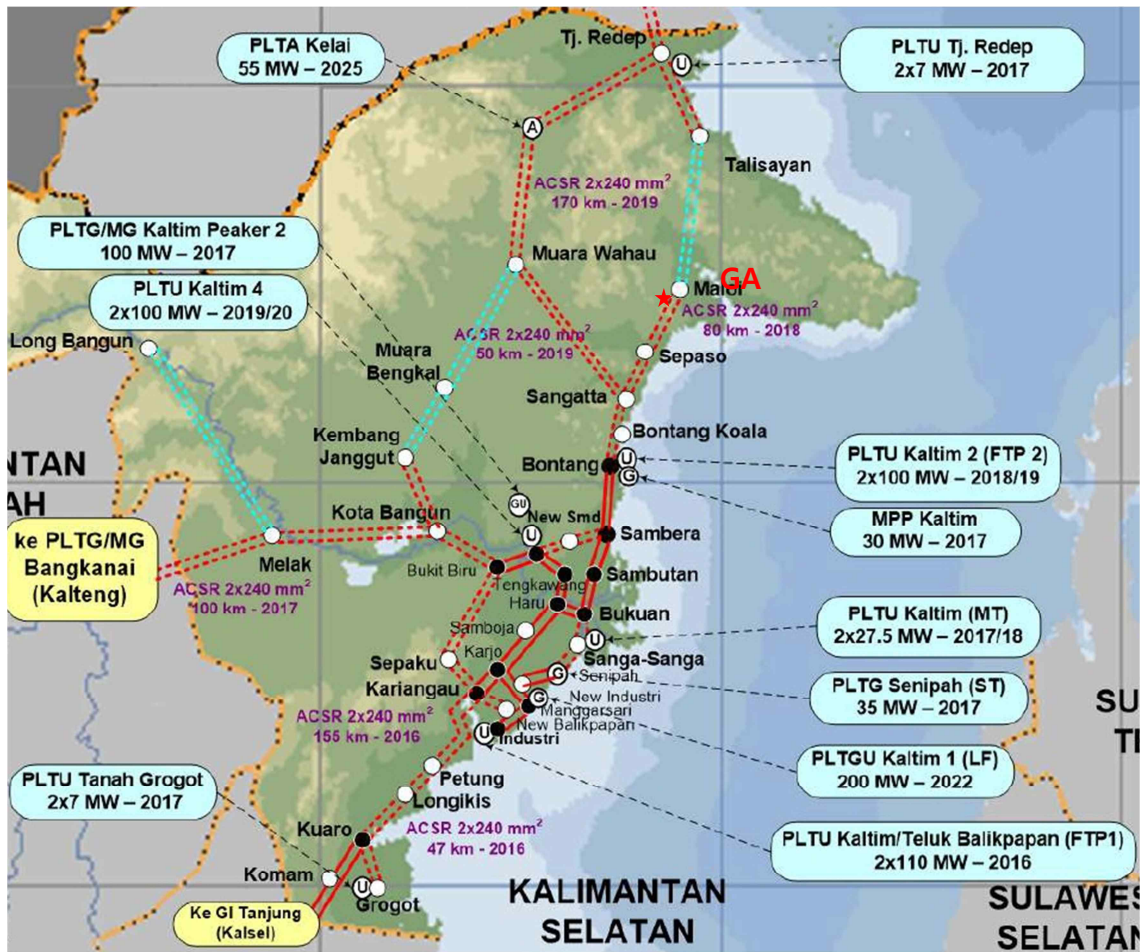


Fig 1 - 11 East Kalimantan long term Electricity Supply Plan

(Indonesian Long Term Power Supply Plan 2016~2025)

1.4.4 Disclaimer

본 논문은, GAM광산에 대한 기본 정보와 GAM탄으로 수행한 각종 실험 결과를 근거로 작성되었다. 본 논문에 활용된 투자비, 원가 및 판매가격 등에 대한 정보는 인도네시아 표준 공시 원가 및 문헌 조사와 설문을 근거로 현재 시점에서 작성한 것이므로 실제 원가 및 판매가격은 본 연구의 결과와는 분명한 차이가 있을 수 있으며, 저자는 동 연구 결과의 사용으로 인한 책임과는 무관함을 서두에서 밝힌다.

2. 저등급 석탄의 일반 특성과 GAM 저등급탄의 특성

2.1 저등급탄의 일반 특성

2.1.1 수분의 탈착 및 재흡착

저등급탄은 야적되어 있으면서 수분이 증발되어 표면수분(Surface Moisture, SM)비율이 낮아지기 때문에 일반적으로 발열량이 높아진다. 그러나 강우가 있을 경우에는 다시 수분을 재 흡착하는 성향을 가진다. 이는 석탄 표면에 있는 카르복실기(-COOH)나 하이드록시기(-OH)와 같은 친수성 작용기의 영향 때문이다(Mukherjee, 2004).

저등급 석탄일수록 탄화 진행 기간이 짧아 그 성질이 무연탄보다는 목재와 가깝고, 석탄의 표면뿐만 아니라 내부에 수분이 존재할 수 있는 간극도 더 크게 존재하여 간극간 상호 연결(interconnected)되는 경우 수분의 흡착 및 탈착이 석탄의 외부뿐만 아니라 내부에서도 발생하게 된다(Chandralal, 2014).

2.1.2 자연발화

석탄의 고유한 성질 중 하나인 자연발화(Spontaneous Combustion)는 저등급 석탄일수록 더욱 쉽게 발생하는 것으로 알려져 있으며, 이는 석탄의 발화점과 관계가 있다(JCEC, 2007). 또한, 석탄에 내재되어 있는 수분이 석탄 내부에서 기화될 경우 석탄과 산소의 접촉을 증가시켜 자연발화를 촉진시키는 작용을 한다. 따라서, 상대적으로 자연발화에 취약한 수분이 높은 저등급탄은 별도의 다짐(Compacting)이나, 방풍, 고온탄 이송 적치 등의 추가적인 석탄 관리가 필수적이다.

2.1.3 분화(粉化)

석탄은 야적된 후 시간이 지남에 따라, 석탄 내의 수분이 공기 중으로 증발하면서 구

성 입자간의 인력이 약해지고 이에 따라 자연스럽게 미분으로 부서지게 되는데, 이를 분화(粉化)라고 한다. 특히 인도네시아 저등급 석탄의 경우 회분이 낮은 대신 수분의 함량이 높기 때문에 분화 경향이 상대적으로 크며, 분화에 따라 미분의 비율의 높아지게 되면, 석탄 표면의 친수성 작용기에 의해 다량의 수분이 재흡착하게 되어 총 수분이 증가하고 결과적으로 발열량이 낮아지게 된다.

특히 저등급 석탄의 비중은 일반적인 석탄에 비해서 낮기 때문에, 미분 발생 시 상대적으로 쉽게 비산할 수 있으며, 광산의 피트(Pit) 내에서 외부로 배수한 물을 처리하기 위한 침전지에서도 친수성 표면 특성 및 낮은 비중으로 인해 일반 석탄에 비해 침전 속도가 느려서 적정 처리에 어려움이 있다. 따라서 저등급 석탄의 분화가 일어나기 전에 광산에서부터 소비지까지 신속하게 취급 이송하는 것이 유리하며, 석탄 설비에 무리가 가지 않는 범위 내의 큰 규격(Size)으로 취급하여 분화가 진행되는 기간을 길게 가지고 가는 취급 방법도 바람직하다.

탄진(炭塵)이 비산하는 것을 줄이기 위하여 시중에 계면활성제가 유통되고 있는데, 이를 물에 희석하여 석탄에 분무하는 것은 석탄 표면에서 수분이 증발하는 속도를 늦추어서, 수분 이탈로 인한 분화를 지연시키기도 한다.

Table 2 - 1 Difference of Typical Coal Characteristics

Class of Coal	Anthracite	Bituminous	Brown Coal
Specific Gravity	1.5~1.8	1.2~1.7	0.8~1.5
Ignition Point	400~450°C	300~400°C	250~300°C

(JCEC, 2006)

Hardgrove Grindability Index(HGI)는 석탄의 분쇄 특성을 나타내는 지수 중 하나로, 석탄의 취급, 운반 혹은 파분쇄 시 석탄의 분쇄 정도를 예측하는데 이용된다. 분쇄가 쉽게 될수록 HGI가 높게 나타나는데, 일반적인 유연탄의 HGI는 약 40~60임에 반해 인도

네시아 저등급탄의 HGI는 50~70 수준으로 더 잘 부서지는 것을 알 수 있다. 이러한 결과는 저 열량탄이 미분쇄 공정에는 유리하나 취급 시에는 미분이 많이 발생할 수 있다는 단점을 가지고 있다는 것을 의미한다.

2.2 GAM 광산 N100 석탄의 특성

저등급 석탄의 기본적인 물성을 파악하고, 비교 대상의 기본 물성을 확정하고자 일련의 실험을 수행하였다. GAM N100 석탄을 대상으로 일반적인 저탄장에서의 석탄의 탄질 변화를 조사하기 위해서 GAM 광산 운탄도로 기준 33km 지점에 500t급의 모의 저탄장 3개소를 설치하고 시간에 따른 탄질 변화를 관찰하였다. 또한, 노천에 저탄된 상태 그대로 방치하여 강우 및 자연 건조에 노출시키고, 그 동안 수분 및 탄질의 변화를 측정하였다. 동시에 일별 강우량과 온도 변화를 관측하였으며 자연발화(Spontaneous Combustion)와의 관련성을 관찰하였다. 그리고, 시간에 따른 HGI 변화를 확인하였으며 미분화 관련 관찰(Visual Investigation Test)을 실시하였다. 또한, 저등급 석탄이 강우에 대한 영향 없이 순수하게 공기 중에서 건조되는 경향을 파악하기 위하여 지붕이 있는 오두막을 설치하고 그 속에서 자연 건조되는 석탄 더미를 설치하여 시간의 경과에 따른 탄질 변화를 측정하였다. 이 밖에 Truck & Shovel 방법으로 폐석을 제거한 후, 석탄의 노두(out crop)를 노출시키고 노두면에서 직접 주기적인 채널 샘플링(Channel Sampling)을 실시하여, 채탄 전 석탄의 탄질변화 및 노두에서의 탄질 변화를 분석하였다. 이에 대한 세부적인 사진은 [부록 I]에 첨부하였다.

각 시료에 대한 샘플링 및 탄질 측정은 인도네시아 국영 탄질 분석 업체인 수코핀도(Sucofindo)사가 미국 표준 측정 방법(American Society for Testing Materials, ASTM)에 의거하여 실시하였으며, 대부분의 상업용 석탄이 최대 3개월까지 저탄되는 것을 감안하여 실험 기간을 약 3개월(12주)로 설정하였다. Table 2-2에 실시된 실험 내역과 그에 대한 세부 방법론을 제시하였다.

실제 실험은 2015년 2월 말부터 5월 말까지 진행되었다.

Table 2 - 2 ASTM Methods for Testing the LRC characteristic

Subject	Detailed Test	Standards
Sampling	Gross Sample Collection	ASTM D 2234
	Channel Sampling	ASTM D 4596
	Sample Preparation	ASTM D 2013
Proximate Analysis	Total Moisture	ASTM D 3302
	Moisture in the analysis sample	ASTM D 3173
	Ash	ASTM D 3174
	Volatile matter	ASTM D 3175
Calorific Value	Calorific Value	ASTM D 5865
Breakage Characteristic	Hardgrove Grindability Index	ASTM D 409
	Size Analysis	ASTM D 4749
	Drop Shatter	ASTM D 440

2.2.1 석탄 노두 노출 이후 탄질 변화 분석

우선 자연상태 그대로 노출된 석탄의 상태를 알아보기 위해 노두에서의 시간 경과에 따른 탄질 변화를 분석하였다. 2015년 2월 27일 N100탄을 노출시켜 약 3개월 동안 일주일에 1회씩 채널 샘플링을 실시한 결과를 그래프에 도식화 하였다. (Fig 2-1)

석탄의 수분 및 회분을 제외한 발열량(Dry Ash Free, daf)을 살펴보면 거의 변동이 없는 것을 알 수 있는데, 이는 ‘3개월 동안 탄층 내에서 석탄 고유성분의 변화에 따른 발열량 변화는 없다’라는 결론을 얻을 수 있다. 다만 강우에 따른 결과에서만 석탄의 총수분(Total Moisture, TM)이 달라지고 발열량이 변동하는 것을 확인할 수 있었다. 이는 석탄 노두가 야외에 노출되면, 강우에 의해서 일시적인 수분 증가가 일어나고 이에 의한 발열량 감소 현상이 나타날 수 있다는 것을 의미한다. 연구 진행 기간에 유의미한 발열량의 저하는 관찰되지 않았으며, 공기 중에 노출되어 수분이 건조되는 정도에 따라 발열량이 변동하고, 수분이 감소함에 따라 발열량이 100~200kcal/kg정도 증가하는 경향을 보였다.

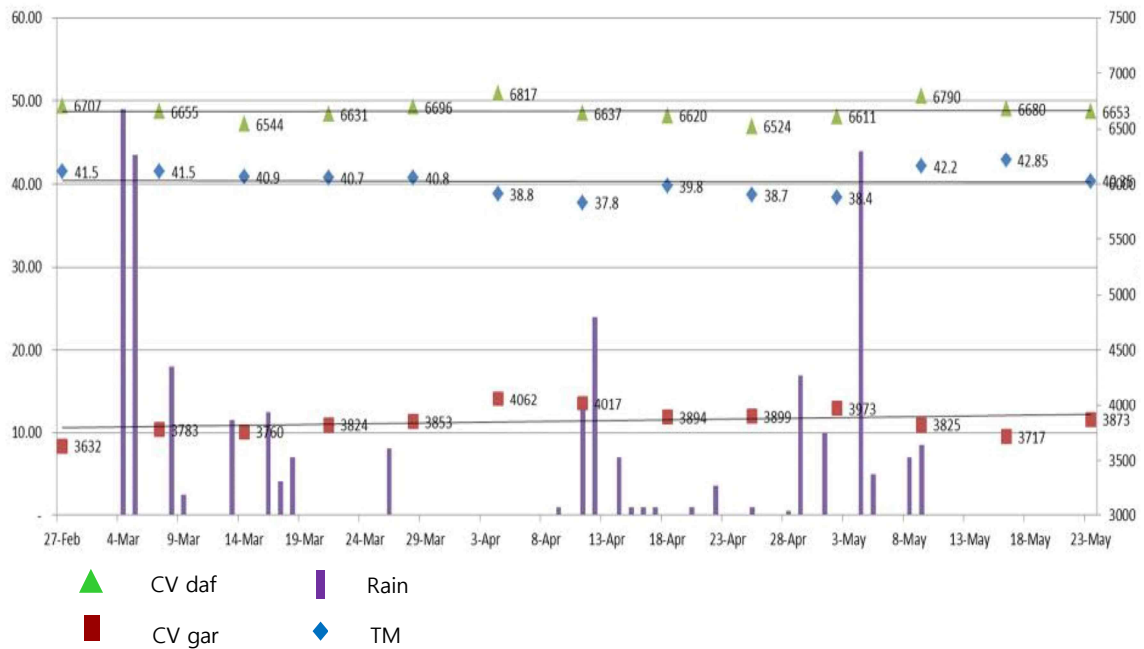


Fig 2-1 Test result of LRC TM and CV at the out crop

이러한 현상이 생기는 이유는 다음과 같을 것으로 생각된다. 연구 진행 초반, 약 2주간, 석탄의 표면에 위치한 화학 작용기에 의해 흡착되어 있는 수분이 공기와의 접촉에 의해 산화 및 휘발됨에 따라 수분 흡착 능력이 떨어지게 되고, 그 결과 더 이상 석탄 내부의 수분이 고유수분으로 존재하지 못하고 증발하게 되는 것으로 추정된다. 이러한 현상은 석탄의 기건식 발열량 관찰 및 HGI 수치로도 확인할 수 있다.

Fig 2-2는 석탄 노출 이후 노두에서 3개월 동안 석탄의 물성 변화를 관찰하고 그 결과를 나타낸 그래프이다. 샘플링은 한번 실험에 2지점에서 실시하였는데, 하나는 석탄 Roof 기준으로 비교적 얇은 표면 부분(0~3m)에서, 또 다른 하나는 비교적 깊은 부분(3~8m)에서 채널 샘플링을 통하여 각각 1개씩의 시료를 채취하였다. 해당 실험을 매주 실시하였으며, 공업분석 결과를 Fig 2-2에 나타내었다. 이때 점선은 석탄의 표면 부근이며, 실선은 심부의 석탄을 의미한다. 실험 결과에서 알 수 있듯이, 초기에는 석탄의 내재 수분(Inherent Moisture)이 약 30%이던 것이 약 2주일 후에 15% 수준으로 감소하는 것이 확인되었다. 이는 수분의 증발에 따라 석탄에 발생하는 균열에 의하여 내부의 밀폐

된 공간에 있던 수분이 외부로 증발되는 통로가 열린 것으로 추정할 수 있다.

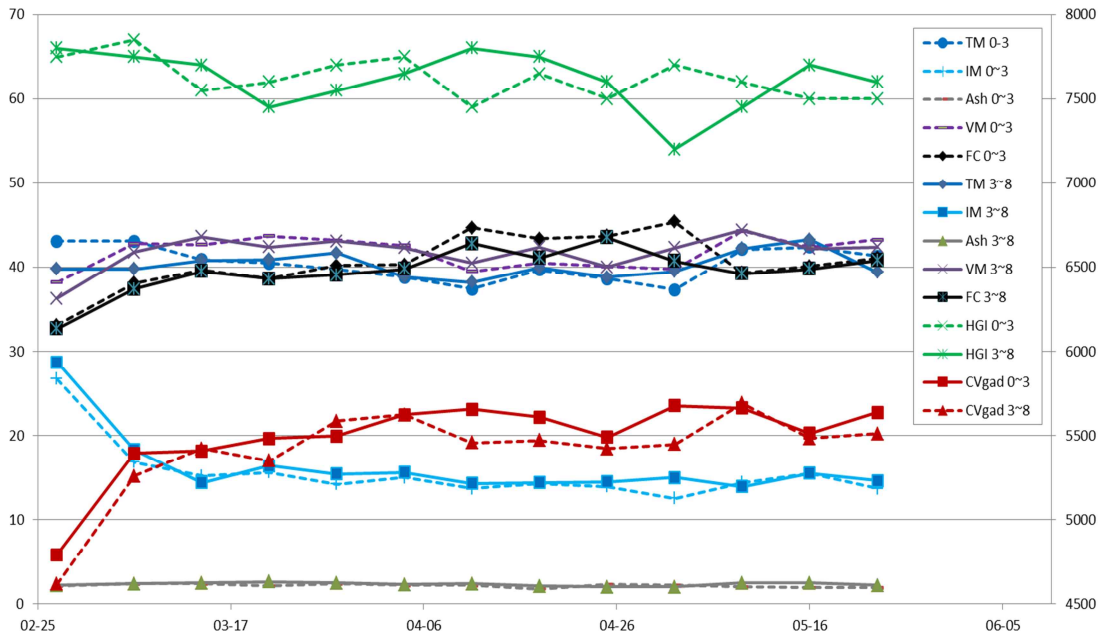


Fig 2-2 Test result of LRC quality at the out crop

2.2.2 야적장에서의 건조 및 재흡수 특성 분석

다음으로 약 500t의 석탄을 야적하여 약 3개월 동안 주기적으로 탄질을 측정하여 저등급 석탄의 저탄장 기간에 따른 거동 특성을 살펴보았다. 우선 대상 시료를 50mm, 31.5mm, 22.4mm, 11.2mm, 4.75mm, 2.0mm, 1.0mm, 0.5mm 구간으로 나누어서 입도 분석을 실시하였으며, 석탄 입자의 강도 변화를 알아보기 위하여 ASTM에 의거한 낙하시험을 실시하였다. 초기 5일동안은 매 6시간 주기로 총 수분함량의 변화를 측정하였으며, 이후에는 매일 1회 측정하였다.

실험 결과 총 수분함량의 감소가 확연히 확인되었다. 44~45%였던 총 수분함량은 약 2일간 38%까지 하락하다가 강우 1회 이후 다시 증가하여 약 40%로 증가하였으며, 이후 강우 여부에 따라 상승 혹은 하락 경향을 보였다.

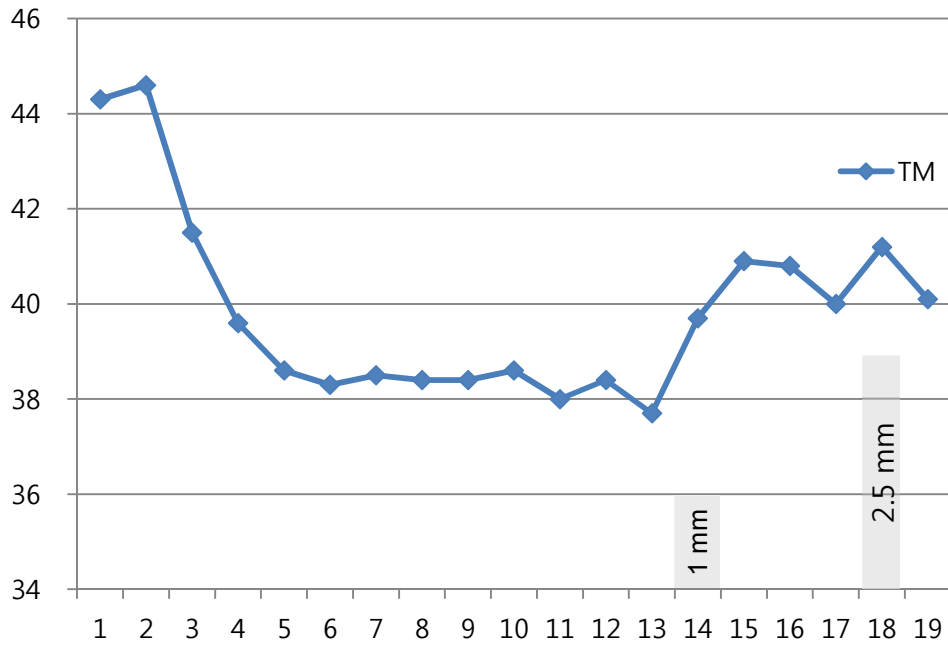


Fig 2-3 Variation of TM in Stockpile every 6 hr after Stocking

2.2.3 야적장에서의 자연 분화(粉化) 특성 분석

모의 저탄장에서 약 100~125kg의 샘플을 채취하여, 조크러셔(Jaw Crusher)를 이용하여 파쇄한 후 입도 분급을 통하여 -50mm 시료를 제작하였다. 이후 8일 동안 격일로 입도 변화를 관찰하였으며, 이후 약 3개월간 5일마다 측정을 하였다.

실험 결과 자연적인 분화 현상의 결과로 최대 입도인 50~31.5mm의 입자량이 빠르게 감소하고, 2.00mm 미만의 작은 입자량이 증가하는 경향을 보였다. 최대 입도는 초기에 약 30%를 차지하였으나 점차 줄어들어 한달 후에는 10%대로 감소하였다. 한편 2.00mm 미만의 미분의 양은 최초 30% 정도의 비율에서 빠르게 증가하여 3일째부터 2달 사이에는 45~50%를 유지하다가, 2달을 초과한 후부터 다시 급격하게 증가하여 55%에 이르는 것을 확인할 수 있다.

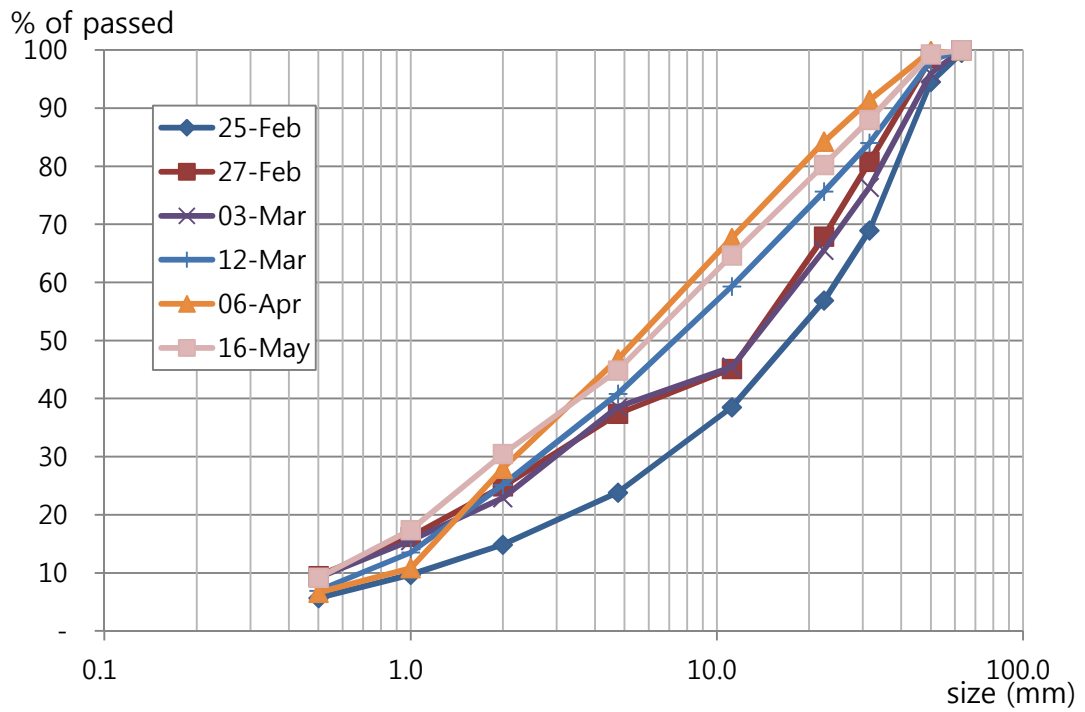


Fig 2-4 Size distribution as per stocked time

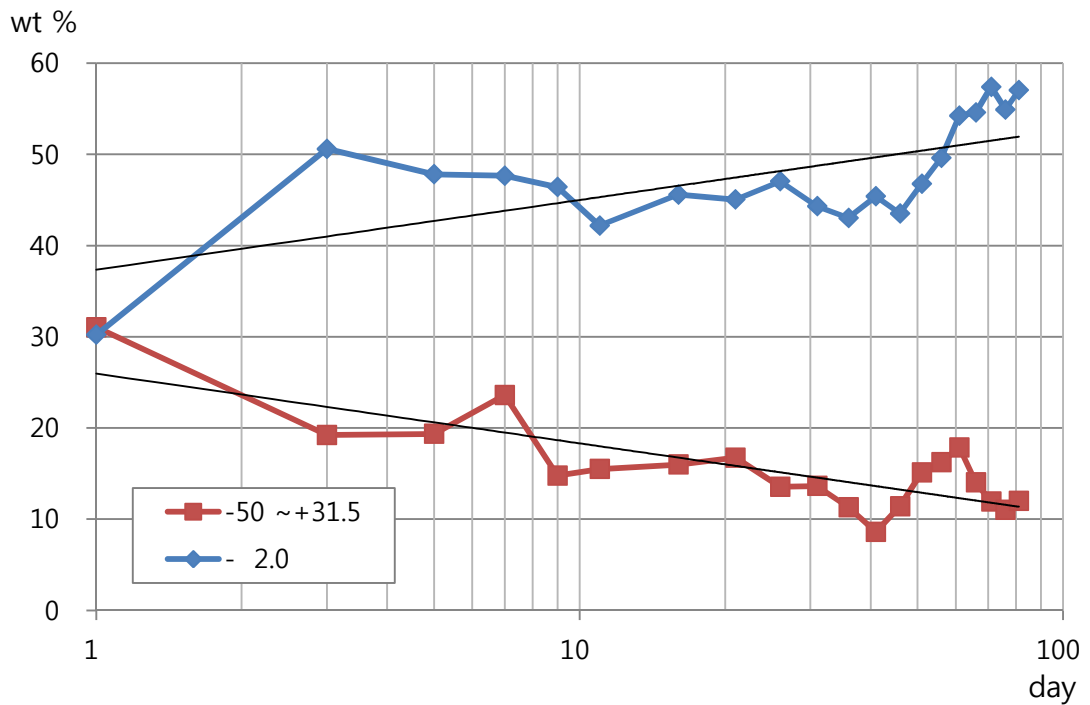


Fig 2-5 Difference of portion of granule and fine

2.2.4 자연 분화(粉化) 관찰

서로 약 1km가 떨어져있는 GAM의 H2 및 H4 Sub-block에서 채탄된 약 50mm 크기의 N100번탄 시료를 선택하여 약 3개월간 형상 변화를 사진으로 기록하였다.

경우에 따라 빠르면 3일 늦어도 1달부터는 석탄 덩이가 갈라져서 분화가 되기 시작하며, 약 72일부터는 스스로 형체가 부서지기 시작하여 약 84일 부터는 완전한 분화가 진행되는 것을 확인하였다.

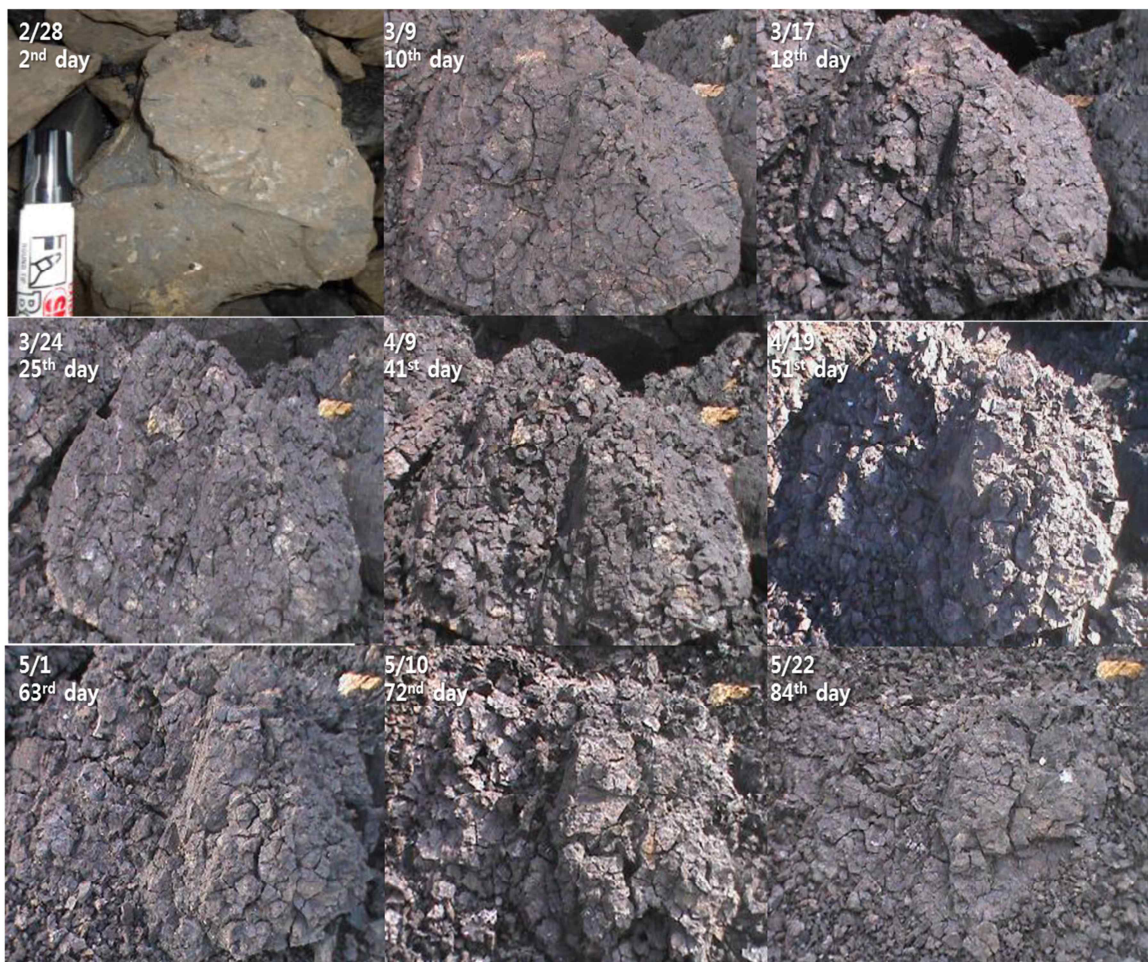


Fig 2-6 Visual Investigation of Stocked LRC H2 Block

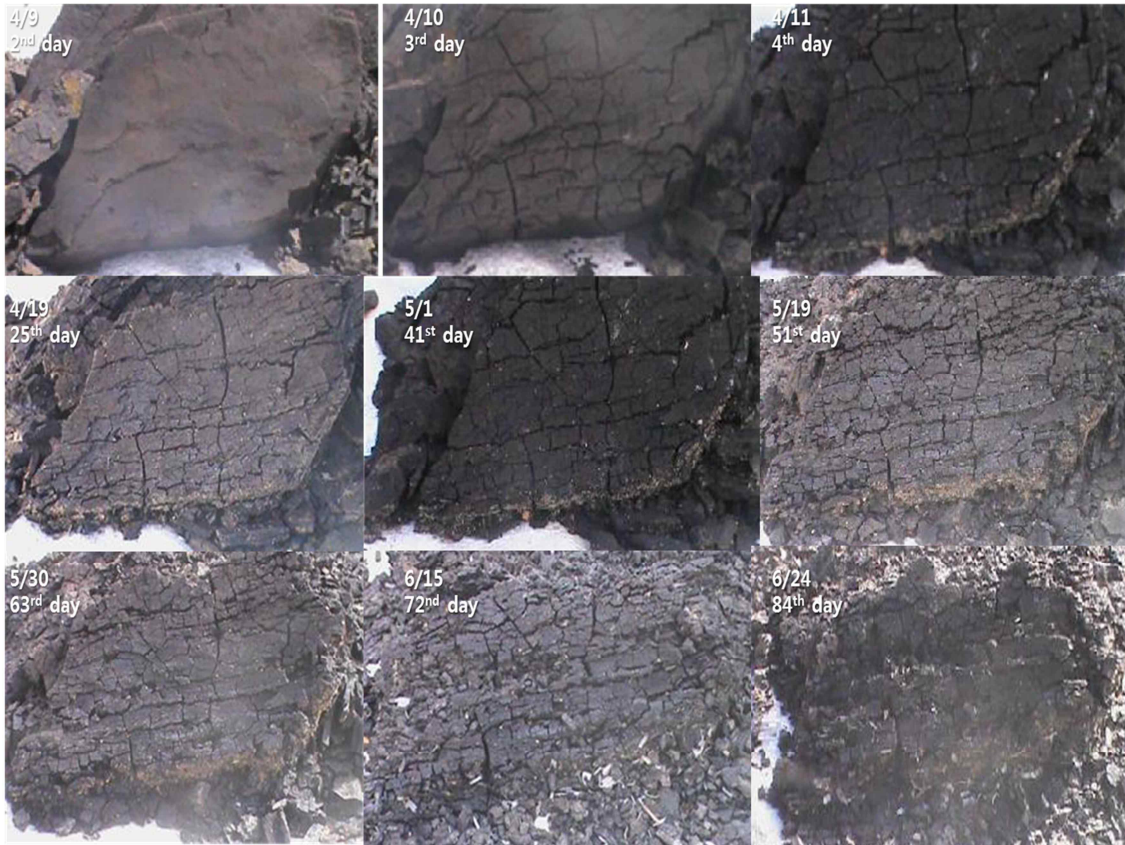


Fig 2-7 Visual Investigation of Stocked Low Rank Coal H4 Block

2.2.5 표준 낙하 시험 (Drop Shatter Test)

표준 낙하 시험의 종류인 드롭 쉐터 실험(Drop Shatter Test, ASTM D 440)를 실시하여서 시간에 따른 석탄의 강도 변화를 측정하였다. 500t 규모의 모의 저탄장(Stockpile)을 조성하고 이후 24개의 샘플링 지점을 선정하여서, 초기 10일 동안은 격일로 샘플링을 실시하였고, 이후에는 10일 간격으로 샘플링을 진행하였다. 샘플링 방법으로는 각 지점의 표면에서 약 50cm 하부에 있는 석탄을 각각 2개소를 채취하여 만들어진 총 48개의 시료를 모아서 그날의 분석 시료를 제작하였는데 이렇게 만들어진 하나의 시료는 약 161kg에 달했다. 이 중 50mm~22.4mm 입자를 별도로 선별하여 1.8m 높이에서 드롭 쉐터 실험을 2회씩 실시하였으며, 파쇄된 시료중 22.4mm 체(Seive)를

통과하는 비율을 시간별로 나타내었다.

실험 결과 최초 Drop Test시에는 석탄 입자의 강도가 아직 유지되어 2.4%만 체 (Sieve)를 통과할 정도이던 시료가 이후 약 10일동안 분쇄가 진행되어 통과 비율이 13~14%까지 높아졌다. 또한 그 이후부터는 크게 높아지지 않고 오히려 10~12%까지 줄어드는 경향을 보이는 것을 확인할 수 있었다(Fig 2-8)

이를 보아 초기에는 저등급 석탄이 아직 강도를 유지하고 있으나, 10일 이후부터는 Drop Test의 충격(1.8m에서 자유낙하)만으로도 스스로 파괴될 정도로 수분 감소로 인한 강도 저하가 발생한 것은 물론 시각적으로도 균열이 생긴 것을 확인할 수 있었다. 이후 점점 통과율이 떨어지는 것은 시간이 지나면서 미분의 비율이 높아져서 석탄이 바닥으로 떨어질 때의 충격이 미분에 의해서 상쇄되는 현상으로, 일종의 쿠션(Cushion)효과인 것으로 추정된다.

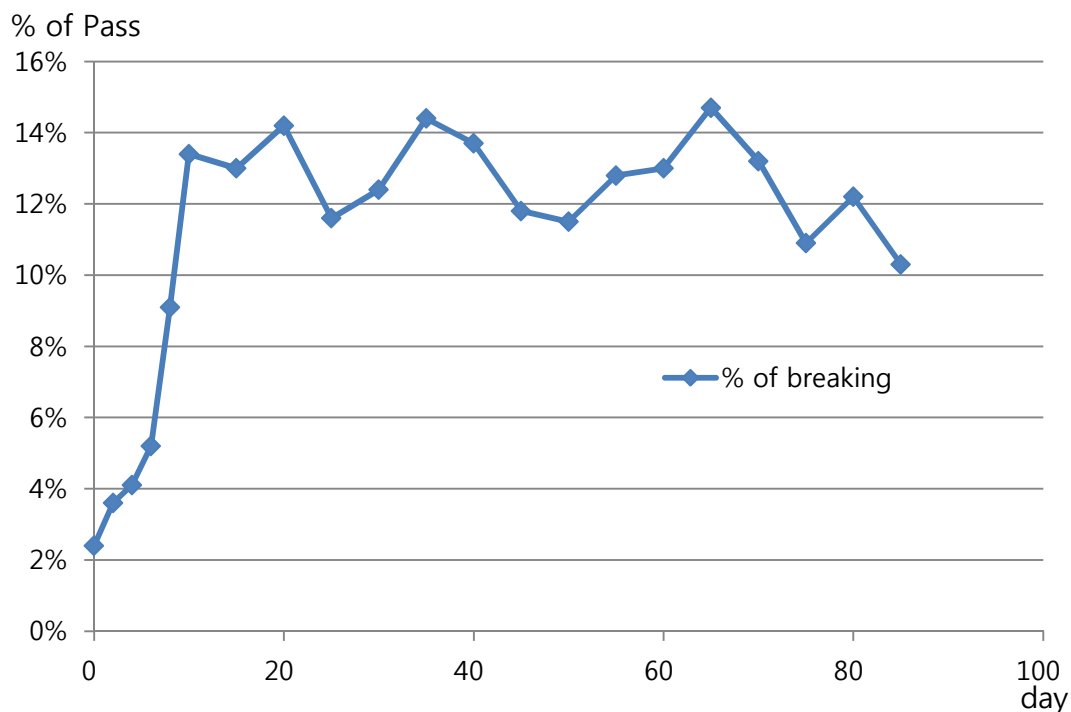


Fig 2-8 Drop Shatter Test Result

2.2.6 저탄온도 변화 및 강우 영향

2015년 2월 25일 500t의 석탄을 이용하여 임시저탄장을 조성하여 야적시킨 후 매일 강우량과 온도를 측정하였다. 실험 결과 약 20mm 이상의 비교적 강한 강우가 있는 직후 Stockpile의 온도는 약 3 ~ 5℃ 씩 강하하는 경향을 보였으나 추후 점진적으로 증가하는 모습을 보였다. 이는 충분한 강우가 장기간에 와서 석탄을 충분히 적시지 못한다면, 다시 저탄장 온도가 상승할 수 있음을 의미한다. 즉, 20mm 미만의 강우는 석탄의 표면만 적시는 수준에 그치며 내부까지 침투하여 산소 차단, 온도 하락 등 산화 속도를 감소시키는 역할은 하지 못하는 것으로 판단된다(Cloaking 현상으로 부르기로 한다). 또한 저탄장에서 온도가 높아지는 구간은 바람의 방향과 일치하는 것을 알 수 있었다. 본 실험이 수행된 지역의 지형으로 인하여 주된 풍향은 북북동에서 남남서 방향이었으며, 실제 실험기간 중 자연발화도 북북동 방향의 3~4번 측정 지점에서 실험 개시 76일만에 관찰되었다 (Fig 2-10, 11).

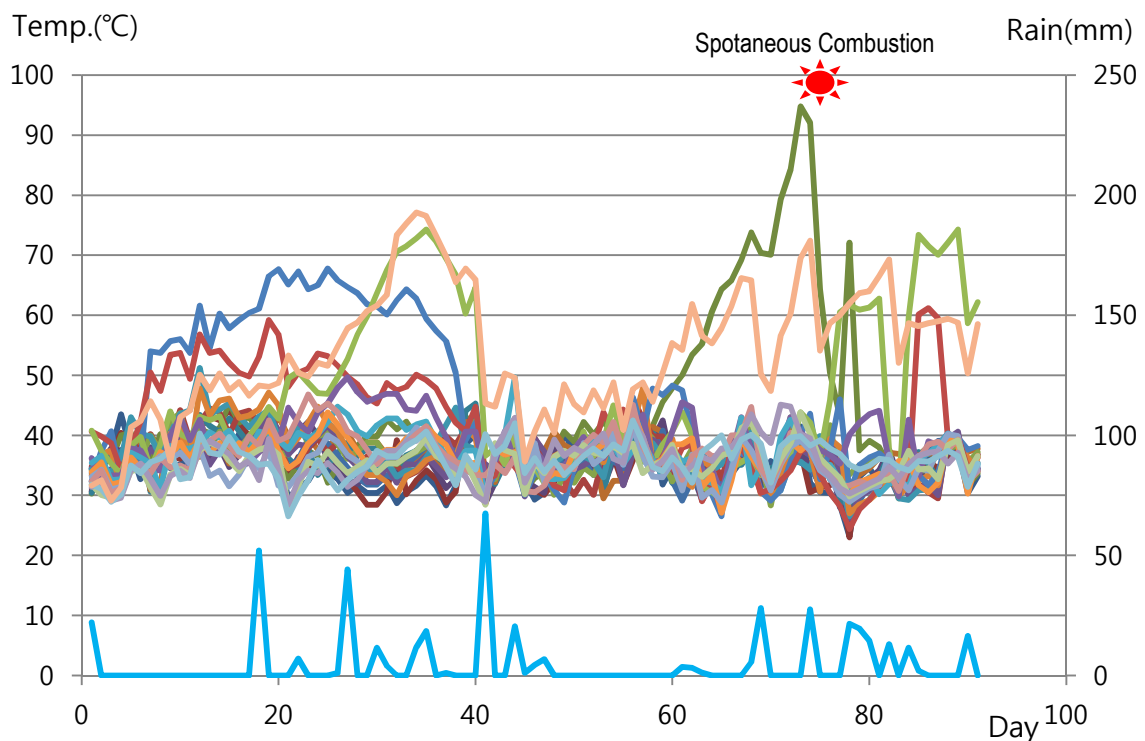


Fig 2-9 Stockpile Temperature and Effect of Rain

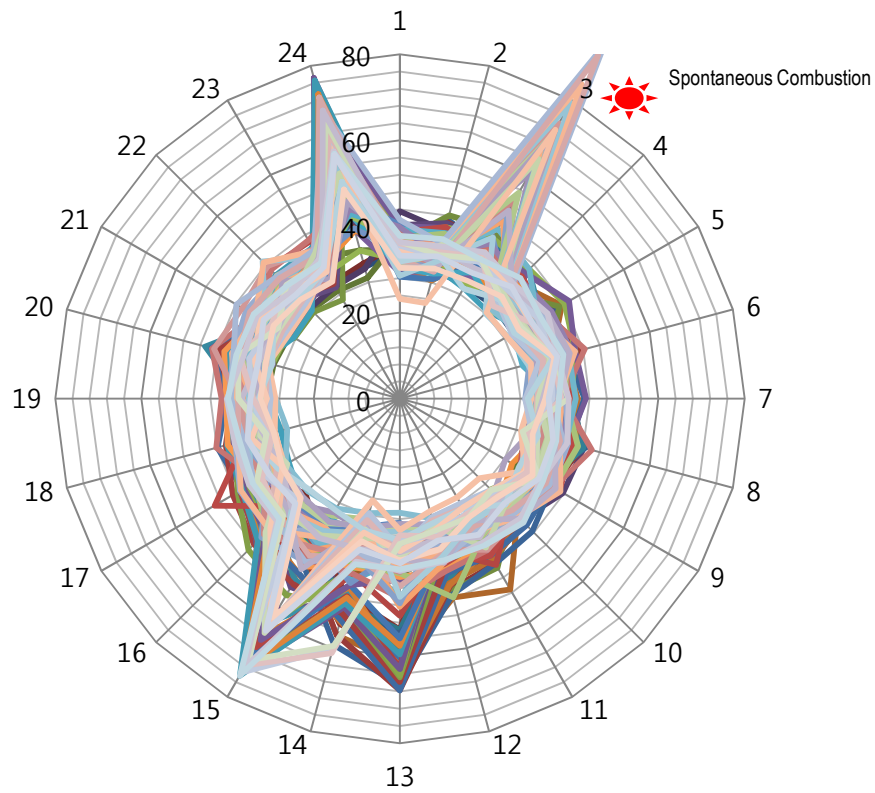


Fig 2-10 Stockpile temperature as per the Position against Wind



Fig 2-11 Spontaneous Combustion after 76 days of Stocking

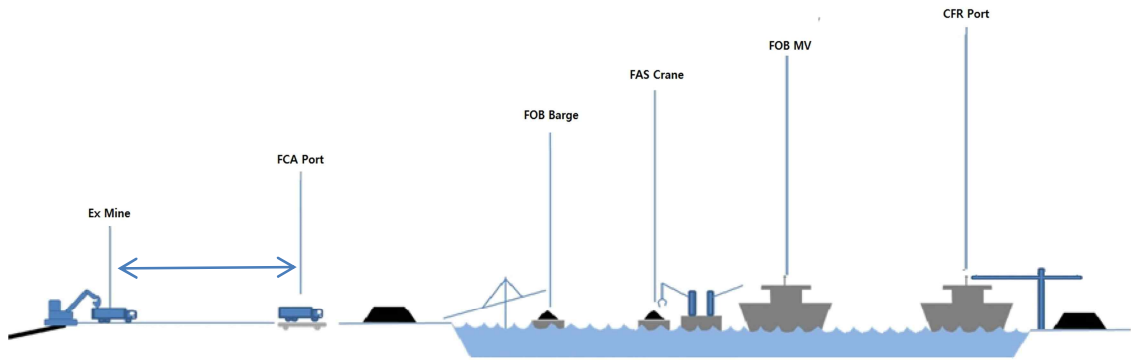
2.3 실험 결과 고찰 및 소결

저등급 석탄은 채탄된 후 10일 동안 건조가 진행되면서, 자연적으로 균열이 생기고 이로 인해 강도가 저하되며, 통기가 가능하게 된다. 이때 일부 내재수분(Inherent Moisture)이 외부로 빠져나갈 수 있게 되면서 기건식기준(Air Dried Basis)의 열량은 증가하게 된다. 또한, 강우의 영향이 없는 한 노천에서 총 수분이 점점 감소하여 발열량이 증가하는 현상을 볼 수 있었다. 20mm 이상의 강우가 아니라면 강우로 인해 받게 되는 영향은 1~3일에 그치는 것으로 나타났다.

저등급 석탄의 특성을 고려하여 GAM 광산을 효율적으로 운영하기 위해서는 우선 폐석 처리를 한 이후 직접 채탄을 하지 말고, 노천에서 원탄을 건조시켜야 한다. 또한 선적 일정에 될 수 있는 한 정확하게 채탄 일정을 맞추어서 GAM 저탄장에서의 저탄 기간을 최소화 하여, 분화 및 강우에 의한 열량 감소를 막을 수 있도록 해야 한다. 또한, 역청탄 및 아역청탄의 최대 크기가 보통 50mm 이하로 파쇄하여 거래되는 것을 고려하여 수요처에 전달되어야 한다. 즉, 입도가 너무 작아 미분이 과다하면 분진문제가 생길 수 있으며, 이와 반대로 입도가 너무 클 경우 취급상의 문제가 생길 수 있다.

앞선 실험에서 약 5일~10일 이후에 석탄의 강도가 저하되는 특성을 보인 것을 감안하면, 약 5~10일 내로 저탄기간을 가지고 크기는 최대 200mm 이상인 상태로 선적되는 것이 바람직하다. 이후 선적이나 취급과정(Dozing, Conveying, Barging and Transshipment 등)에서 자연스럽게 파쇄될 것을 감안하는 것이다. 즉, 저탄장에서 약 10일 정도 건조된 후, 저탄장에서 컨베이어에 옮기거나(Conveyor Feeding), 바지선(Barge)에 낙하할 때, 혹은 해상기중기선(Floating Crane)과 같은 모선에 낙하할 때 각 1회씩 석탄에 가해지는 충격으로만 석탄이 파쇄되는 것을 감안해야 한다.

장기적으로는, 석탄이 파쇄된 후 60~70일이 지나면서 미분이 급격하게 많아지는 것을 확인하였다. 따라서 수요처에 석탄이 도착하였을 때 적절한 석탄 입도를 구성하기 위해서는 Fig 2-12와 같이 정밀한 채탄/선적 일정 및 유통기한 관리가 필요할 것으로 예상된다.



공정	채탄 이전	채탄 운탄	원탄 저탄	파쇄	정탄 저탄	선적	하상 운송	환적	해상 운송	하역	저탄
처리	Expose 건조	-	주기적 살수	Crusher 파쇄 (-200mm)	주기적 살수	자가 파쇄 (-150mm)	-	자가 파쇄 (-100mm)	-	자가 파쇄 (-50mm)	주기적 살수
기간	(최소 7일)	2 시간	평균 5 일	-	평균 5 일	4 시간	18 시간	12 시간	14 일	12 시간	평균 5 일
최적 유통 기한 : 평균 31 일											

Fig 2-12 Proposed Retention Time for Stockpiling of LRC considering it's characteristic

3. 건조 및 성형 (Drying & Briquetting)

3.1 선행연구 조사 - Drying

저등급 석탄의 약 40~60%는 수분이다. 이로 인하여 발생하는 운반 및 사용상의 비효율을 해결하기 위하여, 그 동안 각종 건조 기술로 수분을 제거하려는 노력이 진행되어 왔다. 그러나, 석탄은 강우 시 수분을 재흡수하는 특성을 가지고 있어 일단 건조되었더라도, 노천에 노출된 상태로 보관되다 장거리로 운송되기에는 부적합하다. 또한 대량으로 처리되어야 하는 석탄의 특성을 감안할 때, 실내에서 취급하는 것도 경제성이 떨어진다. 때문에 이러한 건조 기술들은 석탄 광산에서 사용되기보다는 석탄 수요처의 Boiler 앞단의 선처리 공정의 하나로서 널리 사용되고 있으며, Kiln형, 유동층형, Steam Tube형, 과열증기형 등의 건조 설비가 상용화 되어 이용되고 있다(이시훈, 2010).

이러한 점을 감안할 때, 건조기술을 석탄광산에 사용하기 위해서는 저등급 석탄 표면의 친수성 성분을 친유성으로 개질하여 장거리 운송 시 강우에 의한 수분 증가를 제한할 필요가 있다.

3.1.1 Kiln형 건조기

Kiln형 건조기는 중국을 중심으로 상용화 된 기술로 매우 단순한 구조를 가지고 있다. 석탄 자체를 열원으로 사용하는 보일러의 열기를 건조기에 주입하여 석탄을 직접 가열하는 원리이다(Fig 3-1, Fig 3-2, Fig 3-3). 건조하려는 석탄의 목표 건조 정도에 따라 석탄의 건조기 내부 체류시간이 결정되며, 세척플랜트(Washing Plant)에서 부산물로 나오는 탄니(炭泥) 건조에서부터 ROM(Run of Mine, 광산에서 나오는 원탄의 파쇄 전 상태)의 직접 건조에 이르기까지 널리 사용된다. 그러나, 직접적으로 열이 석탄에 전달되기 때문에 운전 중 폭발에 대한 위험이 존재하며, 앞서 언급한 석탄이 가지는 특성 즉, 건조 후 수분이 재흡수되는 문제로 인하여 광산에서 사용하는데 한계가 있다.

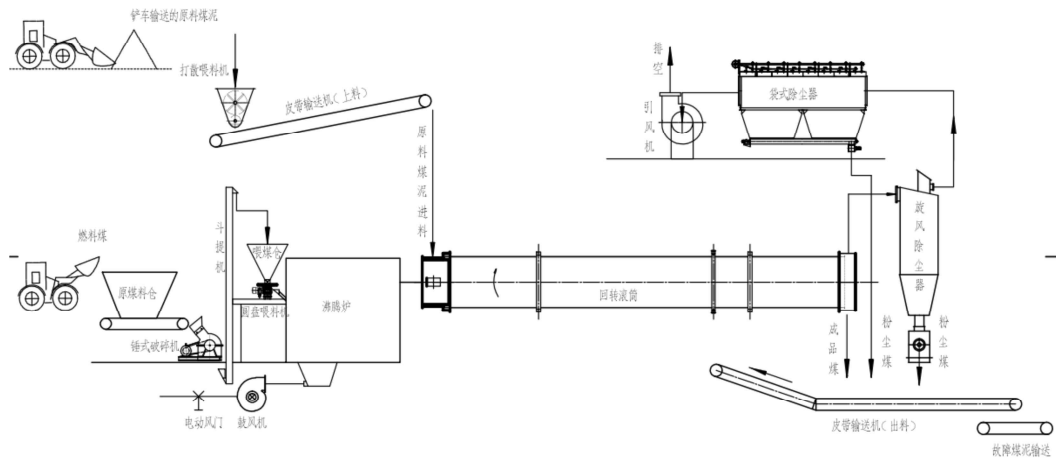


Fig 3-1 Brief View of Direct Drying using Kiln Type Dryer

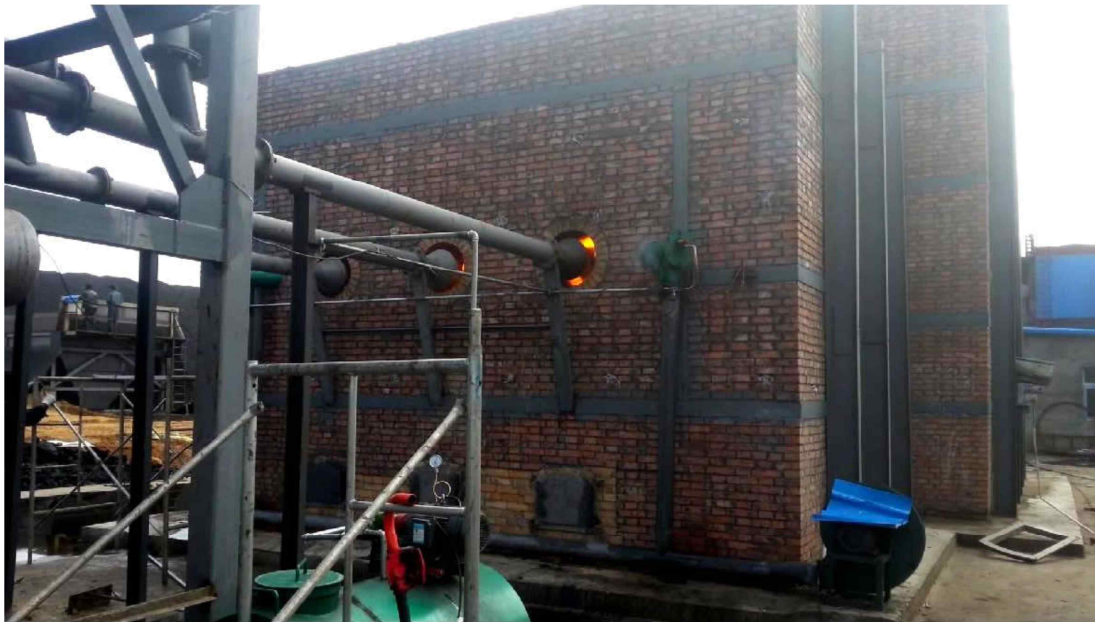


Fig 3-2 Photo of Direct Drying using Kiln Type Dryer #1



Fig 3-3 Photo of Direct Drying using Kiln Type Dryer #2

최근 인도네시아 PKN 광산에서 800°C 이상의 공기로 석탄을 직접 가열하여 석탄에서 발생하는 Coal Tar로 저등급 석탄 표면을 코팅(Coating)하여 표면을 소수성으로 개질 시킨 후 성형(Briquetting)을 하거나 직접 판매하는 프로젝트도 진행 중에 있으나, 여전히 폭발에 대한 안정성에는 의문이 있는 상황이다.

3.1.2 유동층 건조기

건조물 층의 저부에서 열풍을 송풍하여 건조물을 부유 유동시키면서 건조하는 방식으로, 연속식과 회분식이 있다(Fig 3-4). 대량 처리를 전제로 하는 저등급 석탄 건조인 경우 연속식이 바람직하다. 연속식은 건조 속도가 빠른 장점이 있으나, 건조물이 유동함에 따라 발생하는 정전기에 유의해야 하며, 산소를 함유한 유동 공기 주입 시에 폭발/발화의 위험이 상존한다(안전보건공단, 2007). 때문에 해당 기술은 보일러 연소 직전의 전처리 공정으로서 보일러의 연소 폐열을 열원으로 이용할 경우 경제성 있는 공정으로 사료된다. 만약 이를 광산 공정에 사용하기 위해서는 폭발/연소의 위험이 없는 공기를 별도로 생산하는 공정이 병행되어야 한다.

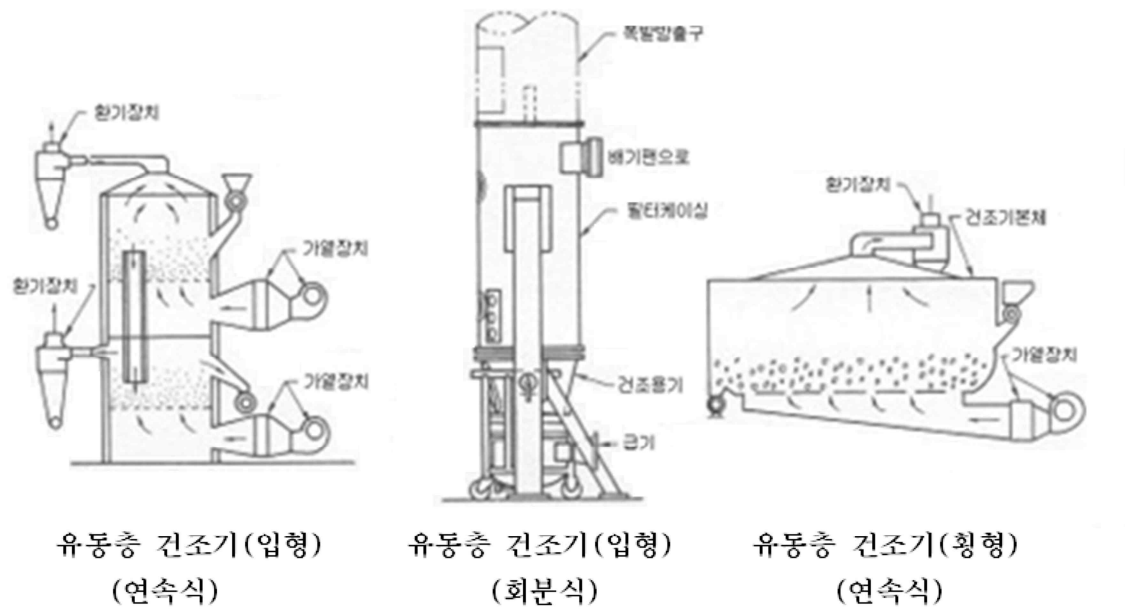


Fig 3-4 Examples of Fluidized Bed Dryers

3.1.3 Microwave 건조기

Microwave를 사용하여 석탄 내에 존재하는 물을 선택적으로 가열하고 증발시켜 석탄을 건조시키는 기술(Fig 3-5)로, 북미지역에서 Coaltek, Drycol 등이 상용화에 도전하고 있다. 일부 극성 유황 성분도 황산가스(SO_x)의 형태로 처리 도중 걸러지는 것으로 알려져 있다.

그러나 이 기술 역시 수분 증발 시 석탄 내의 휘발성분 중 일부가 함께 기화되어 공정 중 폭발의 위험성이 있다. 따라서 이를 방지하기 위해 다량의 공기를 순환시키거나 불활성 가스 치환이 가능한 환기 설비를 갖추어야 한다.

또한 석탄 중 금속성 이물질에 전계가 집중됨으로 인해서 방전이 발생할 수 있고, 설비의 결함으로 인하여 외부의 작업자가 마이크로파에 노출될 경우 생체 조직 손상 및 기능 장애를 유발할 수 있어 아직 본격적인 상용화는 이루어지고 있지 않은 실정이다.

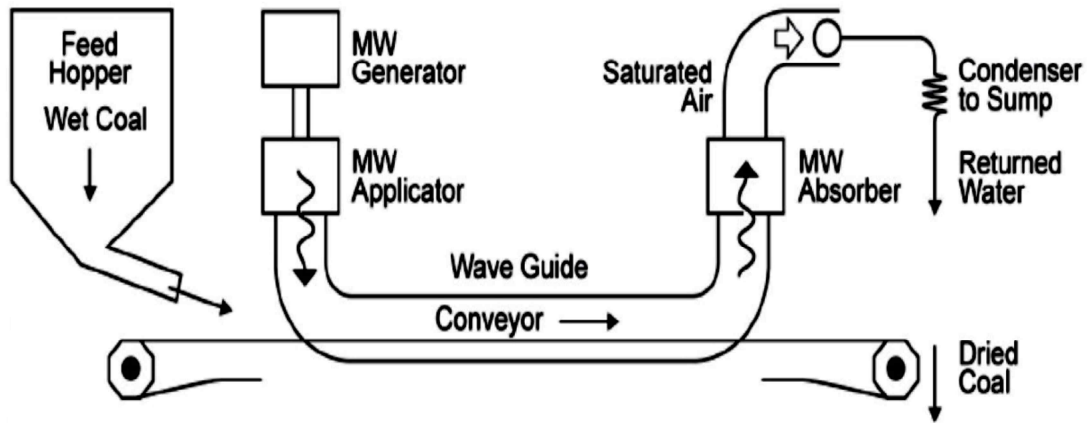


Fig 3-5 Examples of Microwave Drier

Microwaves for Coal Quality Improvement : The Drycol Project (2007)

3.1.4 과열증기 건조기

최근 국내 상장사인 한국테크놀로지에서 과열증기를 분사하여 피건조물을 건조시키는 기술에 대한 상용화를 추진 중이다(Fig 3-6). 해당 기술은 한국 남동발전의 영흥 화력 발전소에서 이루어지고 있으며, 석탄에 적용하기 위해 실증 설비(100t/hr)를 운영 중이다. 해당 기술은 100℃ 이상의 배출 증기를 모은 후 재가열하여 건조기에 공급함으로써 열손실을 줄이고, 과열증기를 사용함에 따라 저 산소 환경에서 건조가 진행되어 화재 위험이 없는 장점이 있다(김옥신, 2008). 단순한 공정으로 운영비용 및 유지보수 비용이 적게 드는 것으로 알려져 있다. 또한 열전달 매체로서 포화증기보다 비열이 높은 가열 증기를 활용하여 직접적으로 피건조물과의 접촉을 유도하므로 건조를 위한 열전달 효율이 높은 것으로 알려져 있다(한국테크놀로지, 2016) .

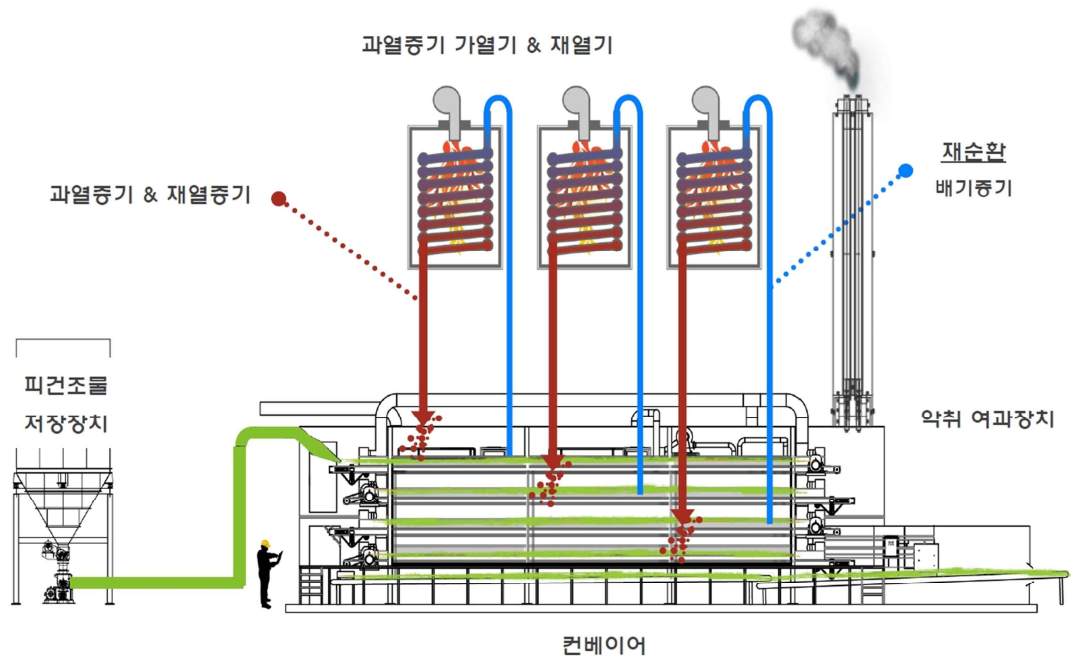


Fig 3-6 Drying System using Superheated Steam

(출처 : Hankook Technology, 2016)

그러나 이 공정은 많은 장점에도 불구하고, 연속 공정이나 가압/감압 시 증기의 누출이 발생할 수 있기 때문에 건조 공정 과정에서 밀폐를 해야 하고, 건조기 내부에서 과열 증기가 재 응축되는 것을 막기 위해 적절한 단열이 필수적이다. 또한 아직 Pilot Scale (100t/hr)의 건조 설비에 대한 운영상 안정화 작업이 종료되지 않은 상태로 운영 비용에 대한 추가적인 검증이 필요하다. (경인일보, 2016).

3.1.5 스팀 튜브 건조기 (Steam Tube Dryer)

스팀 튜브 건조기(Steam tube dry, STD) 기술은 원통형 Kiln 내부에 증기가 통과할 수 있는 튜브를 여러 개 설치한 후 튜브 속으로 증기를 통과시키고 Kiln을 1 rpm 정도의 저속으로 회전시키며 간접적으로 피 건조물을 건조시키는 방법이다(Fig 3-7, Fig 3-8). 이 기술을 석탄에도 적용할 수 있는 대표적인 설비로서는 일본 츠키시마카이(Tukisima Kikai)사의 제품이 있다. 해당 설비는 최대 500t/hr의 규모로 설치가 가능하며, 일본 규슈의 시그마파워(Sigma Power)발전소 및 한국 포스코(POSCO)의 코크스(Cokes) 제조공정의 전처리 설비로 활용 중이다. (Tsukishima Kikai, 2015).

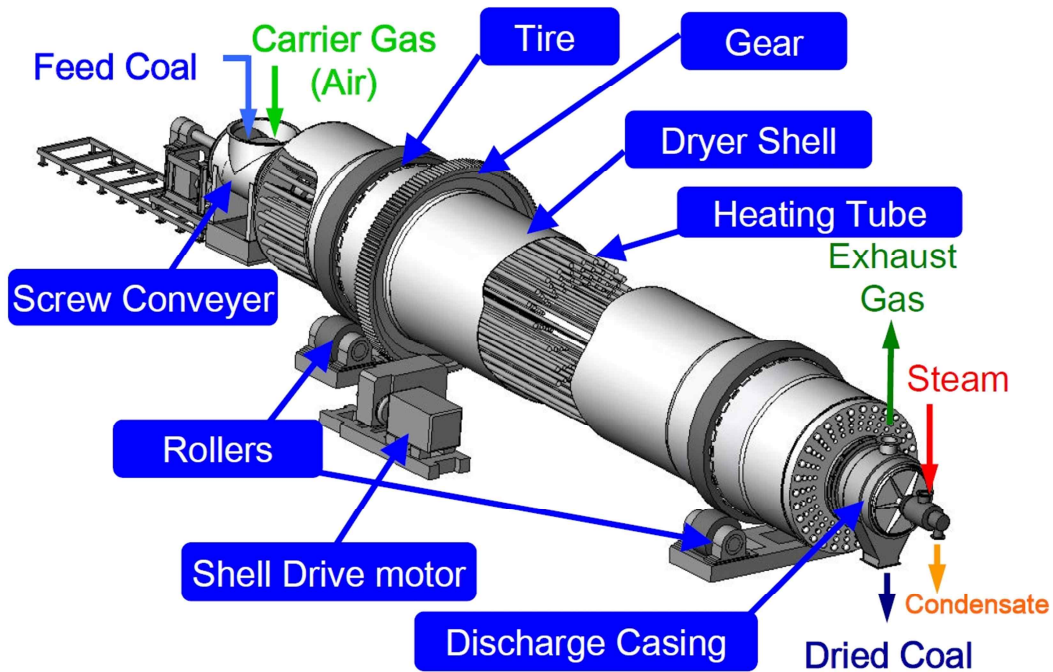


Fig 3-7 Steam Tube Dryer

(출처 :Tsukishima Kikai, 2015)

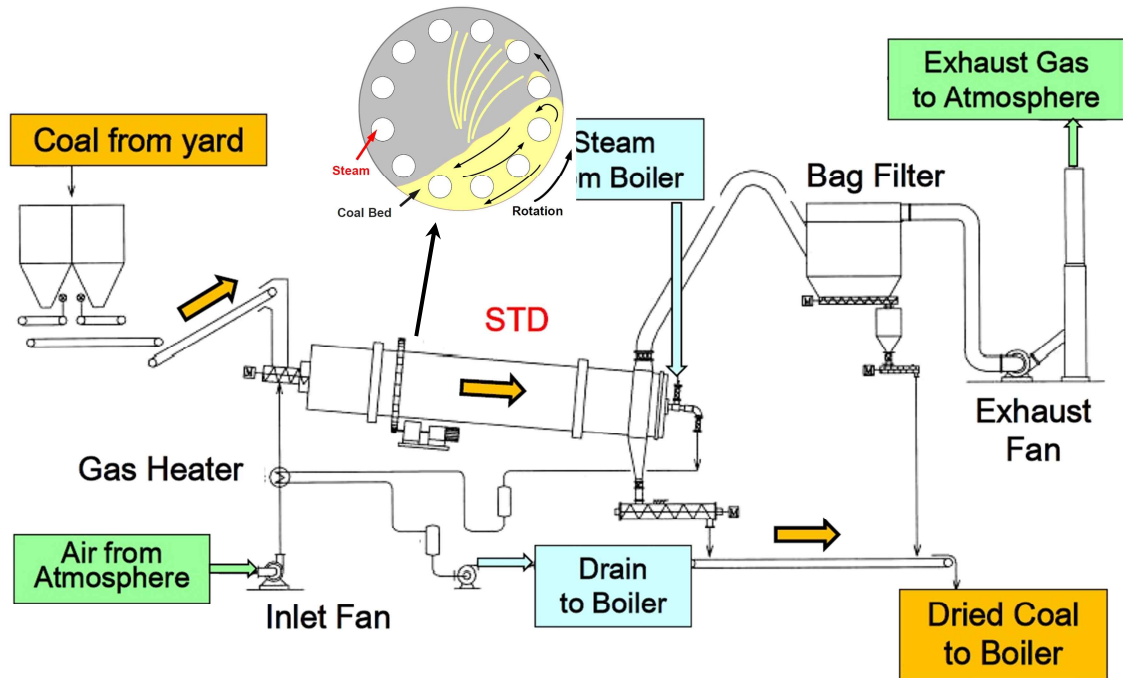


Fig 3-8 Brief diagram of Steam Tube Dryer

(출처 : Tsukishima Kikai, 2015)

STD는 매우 단순한 구조로 구성되어 있어, 유지보수를 위한 작동 정지 소요기간이 적고, 저압의 증기를 사용하기 때문에, 압력 유지 관련 설비 소요도 낮은 편이다 (Tsukishima Kikai, 2015).

다만, 원료의 크기(Feed Size)는 석탄을 20mm 이하로 분쇄하여 장입하여야 하며, 미분에 의한 분진 문제 및 건조 후 재흡수 여부에 대한 문제 등이 해결되어야 하므로, 광산에서 설치하기보다는 발전소의 보일러 선단에서 설치하는 것이 유리하다.

3.2. 선행연구조사 - 성형(Briquetting)

석탄 취급 중 발생하는 분진, 자연발화, 핸들링 등 여러 가지 문제들을 해결하기 위하여 각종 목적 및 형태로 성형(Briquetting)된 형태의 석탄들이 많이 사용되어졌다. 특히 자연발화, 분화 등 저등급탄의 취급상의 문제를 해결하고 건조 이후 수분 재흡착 등의 문제를 극복하기 위하여 여러가지 Briquetting 기술들이 가정용으로부터 산업용으로 까지 다양하게 연구되었고 일부는 상용화 되고 있다.

3.2.1 전통적 성형법 (Conventional Briquetting)

전통적으로 소규모 공장에서 생산되어 주로 소규모 가정용으로 사용되던 성형탄은 1990년대부터 한국에서 그 소비량이 매우 줄었다. 해당 연구의 대상지역인 인도네시아에서는 고유가 시대의 가정용 연료 대체제로 성형탄의 사용 및 보급이 연구되어 2000년대 초반까지 연 2.0Mt의 성형탄이 소비되기도 하였다(Bambang, 2007). 그러나, 성형탄은 가정 및 소규모 산업용으로 사용하기에는 착화 및 소화에 제약이 많고, 많은 부분이 수작업으로 이루어지는 후천적인 제조 공정이라는 큰 문제점을 지니고 있어 추가적 대용량화 및 상용화를 통한 사용량 확대에는 한계가 있는 실정이다.

따라서 본 연구에서는 소규모 성형탄이 아닌 대량생산을 전제로한 Bulk 화물 취급을 염두한 대용량화가 가능한 성형탄을 연구의 대상으로 하였다.

3.2.2 유중슬러리 갈탄 고품위화 (Upgraded Brown Coal (UBC))

UBC는 Fig 3-9와 같이 저등급 석탄을 5mm 이하로 분쇄하여 아스팔트와 같은 중유 계열과 운반매체역할을 하는 경유계열을 혼합한 슬러리 제작 탱크에 투입한 후 가열하여 저등급탄의 수분을 제거한 이후, 슬러리 케익(Slurry Cake)에서 수분을 제거하고, 유분은 재순환시켜 최종 성형을 실시하여 제품을 만드는 공정이다(Kinoshita, 2010).

특히 동 기술은 인도네시아 남부칼리만탄 Satui 지역에 소재한 국영 기업 Artumin 광산에 상용급(600t/hr)의 설비가 건설되어 주목을 받은 공정이다.(Fig 3-10)

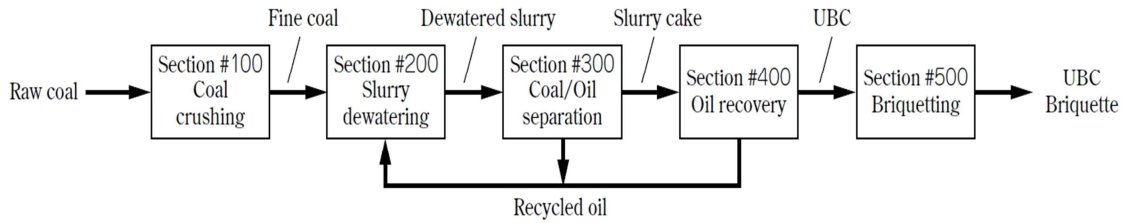


Fig 3-9 Brief Flow Diagram of UBC Process

(출처 : Kinoshita et all, 2010)



Fig 3-10 Photo of UBC Plant

(출처 : Kinoshita et all, 2010)

본 공정은 2010년부터 시험 가동에 돌입하였으나, 저등급탄의 가공 및 성형에 소요되는 비용이 예상(US\$ 15/t)보다 과다하게 소모(US\$ 20/t)되어 운영에 차질이 발생하였다. 주요 비용 상승 사유로는 먼저 Artumin 측에서 사업 대상으로 제공한 Pendopo 지역이 남부 수마트라의 내륙에 위치해 있어, 프로젝트 자체의 사업비 외에 부가적으로 막대한 건설비용이 소모되었고, 다음으로 Artumin 측에서 공급하는 석탄이 기존에 설계된 탄질(TM 35%, 4200 GAR)보다 더 저급 석탄(TM 60%, 2500 kcal/kgGAR)이었기 때문에 가동상의 문제점도 발생하였다(Masahiro, 2015).

최근에는 인도네시아-일본 간에 국문(Pendopo) 지역을 중심으로 종합적인 저등급 석탄 개발 계획에 대한 논의가 있었으며, Mine Mouth 발전소 뿐만 아니라 SNG 가스를 생성 후 파이프라인에 연결하여 싱가포르 및 자바섬으로의 이송까지의 문제를 포함한 사안을 원점에서 포괄적으로 재검토하고 있다(JOGMEG, 2013).

또한, 해당 기술은 중유 혹은 아스팔트와 같은 첨가제가 사용되기 때문에, 연소 직후에도 석탄 내에 첨가제 잔분이 존재하는 경우가 있고, 이러한 잔분은 연소 부산물에 기름때를 형성하여 전기집진기의 집진 특성을 저하시키거나, 석탄회 재활용성을 저하시킬 수 있는 단점을 가지고 있다(김재관, 2011).

3.2.3 Binderless Coal Briquette (BCB)

전동혁 등은 인도네시아의 Kideco석탄 및 KCH 석탄을 이용하여 여러가지 건조 조건 및 석탄의 물성에 따라 압력 조건을 달리하여 무결합체 성형 실험을 실시하였다(전동혁, 2015). 실험 결과 석탄 수분이 10~15%인 석탄에서 가장 높은 강도의 성형탄이 만들어졌다. 입자가 작을수록 성형 강도가 좋았으며, 압력에 비례하여 성형강도가 증가하는 현상을 보였다. 그러나, 약 300kN 이상의 압력에서는 강도 증가가 거의 없었다. 또한, 보관 일수 약 1주일 이후부터 강도가 약해지는 것을 확인하였다.

인도네시아에서도 호주의 White Energy사가 Bayan Group이 소유한 동부칼리만탄 Tabang Project에 동 기술을 적용하였다. 그러나, 성형탄이 쉽게 파쇄되는 현상과 수분의 재흡착 문제를 효과적으로 막지 못해 주주 간의 갈등을 초래하게 되었으며 이로 인하여 현재 사업은 중단된 상태이다.

3.2.4 팜잔사유(Palm Oil Residue) 혼합 성형

저등급탄이 상대적으로 풍부한 인도네시아에서 석탄의 건조 및 성형을 하고자 할 때, UBC에서 사용되는 아스팔트의 대체제로 현지에서 비교적 쉽게 확보할 수 있는 Palm Oil Residue(POR)를 이용하는 기술이다. 대표적인 POR이라고 할 수 있는 PFAD⁴를 원탄과 직접 혼합한 후 열을 가해서 물은 증발시켜 제거하고, 그에 따른 저등급탄의 공극을 용융한 PFAD가 스며들어서 채우는 것이 기술의 핵심이다. 팜오일은 100℃ 이하에서도 쉽게 용융하고 용융 후에도 점성이 낮아 유동성이 좋은 장점을 가진다(Fig 3-11).

⁴ PFAD(Palm Fatty Acid Distillate) : Crude Palm Oil 을 Refinery 에서 정제할 때 발생하는 잔류 유분

또한 처리 과정 중에 저등급탄에 쉽게 도포되며, 350~450°C 수준의 높은 비등점을 가지기 때문에 100~120°C로 건조되는 처리 과정 중에도 쉽게 증발하지 않는 것은 물론 처리 이후 상온에서 자연적으로 냉각되어 표면에 코팅된 PFAD는 다시 고상으로 응고되면서 코팅이 완료되는 등의 장점을 가져, 저등급탄 성형 및 코팅 재료로서 여러 가지 이점을 지닌다(전동혁 등, 2013).

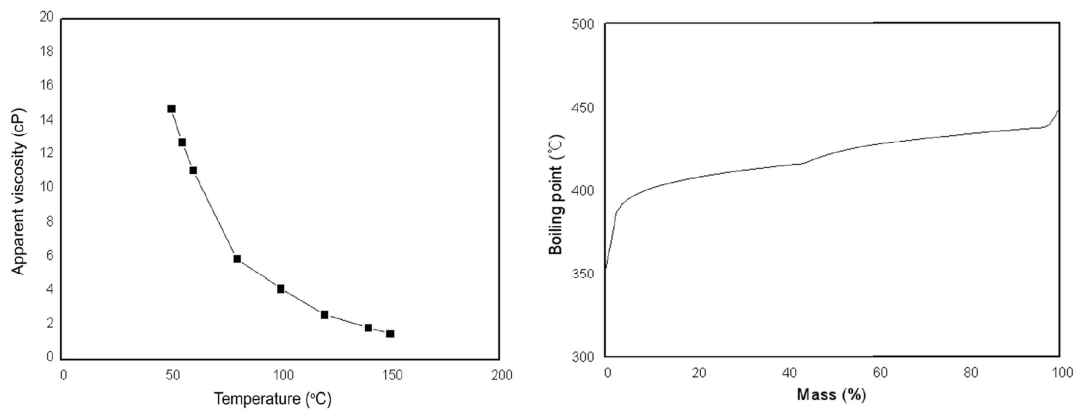


Fig 3-11 Viscosity and Boiling Point of PFAD
(출처 : 박인수 등, 2013)

3.3 기술간의 비교 및 연구 대상 기술 선정

한국테크놀로지가 실시한 각종 건조 기술에 대한 평가(한국테크놀로지 2017)를 참고하여 아래의 표(Table 3-1)와 같이 건조 기술에 대한 장단점을 정리 하였다.

Table. 3-1 Comparisons of Drying Processes

구분	장점	단점
Kiln형 건조기 Kiln Type	단순한 구조 설치비 및 유지보수비 낮음	열전달 저효율 폭발 위험 건조 이후 재흡수 문제
과열증기 Superheated	열전달 고효율(석탄에 직분사) 무산소 환경으로 폭발 위험 낮음 저속 컨베이어 사용 낮은 마모율과 사용부지 최소화 실증설비 준공 및 상업운전 (2,400t/day)	석탄 수분 증발에 의한 응축수 발생 건조 이후 재흡수 문제
유동층 Fluidized Bed Dryer	상용화 사례 많음 추가적인 열원 불필요	피건조 매체 고속 유동으로 고마모율 송풍기 시스템 복잡. 높은 유지 비용 폭발 위험
마이크로파 Microwave Dryer	열매체로 공기가 사용됨 상용 설비 운영중	높은 설치 비용 발화 및 폭발 우려 집진기 등에서 높은 유지비
회전접촉식 Steam Tube Dryer	간단한 설비로 공정별 자율성 많음 상용화 사례 많음	높은 전기 소모량 (3MW) 투입 석탄 크기가 제한적 (-20mm)

한국에너지기술연구원(KIER)에서는 앞서 언급한 회전접촉형 건조기(Steam Tube Dryer)를 POR과 혼합하여 저등급 석탄을 건조하는 방법으로 Pilot Scale 가동을 성공하였다. CUPO™ Process로 명명된 이 기술은 단순한 프로세스를 가져 설치 비용 및 유지보수비가 적게 들며, 각 공정을 자율적으로 운영할 수 있어 운영 중 운전 조건 수정에 용이하다 (BPPT 인터뷰 2017).

또한, 석탄 코팅용으로 사용하는 POR이 건조 후 성형 시 바인더(Binder)로서의 역할을 할 수 있기 때문에, 성형에도 유리한 공정으로 판단된다. CUPO 공정의 문제점으로 여겨지는 POR의 안정적인 공급 여부의 측면에서 살펴봐도, 지리적으로 GAM 광산이

적합하다. 광산 인근 여러 곳에 Crude Palm Oil 정제 공장이 있기 때문에 POR을 효율적으로 공급 받을 수 있을 것으로 판단된다.

이러한 이유에서, 본 연구에서는 CUPO™ Process를 저등급 석탄 품질향상 기술로 선정하고, 본 기술을 중심으로 GAM N100 석탄의 upgrade 가능성을 살펴보았다. Fig 3-12와 Fig 3-13에 CUPO™ Process의 간략한 공정흐름과 개념을 나타내었다.

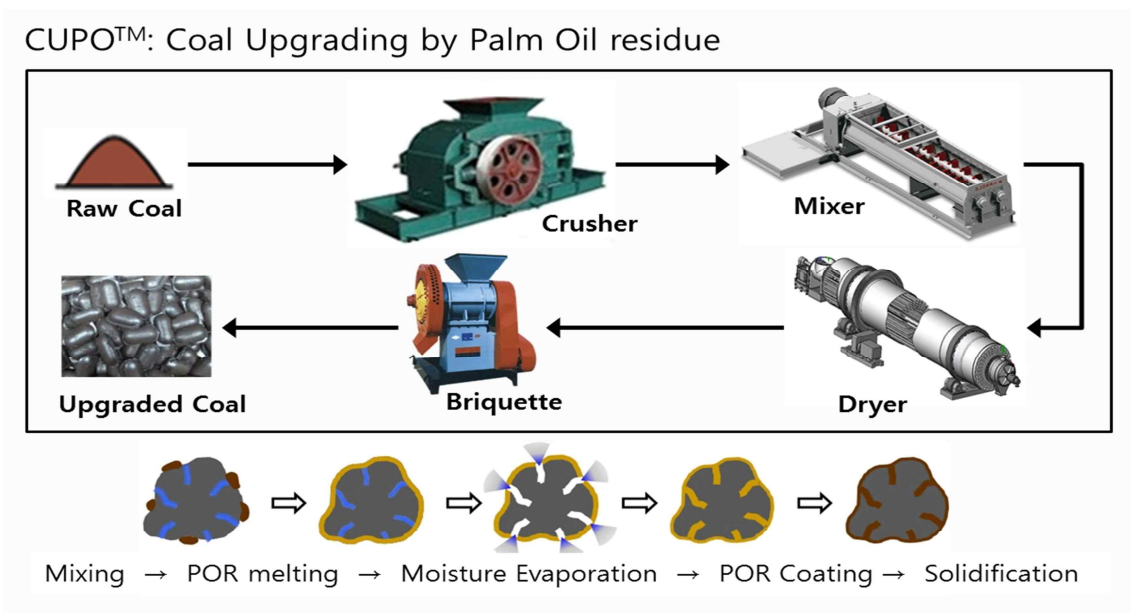


Fig 3-12 Conceptual Flow of CUPO Process

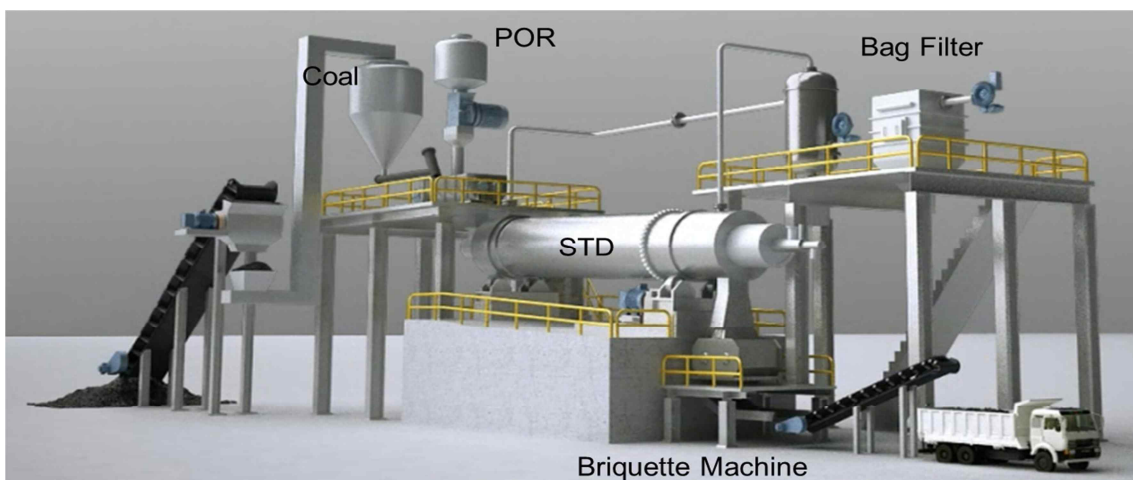


Fig 3-13 Conceptual Picture of CUPO Process (출처 : 예기연 , 2013)

3.4 CUPO Process 관련 선행 연구 조사

인도네시아 Banten州에 위치하고 있는 인도네시아 응용기술연구원(Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, BPPT)에는 Pilot Scale의 Steam Tube Dryer가 설치 되어 있고, 이후 이와 연계할 수 있는 Briquetting 설비가 갖추어져 있다.

BPPT의 이 설비를 이용하여 인도네시아의 여러 가지 저등급의 석탄에 대하여 CUPO Process의 적용에 대한 연구가 진행되었었다(Wanda, 2014). 해당 연구에서는 CUPO Process를 검증하기 위하여, Pendopo, Banko, Meuaboh, Tabang, Sekayan 등 현재 인도네시아에서 석탄 Upgrading 관련 연구가 활발히 진행 중인 지역의 석탄을 대상으로 PFAD를 1%, 5%, 10% 혼합한 상태에서 2hr, 4hr, 6hr, 12hr로 가열시간을 달리하여 건조 및 성형 실험을 진행하였다. 특히 STD 건조를 통한 총수분 (Total moisture, TM)의 감소보다는 석탄에 내재되어 있는 고유 수분 (Inherent Moisture, IM)의 저감에 주목하였다. 실험을 통해, 오래 가열할수록, PFAD의 함량이 많을수록 건조 및 성형과 관련된 양호한 결과를 얻을 수 있음을 확인하였다.

Table 3 - 2 Pilot Scale Test Result of CUPO Process with 10% PFAD

Coal Mine	Region	Before Process		After Process	
		IM (% adb)	C.V. (kcal/kg GAR)	IM (% adb)	C.V. (kcal/kg GAR)
Pendopo	South Sumatra	20.91	4,063	14.86	5,730
Meulaboh	Aceh	15.91	5,009	11.41	5,772
Banko	South Sumatra	17.36	5,839	10.81	6,912
Tabang	East Kalimantan	20.36	5,194	15.23	6,267
Sekayan	North Kalimantan	12.55	5,379	9.61	6,005
Mulia	South Kalimantan	17.31	5,191	13.86	6,219
Sorong	Papua	20.55	4,823	16.12	6,208

<출처: Wanda, 2014>

Angga 등(2017)은, 인도네시아의 Sorong 및 Jambi의 저등급 석탄으로 200℃ 와 250℃에서 각각 5% 및 10%의 PFAD를 첨가하여 8시간 동안 CUPO Process를 활용하여 가열하는 실험을 실시하였다. 결과물을 FTIR (Fourier Transform Infra Red)로 분석한 결과 석탄의 작용기에 변화가 있음을 확인하였으며, 지방족 작용기가 많아짐으로써 결과적으로 일부의 석탄 표면 성질이 친수성(Hydrophilic)에서 소수성(Hydrophobic)로의 전환이 이루어지는 것을 확인하였다.

한편, 박인수 등(2013)은 인도네시아산 갈탄인 에코탄을 활용하여 1~2mm 입도로 분쇄한 후 PFAD를 0~20%가량 혼합시킨 후, 질소 분위기 상태로 107℃에서 12시간 건조하는 실험을 실시하였다. 실험 결과 고품위탄의 수분은 거의 대부분 증발하였고, PFAD의 혼입에 따른 VM의 증가가 있었으며, 코팅에 의한 자연발화 억제 효과를 확인하였다. 또한, PFAD의 코팅효과에 따른 수분 재흡착 억제 효과 역시 확인되었다.

이러한 장점에도 불구하고 시중에 유통되는 PFAD의 가격 자체가 저등급 석탄보다 높아 비용의 고려 없이 과량의 PFAD를 첨가할 수 없다는 점과 Tube내에서 체류시간이 길수록 건조 효과는 커지는 반면, 시간당 생산량이 감소하는 단점도 있으므로 최적의 운용을 위해서는 비용 대비 효과 측면의 경제적 고려가 이루어져야 한다. 또한 시중에 유통되는 석탄의 가치는 IM보다는 TM을 기준으로 평가되기 때문에 TM의 변화에 더욱 주목해야 할 필요가 있다.

이러한 선행 연구를 통해 GAM의 N100 석탄에 CUPO Process를 적용할 경우, 저등급탄 표면의 소수성 전환으로 인한 수분 재 흡착 억제 효과를 기대할 수 있을 것으로 판단된다.

3.5 Binder의 선택 - PAO

CUPO Process에 대한 선행 연구를 검토한 결과 선행연구에서는 비교적 고가로 거래되는 PFAD가 5~10% 사용되었다. 2017년 1월부터 4월까지 PFAD의 가격은 US\$ 650~700/t 수준을 유지(Commodity3 2017)하고 있다. 실제 CUPO Process에 대한 대용량 상업화가 진행되기 위해서는 충분한 양의 잔사유가 저렴한 가격에 확보되어야 하지만 이러한 측면에서 볼 때 PFAD는 많은 한계를 가진다.

때문에 PFAD와 물성은 유사하지만 그보다는 저렴한(원산지 기준 US\$ 300~400/t 수준(Agung 2017)) 저등급 Palm Oil인 PAO(Palm Acid Oil)를 사용하는 것이 적절할 것으로 판단된다.

PAO는 PFAD와 유사한 고(高)유분이나, 순도에 있어서는 열위에 있는 재료이다. 보통 Crude Palm Oil(CPO) Mill에서 Palm 열매를 스팀이나 열수로 세척해서 발생하는 유성 침출수(POME, Palm Oil Mill Effluent)를 침전지에서 모으는데, 여기에 있는 유분을 따로 채집 및 정제하여 수집한다. 약 10,000ha의 팜 농장 면적 중 90%가 식재된 농장이라고 할 때, 하루 약 40t의 CPO가 생산 된다(Agung 2017). 보통 1 ton의 CPO를 생산하기 위해서 2.9t의 유성 침출수(POME)가 발생하는데, 과거에는 POME중 3~5% 가량이 PAO 성분이었다(PT Energy Feeds 2017). 그러나, 최근에는 CPO 가격의 상승에 따라 CPO Mill에서 POME가 최종 배출되기 전에 원심분리기를 설치해서 회수율을 높이고 있는데, 이런 경우 POME 중에 약 1%가량의 PAO 성분이 잔류하게 된다. (인터뷰, 2017)



Fig 4-1 Picture of PFAD (LEP 2017) and PAO (KKS 2017)



Fig 4-2 POME from CPO Mill (KPSR 2017)

POME는 CPO의 위치와 수거 업체 사이의 운송 거리에 따라서 일부 처리비를 감수하고 적정처리를 해야 할 부산물이다. 보통 CPO Mill에서 침전지를 주기적으로 정비할 때 수거업자에게 POME를 수거해 가게 하고, 수집 업자가 간단한 공정으로 찌꺼기 등을 처리한 후 정제하게 되는데 이때 수집되는 것이 PAO이다. PFAD가 1차 정제된 CPO의 2차 정제 과정에서 발생하는 잔류물(Distillate)인 반면, PAO는 Palm 열매에서 CPO를 추출해 낼 때 부생되는 유분으로서, CPO Mill이 지리상 광산 인근에 있는 경우 CUPO Process의 경제성을 높일 수 있을 것이다.



Fig 4-3 POME Settling Pond of CPO Mill and PAO extraction
(PT Energy Feeds 2017)

GAM 광산 인근에 3곳의 CPO Mill에서 근거리에서 확보할 수 있는 장점이 있으나, 여전히 충분한 양의 팜 오일을 저렴한 가격에 확보할 수 있다는 보장은 없다.

때문에 본 연구에서는 PAO가 석탄의 표면 및 수분이 이탈한 내재 수분의 간극만 채울 수 있는 수준을 목표로 하였다. 이에 0.5% 및 1%의 팜오일(PAO)을 혼합한 조건만을 대상으로 한정하여 분석을 실시하였다.

실험에 사용된 PAO는 인도네시아 기술표준(SNI 01-3555-1998)방법으로 분석하였으며 구성 성분은 아래 [Table 3 - 3]과 같다.

Table 3 - 3 Analysis result of PAO used in the test
and Comparison with the spec. of PFAD

Subject	Unit	PAO used	General PFAD
Mean Moisture Content	%	0.98	0.03~0.24
Free Fatty Acids (palmitic acid)	%	62.6	72.7~92.6
Peroxide Value	meq/kg	4.1	N/A
Iodine value	g/100g	50.2	46.3~57.6
Saponification value	mgKOH/g	186	200.3~215.4
Unsaponifiable matter	%	0.53	1.0~2.5

4. GAM N100탄의 CUPO Process 실험

인도네시아 응용 기술 연구원(BPPT)에서 보유하고 있는 Pilot Scale의 STD 및 성형 장비를 이용하여 GAM 석탄에 대한 건조 및 성형 실증 실험을 실시하였다(BPPT, 2015).

GAM의 N100 석탄을 대상으로 샘플링을 실시하여, 약 15t 가량의 N100탄을 ROM(Run of Mine) 상태로 2개의 트럭에 분산 적재하여 BPPT 연구소로 이송하였다. 도착 시 N100 석탄의 탄질은 아래(Table 4-1)와 같았다.

Table 4 - 1 Quality of Low Rank Coal used in the test

TM % arb	IM % adb	VM % adb	AC % adb	FC %adb	CV kcal/kgGAD	CV kcal/kgGAR
45.78	15.53	41.48	3.23	39.76	5,446	3,496

4.1 실험 방법 및 실험 결과

4.1.1 회분식 건조(Steam Tube Dryer) 실험 (Lab Scale)

GAM의 N100 석탄이 Pilot 규모의 연속식 건조 및 성형 공정을 거쳤을 때 어떠한 건조 특성을 보이는지에 대한 기본적인 물성을 파악하기 위하여 우선 Lab Scale의 회분식 스팀 튜브 건조기(Steam Tube Dryer)를 활용하여 실험을 실시하였다.

수분의 건조는 약 10% 수준을 목표로 하였는데, 이는 인도네시아 저등급탄을 대상으로 실시한 다른 연구에서 건조 이후 수분의 평형 상태가 약 10%로 수렴하는 결과를 반영(Wanda, 2014)한 것이다. 또한 이 수치는 약 10% 정도의 수분에서 성형탄의 강도가

가장 양호한 결과를 보여주었던 다른 연구를 참고한 결과(전동혁 2015)이다. PAO는 석탄과 혼합 시키기 전에 사전에 용융시켜 두었으며, 분무기를 활용하여 석탄과 혼합시켰다.

0%, 0.5% 및 1.0%의 PAO를 각각 석탄과 균질하게 혼합하였으며, 직경 32cm, 깊이 29 cm인 5.0 liter 용량의 Steamtube Batch 실험 용기에 투입하였다. 건조 중 회전속도는 15rpm으로 설정하였으며, 0.6 MPaG의 스팀을 튜브를 통해 순환시켰다. 용기가 회전하는 동안 석탄이 용기 속에서 교반되면서 열원인 Steam Tube와 충분히 접촉하게 하기 위하여, 석탄은 용기 부피의 약 50% 정도를 채웠으며, 1회당 3~3.5kg의 시료가 사용되었다.



<Feeding Sample>

<mixing PAO & Coal>

< Taking Dried Sample >

Fig 4-4 Procedure of STD Batch Test

실험 결과 건조 초기 분동안 약 40°C의 석탄이 80°C까지 비교적 신속하게 가열되었고, 이후 수분의 증발에 의하여 열을 방출함에 따라 시료의 온도는 80°C ~ 90°C까지 완만하게 상승 하였다. 석탄의 온도가 90°C에 도달하고부터는 급격한 건조가 일어났고, 온도 상승도 빨라지는 현상을 볼 수 있었다. 이러한 현상의 원인은 내부의 Steam Tube 와 시료의 접촉 부분에서 석탄이 100°C 이상의 온도에 접촉함에 따라, 이

지점에서 석탄의 수분이 비등점 이상의 온도 조건으로 인해 급격하게 건조 되었기 때문인 것으로 생각된다. 즉, 총수분이 내재수분 수준인 약 15%에 도달할 때까지는 빠른 건조 속도를 보였는데, 이는 표면 수분이 비등점에서 급격하게 증발하기 때문인 것으로 보인다. 반면, 석탄에 화학적으로 결합되어 있는 수분이라고 생각되는 내재수분의 함량보다 더 낮은 수분 함량으로 건조를 진행시키기 위해서는 추가적인 시간이 소요되었는데, 내재수분의 증발이 표면 수분의 증발보다 어렵기 때문인 것으로 보인다.

이렇게 표면수분과 내재수분의 제거 속도에 차이가 있으므로, 향후 대량생산을 위해서는 석탄의 표면 수분만을 증발시키는 것을 목표로 하는 것이 경제적인 것으로 보인다.

석탄을 PAO로 코팅한 경우 석탄의 온도가 물의 비등점보다 높은 140 °C 이상이 되어도, 일부 수분은 기화하며 이탈하지 못했다. 이와 유사하게 PAO를 혼입한 석탄은 TM 1% 미만으로 건조시키기가 어려웠는데, 이는 PAO 성분이 석탄을 코팅하여 미쳐 빠져나가지 못한 수분이 석탄 속에 존재하기 때문인 것으로 생각된다.

또한, PAO가 각각 0%, 0.5%로 혼입된 시료에 대하여 건조율을 비교하여 보았다. PAO가 각각 0% 및 0.5%가 섞인 석탄의 건조율은 약 $\Delta 0.55 \sim \Delta 0.60^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 로 나타 난 데 반해, PAO가 1.0%가 혼입된 시료의 건조율은 $\Delta 0.32^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 으로 낮았는데, 이것 역시 용융된 PAO로 잘 코팅되어서 내부의 수분이 외부로 빠져나가는 것을 막았기 때문으로 생각된다.

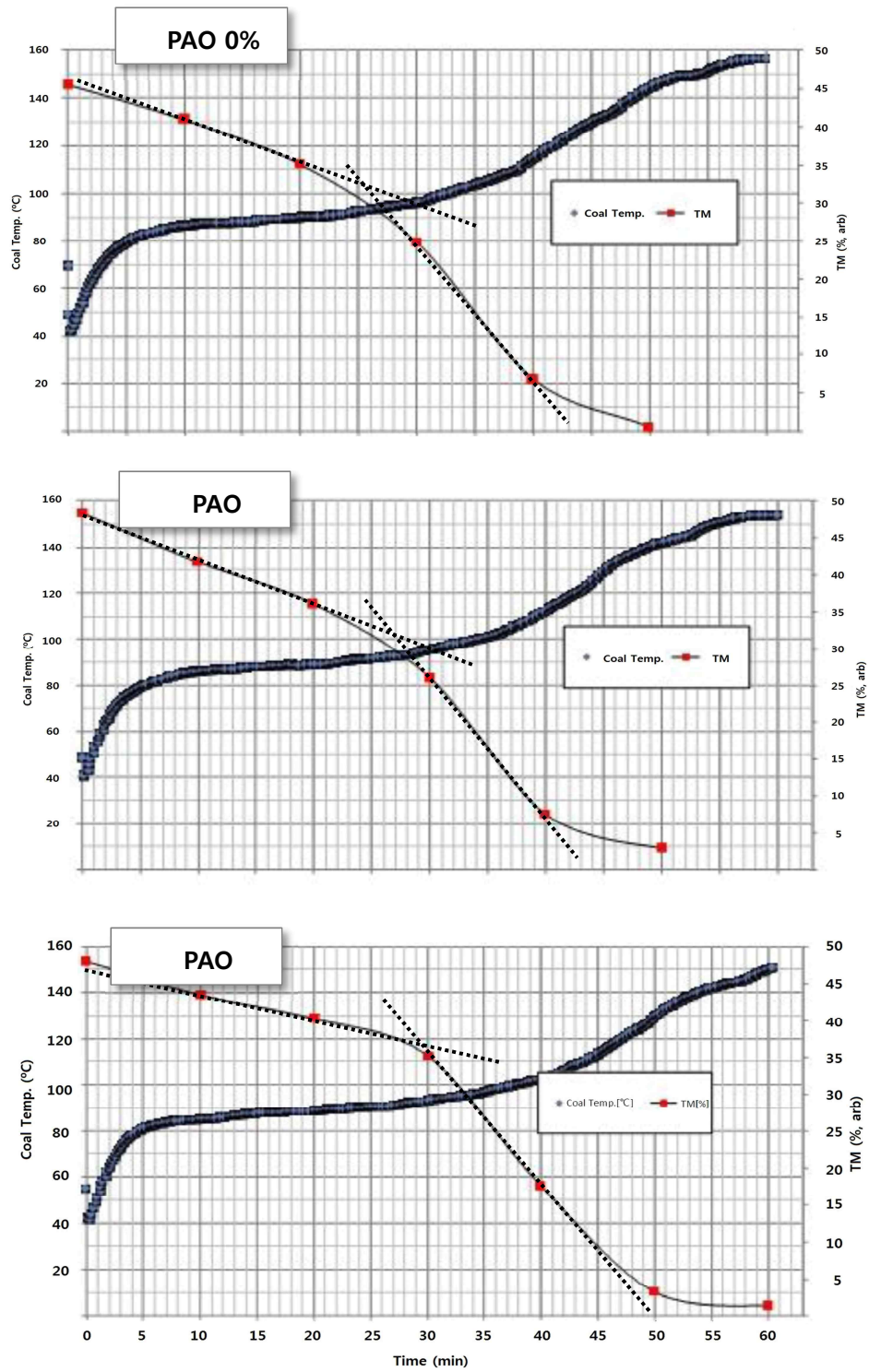


Fig 4-5 Result of STD Batch Drying Test
(0% , 0.5% , 1.0% of Palm Oil Residue)

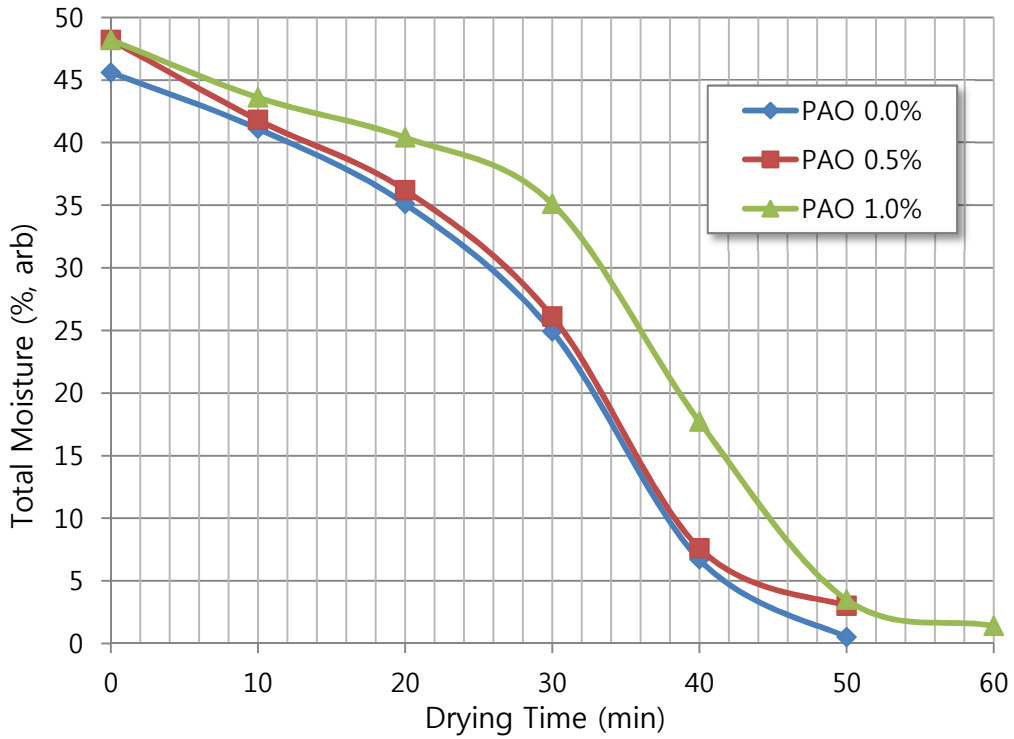


Fig 4-6 Comparison of Drying Rate
(0% , 0.5% , 1.0% of Palm Oil Residue)

건조 실험 결과 아래의 표와 같은 TM의 감소 결과를 얻었다.

Table 4 - 2 Result TM drop from the Batch STD Drying Test

Sample	Before Drying	After Drying
PAO 0%	48.00%	7.54%
PAO 0.5%	48.16%	6.20%
PAO 1.0%	47.34%	9.97%

4.1.2 연속식 건조(Steam Tube Dryer) 실험 (Pilot Scale)

GAM N100 석탄에 대한 CUPO Process의 적용 가능성을 확인하기 위하여, Pilot Scale의 실험장치를 사용하여 연구를 수행하였다. 특히, STD내에서 PAO가 순조롭게 혼합되면서 건조와 함께 코팅이 이루어지는지의 여부를 파악하고자 했다. 이로서 건조된 석탄을 성형하였을 때, 성형탄의 수분 재흡수를 효과적으로 차단할 수 있는지 여부를 판단할 수 있을 것이다.

300kg 용량의 호퍼에 급탄 장치를 통하여 시료를 공급하였으며, 4~5일 동안 연속 운전으로 실험을 실시하였다. 스팀 온도는 160℃, 스팀 압력은 1.0MPaG, 유량은 100kg/h로 설정하였다. 실험 중 탄진 폭발을 막기 위하여 질소 가스를 0.5MPaG(100NL/h)의 유량으로 건조기 내부에 공급하였다. PAO는 석탄 질량 대비 0%, 0.5%, 1.0%의 조건으로 준비하였으며, 사전에 용융시켜 Screw Feeder에서 석탄이 건조기로 투입될 때 동시에 분사를 해주는 방식으로 혼합시켰다.



Fig 4-7 Pilot Scale Test of STD (K-coal, 2015)

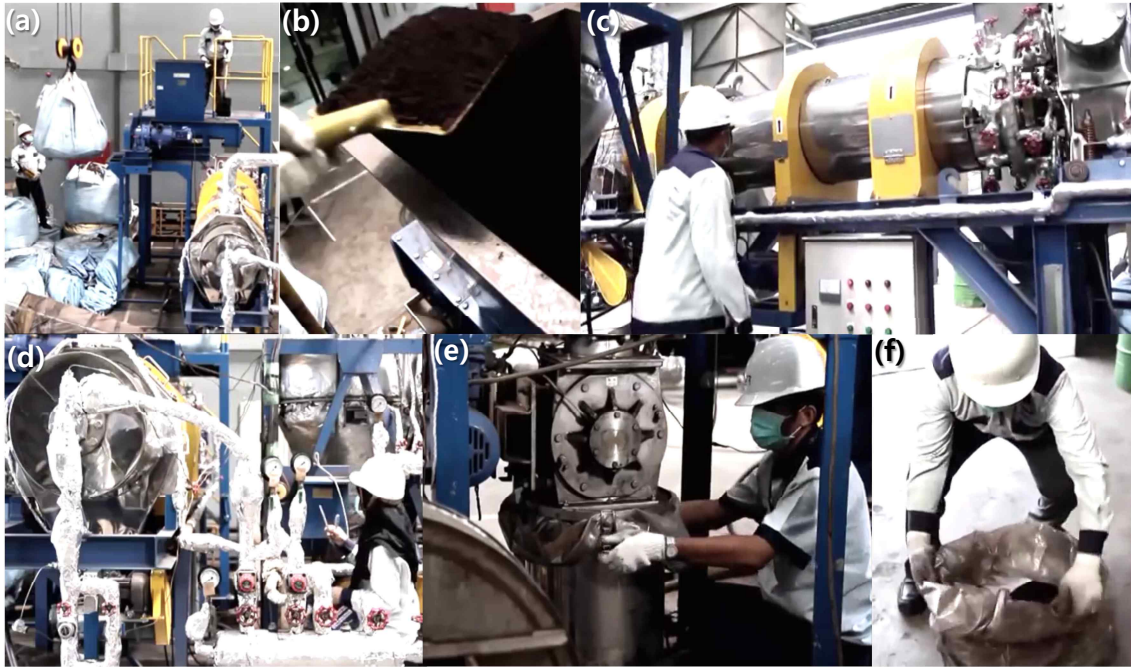


Fig 4-8 Process of STD Pilot Test (K-coal, 2015)
 (a) tonne bag placing; (b) feeding by scope; (c) drying;
 (d) checking the operation condition; (e) sampling; (f) final product

실험 중에는 사용되는 스팀과 배기가스의 온도와 압력, 생산물의 온도, 건조기 내부 온도, 질소 유량, Bag Filter의 압력 차이 등을 전산장치를 통하여 자동 기록하였으며, 그 결과는 아래의 표 4-3과 같다.

Table 4 - 3 Summary of operation condition of STD Pilot Scale Test

PAO %	Temperature					Drier Inside Temperature		
	Steam	Drain	Product	Exhaust	B. Filter	Feed	Center	Discharger
(% wt)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)
0%	162.09	162.09	95.09	96.93	88.62	76.23	88.85	93.16
0.5%	160.24	162.25	94.74	97.67	89.38	78.58	85.73	92.39
1.0%	161.64	161.90	92.58	96.14	87.44	80.62	86.47	91.97

PAO %	Pressure in the Chamber				Pressure out of the Chamber		Exhaust Gas Flow Rate
	Header	In STD	Out STD	B. Filter	Exhaust	B. Filter	
(% wt)	(MPaG)	(MPaG)	(MPaG)	(MPaG)	(mmAq)	(mmAq)	(Am3/min)
0%	0.65	0.59	0.25	0.34	9.69	6.88	2.00
0.5%	0.67	0.61	0.25	0.38	9.81	9.79	2.00
1.0%	0.66	0.59	0.25	0.31	9.26	9.68	1.97

또한, 건조 석탄의 질량 및 수분함량, 백 필터(Bag Filter)에 수집된 석탄의 탄질 분석 등도 별도로 실시하였다. 매 15분 간격으로 운전 조건을 기록하고, 1시간 단위로 처리된 석탄의 상태를 확인하기 위해 시료를 채취하였다. Fig 4-9에 시료 채취 지점들을 도식화하였다. 0.5~1.0kg 가량의 시료들은 A, B, C, D, E, F의 각 지점에서 채취되었으며, 주요 분석 결과는 Table 4-4와 같다.

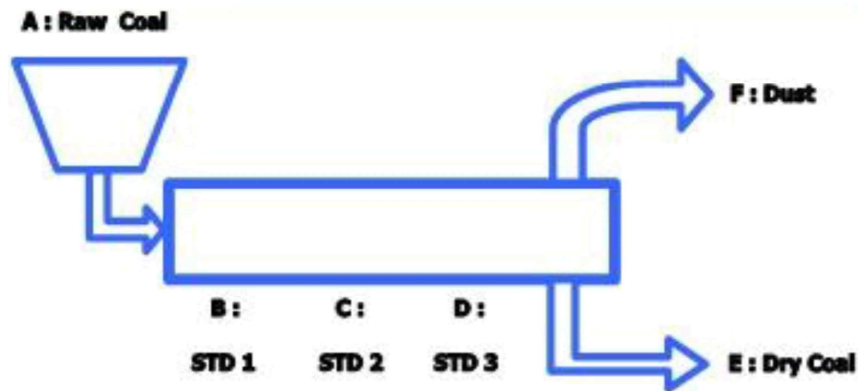


Fig 4-9 Positions of Coal Sampling for Pilot of STD

Table 4 - 4 Summary of STD Pilot Scale Test

Sample / Test		TM of Product (% , arb)	Average(% , arb)
PAO 0.0%	#1	11.60	11.59
	#2	12.12	
	#3	11.04	
PAO 0.5%	#1	9.40	10.03
	#2	10.39	
	#3	10.30	
PAO 1.0%	#1	9.57	9.16
	#2	8.90	
	#3	9.00	

3가지 실험 조건에서 목표하였던 10% 수준까지 수분이 건조되었고, PAO를 많이 혼합할수록 양호한 수분 건조 특성을 보이는 것을 확인하였다.

4.2. 건조탄 성형 및 성형탄 강도 시험

4.2.1 건조탄 성형 시험

Steam Tube Dryer로 건조된 석탄을 성형한 후 성형탄에 대한 실험을 실시하였다. 성형에 이용된 장치는 Double Roll Type으로 Taiyo사의 K-102A Model이다(Fig 4-10). Pillow 형태의 성형탄을 제작하였으며, 성형에 사용된 틀의 크기는 직경 250 mm, 폭 50mm, 틀간의 넓이 변화는 넓이는 0.5~2.0 mm, 성형기의 압력은 70kgf/cm^2 로 설정하였다. 생성된 성형탄의 크기는 길이 28 mm, 폭 26 mm, 두께 18 mm였다(Fig 4-11)

20kg의 석탄에 대해서 각기 PAO를 0%, 0.5%, 1.0% 혼입하고 성형 실험을 실시하였다. 3가지 조건에서 모두 수분이 10%대로 감소하였으며, PAO의 혼입량이 증가할수록 성형탄의 생산성은 저하되는 결과가 나타났다. 세부적인 실험 조건 및 결과는 다음의 Table 4-5에 기술하였다.

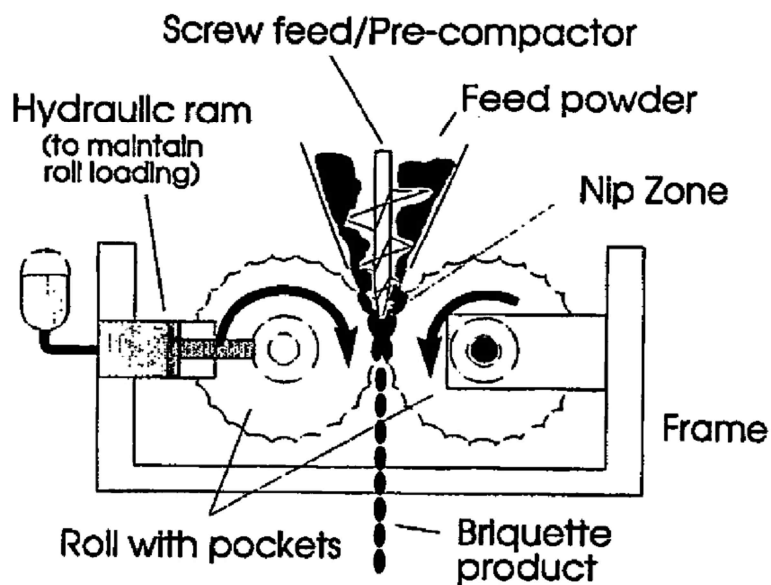


Fig 4-10 Schematic Diagram of the Taiyo K-102 Briquetting Press Machine (US Patent, 2005)

Table 4 - 5 Condition of Operation for Briquetting Test

PAO (% wt)	Roller Speed (rpm)	Feeder Speed (rpm)	Feed Temp. (°C)	Product Mass (kg)	Product Temp. (°C)	Production Rate (kg/min)
0%	5	6	31	16.24	48	1.30
0.5%	5	8	32	15.72	48	1.21
1.0%	4	8	32	17.12	48	1.05



Fig 4-11 Photos of Taiyo K-102 briquetting machine and its briquette

건조된 석탄으로 성형탄을 제작한 결과 석탄의 물성 Table 4-6과 같았다.

Table 4 - 6 Brief Spec of Dried N100 Coal from GAM for Briquette Test

Subject	(Unit)	0.0% PAO	0.5% PAO	1.0% PAO	Standard (ASDM D)
TM	%, arb	10.94	8.59	7.67	3302M-14
IM	%, adb	9.78	8.24	7.62	5142-14
CV	Kcal/kgGAR	5,505	5,914	5,966	5865-7a

4.2.2 성형탄 압축 강도 시험

성형탄의 압축 강도를 측정하기 위해 다음과 같은 방법을 사용하였다. 철재 고정틀 위에 성형탄을 놓고 상부 실린더에서 하부에 힘을 가함으로써 성형탄의 강도를 측정하는 일축 압축 장치를 사용하였다(Fig 4-12). 압축강도 측정을 위해 실린더에 설치된 하중 측정장치를 통해서 석탄에 가해진 힘을 측정하였으며, 성형탄이 파괴되는 순간의 최대 힘을 성형탄의 강도로 설정하였다.



Fig 4-12 Photos of Briquette Strength Test

실험 결과를 강도가 강한 순으로 정렬하여 Table 4-7에 정리하였으며 이를 Fig 4-13에 도식하였다. 성형탄의 강도는 PAO를 혼합한 시료가 그렇지 않은 시료보다 강하게 나왔으며, PAO를 1.0% 혼합한 시료보다는 0.5% 혼합한 시료가 강도가 높게 나타났다.

Table 4 - 7 Result of Briquette Strength Test

Standing	(unit : kgf)		
	PAO 0.0%	PAO 0.5%	PAO 1.0%
1	80.0	71.0	74.0
2	62.0	70.0	60.0
3	60.0	70.0	57.0
4	47.5	67.0	55.0
5	47.0	64.0	55.0
6	47.0	60.0	55.0
7	47.0	60.0	53.0
8	41.5	60.0	52.0
9	40.5	58.0	52.0
10	40.0	58.0	50.0
11	40.0	57.0	47.0
12	38.5	55.0	47.0
13	38.0	53.0	46.0
14	37.0	52.0	45.0
15	34.0	50.0	45.0
16	33.0	48.0	41.0
17	28.0	45.0	40.0
18	28.0	42.0	38.0
19	27.0	42.0	34.0
20	27.0	35.0	25.0
Av.	42.2	55.9	48.6
Stdv.	13.2	10.1	10.4

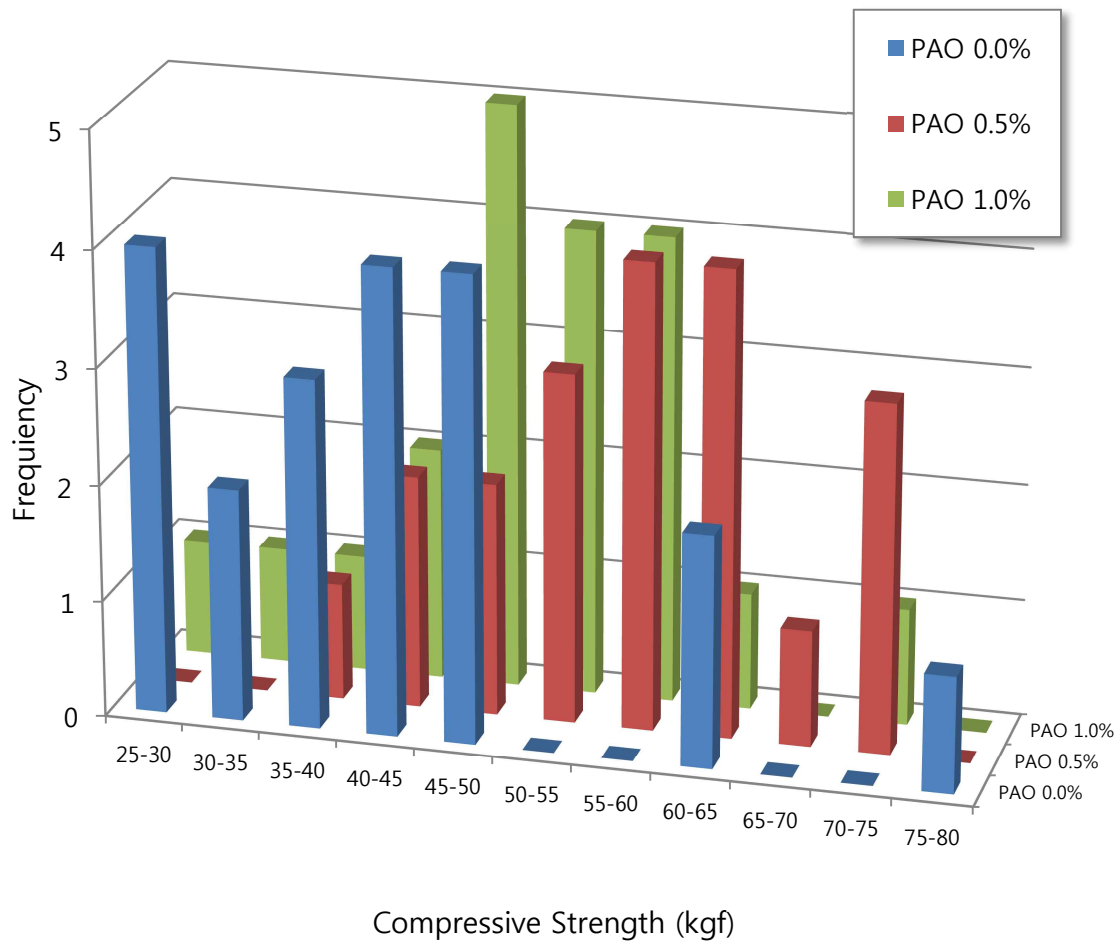


Fig 4-13 Frequency as per Briquette Strength

실험 결과를 살펴보면 PAO가 Binder로서의 역할을 하고 있다고 판단할 수 있다. 반면 과도한 PAO의 사용(1%)시에는 오히려 강도에 악영향을 준다고 볼 수 있으며, 향후 Full-Scale 공정시, 0.5% 수준의 PAO 혼합이 적당할 것으로 사료된다.

4.2.3 성형탄 표준 낙하 시험 (Drop Shatter Test)

성형탄에 대한 표준 낙하시험(Drop Shatter Test)을 실시하였다. 동 실험을 통해 성형탄에 대한 충격 저항도를 간접적으로 판단할 수 있을 것으로 기대하였다.

10개의 성형탄을 채취하여 2m 높이에서 철판 바닥에 낙하시킨 후 6.4mm 체(Seive) 위에 잔류하는 성형탄의 무게를 측정하여 백분율로 나타내었다. 각 실험 조건 별로 3회씩 낙하 실험을 실시하였으며(Fig 4-14), 그 실험 결과는 Table 4-8에 나타내었다.

PAO를 혼입할 경우 부서지는 양이 다소 많아졌으나, 90% 이상이 형태를 유지하는 것으로 보아 향후 시장에서 제품으로 취급할 경우, 큰 무리가 없을 것으로 판단된다. 반면, PAO를 혼입할 경우 압축 강도는 증가하는 반면, 충격에 대한 강도는 상대적으로 약해지는 것을 확인할 수 있었기 때문에 제품으로 취급할 시 이 부분에 대한 고려가 이루어져야 할 것이다



Fig 4-14 Photos of Briquette Drop Shatter Test
(Sampling, Result of Drop, Measuring)

Table 4 - 8 Result of Drop Shatter Test

Subject	Number of Briquette (pcs)	Initial Mass (g)	After Drop			Unbroken Briquette (pcs)
			(g)	Mass %	avr. %	
PAO 0.0%	10	90.51	89.78	99.20%		4
	10	91.46	88.25	96.49%	97.06%	4
	10	89.55	85.50	95.48%		4
PAO 0.5%	10	91.02	85.56	94.00%		3
	10	89.95	87.05	96.78%	93.68%	5
	10	89.38	80.64	90.22%		6
PAO 1.0%	10	87.87	83.23	94.72%		2
	10	86.45	81.81	94.63%	94.13%	5
	10	93.25	86.81	93.10%		2

4.3 수분 재흡수 실험

4.3.1 건조탄의 공기 중 수분 재흡수 시험

저등급탄을 STD에서 건조하고 성형을 실시하기 전 30일 동안 실내에서 수분 재흡수 특성을 확인하였다. 최초 1주일 동안은 매일, 이후 10일, 15일, 20일, 30일까지 총 11회 시험 대상으로 선택된 저등급탄의 상태를 측정하였다.

STD 건조 결과 기존에 45% 이상이었던 총 수분이 현격히 감소하여 건조 직후에는 8~12%로 나타났다. 건조탄을 공기 중에 방치했을 때, 초기 2일 동안은 공기 중의 수분을 석탄에서 흡수하여 수분의 증가 현상이 나타났지만, 그 이후부터는 일정 수준에 수렴하는 경향을 보였다. PAO를 혼합하지 않은 시료(TM 15~15.5%)보다, PAO를 혼합한 시료에서 더 낮은 수준(13~13.5%)의 TM으로 안정화되는 경향을 보였다. 실험 결과를 Fig 4-15에 나타내었다.

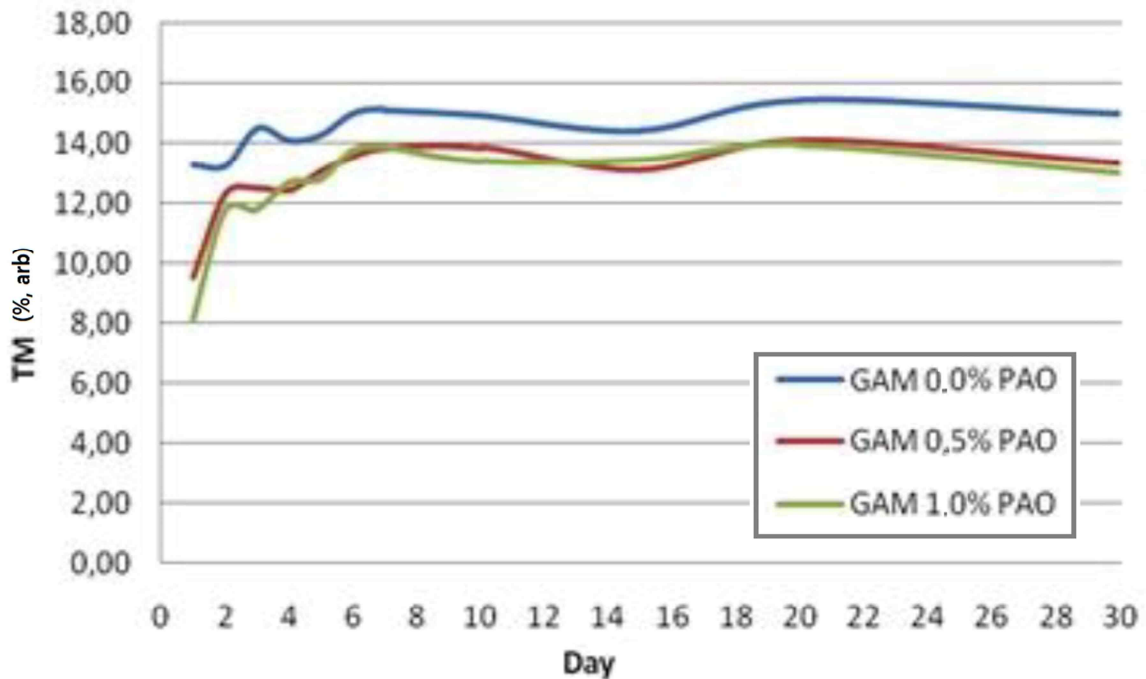


Fig 4-15 Reabsorption Pattern of GAM N100 after STD Drying

4.3.2 성형탄 침수 시험

성형탄의 방수 성능을 평가하기 위하여 침수 시험을 시행하였다(Fig 4-16). 특히, 석탄의 간극 속으로 물이 침투하는 정도에 초점을 두고 시험 결과를 알아보고자 하였다. 3일에 걸쳐서 성형탄을 수조 속에 침수시킨 결과, 2일만에 석탄 내의 간극이 채워진 것을 확인할 수 있었다. 수조에서 꺼낸 성형탄의 표면 수분을 휴지로 닦아낸 후 Humidifier에 넣어 물이 더 이상 나오지 않을 때까지 안정화시킨 후 무게를 측정하여, 총 수분 증가를 측정하였다.



Fig 4-16 Soaking Test on the CUPO Briquette

CUPO Process에 의하여 탈수된 저등급탄은 일부 재흡수(Rebound)하는 경향을 보였다. 그러나, 처리하기 전의 TM 45% 수준으로는 상승하지 않았으며, 11~12% 수준으로만 재상승하고 그 이후로는 비교적 수분 증가가 없다는 것을 확인하였다. 이는 STD에서 건조될 때, 석탄 표면의 친수성 성질이 일부 친유성으로 전환되었다는 것으로도 해석할 수 있다. 또한, PAO가 첨가되지 않은 경우와 0.5%가 첨가되었을 경우에는 재흡수 작용에 의하여 수분이 약 12%까지 상승하는 경향을 보였으나, 1% 첨가된 경우는 총 수분의 재흡수현상이 약 11%까지 상승하여, PAO로 인한 코팅의 효과를 확인할 수 있었다. 성형 전의 석탄이 PAO를 혼합하지 않은 경우 약 15%, PAO를 혼합한 경우가 13.5% 수준에서 총 수분이 안정화 된 것에 비하여, 성형 후에는 보다 낮은 총 수분 함량에서 안정화 되었다. 실험의 결과는 Fig 4-17에 나타내었다.

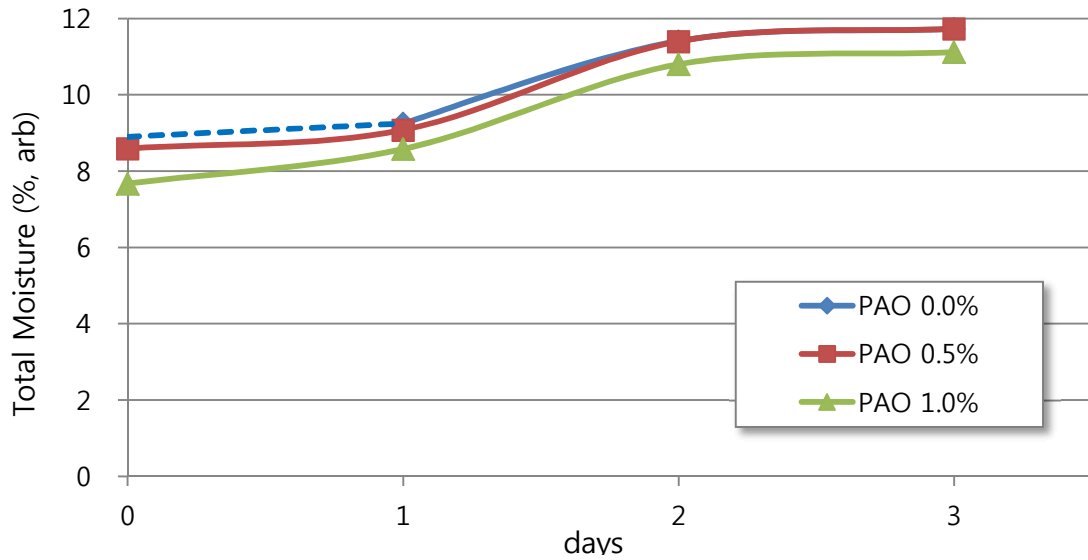


Fig 4-17 Result of the Soaking Test on the CUPO Briquette

4.3.3 성형탄 극한 강우 저항 시험

제조된 성형탄의 강우에 대한 저항 특성을 확인하기 위해 강우저항시험을 실시하였다. 조건별로 제조된 성형탄들을 이용하여 각각 3kg 수준의 더미를 만든 후 Fig 4-18과 같은 강우 강우모사장치(rainfall simulator) 내에 설치하였다. 강우 실험 수행 전에 각 더미에서 일부의 시료를 채취하여 수분 함량을 측정하였으며, 이후 총 15일동안 인도네시아의 극한 조건에서의 평균 조건인 60mm/hr를 적용하여 매일 2시간씩 강우 조건에 노출시켰다(Fig 4-18)



Fig 4-18 Extreme Rainfall Simulation of the CUPO Briquette

실험 결과, 비록 PAO가 Binder로서 좋은 성형성을 보여주었다고 하지만 장기간의 강우에 노출될 경우 수분 재흡수가 일어나는 상황은 막을 수 없는 것으로 평가되었다. 오히려, PAO가 다량으로 혼합될수록 15일 이후의 TM은 증가하는 것으로 나타났다.

이러한 결과를 통해 볼 때, 비록 성형을 하였다고 하더라도 강우에 대해 완벽한 방수 조건을 가지게 되는 것은 아니므로 신속한 유통을 통해 수분 상승으로 인한 석탄 품질의 저하를 막아야 할 것으로 사료된다.

Table 4 - 9 Result of 15 Days raining

(Unit : %, arb)

Subject	Total Moisture	
	Before Rain	After 15days Rain
PAO 0.0%	7.80	28.66
PAO 0.5%	7.58	30.36
PAO 1.0%	6.01	31.01

4.4 실험 결과 고찰 및 소결

총 수분 45%이상이었던 저등급탄은 CUPO Process를 통하여 수분량이 10%이하로 감소하였으며, 건조 공정에서는 초기 30분에는 온도가 상승하면서 저속으로 수분이 건조되다가, 이후 석탄이 90℃에 이르면 빠른 건조가 일어나는 현상을 보였다. 표면 수분이 모두 건조된 후에는 건조 속도가 다시 느려졌으며, 빠른 건조가 일어나는 시간은 약 20분으로, 총 50분의 건조 시간이 필요하였다.

성형탄 압축 시험 결과 PAO 0.5%를 혼입한 성형탄(평균 55.9kgf)이 혼입하지 않은 성형탄(42.2kgf)이나 PAO를 1.0% 혼입한 성형탄(48.6kgf)보다 더 높은 압축 강도를

나타내었다. 반면 표준 낙하시험 결과에서는 이와는 다른 경향이 나타났는데, PAO를 0.5% 혼입한 경우 성형탄의 표준 낙하 시험결과(6.4mm 통과 93.7%~94.0%)가 PAO를 혼입하지 않은 성형탄(6.4mm 통과 97.1%)보다 충격에 약한 것으로 나타났다.

STD를 통하여 7~10% 수준으로 건조된 석탄은 이후 공정에서 대기 중의 수분 재흡수를 통해 총 수분이 15%까지 증가하였으나, STD 공정 중에 일부 석탄의 표면개질 작용으로 인하여 추가적인 수분 증가는 나타나지 않았다. STD 건조탄에 성형을 실시하여 CUPO탄을 만들 경우 추가적인 수분 증가를 방지할 수 있었으며, 수분이 13~14% 수준에서 안정화되는 것을 확인하였다.

침수실험에서는, CUPO 성형탄은 약 하루 정도의 침수에는 유의미한 수분 증가가 없었고, 2일~3일째 침수에도 일부의 수분의 증가 (약 3~4%)만 관찰할 수 있었다. 이로써, CUPO Process의 Drying 과정에서 석탄의 표면개질이 일어났다는 것을 확인할 수 있으며, Palm Oil을 첨가하였을 때 친유성 특성이 더욱 증가하는 것을 알 수 있다.

그러나, 극한 조건의 강우 실험 결과에서 볼 수 있듯이, 완벽한 표면 개질과 Palm Oil에 의한 완벽한 차수 효과는 기대할 수 없으므로, 비교적 신속한 유통을 통한 빠른 소비가 바람직하며, 이에 대한 추가적인 연구가 필요할 것이다.

실제 Full-Scale의 Plant에서 STD 건조 직후 성형 Process가 연결된 것에 반해, 본 실험에서는 STD로 건조된 후 (석탄 온도 150~160℃) 직접 성형으로 연결하지 않고 채냉각(31~32℃)된 상태에서 성형 실험을 실시하여서, 성형 시 PAO의 Binder로서의 역할이 제한적이었다고 판단된다. 그러나, 이런 조건에서도 유의미한 Binding 효과가 확인되어, 향후 이와 관련한 추가 연구가 필요할 것으로 사료된다.

5. 사례별 경제성 분석 및 비교

5.1 CUPO Process 경제성 분석 방법론

앞선 실험의 결과를 바탕으로 각 Process별 경제성 분석을 실시해 보았다. 건조/성형 공정 및 단순 건조 공정을 기준으로 POR 혼입율을 0.0%, 0.5%, 1.0%로 구분하여, GAM 광산의 운영 조건을 감안하여 광산 법인에서의 경상이익을 추정하였다. 이렇게 산출된 경상이익을 바탕으로 각 운전 조건별 경제성을 정량적으로 평가하였다.

이익 추정을 위해 앞선 실험 결과를 바탕으로 각 실험 조건별 평형 수분을 산출하고, 이에 근거하여 탄질을 추정하였다. 변수는 아래 Table 5-1과 같은 조건으로 설정하여 추정한 결과, Table 5-2와 같은 결과를 얻었다.

대조군으로는 저등급 석탄을 단순 판매하는 경우와 Mine Mouth Power Plant를 건설하는 경우를 설정하였다. Plant를 항만에 설치하는 경우 및 Mine Mouth에 설치하는 경우에 대한 비교도 실시하였다.

Table 5-1 Sample codes based on the process conditions

Cases	Description	POR mixing ratio (wt%)		
		0%	0.5%	1.0%
Case I	Base Case	Base	-	-
Case II	Simple Drying	D0.0	D0.5	D1.0
Case III	Drying and Briquetting	B0.0	B0.5*	B1.0
Case IV	Mine Mouth Power Plant	MMPP	-	-

* B0.5조건에서 설비 위치가 Mine Mouth에 있을 경우와 항만에 있을 경우를 비교

또한, 파일럿 스케일의 실험 결과를 성형한 경우와 성형하지 않은 경우로 나누어서, 각 조건별 탄질을 예측하여 Table 5-2 및 5-3과 같이 정리하였으며, 이 조건을 경제성 평가의 기본자료로 활용하였다.

Table 5–2 Assumption of equilibrium conditions after the experiment (Non–Briquetted)

Position	Subject	Unit	Original	D0.0	D0.5	D1.0
Right after process	Calorific value	kcal/kg, arb	3,495.7	5,465	5,821	5,870
	Quantity	kt, arb	593.1	363.7	360.4	359.9
	Moisture	%, arb	45.78	11.59	10.03	9.16
At Equilibrium	Calorific value	kcal/kg, arb	3,495.7	5,130.4	5,564.0	5,621.6
	Quantity	kt, arb	593.1	387.4	373.9	369.6
	Moisture	%, arb	45.78	17.00	14.00	13.00
	Volatile Matter	%, arb	26.63	40.76	42.23	42.72
	Ash	%, arb	2.07	3.17	3.29	3.33
	Fixed carbon	%, arb	25.52	39.07	40.48	40.95
	Sulfur	%, arb	0.237	0.364	0.377	0.381

Table 5–3 Assumption of equilibrium conditions after the experiment (Briquetted)

Position	Subject	Unit	Original	B0.0	B0.5	B1.0
Right after process	Calorific value	kcal/kg, arb	3,495.7	5,505	5,914	5,966
	Quantity	kt, arb	593.1	361.1	354.7	354.2
	Moisture	%, arb	45.78	10.94	8.59	7.67
At Equilibrium	Calorific value	kcal/kg, arb	3,495.7	5,192	5,629	5,686
	Quantity	kt, arb	593.1	382.8	372.7	371.7
	Moisture	%, arb	45.78	16.00	13.00	12.00
	Volatile Matter	%, arb	26.63	41.25	42.72	43.21
	Ash	%, arb	2.07	3.21	3.33	3.36
	Fixed carbon	%, arb	25.52	39.54	40.95	41.42
	Sulfur	%, arb	0.237	0.368	0.381	0.385
	Calorific value	kcal/kg, arb	3,495.7	5,192.2	5,628.7	5,686.2

앞선 가정 사항을 기준으로 각 시나리오별 정량적 경제성 비교를 위하여 기간별 경상이익(ordinary income) 및 당기순이익(net profit)을 추산하였다. 추산하는 방법은 특정기간의 판매수익에서 총원가를 차감하여 경상이익을 산출하고, 이에 법인세 등을 차감하여 경상이익을 구하는 방식을 적용하였다. 즉, 총원가(total costs)는 전체 단위 공정을 나눈 다음 공정별 단위원가를 정하고 여기에 처리 물량을 곱하여 합산하는 방식으로 산출하였고, 총매출(total sales)은 해당 시기의 석탄 가격에 탄질별 석탄 가격을 곱하여 산출하였다. 세부적인 방법은 아래의 식(Equation 5-1)에 나타내었다.

$$W_t = q_1 p_t - \sum_{k=1}^n q_k c_{kt} \quad (\text{Equation 5 - 1})$$

W_t : t 기간에서의 경상이익(ordinary income)

q_1 : 모선(母船, mother vessel)에서의 석탄 수량

p_t : t 기간에서의 탄질별 석탄의 가격. 기준석탄가격에서 가격 정산 실시

q_k : 단위공정 k 에서 취급되는 석탄 물량

c_{kt} : t 기간의 단위공정 k 에서의 단위공정 단가

n : 총 단위공정 개수

5.2 원가 및 판가의 결정

5.2.1 판매가격 가정

석탄의 가격은 석탄처리 공정 이후 평형에서의 탄질을 근거로 결정하였다. 가격 기준은 인도네시아 정부에서 매달 초 발표하는 HBA(Harga Batubara Acuan, Coal Reference Price)지수를 활용하였다. 이 지수는 호주 NewCastle Index를 포함한 주요 4가지

가격지수를 참고⁵하여 인도네시아 표준 석탄 가격을 고지하고, 이를 로열티(Royalty) 부과로 활용하는 정부 지표이다. 구체적인 방식을 살펴보면, 우선 기준탄질(CV 6322kcal/kg, TM 8%, TS 0.8%, Ash 15%)에 대한 가격을 확정 후, 이를 바탕으로 여러 가지 과생된 탄종에 대한 당시의 시장 가격인 HPB(Harga Patokan Batubara, Coal Benchmark Price)를 산출하고 월별로 발표한다. 이를 근거로 각 광산은 자신들의 탄질과 가장 유사한 탄종을 선택하여 정부가 정한 공식대로 보너스 및 페널티 가격을 산정하여 최종 기준 판매 가격을 결정하게 되고, 이를 기준으로 로열티를 산정하게 된다. 로열티 부과 기본 취지가 실제 판매 가격에 의거한 산정이므로 해당 방식을 통하면 실제 석탄 판가와 유사한 결과를 얻을 수 있다.

본 연구에서는 비교하고자 하는 실험 조건(Table 5-1) 및 그에 대한 탄질 가정치(Table 5-2, 5-3)를 근거로 하여 석탄의 판매 가격을 산정하였다. HBA 가격은 2017년 1월부터 현재(2017년 12월)까지의 결과를 기준으로 삼았는데, 이는 이 시기가 이전의 석탄 과잉 공급 기간을 지나고 안정적인 수급을 이루고 있는 기간으로 판단되기 때문이다.

한편, 성형을 한 석탄은 그렇지 않은 석탄보다 자연발화 특성, 분진 및 향후 취급 등에서 유리한 특성을 보이는데, 이로 인하여 더욱 가치가 높은 석탄으로 분류된다. 2016년 독일의 통계를 따르면, 벨기에에서 수입한 성형 갈탄이 비 성형 갈탄에 비해 약 5% 정도 비싼 가격에 거래되는 것을 확인할 수 있다(Destatis, 2016). 이에 본 연구에서는 성형탄의 가격을 비성형탄보다 5% 높은 가격에 거래되는 것으로 가정하였다.

Upgrading 후 석탄의 탄질을 근거(Table 5-2, 5-3)로 그와 가장 유사한 석탄의 HBA, HPB 기준을 적용한 결과 Table 5-4과 같은 결과를 얻을 수 있었다. 이때 세부적인 석탄의 가격 조정은 일반적인 석탄 거래 관례에 따라, 발열량은 비례법으로, 유황분은 0.1%에 대하여 US\$ 0.4/t으로 보너스 및 페널티 가격을 산정하였다.

⁵ HBA = 25% Indonesia Coal Index 1 Index + 25% Platts59 index
+ 25% NewCastle Export Index + 25% NewCastle Global Coal Index

Table 5 - 4 Expected Coal Price of HBA, HPB

Subject	Adjusted Price (U\$/t FOB MV)	Bench mark coal brand	2017' s Average price (U\$/t FOB MV)
Base	27.94	PKN 3500	28.49
D0.0	64.53	Mahoni B	64.86
D0.5	72.17	Pinang 5700	73.43
D1.0	72.89	Pinang 5700	73.43
B0.0	68.74	Mahoni B	64.86
B0.5	76.87	Pinang 5700	73.43
B1.0	77.63	Pinang 5700	73.43

※ 2017 년 HBA 평균가격 U\$ 85.95/t

5.2.2 단위 공정 원가 가정

사례 연구 지역으로 선택된 GAM 광산의 Infra 조건(Fig 5-1)을 기준으로 도출된 단위 원가를 적용하였다.



Fig 5-1 Satellite Map of GAM's coal transport chain

GAM의 석탄 운송 경로는 다음과 같다. GAM의 N100탄이 생산되고 Plant가 설치될 North Pit로부터 항만까지는 24km의 전용도로를 활용한다. 이후 Crushing 및 저탄이 이루어지는 항만에서부터 모선(mother vessel) 선적이 이루어지는 외항까지 거리는 약 60km의 하상운송(河上運送)을 하게 되고, 외항에서 본선으로는 환적설비를 활용하게 된다.

GAM에서의 석탄 하상 물류 비용은 인도네시아 시장 상황을 고려하여 U\$ 6.0/t로 가 정하였다.

석탄의 Royalty는 광업권의 종류에 따라, 기건식(Air Dried Basis) 기준의 발열량에 따라 부과 비율이 상이하다(Table 5-5). 세부적으로 보면 FOB Barge 판매가를 근거로 부과되거나, 인도네시아 국가 표준 석탄가격(HBA) 및 그에 따른 벤치마크 가격(HPB) 과 관련된 세부 계산법을 통해 산출 및 부과 되는데(PwC Indonesia, 2016), 장기적으로 보았을 때 이 두 방법에 의한 부과액은 거의 차이가 없기 때문에, 후자의 방법을 택하였 다. GAM의 허가권이 광산운영허가(Mine Activity Permit)인 점, 또 N100 원탄 및 Upgrade 석탄의 기건식 발열량이 5,100kcal/kg을 상회하고, Upgrade 이후에도 6,000kcal/kg에 하회하는 결과를 반영하여 로열티는 FOB Barge 기준 5%로 정하였다.

Table 5 - 5 Royalty of the Indonesian Steaming Coal

Type of Mining Right	Royalty	% of FOB Barge Sales Price
Coal Contract of Work (Perjanjian Karya Pengusaha Batubara)	For all the coal	13.5%
	More than 6,100 kcal/kg	7%
Mining Activity Permit (Izin Usaha Pertambangan)	5,100 ~ 6,100 kcal/kg	5%
	Under the 5,100 kcal/kg	3%

항만 사용료(U\$ 4.0/t)는 저탄 및 선적 비용을 포함한 인도네시아 시장 가격수준을 감안하여 작성하였다.

운탄 비용(IDR 1,400/t km), 도로 사용료(IDR 700/ t km), 도로 유지보수비 분담 (U\$ 0.035/t km) 등의 비용은 인도네시아의 일반적인 시장 상황을 근거로 산정하였고 GAM의 운탄 거리 24km를 고려하면, 운탄에 소요되는 단위 원가는 U\$ 4.63/t 이다.

한편 광산 현장의 원가는 가장 최근 인도네시아 정부에서 공식 발표된 자료 (ESDM 2015)를 활용하여 광산 원가 정보를 도출하였고, 이중 가장 최저가를 선택하여 GAM 광산에 적용하였다. 즉, 박토비 2.5 BCM/t의 조건에서 U\$ 2.17/BCM의 원가로 폐석 처리 작업을 하는 것을 가정하였으며, 채탄(U\$ 1.55/t) 및 기타 광산 활동 지원 비용 (U\$ 2.16/t)을 포함시키고 행정비용 및 대민 비용도 고려(U\$ 1.80/t) 하였다.

이런 부분들을 정리하여, Table 5-6에 나타내었다.

Table. 5-6 Description of coal mining operating conditions

k	Subject	Description	Note
1	After port (river and sea)	6.0 U\$/t	barging & transshipment
2	Royalty	5% FOB Barge	Indonesian regulation
3	Port	4.00 U\$/t	Market average
4	Road	4.63 U\$/t	For 24 km hauling
5	Overburden	5.43 U\$/t	Indonesian government announcement U\$ 2.17/BCM. N100 SRratio 2.5BCM/t
6	Coal Getting	1.55 U\$/t	Indonesian government announcement*
7	Other mining	2.16 U\$/t	Indonesian government announcement*
8	Other Cost	1.80 U\$/t	General administration community development, etc

5.2.3 Upgrade 공정 비용 산출

석탄 Upgrading 공정 비용을 산출하기 위하여 우선 투자비(Capital Expenditure)와 이자비용 등을 산출하였다.

석탄 업그레이딩을 위한 공장의 설치 비용은 건설 비용 비용을 포함하여 350억원 (US\$ 30백만, 환율 1150KRW/US\$ 가정시)에 이른다(K-coal, 2016). 단순 건조 공정의 경우 성형 공정이 빠지는 만큼 투자비가 적게 소요되어 US\$ 27.5M 수준을 가정하였다. 이에 대한 세부 사항을 아래의 표(Table 5-7)에 나타내었다.

Table 5 - 7 the Breakdown of CapEx assumptions

Subject	DAB(U\$)	STD(U\$)
Engineering	1,500,000	1,500,000
Power Plant	10,000,000	10,000,000
STD	10,500,000	10,500,000
Briquetting	2,500,000	-
Administration	3,000,000	3,000,000
Land	500,000	500,000
Environment	1,000,000	1,000,000
Others	1,000,000	1,000,000
Total	30,000,000	27,500,000

전체 투자비 중 60%는 대출로 조달되어 대출 금액에 대하여 6%의 이자가 발생하는 것으로 가정하였으며, 나머지 40%는 자본으로 조달되어 20%의 이익률을 발생시키는 것을 가정하여 단위 공정 원가를 산출하였다. 설비부분 투자비에 대해서는 20년 감가상각이 이루어진다고 가정하고, 연간 감가상각액은 DAB process의 경우 US\$ 1,500k, STD process의 경우 US\$ 1,375k 수준으로 예상하였다.

차입금 이자의 경우 DAB process는 US\$ 1,080k/year, STD process는 US\$ 990k/year가 발생하게 된다.

공장의 가동시간 및 생산량은 Table 5-8과 같이 가정하였다.

Table 5 - 8 Expected Operating Condition of CUPO Plant

Subject	Value	Note
Yearly Working Hours	8,004 hr	333.5 day/year X 24 hr /day
Utilization	95%	5% for Maintenance
Coal Feed Rate	78 t/hr	
Yearly Coal Feeding	593,096 t /year	TM 45.78 %arb
Required PAO	2,965 t/year	0.5% of Feed Coal
Briquette Product	47.6 t/hr	In case TM 11.15% before rebound
Yearly Production	361,941 t/year	TM 11.15 %arb

공장운영시간을 고려하여 DAB 및 STD 공정에 소요되는 인건비는 Table 5-9와 같이 계산할 수 있다. 공장의 운영은 4 team / 3 shift 체제로 하나의 shift에서 하루 3개의 team이 8시간씩 담당하고 나머지 1개의 shift는 휴식을 취한다고 가정하였다. 총 57명의 임직원이 3교대 근무를 가정하였으며, 전체 인건비는 인도네시아 환율을 13,300IDR/US\$로 가정할 때, DAB 및 STD 각각 연간 U\$ 82.6k 및 74.7k로 예상된다.

Table 5 - 9 Expected Personal Expenses for DAB/STD Plant Operation

Position	Number DAB/STD (person)	Wage (Mil. IDR)	Total DAB/STD (Mil. IDR)
Director	2/3	125	250/250
Manager	3/3	80	240/240
Superintendent	4/3	30	120/ 90
Supervisor	8/6	20	160/120
Foreman	16/14	10	160/140
Helper	24/22	7	168/154
Total	57/50		1,098/994
yearly U\$ 82.6k for DAB, U\$ 74.7k for STD @ 13,300IDR/US\$			

또한, Plant의 전/후 공정에서 석탄을 취급하는 비용도 발생하게 되는데, 이는 통상적인 인도네시아의 시장 원가를 따랐다. 본 연구에서는 저등급 석탄을 급탄하는 공정을 원탄 기준 U\$ 0.8/t으로 가정하고, 생산된 성형탄을 취급하는 공정을 성형탄 기준 U\$ 0.8/t으로 가정하였다.

PAO 구매 가격은 현지 설문조사를 근거로 설정하였다. Ex CPO Mill 이후 간단한 처리를 거친 PAO를 장기계약을 통해 2,000,000 IDR/t의 고정가격으로 구매한다고 가정하였다. 한달 원탄 소모량의 0.5%의 PAO를 구매한다고 가정 했을 때, 약 250t이 필요하며, 하루 9.6t씩 한달동안 26일간 정기적으로 구매할 경우 공장 운영에 필요한 PAO 수량을 적절하게 조달할 수 있다. PAO의 현장 배송을 위하여 Crane이 장착된 10t 트럭을 임차하는 것으로 가정하고 이에 소요되는 유류 소모량을 계산하여 반영하였다. 이렇게 소요되는 전체 비용에 10%의 행정비용을 추가하여 PAO에 소모되는 총비용을 산출하였다. 산출 결과 Table 5-10과 같이 0.5%기준의 PAO 조달에 약 U\$ 48k/월 수준의 비용이 소모될 것으로 예측되었다.

Table 5 -10 Expected Costs for PAO for CUPO Plant Operation

(Unit : IDR/month)

Subject	Amount	Note
Monthly PAO Ex Factory	500,000,000	400,000 IDR/t x 250t/month
Truck Rental (with Crane)	70,000,000	Kalimantan Market Price
Fuel for Truck	15,912,000	6 lt/hr x 8,500 IDR/lt x 12 hr/day x 26 day
Administration	58,591,200	10% of all cost
Total cost for PAO	644,503,200	48,459 U\$ (@ 13,300 IDR/ U\$)

현장에는 소규모 발전소를 설치하여 Plant를 운전하는 동력원 및 Steam 공급원으로 활용하는 것을 가정하였다. 약 8MW의 석탄발전소가 Mine Mouth에 설치되어 약 30%의 효율 및 90%의 가동률로 가동된다고 할 때, 소요되는 GAM N100 원탄 석탄 (3,495.7 kcal/kg)의 양은 34,482t/년으로, 다음과 같이 계산할 수 있다 (CIAB, 2010).

$$\begin{aligned}
 \text{Total Energy Input} &= \frac{\text{Output Power Energy}}{\text{Power Generation Efficiency}} && \text{(Equation 5 - 2)} \\
 &= \frac{8 \text{ MW} \times 60\%}{30\%} \times \frac{24 \text{ hr}}{1 \text{ day}} \times \frac{365 \text{ day}}{1 \text{ year}} \times \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ hr}} \\
 &\quad \times \frac{60 \text{ sec}}{1 \text{ min}} \times \frac{\text{J}}{\text{Ws}} \times \frac{1000 \text{ k}}{\text{M}} \times \frac{\text{kcal}}{4.186 \text{ J}} \\
 &= 120.538.939.322 \text{ kcal /year} \\
 &= 34,482 \text{ t/year}
 \end{aligned}$$

이를 바탕으로 월간 석탄 소모량을 계산하면, 한달에 2,874t의 N100 석탄을 구매하여야 한다. GAM광산에서는 전체 원가에 U\$ 2.0/t의 이익을 추가해서 업그레이드 설비에 공급하는 것을 가정하였다. 다만, 설비의 위치가 항만에 위치할 경우와 Mine Mouth에 위치할 경우 원탄을 운반하는데 소요되는 비용이 다른데, 항만에 공급시 단가는 U\$ 18.66/t 수준이며, Mine Mouth에 공급시에 단가는 U\$ 14.03/t 수준이다.

설비 보수비는, 감가 상각비의 20%, 관리비는 전체 비용의 15%, 원탄 톤당 U\$ 0.2/t의 복구 총당금을 가정하였다.

이 경우를 종합해 볼 때, STD plant 설치할 때, 공정 단가는 원탄 기준 약 U\$ 13.52/t, DAB plant의 기준 가격은 U\$ 14.47/t으로 산출되며, 이 결과를 Table 5-11에 나타내었다. 추가로 공병별로 PAO를 0.0%, 0.5%, 1.0%를 각각 혼합한다고 가정하고, Table 5-10에서 산출한 PAO 소모 비용에 20% 관리비용을 추가한다면, Table 5-12과 같은 PAO 구매 원가를 산출할 수 있다.

Table 5 - 11 Expected Unit Costs for CUPO Plant Operation

Subject	STD process			DAB process		
	Yearly Amount	Unit Cost per ton		Yearly Amount	Unit Cost per ton	
		For Raw	For Upgraded		For Raw	For Upgraded
	k US\$	US\$/t	US\$/t	k US\$	US\$/t	US\$/t
Depreciation	1,375	2.32	3.80	1,500	2.53	4.14
Interest	990	1.67	2.74	1,080	1.82	2.98
Labor	897	1.51	2.48	991	1.67	2.74
Coal Feeding	474	0.80	1.31	474	0.80	1.31
Coal Discharging	290	0.49	0.80	290	0.49	0.80
PAO Procurement	-	-	-	-	-	-
Coal Procurement	472	0.80	1.30	472	0.80	1.30
Maintenance	344	0.58	0.95	375	0.63	1.04
Administration	495	0.84	1.37	520	0.88	1.44
Rehabilitation	119	0.20	0.33	119	0.20	0.33
Overhead	362	0.61	1.00	362	0.61	1.00
Process margin	2,200	3.71	6.08	2,400	4.05	6.63
Total	8,018	13.52	22.15	8,583	14.47	23.71

Table 5 - 12 Expected PAO Procurement cost for Different Mixing Ratio

PAO Procurement	STD Portion			CUPO Portion		
	0.0%	0.50%	1.0%	0.0%	0.5%	1.0%
For Raw (US\$/t)	-	1.18	2.35	-	1.18	2.35

5.3 사례별 경제성 분석 (Case I - 단순 판매, base case)

5.3.1 저등급탄 단순판매 (Base Case)

타 사례와의 비교를 위해, 우선 별다른 Upgrade 공정 없이 직접 저등급탄을 판매하는 경우(Base Case)를 기본으로 상정하고 이에 대한 경제성 분석을 실시하였다. 기준 물량에 대한 비교를 위하여 취급 물량과 단가 및 총액을 조사하였으며 이를 Table 5-13 에 제시하였다. 분석 결과 단순 판매 시 이론적으로 U\$ 0.96/t 의 당기 순이익 이익 수취가 가능하였다.

Table 5 - 13 breakdown of expected cost and net income (base)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (U\$)	Unit Cost (U\$/t)	Note	
Sales		593,096	16,571,617	27.94	FOB Vessel	
Cost	Sea & River	Marketing	593,096	593,096	1.00	
		Floating Crane	593,096	1,186,193	2.00	
		Barging	593,096	1,779,289	3.00	
	Port	Royalty	593,096	650,652	1.10	5% of FOB Barge
		Port Fee	593,096	2,372,386	4.00	
	Road	Hauling	593,096	1,498,349	2.53	24km hauling
		Road Fee	593,096	749,174	1.26	IDR 700/ t km
		Road Others	593,096	498,201	0.84	U\$ 0.035 / t km
	Coal Getting		593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5 BCM/t
		OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	U\$ 2.17 / BCM
	Mining	Environment	593,096	296,548	0.50	
		Overhead	593,096	984,540	1.66	
	Admin.	Administiation	593,096	474,477	0.80	
		Interest	593,096	296,548	0.50	
Others		593,096	296,548	0.50		
Total cost		593,096	15,812,849	26.66		
Earnings Before Income Tax		593,096	758,768	1.28		
Income Tax		593,096	189,692	0.32	25% of EBIT	
Net Profit		593,096	569,076	0.96		

5.4 사례별 경제성 분석 (Case II - Simple Drying)

5.4.1 단순 건조 공정 - PAO 無혼입 (D0.0)

STD 공정만을 Upgrading 공정으로 선택하여 PAO 첨가 없이 단순히 건조만을 시킨 공정(D0.0)에 대하여 경제성 분석을 실시하였다. Plant의 위치는 공정 후 감소하는 석탄 무게에 대한 경제성을 확보하기 위해, Mine Mouth 지역에 설치하는 것으로 가정하였다. 분석 결과 건조 공정을 통해 얻어진 고 발열량의 탄질로 인하여, Base Case 대비 경제성이 향상되는 결과를 얻을 수 있었으며, 이때 예상 당기순이익은 US\$ 4.81/t 수준으로 산출되었다. 이 조건에 대한 세부 내역은 Table 5-14와 같다.

Table 5 - 14 breakdown of expected cost and net income (D0.0)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (US\$)	Unit Cost (US\$/t)	Note	
Sales		374,442	25,001,183	64,53	FOB Vessel	
Cost	Marketing	374,442	387,442	1.00		
	Sea Floating Crane	374,442	774,884	2.00		
	Barging	374,442	1,162,326	3.00		
	Port Royalty	374,442	1,133,827	2.93	5% of FOB Barge	
	Port Fee	374,442	1,549,768	4.00	Moisture Readsorption	
	Hauling	363,734	918,906	2.53	24km hauling	
	Road Road Fee	363,734	459,453	1.26	IDR 700/ t km	
	Road Road others	363,734	305,536	0.84	US\$ 0.035 / t km	
	STD Process		593,096	8,016,878	13.52	
	Coal Getting		593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5 BCM/t
	OB Stripping		593,096	3,217,548	5.43	US\$ 2.17 / BCM
	Mining Environment		593,096	296,548	0.50	
	Overhead		593,096	984,540	1.66	
	Administration		593,096	474,477	0.80	
	Admin Interest		593,096	296,548	0.50	
	Others		593,096	296,548	0.50	
	Total Cost		593,096	21,194,529	35.74	
Earnings Before Income Tax		593,096	3,806,654	6.42	25% of EBIT	
Income Tax		593,096	951,663	1.60		
Net Profit		593,096	2,854,990	4.81		

5.4.2 단순건조공정 – PAO 0.5% 혼입 (D0.5)

STD 공정에 0.5%의 PAO 를 혼합한 조건(D0.5)을 근거로 경제성 추정을 실시하였다. 이 조건에서는 코팅제로 인한 외부 수분 재흡수 정도가 낮아져, 결과적으로는 발열량이 더 높게 측정되었으며, 이에 따른 예상 매출액도 더 크게 나타났다. 이 조건에서 예상되는 운영 조건에 대한 세부 내역을 정리하면 Table 5-15 와 같으며, 이때 예상되는 당기 순이익은 U\$ 6.50/t 이다.

Table 5 - 15 breakdown of expected cost and net income (D0.5)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (U\$)	Unit Cost (U\$/t)	Note	
Sales		373,927	26,985,137	72.17	FOB Vessel	
Cost	Marketing	373,927	373,927	1.00		
	Sea	Floating Crane	373,927	747,853	2.00	
		Barging	373,927	1,121,780	3.00	
	Port	Royalty	373,927	1,237,079	3.31	5% of FOB Barge
		Port Fee	373,927	1,495,706	4.00	
	Road	Hauling	360,392	910,465	2.53	24km hauling
		Road Fee	360,392	455,232	1.26	IDR 700/ t km
		Road Others	360,392	302,729	0.84	U\$ 0.035 / t km
		STD Process	593,096	8714,686	14.69	
		Coal Getting	593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5 BCM/t
	Mining	OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	U\$ 2.17 / BCM
		Environment	593,096	296,548	0.50	
	Admin	Overhead	593,096	984,540	1.66	
Administration		593,096	474,477	0.80		
Interest		593,096	296,548	0.50		
	Others	593,096	296,548	0.50		
Total Cost		593,096	21,844,967	36.83		
Earnings Before Income Tax		593,096	5,140,170	8.67	25% of EBIT	
Income Tax		593,096	1,258,042	2.17		
Net Profit		593,096	3,855,127	6.50		

5.4.3 단순 건조 공정 – PAO 1.0% 혼입(D1.0)

단순 건조공정에 1.0%의 PAO 를 혼입한 조건은 가장 좋은 발열량 및 그에 따른 환가 상승 효과가 있었으나, PAO 구매에 따른 원가 상승 효과가 환가 상승에 따른 이익을 상쇄하는 부분이 있었다. 이 조건에서 예상되는 운영 조건에 대한 세부 내역을 Table 5-16 에 정리 하였으며, 이때 예상되는 당기 순이익은 U\$ 5.62/t 이다.

Table 5 - 16 breakdown of expected cost and net income (D1.0)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (U\$)	Unit Cost (U\$/t)	Note	
Sales		369,629	26,942,794	72.89	FOB Vessel	
Costs	Marketing	369,629	369,629	1.00		
	Sea & River	Floating Crane	369,629	739,257	2.00	
		Barging	369,629	1,108,886	3.00	
	Port	Royalty	369,629	1,236,251	3.34	5% of FOB Barge
		Port Fee	369,629	1,478,514	4.00	
		Hauling	359,935	909,308	2.53	24km hauling
	Road	Road Fee	359,935	454,654	1.26	IDR 700/ t km
		Road others	359,935	302,345	0.84	U\$ 0.035 / t km
		DAB Process	593,096	9,412,494	15.87	
		Coal Getting	593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5 BCM/t
		OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	U\$ 2.17 / BCM
	Mining	Environment	593,096	296,548	0.50	
		Overhead	593,096	984,540	1.66	
	Admin	Administration	593,096	474,477	0.80	
Interest		593,096	296,548	0.50		
	Others	593,096	296,548	0.50		
Total costs		593,096	22,496,848	37.93		
Erning Before Income Tax		593,096	4,445,946	7.50		
Income Tax		593,096	1,111,486	1.87	25% of EBIT	
Net Profit		593,096	3,334,459	5.62		

5.5 사례별 경제성 분석 (Case III - 건조후 성형)

5.5.1 건조후 성형 공정 - PAO 無혼입(B0.0)

건조 공정 이후 성형하는 공정에 대한 경제성 평가를 실시하였다. 우선, PAO 를 혼입하지 않은 조건에 대한 결과를 보면, 성형 시 가해지는 에너지로 인해 석탄 내의 수분을 함유할 수 있는 간극이 줄어들었고, 그 결과 평형 상태에서의 수분도 비(非)성형탄에 비하여 낮아지는 효과를 보여 상대적으로 높은 발열량을 나타내는 것으로 나타났다. 이 조건에서 예상되는 운영 관련한 세부 내역을 Table 5-17 과 같이 정리할 수 있으며, 이때 당기순이익은 US\$ 5.75/t 이 예상된다.

Table 5 - 17 breakdown of expected cost and net income (B0.0)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (US\$)	Unit Cost (US\$/t)	Note	
	Sales	382,830	26,317,439	68.74	FOB Vessel	
Costs	Marketing	382,830	382,830	1.00		
	Sea & River	Floating Crane	382,830	765,659	2.00	
		Barging	382,830	1,148,489	3.00	
	Port	Royalty	382,830	1,201,023	3.14	5% of FOB Barge
		Port Fee	382,830	1,531,318	4.00	
		Hauling	361,079	912,199	2.53	24km hauling
	Road	Road Fee	361,079	456,100	1.26	IDR 700/ t km
		Road others	361,079	303,306	0.84	US\$ 0.035 / t km
		DAB Process	593,096	8,581,980	14.47	
		Coal Getting	593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5 BCM/t
		OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	US\$ 2.17 / BCM
	Mining	Environment	593,096	296,548	0.50	
		Overhead	593,096	984,540	1.66	
		Administration	593,096	474,477	0.80	
	Admin	Interest	593,096	296,548	0.50	
	Others	593,096	296,548	0.50		
Total costs		593,096	21,768,413	36.70		
Erning Before Income Tax		593,096	4,549,025	7.67		
Income Tax		593,096	1,137,256	1.92	25% of EBIT	
Net Profit		593,096	3,411,769	5.75		

5.5.2 건조후 성형 공정 – PAO 0.5% 혼입(B0.5)

0.5%의 PAO 혼합 시료에 대하여 건조 후 성형 공정을 실시했다고 가정할 경우에 대한 경제성 분석을 실시하였다. 유사한 조건의 다른 공정에 비하여 양호한 경제성을 보였는데, 이는 적절한 양의 PAO 혼입 및 성형에 의한 부가가치 상승 효과가 동시에 나타나기 때문이라고 볼 수 있다. 이 조건에서 예상되는 운영 관련 세부 내역을 Table 5-18 에 정리하였으며, 이 조건에서의 당기순이익은 U\$ 7.84/t 에 해당할 것으로 추정된다.

Table 5 - 18 breakdown of expected cost and net income (B0.5)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (U\$)	Unit Cost (U\$/t)	Note	
Sales		372,744	28,653,082	76.87	FOB Vessel	
Costs	Marketing	372,744	372,744	1.00		
	Sea & River	Floating Crane	372,744	745,489	2.00	
		Barging	372,744	1,118,233	3.00	
	Port	Royalty	372,744	1,320,831	3.54	5% of FOB Barge
		Port Fee	372,744	1,490,978	4.00	
	Road	Hauling	354,762	896,240	2.53	24km hauling
		Road Fee	354,762	448,120	1.26	IDR 700/ t km
		Road Others	354,762	298,000	0.84	U\$ 0.035 / t km
		DAB Process	593,096	9,279,788	15.65	
		Coal Getting	593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5BCM/t
	Mining	OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	U\$ 2.17 / BCM
		Environment	593,096	296,548	0.50	
	Admin	Overhead	593,096	984,540	1.66	
		Administiation	593,096	474,477	0.80	
Interest		593,096	296,548	0.50		
Others		593,096	296,548	0.50		
Total costs		593,096	22,455,931	37.86		
Erning Before Income Tax		593,096	6,197,151	10.45		
Income Tax		593,096	1,549,288	2.61	25% of EBIT	
Net Profit		593,096	4,647,863	7.84		

5.5.3 건조후 성형 공정 – PAO 1.0% 혼입(B1.0)

1.0%의 PAO 를 혼합한 석탄에 대하여 건조 후 성형 공정을 실시했다고 가정한 경우에 대한 분석을 실시하였다. 분석 결과 수분 평형 시에 가장 높은 발열량을 가지고 있는 것으로 평가되어 매출액이 가장 높게 나왔으나, 품질향상 공정에 소요되는 비용이 매출액의 증가보다 커서 실질적인 당기 순이익 증가를 상쇄하는 효과를 가져 왔다. 해당 결과는 Table 5-19 에 제시하였으며, 이 경우 당기 순이익은 US\$ 7.21/t 으로 추정되었다.

Table 5 - 19 breakdown of expected cost and net income (B1.0)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (US\$)	Unit Cost (US\$/t)	Note	
Sales		371,651	28,852,268	77.63	FOB Vessel	
Costs	Marketing	371,651	371,651	1.00		
	Sea & River	Floating Crane	371,651	743,302	2.00	
		Barging	371,651	1,114,953	3.00	
	Port	Royalty	371,651	1,331,118	3.58	5% of FOB Barge
		Port Fee	371,651	1,486,604	4.00	
	Road	Hauling	354,222	894,876	2.53	24km hauling
		Road Fee	354,222	447,438	1.26	IDR 700/ t km
		Road others	354,222	297,546	0.84	US\$ 0.035 / t km
		DAB Process	593,096	9,977,596	16.82	
		Coal Getting	593,096	919,299	1.55	
		OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	US\$ 2.17 / BCM
	Mining	Environment	593,096	296,548	0.50	
		Overhead	593,096	984,540	1.66	
	Admin	Administration	593,096	474,477	0.80	
		Interest	593,096	296,548	0.50	
Others		593,096	296,548	0.50		
Total costs		593,096	23,150,594	39.03		
Erning Before Income Tax		593,096	5,701,674	9.61		
Income Tax		593,096	1,425,419	2.40	25% of EBIT	
Net Profit		593,096	4,276,256	7.21		

5.5.4 CUPO Plant 의 GAM 항만 설치의 경우 (B0.5 port)

플랜트를 항만에 설치하여 운영하는 것을 가정하여 광산 입구에 설치하는 경우와의 경제성을 비교하였다. 가장 경제성이 양호하게 나온 경우인 B0.5 조건을 설비 위치를 제외한 다른 조건들은 동일 변수로 설정하고 비교를 하였다. 단, Plant 가 광산과 원거리에 있기 때문에 원탄을 공급받을 때의 단가도 비싸져서, 이로 인한 Processing 비용이 증대되는 효과는 반영하였다. 그 결과는 Table 5-20 과 같다.

Table 5 - 20 breakdown of expected cost and net income (B0.5 port)

Subject	Details	Amount (t)	Budget (US\$)	Unit Cost (US\$/t)	Note	
Sales		372,744	28,653,082	76.87	FOB Vessel	
Costs	Sea & River	Marketing	372,744	372,744	1.00	
		Floating Crane	372,744	745,489	2.00	
		Barging	372,744	1,118,233	3.00	
	Port	Royalty	372,744	1,320,831	3.54	5% of FOB Barge
		Port Fee	372,744	1,490,978	4.00	
		DAB Process	593,096	9,486,201	15.99	
		Hauling	593,096	1,498,349	2.53	24km hauling
	Road	Road Fee	593,096	749,174	1.26	IDR 700/ t km
		Road Others	593,096	498,201	0.84	US\$ 0.035 / t km
		Coal Getting	593,096	919,299	1.55	Reserved w/ 2.5BCM/t
		OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	
	Mining	Environment	593,096	296,548	0.50	
		Overhead	593,096	984,540	1.66	
		Administiation	593,096	474,477	0.80	
	Admin	Interest	593,096	296,548	0.50	
		Others	593,096	296,548	0.50	
	Total costs		593,096	23,765,709	40.07	
Erning Before Income Tax		593,096	4,887,373	8.24		
Income Tax		593,096	1,221,843	2.06	25% of EBIT	
Net Profit		593,096	3,665,530	6.18		

이 경우에는 다른 조건들과 동일한 Upgrading 결과와 경제성 개선 효과를 얻을 수 있었으나, 광산입구에서 항만까지 저등급탄 운송에 소요되는 비효율성이 원가의 상승효과를 가져 온 것을 알 수 있다. 이 경우(B0.5 port)의 당기 순이익은 U\$ 6.18/t 으로 광산 입구에 설비를 설치하는 경우(B0.5, U\$ 7.84/t)보다 U\$ 1.66/t 의 경제적 손해를 감수해야 하는 것을 알 수 있다.

5.5.5 소결

CUPO Process 적용 시 판매 단가는 U\$ 27.94/에서 대폭 상승하여, 조건에 따라 U\$ 64.53/t ~ U\$ 77.63/t 수준에 이르렀다. 반면, 판매 가능 물량은 처리 이전 593kt/年에서 건조/성형 처리 이후 평형에 도달하는 수분에 따라 362kt/년으로 감소 (Δ U\$ 27.48/t 효과)하였다. 양자를 비교하여 보면, 품질 상승으로 인한 매출 증가의 효과가 판매량 감소에 의한 손해보다 더 큰 것을 확인할 수 있다.

한편으로 이러한 건조 성형 공정에서는 Barging 이나 Floating Crane 과 같은 단위 공정 비용을 고려할 때, 공정 단가의 변화는 없으나 취급해야 하는 물량이 감소함으로써 전체 비용이 감소되는 효과가 있다는 것을 확인하였다.

플랜트를 항만에 설치할 경우는 광산 입구에 설치할 때보다 원가 측면에서 손해(약 U\$ 1.66/t)임을 확인하였다. 비록 본 연구에서는 경제성 계산에 있어서, 플랜트의 위치를 인구 밀도가 희박한 광산 입구에 위치시킬 경우와 인구가 밀집되어 있는 항만에 있을 경우에 대한 차이는 반영하지 않았다. 예를들어 대민 활동 부담, 토지보상비용의 차이와 같은 부가적인 요소들은 본 연구에서는 변수로 고려되지 않았으나, 추후 실제 플랜트 건설 시에는 이러한 부분에 대한 고려가 필요하다. 또한, 광산입구에 플랜트가 위치하게 된다면, 부가적으로 광산 도로의 통행량 감소와 그에 따른 안전상의 이점을 가질 수도 있다. 반면 이 경우 성형탄 완성 후에 항만에서 석탄 취급 공정이 한번 더 추가되기 때문에, 다소간의 성형탄 파손은 불가피할 것으로 예상되나, 그 차이는 미미하다고 보고 경제성 평가에는 반영하지 않았다.

5.6. 사례별 경제성 분석 (Case IV – Mine Mouth Power Plant)

5.6.1 Mine Mouth Power Plant (MMPP) 및 인도네시아 현황

저등급 석탄을 대량으로 처리하기 위해 Mine Mouth 에 발전소를 건설하는 것이 전통적인 방법이었다.

세계 석탄화력 발전소가 기술의 개선과 함께 지속적으로 건설되고 있고, 여기에 각종 금융 및 법률 기법이 접목되어 오면서, 최근 시중에는 발전소 신규 건설을 위한 일종의 표준화된 Package 가 나오게 되었다 (DLA Piper 2011).

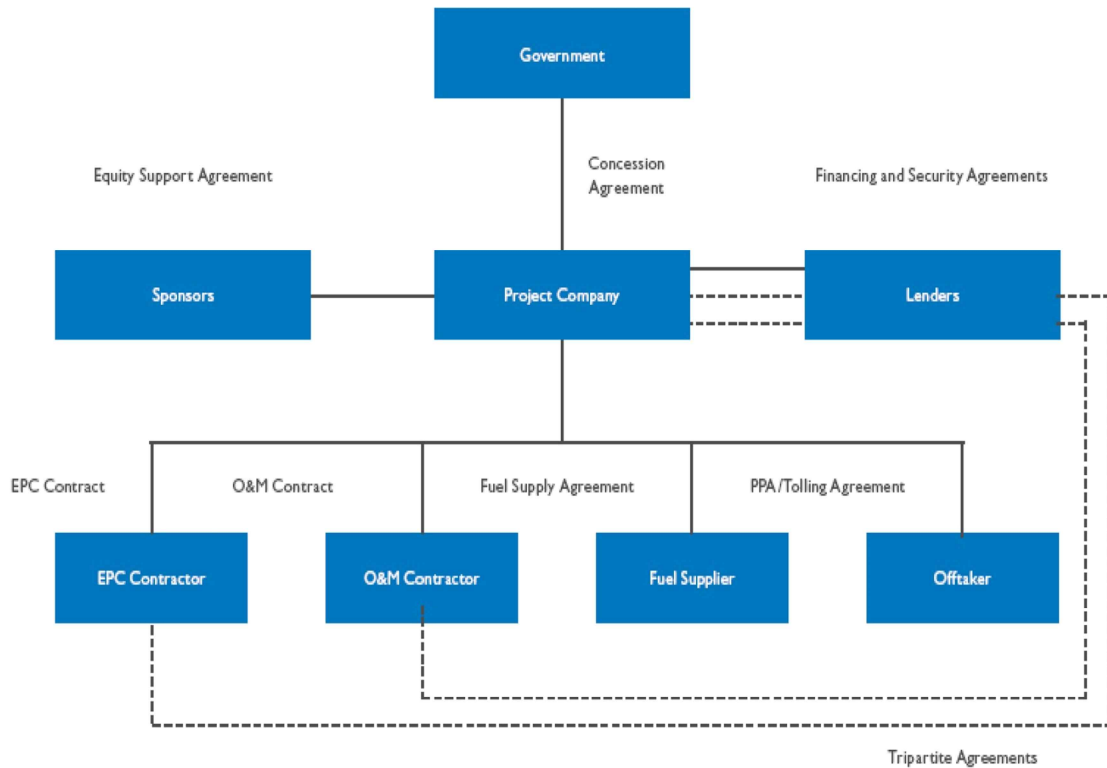


Fig. 5-2 Typical Structure of Power Plant Construction Project

<출처 : DLA Piper 2011 >

이런 구조 속에서, MMPP를 건설하기 위해서는 보통 광산(Fuel Supplier)이 주 스폰서가 되어 투자자를 모집하고 발전소 건설을 위한 컨소시엄(Consortium)을 구성하여 모회사(Project Company)를 설립한다. 이후 건설업체(Engineering, Procurement and Construction, EPC) 및 운영업체(Operation & Maintenance, O&M)를 선정하고, 전력구매자(Off taker)와 계약을 체결하여 이를 근거로 부족 자금을 은행(lender)으로부터 지원받게 되면 비로소 발전소 건립이 진행될 수 있게 된다. 인도네시아에서는 우선 전력구매자인 PLN(인도네시아 전력 공사, Perusahaan Listrik Indonesia, PLN)에서 발전계획에 의거하여 특정지역에 대한 석탄 화력 발전소 건설 및 운영에 관련된 입찰공고를 실시하고, 그 입찰에서 가장 경쟁력 있는 가격을 제시하는 업체와 발전소 건설 및 전력구매계약(Power Purchasing Agreement, PPA)을 체결하는 방식으로 진행된다.

인도네시아는 최근 정부에서 강력한 지역 발전 정책을 추진하고 있으며, 그 일환으로 2014년 2500GW 발전 설비 계획을 발표하였고, 그 중 약 1700GW 정도가 화력 발전을 통한 전력 확충에 근거하고 있다. 또한 이를 달성하기 위해 MMPP 석탄 발전소 건설을 추진하고 있는데, 인도네시아의 입지조건상 MMPP는 풍부한 저등급 석탄 매장량을 고려한다면, 좋은 대안이 될 수 있다.

최근에는 인도네시아 산업성에서 MMPP에서 정부로 공급하는 전력의 단가를 지역평균 공급 단가의 최대 75%까지만 허용하는 것으로 정책이 변경되었다(ESDM 2015). 동 연구의 대상지역인 인도네시아 동부 칼리만탄주(East Kalimantan) 지역 평균 전기 단가는 2017년기준 10.2 cent/kWh이므로, MMPP에서 PLN에 전력 판매 시에는 7.65 cent/kWh가 최대 가격이다 (HPRP 2017)

한편, 인도네시아 에너지 자원성에서는 2015년 광산에서 MMPP에 석탄을 공급할 때 적정한 이익 수준만을 보장하는 표준 원가표를 발표(Table 5-21)하였다(ESDM 2015). 광산은 이에 근거하여 석탄의 단가를 산출하여 MMPP에 석탄을 공급해야 하므로 광산의 과도한 이익으로 인한 발전소 신설 지연 문제가 일부 해소되는 것을 목적으로 하고 있다. 이 내용을 토대로 광산에서 MMPP에 석탄 공급 시의 가격을 확정하였다.

Table 5 – 21 Standardized Cost & Revenue of Coal Mine when it supplies the coal to MMPP (ESDM 2015)

Subject	Detail	Unit	Minimum	Maximum
Direct Cost of Production	Stripping overburden	U\$/BCM	2.17	2.41
	Removal of overburden	UST/t/km	0.87	1.74
	Coal Exploitation	U\$/t	1.55	1.70
	Delivery of ROM coal (Pit → Crushing Plant)	U\$/t/km	0.20	0.28
	Delivery of Crushed Coal (Crushing Plant → MMPP)	U\$/t	Base on the Agreement between mine and the MMPP	
Indirect Cost Of Production	Processing of Coal	U\$/t	1.19	1.98
	Amortization and depreciation	U\$/t	5.50	6.88
General And Administration Costs	Enviro, Safety, ComDev*	U\$/t	0.50	0.55
	Overhead	U\$/t	1.66	2.07
	Land Rent	U\$/t	0.10	0.11
Assumption of Production Retribution/Royalty		-	20.3% of the Cost above or 13.5% based on HBA/HPB	
Gross Margin		-	25% of the All Cost	

* ComDev : Cost for Local Community Development

5.6.2 MMPP 가정 사항

MMPP는 인도네시아 중장기 전력 수급계획 (ESDM 2016)에 의거하여 GAM광산 북부 Pit에서 직선으로 약 3km 거리에 200MW급 발전소를 건설하고 여기에 석탄을 공급하는 것을 가정하였다. 경제성 평가는 발전소에 석탄을 공급하는 광산법인의 입장에서만 평가를 진행하였으며, 가상의 발전소 법인은 PLN과 전기판매 계약을 통한 별도의 개체로 광산 입장에서의 경제성 평가와는 무관한 것으로 가정하였다.

발전소의 Plant 효율을 30%, 발전효율을 60%로 각각 가정하였다. 또한, GAM N100 탄(3,495.7kcal/kgGAR)을 연료로 사용할 때, 연간 소요되는 GAM N100 원탄의 양을 Equation 5-2에 의해서 산출하면 약 862kt이다. 이런 부분을 Table 5-22에 정리하였다.

Table 5 - 22 Assumptions for MMPP construction

Subject	Unit	Number	Note
MMPP Plant Capacity	MW	200	sub-critical Chinese boiler
Required LRC (GAM N100)	t/year	862,052	total 16.7Mt required
Efficiency of Conversion	%	30	
Efficiency of Plant	%	60	
Depreciation Period	year	20	yearly US\$ 0.29/t
Location of the Crushing Plant	km	4	Average distance from coal getting

광산에서 MMPP로 공급되는 석탄의 판매가격은 Table 5023과 같이 산정하였다. 인도네시아 법령에 의하여 MMPP의 PLN으로의 전기 판매 매출이 제한(HPRP2017)되기 때문에, MMPP는 광산으로부터 석탄을 구매하는 비용을 최소화하여 수익성을 확보해야 PLN에서 실시하는 발전소 건설 입찰에서도 낙찰이 가능하다. 때문에, 석탄의 공급 가격은 규정(Table 5-19)에서 허용하는 최저 조건을 설정하여 산출하였으며, 이 경우 판매 가격은 US\$ 24.93/t이다. MMPP로의 판매 가격은 '시장가격 연동 방식'이 아닌 '원가 보전 방식'으로 결정되므로, 석탄 시장의 변화와 공급 가격은 서로 무관하다.

Table 5 – 23 Assumptions for LRC Coal price to MMPP

Subject	Detail	ESDM Regulation		U\$/t	GAM Cases Note
		Unit	Min.		
	Stripping overburden	U\$/BCM	2.17	5.43	U\$ 2.5 BCM/t
Direct Cost of Production	Removal of overburden	UST/t/km	0.87	0.44	1.0km with 2 t/BCM
	Coal Exploitation	U\$/t	1.55	1.55	
	Delivery of coal	U\$/t/km	0.20	0.80	Pit→MMPP (4 km)
Indirect Cost Of Production	Processing of Coal	U\$/t	1.19	1.19	
	Amortization and depreciation	U\$/t	5.50	5.50	
General And Administra- tion Costs	Enviro, Safety, ComDev	U\$/t	0.50	0.50	
	Overhead	U\$/t	1.66	1.66	
	Land Rent	U\$/t	0.10	0.10	
Assumption of Production Retribution/Royalty		%	20.3	3.48	20.3% of all the costs
Gross Margin		%	25	4.29	
Price of Sales the LRC to MMPP				24.93	

또한, MMPP 공급에 소요되는 광산 원가를 산출하였다. 생산 비용은 앞서 논의된 경우와 동일하게 Equation 5-1을 적용하되, Coal Getting Point에서 4km 거리에 위치한 MMPP까지 Trucking하여 공급하는 것을 가정하였다.

광산에서 MMPP까지 실제거리 약 4km에 해당하는 도로 건설을 가정하였으며, 여기에 소요되는 예산을 U\$ 5.0백만으로, 이 비용에 대한 이자율은 4%를 가정하였다. 도로건설비에 대한 감가상각을 20년으로 가정할 때, 상각비는 U\$ 0.29/t이 예상된다. 이와 더불어 광산운영비용과 동일한 운탄 비용(1400IDR/t/km), 도로 사용료(IDR 700/t/km) 및 도로 유지보수비(U\$. 0.035/t/km)도 포함하였다.

5.6.3 경제성 분석 (MMPP)

언급된 가정들을 표로 정리하면 Table 5-24와 같다. 경제성 분석의 기준을 통일하기 위해, 투입되는 석탄의 양을 다른 경우와 동일하게 고정하여 분석하였다. 이 경우 발전 용량은 Equation 5-2에 의해 약 140MW(공급탄의 98.3% 사용시)이다. 분석 결과 선정된 수익 모델의 당기순이익은 U\$ 4.65/t 수준으로 추산되었다.

Table 5 - 24 Expected Costs Breakdown for 140MW MMPP

Subject	Detail	Amount (t)	Budget (U\$)	Unit Cost (U\$/t)	Note
Sales		593,096	14,787,957	24.93	FCA* MMPP
	Pit to MMPP	593,096	249,725	0.42	4 km
	Road Fee	593,096	124,862	0.21	4 km , IDR 700 / t km
	Road Others	593,096	83,033	0.14	4 km , U\$ 0.035/t km
	Crushing	593,096	2,372,386	4.00	
	Depreciation	593,096	172,001	0.29	On U\$ 5,000,000 Infra
	Interest	593,096	137,601	0.23	4% interest rate
	Coal Getting	593,096	919,299	1.55	
Cost	OB Stripping	593,096	3,217,548	5.43	U\$ 2.17/BCM
	Mining Environment	593,096	296,548	0.50	
	Mining Overhead	593,096	984,540	1.66	
	Administration	593,096	474,477	0.80	
	Interest	593,096	296,548	0.50	
	Others (land, etc)	593,096	889,645	0.50	
	MMPP Overhead	593,096	889,645	1.50	
	Marketing Right	593,096	593,096	1.00	
Total Cost		593,096	11,107,859	18.73	
Earnings Before Income Tax		593,096	3,680,098	6.20	
Income Tax		593,096	920,025	1.55	
Net Profit		593,096	2,760,074	4.65	

* FCA : Free Carrier 운송까지 공급사가 부담하는 판매 조건

5.7 분석 결과 고찰 및 소결

지금까지 분석한 조건별 경제성 사례를 Table 5-25에 요약하였으며, Fig 5-3에 나타내었다.

Table 5 - 25 Comparisons of Unit Price for Each Case

Cases	Case ID	판매물량 (kt/年)	판가 (U\$/t)	원가 (U\$/t)	당기순익 (U\$/t)	로열티 (k U\$)
Case I Base Case	Base	593.1	27.94	26.66	0.52	650.7
	D0.0	387.4	64.53	35.74	2.34	1,133.8
Case II Simple Drying	D0.5	373.9	72.17	36.83	4.62	1,237.1
	D1.0	369.6	72.89	37.93	4.04	1,236.3
	B0.0	382.8	68.74	36.70	3.38	1,201.0
Case III Drying and Briquetting	B0.5	372.7	76.87	37.86	5.87	1,320.8
	B0.5 port	372.7	76.87	40.07	6.18	1,320.8
	B1.0	371.7	77.63	39.03	5.30	1,331.1
Case IV Mine Mouth Power Plant	MMPP	593.6	24.93	18.73	4.77	2,066.0

앞선 비교 조건들은 Upgrade 공정을 전후해서 수분 변화로 인한 물량의 변화가 있기 때문에, 단위 판매가격이나, 단위 원가의 비교로는 각 조건간의 정확한 비교가 불가능하다. 실질적인 상호 조건간의 비교를 위해서는 발생하는 총수익을 투입한 원탄(原炭) 기준으로 환산하여 전체 매출액, 총원가, 경상이익으로 비교하는 것이 간편하다. 이를 Table 5-26 및 Fig 5-3에 나타내었다. 또한, 각 조건별 생산 물량 및 판매 물량 대비 총단위원가와 판매 가격을 제시해서 전체 매출규모와 전체 원가규모를 비교하여 도시하였다(Fig 5-4).

Table 5 – 26 Comparisons of Ordinary Income and Royalty for Each Case
(Unit : Mil. U\$/year)

Case ID	Total Sales	Total Cost	Ordinary Income	R'ty
Base	16.57	15.81	0.76	0.65
D0.0	25.00	21.19	3.81	1.13
D0.5	26.99	21.84	5.14	1.24
D1.0	26.94	22.50	4.45	1.24
B0.0	26.32	21.77	4.55	1.20
B0.5	28.65	22.46	6.20	1.32
B0.5 port	28.65	23.77	4.89	1.32
B1.0	28.85	23.15	5.70	1.33
MMPP	14.79	11.11	3.68	2.07

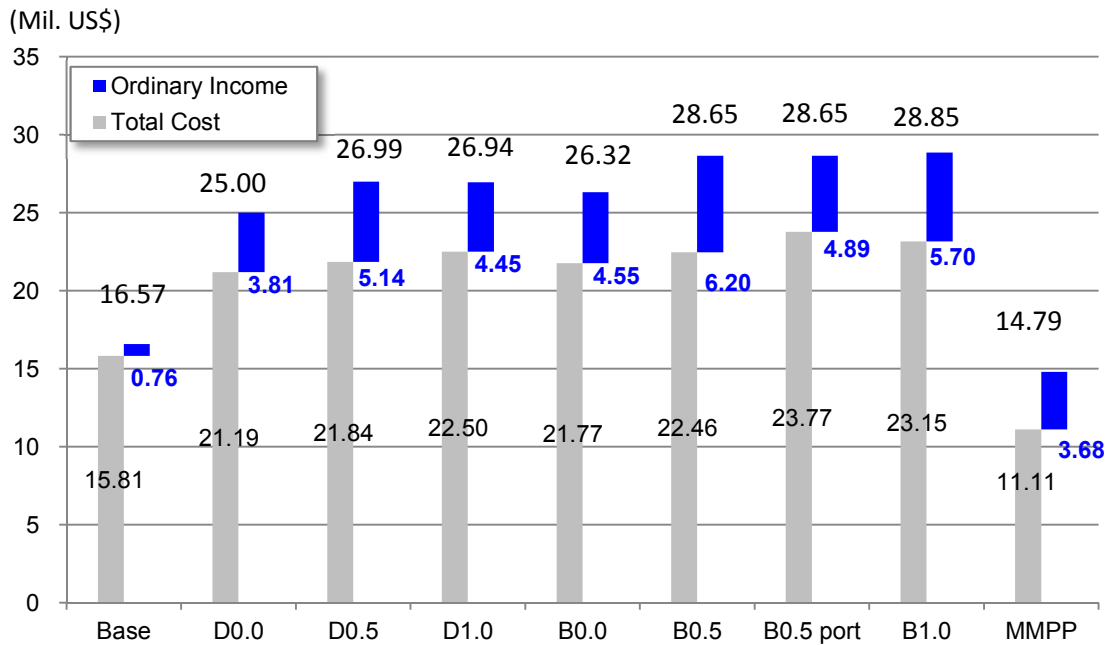


Fig. 5–3 Comparison of Ordinary Income for Same Coal Feed Amount (593.1t/year)

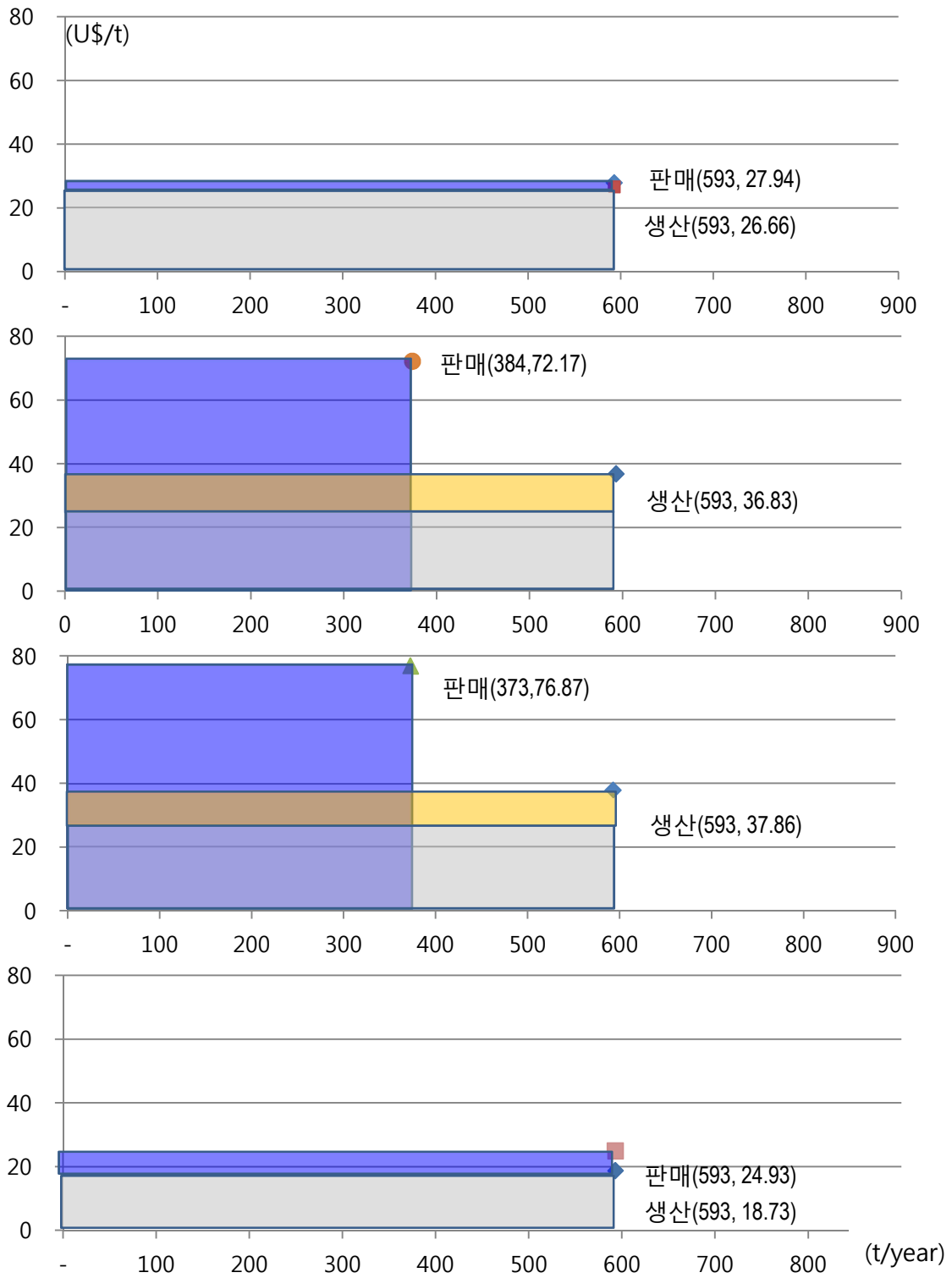


Fig. 5-4 Comparison of Sales Price and Total Cost for the Handling Volume

동일한 원탄 투입량(593.1 kt)을 기준으로 볼 때, 단순 건조, 건조 후 성형, MMPP 공정 모두 Base Case로 비교한 단순 판매(US\$ 0.76M)보다 양호한 경제성을 나타내었다. 단순 판매의 경우는 비록 대량 판매에 생산 용량(Capacity) 한계는 적으나, 판가 대비 원가의 비율이 높으므로(95.4%), 유가 상승이나 임금상승, 인플레이션 등과 같은 원가 상승요인에 매우 취약하고, 또한 저등급 석탄 상황이 악화될 경우 법인의 수익성이 '손해'의 상태로 쉽게 돌아설 수 있게 되는 것을 확인하였다.

가장 양호한 경제성을 보인 B0.5조건은 PAO를 0.5% 혼합한 상태에서 건조 및 성형을 한 조건이다. 향후 투자시에는 동 조건을 중심으로 추가적인 세부 검토가 이루어져야 할 것이다. 그러나 다른 공정에서도 충분히 양호한 경제성을 확인할 수가 있었는데, 이는 Upgrading Process에 의한 발열량 상승 및 그에 따른 판가 상승에 대한 결과일 뿐만 아니라, 석탄 내부의 수분이 감소하여 물류 효율이 증가해서 생기는 원가 절감 효과도 있기 때문인 것이 확인되었다. 동일한 논리로, 설비는 항만에 건설하기 보다는 광산에 건설하는 것이 더욱 양호한 경제성을 보였다.

한편 PAO를 혼합하는 공정은 연 처리량(626kt)에 한계가 있는데, 이의 성공여부는 근교 지역에서 충분한 양의 PAO원료를 구매할 수 있는지 여부에 따라 달라질 수 있다. 석탄 처리량의 0.5%는 한달 250t에 해당하여, 하루에 10t트럭으로 매일 1트럭씩 안정적으로 확보해야 한다. 실제 현장 조사결과 '하루 거리를 초과하는 지역'에서 PAO를 수거하려면, 운영 비용 등의 상승을 추가적으로 고려해야 하였다. .

MMPP를 건설하는 방안은 단위수익성(US\$ 4.77/t)이 최고의 조건을 보이지는 않았으나, 연간 처리량(최대 862kt)측면에서 이점이 있었다. 다만, GAM 지역의 전력 수요 한계로 인도네시아 중장기 전력수급계획에서 계획하는 200MW이상의 발전소를 건설할 수 없는 점과 인근의 전력수요로 인한 발전 수요의 제한이 한계점으로 작용한다.

단순한 STD의 경우(D0.0)는 수익성(경상이익 US\$ 3.81백만/年)이 MMPP와 대비(US\$ 3.68백만/年t)하였을 때, 큰 부가가치의 상승을 가져 오지는 않는다. 그러나, PAO를 혼합하거나 성형을 하는 등의 추가 공정을 더할 때 경상이익이 크게 상승 (US\$ 6.20백만/年)하는 것을 확인하였다.

본 연구에서 살펴본 공정들은 건설비용이 수억불~수십억불에 달하는 다른 청정석탄기술 관련 공정들에 비하여 상대적으로 저렴한 투자비(U\$ 27.5~30M)가 소요된다는 점을 감안할 때, 광산 소유주 입장에서는 충분히 긍정적으로 검토할 수 있는 공정으로 사료된다. 유사한 예로 본 연구에서 검토되었다시피, MMPP(경상이익 U\$ 3.68백만/년)의 경우, 단순 판매(U\$ 0.76/年) 대비 U\$ 2.92백만/年の 추가 이익을 얻을 수 있으나, 투자비가 과다(U\$ 200백만)한 반면, STD나 DAB Plant를 Mine Mouth에 설치할 경우 비교적 적은 투자비(U\$ 27.5~30백만)로도 MMPP를 능가하는 수익(U\$ 5.14~6.20백만/年)을 올릴 수 있다는 것을 알 수 있었다. 다만, MMPP는 석탄의 판매가격이 석탄의 원가에 연동되어 있기 때문에, 수익성이 향후 시황 하락 및 상승에 영향을 받지 않고 고정되는 반면, STD나 DAB Process는 시장 변동에 따라 수익성도 연동한다는 특징이 있다. 특히 최근에는 저등급탄의 대량 생산추세와 고열량탄의 고갈 추세가 맞물려서 STD나 DAB Process에 대한 잠재적 운영자에게는 저원가와 고평가의 시장환경이 구성되고 있는 점은 특기할 만한 사항이다. 이런 사항들을 고려해 볼 때, 광산회사의 입장에서는 STD나 DAB Plant를 건설하는 것이 비교적 적은 Risk로 안정적인 수익을 올릴 수 있는 방안이 될 수 있다.

또한 성형 공정을 고려한다면, 非성형탄 대비 성형탄이 가진 장점에 대하여 고가에 구매해 줄 수 있는 수요처의 안정적 확보가 필요하다. 수요처에 대한 안정적 확보가 담보되지 않는다면, 단순 건조 후 판매를 고려하는 것도 현실적인 대안이 될 수 있다는 것을 이번 연구를 통하여 확인할 수 있었다.

아울러, 인도네시아 정부의 세수 수입 입장에서도 저렴한 단가로 대량 판매하는 것(U\$ 0.65백만/年)보다 STD/DAB Plant를 설치(약 U\$ 1.23백만/年)하거나 MMPP를 설치(U\$ 2.07백만/年)하는 것이 유리하다는 것을 확인하였다.

전반적인 경제성 분석 결과를 Table 5-27에 제시하였다.

Table 5 – 27 Comparison of Cases
 Direct Sales, CUPO at Port, CUPO at Mine Mouth and MMPP

Cases Process	Case I Direct Sales	Case II Simple Drying	Case III Drying and Briquette	Case IV MMPP
CapEx (M U\$)	-	27.5	30	200
Maximum yearly LRC consumption	Maximum Capacity (Production or Sales)	627 kt (Material 593kt + Fuel 34kt)	627 kt (Material 593 kt + Fuel 34 kt)	836 kt
Bottle Neck for expansion	Maximum Capacity (Production or Sales)	PAO Procurement	PAO Procurement Sales for Briquette	Local demand of Electricity
Ordinary Income for 593.1 kt (Net Profit k U\$)	758.8 (U\$ 0.96/t)	5,140.1 (U\$ 6.50/t)	6,197.1 (U\$ 7.84/t)	3,680.1 (U\$ 4.65/t)
Royalty to Government (k U\$)	650.1	1,237.1	1,320.8	2,066.0

6. 석탄 시황 변동에 따른 경제성 분석 및 비교

앞선 경제성 비교는 석탄의 가격이 변동하지 않는 것을 가정한 상황에서 상호 조건간의 비교였다. 그러나, 석탄은 세계적인 수요와 공급의 변동에 따라 탄질별로 가격이 변화하는 재화이다. 석탄 광산의 입장에서 이러한 석탄 시황 변화에 따라 앞서 비교한 조건들의 경제성이 어떻게 변화하는지를 비교하고 최종적인 의사결정을 할 필요가 있다. 이번 장에서는 석탄 가격 변동에 따른 각 조건별 경제성을 분석하고 서로 비교하였다.

6.1 시황의 변화에 따른 탄질별 가격 변동 가정

석탄 가격 변동에 따른 시나리오별 경제성 비교를 위하여 우선 시간에 따른 탄질별 석탄 가격 변동을 살펴보았다. 한국자원정보서비스(KOMIS)에서 제공되는 2015년 1월~2017년 10월까지 호주 뉴캐슬 및 인도네시아 석탄 가격을 매 주간별로 정리하여 다음의 그래프 (Fig. 6-1)에 나타내었다(Komis, 2017). 이 시기는 가장 근래에 있었던 석탄 가격 변동 주기의 자료로서 향후 가격 추정에 신뢰도가 높다고 볼 수 있고, 석탄 저시황기('15년 1월~'16년 5월)와 활황기('16년 6월~17년 10월)를 동시에 포함하고 있어, 탄질별 석탄 가격의 변화 경향을 잘 대변한다고 볼 수 있다.

KOMIS에서 발표되지 않는 발열량인 Kalimantan 3,400 kcal/kg의 가격은 3,800 kcal/kg 가격에서 열량 정산 후 시장 평균 수준 할인율인 6% 추가 할인율을 반영하여 산출하였다.

분석 결과 세계 석탄 시장의 대표격이라고 할 수 있는 호주 뉴캐슬 석탄 인덱스의 등락에 맞추어 인도네시아 칼리만탄의 석탄 가격도 등락함을 알 수 있다.

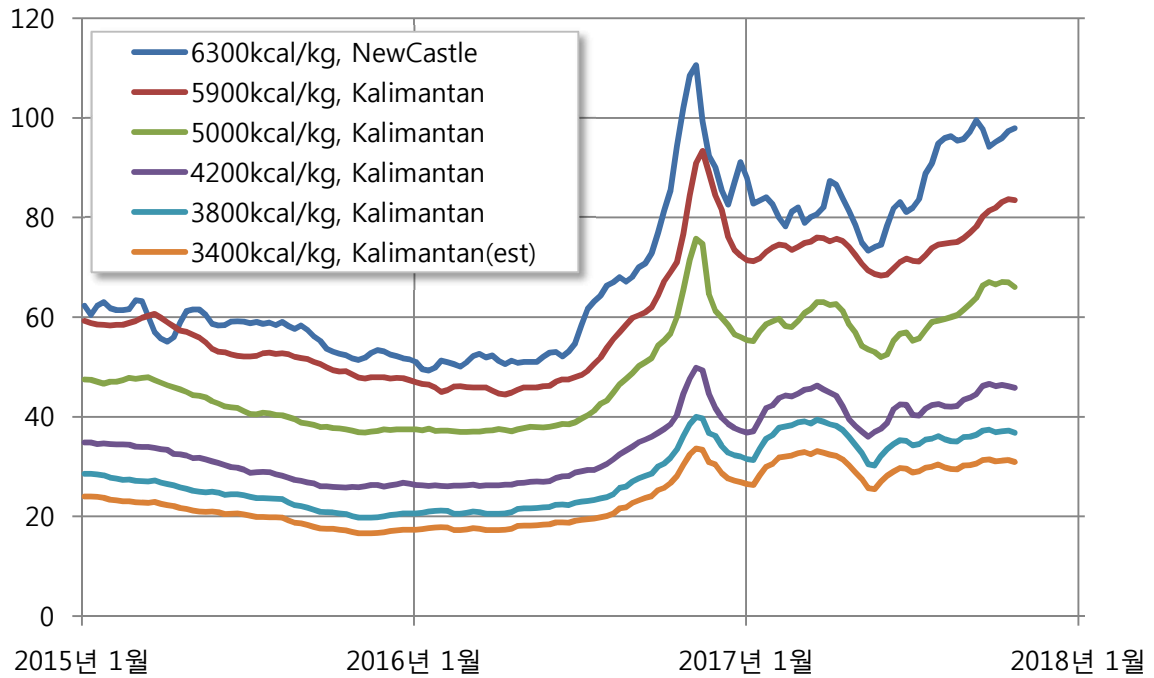


Fig.6-1 Trend of the Kalimantan Coal Price (KOMIS, 2017)

KOMIS에서는 발표하는 자료는 석탄의 탄질에 대한 정확한 정보를 제공하고 있지 않으나, 일반적으로 시장에서 통용 되는 발열량에 따른 표준 유휘분은 아래의 표(Table 6-1)과 같다 (Argus 2017)

Table6 - 1 Typical sulfur contents for the brand of Kalimantan coal

Brand of Coal In Kalimantan (kcal/kg GAR)	Total Sulfur (%, adb)
5900	0.8
5000	0.6
4200	0.4
3800	0.3
3400	0.2

한편, 석탄 수요처 측면에서 볼 때, 석탄 시장은 시간이 갈수록 고열량을 필요로 하는 과거 수요처와 저등급도 소비할 수 있는 신규 수요처로 양분되면서, 최근에는 고열탄의 수급상황과 저등급탄의 수급 상황이 정확하게 병행하지 않는 경향을 보인다. 그러나, 수요처에서는 다양한 탄종의 석탄 혼합을 통해 목표하는 탄질을 달성하려 하고 있고, 이를 위해 고열량 석탄을 우선적으로 저렴하게 구매하려는 경향이 있기 때문에, 기본적으로는 고열량 석탄을 저렴하게 사용하려는 경향이 있다. 때문에, 고열량탄의 수급 상황이 변동하면, 그에 따라서 저등급탄의 수급 상황이 순차적으로 변동하게 된다. 이러한 경향을 살펴보기 위해 고열량탄 수급상황의 지표라고 할 수 있는 뉴캐슬 석탄 시황의 변동에 따른 탄질별 칼리만탄 석탄 가격 변화를 조사하였으며, 그 결과를 Fig 6-2에 도시하였다.

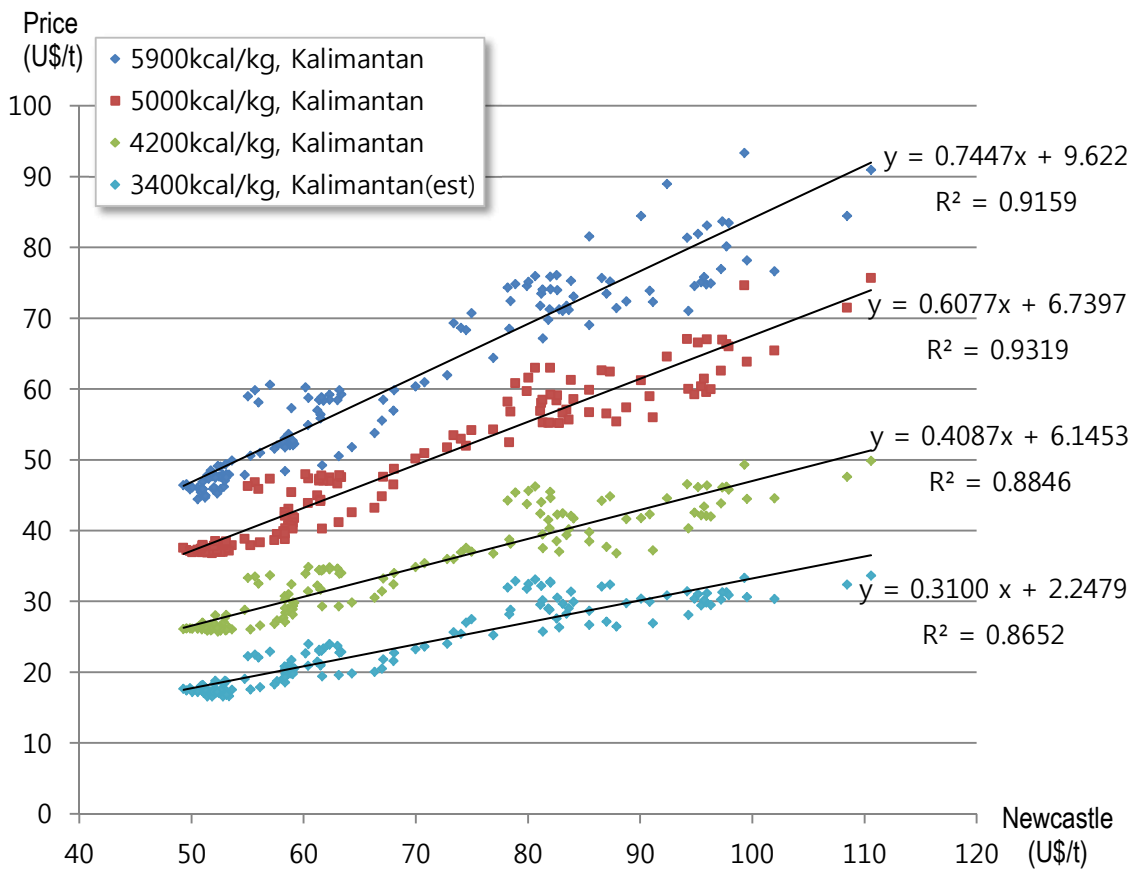


Fig.6-2 Kalimantan coal price against Newcastle Coal Price (KOMIS, 2017)

그림에 나타난 바와 같이, 칼리만탄 석탄 가격은 발열량 별로 뉴캐슬 가격에 정비례하는 경향을 가지고 있다. 이에, 1차 방정식(Equation 6-1)을 기준으로 선형회귀분석을 실시하여 Table 6-2와 같은 결과를 얻을 수 있었다. 분석 결과를 보면, 결정계수(R²)가 85% 이상이었으며 양자간에 강한 상관 관계를 확인할 수 있다.

$$y = ax + b \quad (\text{Equation 6-1})$$

y : Kalimantan coal price

x : Newcastle coal price

Table6 - 2 Coefficients of Regression for Kalimantan Coal Price against Newcastle Coal Price

Subject	5900	5000	4200	3400
a	0.7447	0.6077	0.4087	0.3100
b	9.6220	6.7397	6.1453	0.2479
R²	0.9159	0.9319	0.8846	0.8652

Equation 6-1을 근거로, 향후 뉴캐슬 석탄가격 변화에 대한, 칼리만탄 석탄의 가격을 추정하여, 그 결과를 Table 6-3과 같이 나타내었다. KOMIS 통계에는 집계되지 않는 Kalimantan 5450 kcal/kg 자료는 5900kcal/kg과 5000kcal/kg 가격의 산술평균을 통해 산출하였다. 앞선 연구에서 가장 양호한 결과가 나온 PAO혼합율이 0.5%인 조건에 대하여 Table 6-2에서의 기준을 근거로 발열량에 비례하여 열량정산을 실시하였고, 유휴분 0.1% 변화에 US\$ 0.4/t의 Bonus/Penalty를 적용하였다.

Table6 - 3 Benchmark Coal Brand for Different Coal Quality

Subject	CV (kcal/kgGAR)	TS (%, adb)	Bench mark coal brand
Base	3,495.70	0.370	Kalimantan 3400 (calculated)
STD (D0.5)	5,563.99	0.402	Kalimantan 5450 (calculated)
DAB (B0.5)	5,628.68	0.402	Kalimantan 5900 (KOMIS data)
MMPP	3,495.70	0.370	(Indonesian Government regulation)

Table 6 - 4 Result of estimation of Kalimantan coal price against Newcastle coal price
(Unit : U\$/t)

Newcastle 6300 kcal/kg	Kalimantan 5900 kcal/kg	Kalimantan 5450 kcal/kg	Kalimantan 5000 kcal/kg	Kalimantan 4200 kcal/kg	Kalimantan 3400 kcal/kg
120	98.99	89.32	79.66	55.19	37.45
115	95.26	85.94	76.63	53.15	35.90
110	91.54	82.56	73.59	51.10	34.35
105	87.82	79.18	70.55	49.06	32.80
100	84.09	75.80	67.51	47.02	31.25
95	80.37	72.42	64.47	44.97	29.70
90	76.65	69.04	61.43	42.93	28.15
85	72.92	65.66	58.39	40.88	26.60
80	69.20	62.28	55.36	38.84	25.05
75	65.47	58.90	52.32	36.80	23.50
70	61.75	55.51	49.28	34.75	21.95
65	58.03	52.13	46.24	32.71	20.40
60	54.30	48.75	43.20	30.67	18.85
55	50.58	45.37	40.16	28.62	17.30
50	46.86	41.99	37.12	26.58	15.75

6.2 석탄 가격 변동에 따른 조건별 경제성 비교

뉴캐슬 석탄 가격 변동에 따른 칼리만탄 석탄의 탄질별 가격(Table 6-3)을 경상이익 산출공식(Equation 5-1)에 대입하여 아래와 같은 결과(Table 6-5)를 얻었다. 이 결과는 각 조건별 대등한 비교를 위해 원탄 투입량에 대한 경상이익으로 나타내었다. 이를 그래프로 표현하면 Fig 6-3 과 같다.

Table 6 – 5 Feasibility Comparison for Different Newcastle Coal Price

(Unit : U\$/t)				
Newcastle	Direct	D0.5	B0.5	MMPP
120	10.67	20.81	25.00	6.20
115	9.15	18.74	22.77	6.20
110	7.64	16.67	20.53	6.20
105	6.12	14.60	18.30	6.20
100	4.61	12.54	16.07	6.20
95	3.10	10.47	13.83	6.20
90	1.58	8.40	11.60	6.20
85	0.07	6.33	9.37	6.20
80	(1.45)	4.27	7.13	6.20
77	(2.35)	3.03	5.79	6.20
75	(2.96)	2.20	4.90	6.20
70	(4.47)	0.13	2.66	6.20
65	(5.99)	(1.93)	0.43	6.20
60	(7.50)	(4.00)	(1.80)	6.20
55	(9.01)	(6.07)	(4.04)	6.20
50	(10.53)	(8.14)	(6.27)	6.20

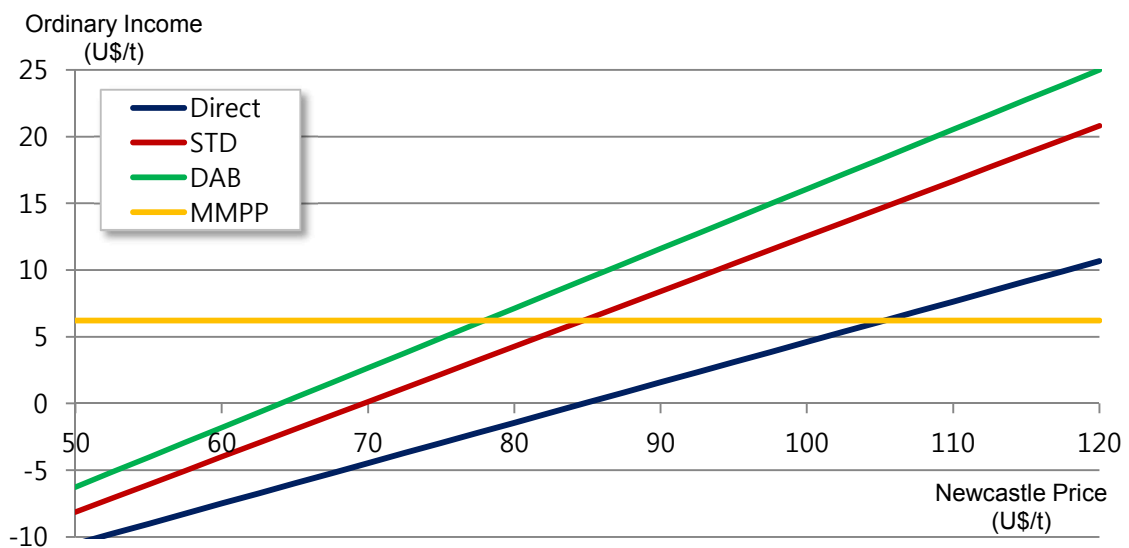


Fig.6–3 Comparison of Ordinary Income against Newcastle Coal Price

6.3 석탄 가격 중장기 전망 및 원가변동에 따른 경제성 비교

6.3.1 석탄 가격 중장기 전망

KOMIS에서 제공하는 중장기 Newcastle 석탄 가격 예측 자료(Fig 6-4, 2017년 12월말 기준)에 따르면, 2018년도의 석탄 가격은 점진적으로 하락 추세를 이어가다가 2019년에는 U\$ 77/t 수준에서 안정화될 것으로 전망하고 있다. (KOMIS, 2017)

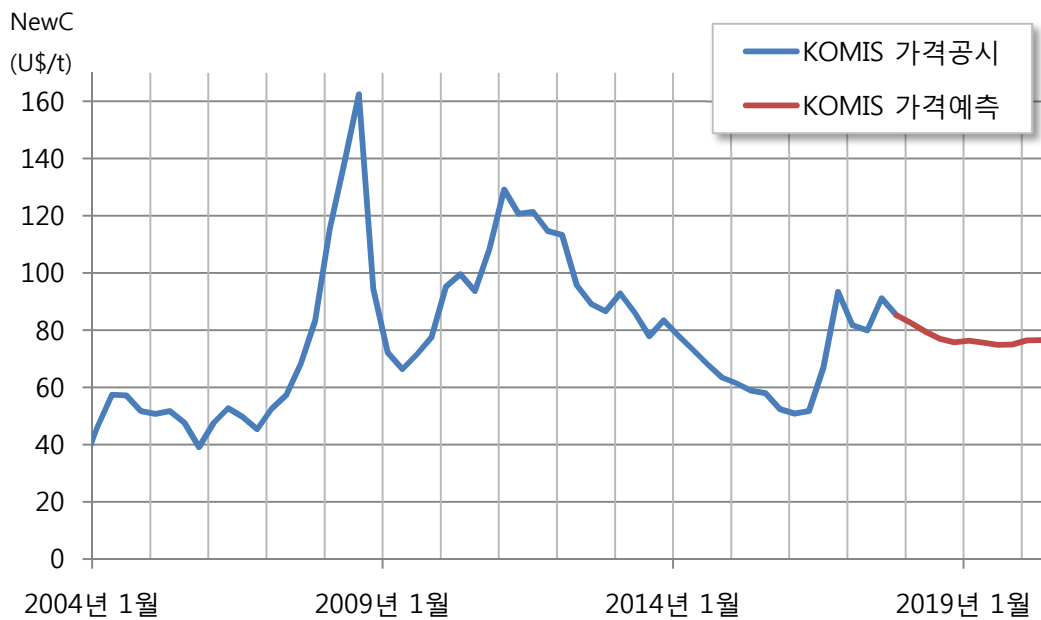


Fig.6-4 Newcastle coal price forecast (KOMIS, 2017)

6.3.2 원가 변동에 따른 조건별 경제성 비교

석탄의 가격이 Newcastle 가격기준 U\$ 77/t을 유지한다고 가정하고, 칼리만탄의 석탄 가격이 탄질별로 Table 6-1에 의한 Equation 6-1을 따른다고 가정할 때, 단순판매, 건조, 성형, MMPP의 조건에 대하여 원가변동에 따른 각 조건별 경제성을 비교하였다. 원가의 변동은, 고정 비용(Fixed Cost)의 성격인 마케팅 비용, 로열티, 도로비용, 이자, 토지비용 등은 고정하고, 변동비용(Variable Cost) 성격인 환적비용(Floating Crane), 바지비용, 항만비용, 운탄비용, 도로지원 비용, 채탄비용, 폐석비용, 환경비용, 오버헤드 비용, 총무 행정 비용을 고려하였으며, 분석결과를 Table 6-6에 정리하였다.

Table 6 - 6 Feasibility Comparison for Fluctuation of Variable Costs

(Unit : U\$/t)

Variable Costs	Direct	D0.5	B0.5	MMPP
120.0%	(6.76)	(3.41)	(0.83)	3.01
115.0%	(5.66)	(1.80)	0.83	3.81
110.0%	(4.56)	(0.19)	2.48	4.61
107.5%	(4.01)	0.61	3.31	5.01
105.0%	(3.46)	1.42	4.14	5.41
102.5%	(2.90)	2.22	4.96	5.80
100.0%	(2.35)	3.03	5.79	6.20
97.5%	(1.80)	3.83	6.62	6.60
95.0%	(1.25)	4.64	7.45	7.00
92.5%	(0.70)	5.44	8.27	7.40
90.0%	(0.15)	6.25	9.10	7.80
87.5%	0.40	7.05	9.93	8.20
85.0%	0.95	7.86	10.76	8.60
80.0%	2.06	9.46	12.41	9.40

※ Based on the assumption that Newcastle coal price to be U\$ 77.0/t

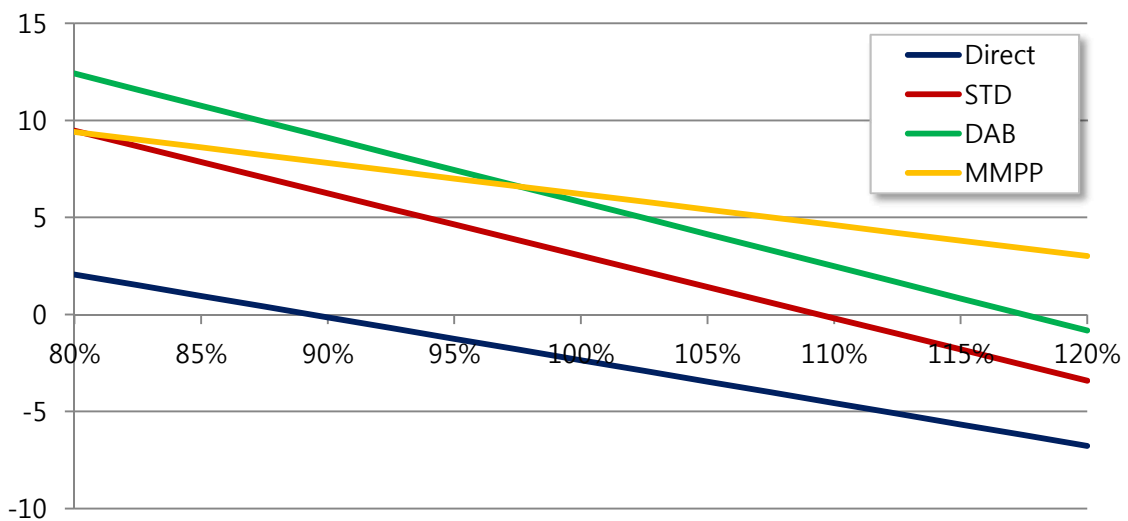


Fig.6-3 Comparison of Ordinary Income for Fluctuation of Variable Costs

6.4 결과 분석 및 소결

6.4.1 석탄 가격 변동에 따른 경제성 비교

Newcastle 석탄가격의 변동과 칼리만탄 석탄 가격 변화의 상관관계 분석을 통해 향후 석탄시황의 상승 및 하락 시 각 조건별 경제성을 비교 분석하였다. 그 결과 직접 판매의 경우보다 건조 후 판매가, 건조 후 판매보다는, 건조/성형 후 판매가 석탄 시황 변동에 대하여 안정적인 수익성을 보인다는 것을 파악하였다.

직접 판매의 경우 장기적으로 판가 대비 원가가 높고 나와 연간 원탄 생산량 기준 US\$ 2.34/t의 적자를 보는 것으로 추정되었다. 손익분기점은 약 Newcastle 가격기준으로 약 US\$ 84/t 수준이 예상되었다. 적자 운영의 조건이 되면 광산에서는 정상적 운영을 위해 가채광량을 포기하고 박토비를 줄인다거나, 증산을 해서 고정 비용을 줄이는 등의 원가 절감 활동이 병행되어야 하며, 수요처와의 1:1 계약을 통하여 '원가 보전 방식'의 판매 계약을 체결해야 하는 등의 별도 조치가 필수적이다. 그렇지 않을 경우 휴광이나 폐광을 선택하여야 하는데, 광산 소유주 입장에서는 쉽게 결정을 내릴 수 있는 사항은 아니며, 석탄 품질 개선 설비의 건설과 같은 별도의 방안을 마련해야 한다.

석탄을 건조해서 판매할 경우(D0.5)는 원탄 생산량 기준 US\$ 3.03 M/yr의 경상이익을 확보하는 것으로 추정되었으며, 손익 분기점은 Newcastle 가격 기준으로 US\$ 69/t 수준으로 예상되어, 단순 판매보다 시황의 변동에 대한 안정성이 높은 것을 확인하였다. 석탄을 건조/성형 후 판매할 경우(B0.5)는 단순 건조해서 판매할 경우보다 더 수익성이 개선되어 원탄 생산량 기준 US\$5.79 M/yr의 경상이익 확보가 가능한 것으로 추산되었다. 동 조건은 향후 Newcastle 가격이 US\$ 64/t이하로 떨어질 경우 적자 운영이 예상되었다.

한편, MMPP의 경우는 시황의 연동에 관계없이 광산의 원가를 보전하는 방식으로 석탄의 거래가 이루어지므로, 시황 변동에 따른 수익성은 변동 없이 원탄생산량 기준 US\$ 6.20/t을 확보할 수 있는 것으로 나타났다. 즉, 석탄 시황이 악화되었을 경우는 MMPP의 경제성이 다른 경우보다 양호하며, 반대로 시황이 상승할 경우는 MMPP의 수익성이 고정되는 반면, 다른 경우가 시황에 대한 변동성으로 인해 경제성이 양호해진다.

DAB의 경우 U\$ 78/t 수준, STD의 경우 U\$85/t 수준, 단순 판매일 경우 U\$ 105/t 수준이 MMPP와 다른 조건간의 수익성 비교 우위의 분기점이었다. 동 조건은 향후 New-castle 가격이 U\$ 64/t이하로 떨어질 경우 적자 운영이 예상되었다.

6.4.2 변동성 원가 변동에 따른 경제성 비교

KOMIS의 중장기 석탄가격 추정 결과(U\$ 77/t)를 근거로 향후 직접 판매, DAB(B0.5), STD(D0.5), MMPP에 대하여 변동성 원가의 변화에 대한 각각 경제성을 추정하고 비교 하였다. .

단순판매 및 MMPP의 경우 단위 공정의 단순성으로 인하여 변동성 원가의 변화에 따른 수익성의 변화는 DAB, STD의 경우보다 적었다.

장기적으로 보았을 때, 단순 판매의 경우 수익분기점 확보를 위하여 약 10% 이상의 변동성 원가 절감이 필요하며, STD의 경우 약 10% 이상의 원가 상승, DAB의 경우 약 17%의 원가 상승에도 광산운영상 흑자를 유지할 수 있었다.

7. 결론 및 제언

본 연구는 갈수록 중요성이 더해져 가는 저등급 석탄 광산의 석탄 활용방안을 알아보기 위해 진행된 연구이다. 이를 위해 인도네시아 저등급 석탄 생산자의 입장에서 석탄의 품질개선을 통해 부가가치를 높일 수 있는 기술 중 상용화된 기술을 비교하고, 그 중 경제 효율성이 높은 공정으로 판단되는 CUPO Process를 선택하여 타당성을 검토하였다.

CUPO Process를 검증하기 위하여 실제 15t의 석탄으로 Pilot Scale의 실험을 실시하였으며, 이를 근거로 향후 Plant가 세워졌을 때의 경제성에 대하여 고찰하였다. 특히, 물류비용이 원가에서 많은 비중을 차지하는 것에 착안하여, Plant의 위치가 항만인 경우와 Mine Mouth인 경우도 비교 분석하였다. 또한, 다른 공정과의 비교를 위하여 저등급탄 특성 시험 및 단순판매 사례를 연구하였고, 널리 상용화된 Mine Mouth Power Plant를 설치할 경우의 경제성도 비교하였다. 추가로 향후 석탄 시황변동에 따른 각 조건별 경제성 비교도 실시하였다. 연구결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

7.1 저등급탄 특성

GAM N100 석탄의 특성을 파악하기 위해 3개월동안 야적을 하면서, 물성 조사를 하였다. 석탄 노두 및 Stockpile에 대하여 여러 가지 현장 시험을 한 결과, 날씨에 의하여 총 수분의 변화가 나타나는 것으로 확인되었다. 석탄이 노두 상태에 있을 때에는 TM을 제외한 물성의 변화가 크지 않았으나, 채탄된 후 저장해둘 경우 약 2주동안에 급격하게 성질이 변화하는 것을 확인하였다. 저등급탄은 수분이 마름과 동시에 분화(分化)되었으며, 강도도 저하되었다.

자연발화는 바람의 유무 및 20mm를 초과하는 강우의 여부에 따라 영향을 받았으며, 인도네시아의 강우 상황을 고려하였을 때 2달간 저탄하는 것은 큰 무리가 없을 것으로 보여진다. 그러나, 수요처에 도착하였을 때 취급하기 좋은 Size를 만들기 위해서는 저탄 기간을 10일 이내로 제한할 필요가 있는 것으로 분석되었다.

7.2 GAM탄 CUPO Process 분석

저등급탄 품질개선을 위해서 투자비가 크지 않고, 상업적으로 검증된 Drying & Briquetting 방법을 선택하였으며, 상업적으로 검증된 CUPO Process에 대하여 GAM의 저등급탄인 N100 탄으로 실증 실험을 진행하였다. Palm Oil Binder는 저렴하고 조달이 용이한 PAO를 사용하여 실험하였다. 원탄은 발열량이 GAR 3,496kcal/kg으로 총수분 45.78%이었다. 원탄에 대한 품질개량 시험 결과 Batch Test에서는 수분이 6.2~10%까지 하락하였으며, Pilot 연속 실험에서는 PAO를 혼합한 경우 약 9~10%까지 하락하는 것을 확인할 수 있고, 향후 성형을 통하여 7.67~8.59%까지 수분을 떨어뜨릴 수 있음을 확인하였다. 석탄의 온도가 100℃에 도달한 경우 신속하게 건조가 일어났으며, 표면수분이 건조되는 데에 걸리는 시간은 약 50분으로 측정되었다.

성형탄의 강도와 관련해서는 PAO를 혼합한 시료가 압축 강도가 양호한 반면 충격에 대한 내성은 다소 약한 것으로 나타나 향후 취급 시 충분한 정도의 강도를 유지할 수 있는 방안을 마련해야 할 것으로 판단된다.

극한 조건이 아닌 경우, 다소간의 방수 효과가 생기는 것을 확인할 수 있었으며, 이를 통하여 몇 차례 강우 피해를 입는다고 해서 성형탄의 재흡수로 인한 문제는 일어나지 않았다. 다만, 성형탄의 장기 저탄을 위해서는 Silo나, 지붕이 있는 저탄장이 있을 경우 장기 저탄에 도움이 될 것이다. 수분 재흡수는 PAO의 함량 및 성형 여부에 따라 12~17% 수준에서 평형을 이루었고, 평형 시의 탄질을 산출하여 경제성 평가의 기준으로 삼았다.

7.3 사례별 경제성 분석 및 시황에 따른 경제성 분석

CUPO Process에 대한 경제성 검증을 실시하였으며, 다른 공정들과의 비교를 위하여 직접판매 및 MMPP 건설판매의 경우와 비교하였다.

단순 판매보다는, 건조 후 판매, 성형 후 판매가 경제성이 좋았다. PAO를 혼합하지 않는 것보다는 혼합하는 것이 경제성이 좋았다. 1.0%를 넘는 PAO의 혼합은 구매 원가 상

승에 비하여, 석탄품질 상승 효과가 적어서 바람직하지 않았으며, 0.5% 수준의 PAO혼합이 가장 양호한 경제성을 나타내었다. CUPO Process는 비교적 적은 투자비 (US\$ 27.5~30백만)로도 MMPP(US\$ 350백만)에 버금가는 추가 수익을 낼 수 있는 것으로 확인되었으며, CUPO Plant를 항만에 건설하는 것보다 광산에 설치하는 것이 물류 비용을 절감하여 추가 경제성이 확보되는 것을 확인하였다.

또한, 탄가 및 변동성 원가의 변화 따른 각 조건별 경제성 변화를 비교하였다. 시황 하락기에는 CUPO Process보다는 MMPP를 설치하는 것이 경제성이 좋았다. 그러나, 석탄 시황이 상승하였을 때의 추가 수익 가능성은 없다. 원가 변동 시의 수익성 측면에서도, 단순 판매의 경우보다 CUPO Process로 처리하는 경우가 높은 안정성을 보였으며, CUPO Process 중에서도 성형 공정을 포함하는 것이 더 좋은 결과를 보였다.

7.4 연구의 한계 및 제언

GAM 광산의 저등급탄 가채매장량이 약 100Mt이며, 가행년수가 20년임을 감안한다면, 매년 평균 5Mt의 저등급탄을 생산해야 한다. 동 연구에서 고찰하였던 공정인 MMPP 및 CUPO Process는 연간 처리량이 각각 0.8Mt, 0.6Mt 수준에 불과하며, 여전히 광산 입장에서는 잔여 저등급탄을 단순판매해야 하는 상황에 직면한다. CUPO 설비 증설을 위해서는 조건별로 여러 가지 한계점을 극복하여야 하는데, 안정적인 PAO의 공급과, 안정적인 성형탄 수요처 확보가 중요하다. 한계점을 극복하지 못하는 경우에는 PAO를 혼입하지 않고, 성형을 하지 않는 공정(D0.0)도 다소 경제성은 떨어지나 증설을 위한 대안이 될 수 있음을 확인하였다. 향후 실제 Plant를 건설할 때에는 본 연구에 사용된 가정들을 실제 현장에서 검증하는 작업이 선행되어야 한다. 또한, 석탄 가격, 환율, 유가, 인도네시아 Inflation 등 외부 변수에 대한 민감도 연구도 별개로 진행되어야 한다.

이와 더불어 충분한 양의 PAO를 GAM에서 수거할 수 있을지의 여부도 불확실하다. PAO 수거 사업은 Palm 농장회사에서 지역에 지원하는 프로그램으로 영세하게 운영되고 있는데, 충분한 양의 PAO를 확보하기 위해서는 지역민들과의 갈등도 예상된다. 이러한

갈등은 일부 이권사업 (석탄 운반, 폐기물 처리 등)에 지역민들의 참여권을 보장하면서 극복해야 될 것으로 사료된다.

한편, MMPP는 실제 입찰에서 낙찰받기 위한 다수의 경우의 수가 존재하며, 낙찰을 받더라도 지역의 전기 수요에 대한 한계로 인하여 증산하는 데에 어려움이 있는 점을 확인하였다.

또한 CUPO Plant와 MMPP를 Mine Mouth에 인접하여 설치할 경우, MMPP에서 발생하는 폐열을 CUPO Plant의 건조 열원으로 사용할 수 있기 때문에 공정비용을 절감할 수 있을 것으로 생각된다.

7.5 향후 연구 방향

CUPO™ Process의 단순성에 비해 큰 투자비에 대한 극복이 필요하다. 또한, 저등급 석탄에 맞는 MMPP에 대한 별도 보일러 설계 및 최적화 작업에 관한 연구도 필요하다.

Palm Oil의 충분한 공급이 불확실 하므로, PAO가 아닌 Crude Palm Oil을 직접 이용하여 CUPO™ Process를 진행하던가, 광산 운영 시에 발생하는 폐유 등을 활용하여 유사한 공정에 적용하는 방안 등에 대한 연구가 필요하다.

참고 문헌

- Agung, 대담자: YoungWooYi. “General Questionnaire on the Crude Palm Oil of Teladan Prima Group ” (2017년 5월 30일).
- Agus, (2017), “Methodology and specifications guide” Argus Coal Daily International, Argusmedia, 2017년 7월
- AME, “Metallurgical/Thermal Coal Monthly Outlook” (2011)
- Bambang, “Prospek Briket Batubara Lignit Sebagai Bahan Bakar Alternatif Sektor Rumah Tangga Dan Industri Kecil” , Jurnal Sains dan Teknologi Indonesia Vol. 9 No. 2 Agustus 2007 Hlm. 80-89 (인도네시아어)
- Black&Veatch, “Cost and Performance Data for Power Generation Technologies” Prepared for the National Renewable Energy Laboratory, February 2012
- BP. “BP Energy Outlook.” BP, 2017.
- BP. “BP Statistical Review of World Energy June 2016.” BP, 2016.
- BPPT (2015) “CUPO Drying Test and Evaluation of Briquetting Product” , BPPT Indonesia, 2015년 6월
- Bumi Resources (2015), “ Consolidated Interim Financial Statements” 31, 2015
- CIAB, (2010) “Power Generation from Coal “ Measuring and Reporting Efficiency Performance and CO2 Emissions’ , Coal Industry Advisory Board, International Energy Agency, 2010 , pp27
- ChandralalNaveen. “Behaviour of low rank high moisture coal in small stockpile under controlled ambient conditions – A statistical approach.” “American International Journal of Research in Formal, Applied & Natural Science” , 2014: 102.
- Comodity3, <http://www.commodity3.com> (엑세스: 2017년 5월 30일).
- DLA Piper. “EPC Contracts in the Power Sector.” DLA Piper, 2011, pp 2.
- Destatis, <http://www.destatis.de> (2016년 자료)

- DOE, (2016) “Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” , US> Department of Energy, November 2016
- East Kutai Regency (2006),” Peta Sebaran Perkebunan Besar Swasta” Disticti of East Kutai, East Kalimantan Province, 2016. 6.
- Energy Feeds. “PT Energy Feeds.” 2017.
- ESDM. "Decision of Director General of Mineral and Coal : Number 953.k/32/DJB/2015." Production Cost to Determine Base Price of Coal. Ministry of Energy and Mineral Resources of Indonesia, 2015.
- ESDM. Decision of Director General of Mineral and Coal.” Ministry of Energy and Mineral Resources(ESDM) of the Republic of Indonesia, 2015.
- ESDM. Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 S.D. 2025.” Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral, Republik Indonesia, 2016.
- ESDM. Production Cost to Dertermine Base Price of Coal.” Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM), the Republic of Indonesia, 2015.
- ETRI, (2014) “Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010–2050” , JRC Science and Policy Report, European Union, 2014
- HPRP. Steam Power Station Business Opportunities on the Issuance of Regulation of the Minister of Energy and Natural Resources No.19 of 2017.” Jakarta: Hanafiah Ponggawa & Partners, 2017.
- IEA. Key Coal Treands.” IEA Statistics Excerpt from : Coal Information, International Energy Agency, 2015.
- IEA. “Key Coal Trends.” International Energy Agency, IEA, 2016.
- IEA, “Coal information overview” International Energy Agency, August, 2017
- IMF, (2017), “IMF International Price Forecasts, July 2017” , International Monetary Fund, July 2017.
- James Graham (2007), “Microvaves for Coal Quality Improvement : The Drycol Project” , SACPS/International Pittsbrugh Coal Conference 2007

JCEC(2007), “Clean Coal Technologies in Japan – Technology Innovation in the Coal Industry,” Japan Coal Energy Center, 2007, 1

JOGMEG(2013) “환경 문제에 배려 한 저탄소 자원 순환 형 탄광 지역 형성을위한 마스터 플랜 수립 사업 (인도네시아)”, 2013 년도 해외 석탄 개발 지원 사업 석탄 보유 국가 산업 협력 사업, 독립행정법인 석유 천연가스 금속광물 자원 기구 2014 년 3 월 (일본 논문)

K-coal co., Ltd. K-Coal Company Introduction. Busan, 09 2016.

Kinnoshita, “Demonstration of Upgraded Brown Coal(UBC) Process by 600 tonnes/day Plant” Kobelco Technology Review No. 29 Dec. 2010

KKS. “Kurnia Kebal.” 2017.

KOMIS (2017), 한국자원정보서비스(KOMIS), <http://www.kores.net> , 2017.11.25

KPSR. “KPSR Construction – Biogas Project Specialists.” 2017.

LEP. “Lumintu Energi Persada.” 2017.

Mukherjee, Joy, Studies on the chemistry of thermal drying of lignite in inert atmosphere.” 2004. 314–316.

NETL, (2013) “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity” revision 2a, September 2013, National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy

NETL, (2013) “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 2: Coal to Synthetic Natural Gas and Ammonia” , July 5, 2011, National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy

Petromindo. "Indonesian Coal Book 2016/2017." Historical coal price index, 2017.

PWC. "Indonesian Mining Investment Climate." PWC Indonesia, 2012.

PWC Indonesia (2016), “Mining in Indonesia” Investment and Taxation Guide, May 2016 – 8th Edition

- Republic of Indonesia (2016), “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara(Persero) tahun 2016 s.d. 2025 (인니전력회사 장기 전력수급계획) “ 인도네시아 산업부 장관령 제 5899 호 , 2016. 6
- Reuters, “World Bank to limit financing coal-fired plants” 2013
- Tsukishima Kikai (2015), “Steam Tube Dryer (STD) for Low Rank Coal Drying in Power Plant”
- US Patent, (2015) “Iron Ore Briquetting” US 2005/0050996 A1, Mar 2005
- Wanda Arianto (2014), “Pengkajian Pengaruh Waktu Pemanasan Dan Penambahan PFAD (Palm Fatty Acid Distillate) Pada Pembuatan Coal Upgrading Palm Oil (CUPO) Terhadap Kadar Air Dan Nilai Kalor Dari Batubara Peringkat Rendah di Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara Bandung Provinsi Jawa Barat” , Program Studi Teknik Pertambangan, Kakultas Keknik, Universitas Islam Bandung, 2014
- Wood Mackenzie “The coal market, margins and project economics” 2014
- World Bank, (2017) “World Bank Commodity Forecast Price Data, October 2017” , World Bank, October 2017
- Yoshida, Masahiro, “The Trend of Development for Low Rank Coal Utilization Technology and Issues toward the Spread” , Victorian Brown Coal Forum 2015 in Japan, 2015. 10. 6
- LG 상사 (2016), “GAM 광산 소개 자료” 2017.4
- 경인일보(2016), “시공사만 배불린’ 영흥화력 석탄건조설비” 경인일보 2016.11.23 제 23 면
- 김기홍, (2014) “석탄과 용매의 특성이 석탄용매추출에 미치는 영향에 관한 연구” 서울대학교 대학원
- 김옥신 (2008), “과열 증기 이용 친환경 건조기술” Korean Chem. Engr. Res., Vol 46, No. 2, April, 2008. Pp. 258-273

- 김재관 (2011), “석탄건조장치 및 이를 포함하는 석탄 고품위화 시스템”, 대한민국공개특허(10-2011-0098445), 2011년 9월 1일
- 박인수 등(2013) “팜 잔사유를 이용한 고품위화 석탄의 안정화 특성 분석” Clean Technology, Vol. 19, No. 4, 2013년 12월, pp. 469~475
- 석주현, (2017) “중국의 석탄산업 구조조정에 따른 석탄 수출국의 영향”, 세계 에너지시장 인사이트 제 17-6호, 2017. 2.27
- 안전보건공단 (2008), “최근 건조이론 및 건조기 종류” 건조기 교육 자료, 안전보건공단 2008.11
- 이시훈(2010), “저등급석탄 활용기술 동향” Korean Coal Forum, 2010.07
- 전동혁. "인도네시아 저등급석탄의 무결합제 성형 특성." Korean Chem. Eng. Res.,, 2015. 231-235.
- 전동혁, 외. “인도네시아 저등급석탄의 무결합제 성형 특성.” “Korean Chem. Eng. Res.”, 2015: 231-235.
- 최주환. “청정대체연료로서의 석탄액화연료.” 도서출판 동아문화사, 2004.
- 한국테크놀로지. “2016년도 사업보고서.” 2017년
- 한국테크놀로지, “회사 소개 및 건조장비 소개 자료” 2016년

부 록 I GAM N100탄 현장 시험 사진



Fig 2-1 Channel Sampling



Fig 2-2 Stockpiling and Sampling



Fig 2-3 Opened Stockpile test - Temperature Rain & Humidity



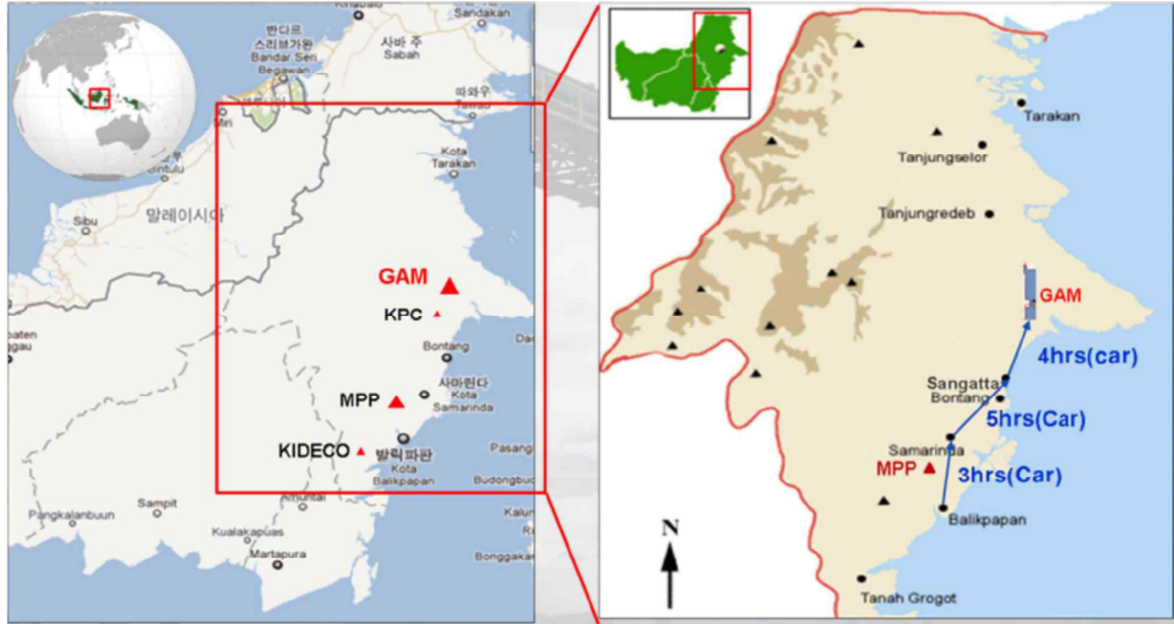
Fig 2-4 Dropping Test



Fig 2-5 Air Drying Test under Roof

부 록 II GAM 광산 소개 자료

1. Location



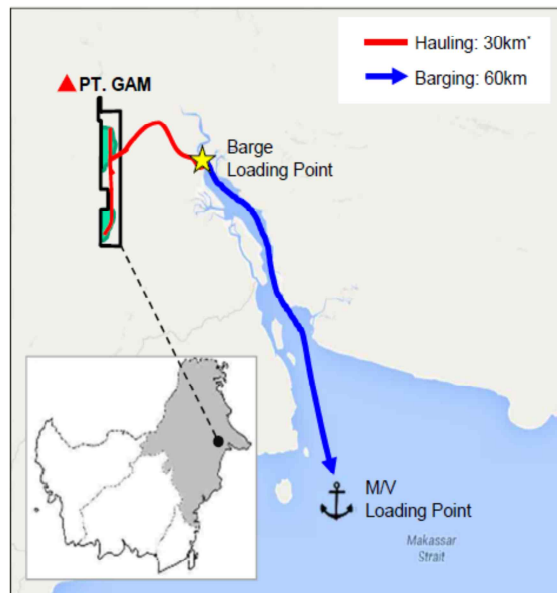
2. Overview and History

Overview

Company	PT. Ganda Alam Makmur (GAM)
Ownership	60% (100% operation & marketing rights by LGI)
Location	East Kutai Regency, East Kalimantan, Indonesia
Area	10,600 Ha
Reserve	219 Million MT
Production	14 Million MT at maximum capacity (Open Cut)

History

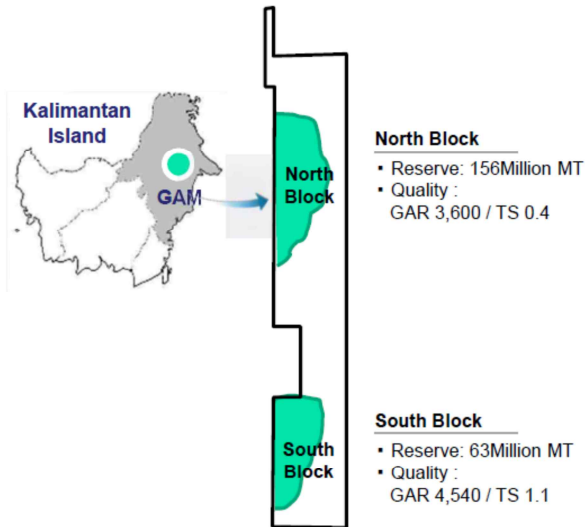
'05. 4	Established PT. Ganda Alam Makmur
'05. 11	Exploration License acquired
'12. 5	Operation/Production License acquired (~'27. 5++)
'12. 7	LG International becomes major shareholder (60%)
'12. 8	Commencement of Development
'16. 9	Commencement of Commercial production
'22. 1	Maximum production capacity (14 Million MT / Yr)



* Hauling distance: 40km (Reserve Weighted Avg 30km)

3. Geology

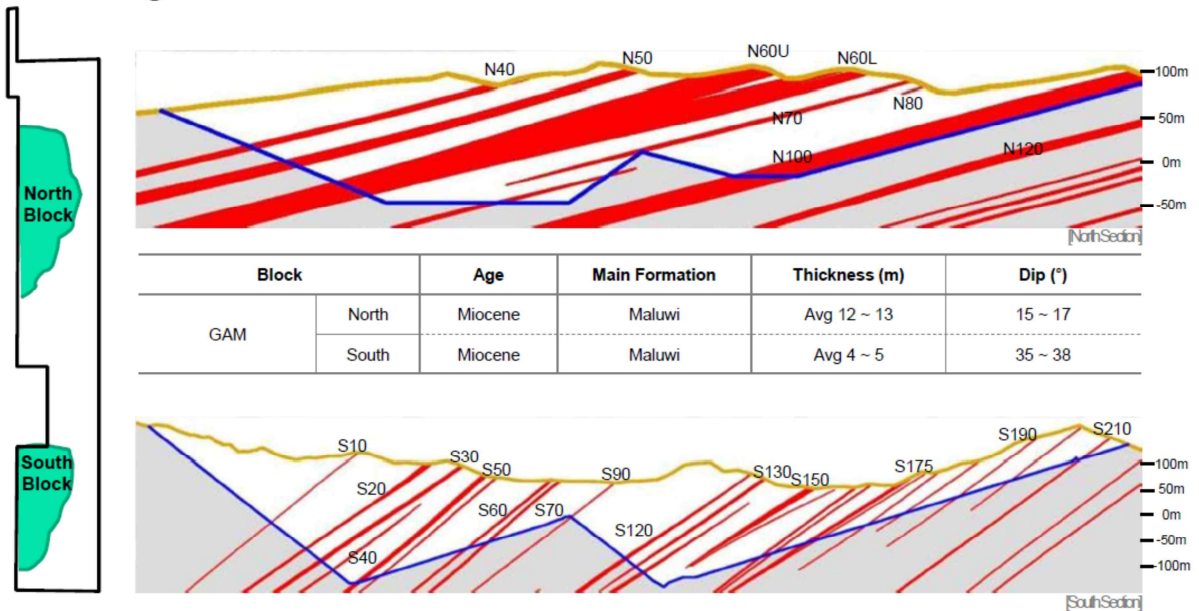
Coal Reserves



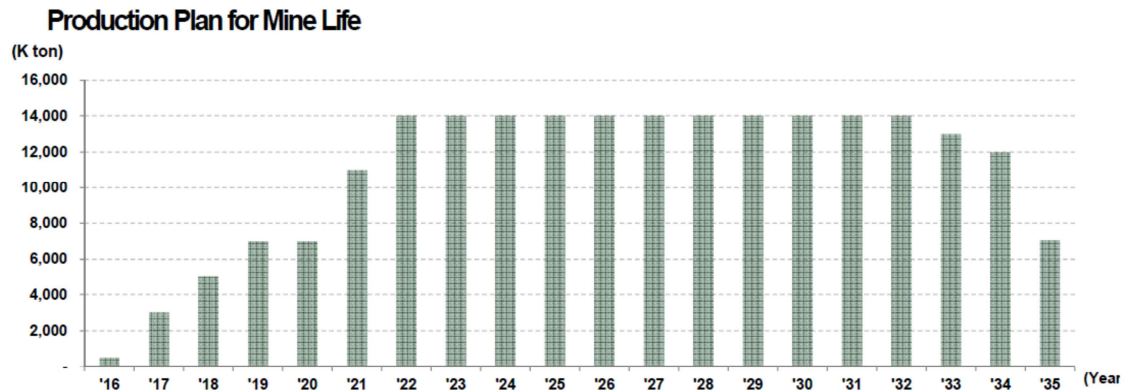
Coal Quality

Items	Basis	Typical			
		'16 ~ '17	'18	'19	'20
Gross Calorific Value (kcal/kg)	ARB	4,200	4,200	4,150	4,100
Total Moisture (%)	ARB	36	36	37	38
Ash (%)	ADB	4-6	4-6	4-6	4-6
Total Sulphur (%)	ADB	0.9	0.9	0.9	0.8
HGI	-	48 ~ 60			
Size (0-50mm) (%)	-	Min. 90			
AFT(IDT) (°C)	-	1,200			

Geological Cross Section



4. Life of Mine plant



- With commercial production commencing in 2017, annual production will gradually increase reaching a maximum capacity of 14 Million MT in 2022.
- PT. GAM has a competitive cost structure with short hauling and barging distance.
- The estimated reserve of PT. GAM is more than 200 Million MT.

5. Mine Infrastructure

Hauling Road

Total length	40km (Weighted Avg 30km)
In-Mine Concession	20km
Mine to Jetty	20km
Avg paved Width	14 ~ 16m
Grade	4~6%, Two Trailer standard

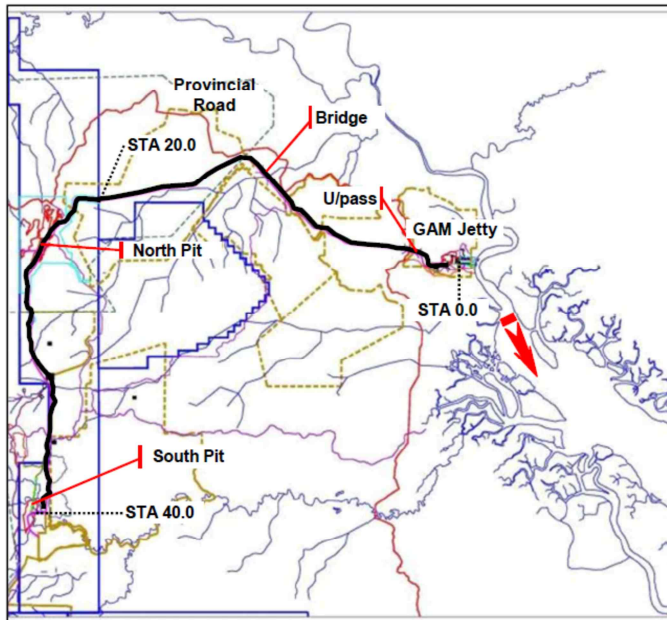


Loading Jetty

Category	1st Stage	1st+2nd Stage ('21~)
Loading Conveyor	One line	Two line
Loading Rate	2,300 MT/hour	4,600 MT/hour
Stockpile Capa.	Total	375,000 MT
	ROM	150,000 MT
	Crushed	225,000 MT
Production Capacity	7 Million MT	14 Million MT



6. Coal Transportation



□ Specification

[North]
 - Fill 20m/ 14m
 - Cut 16m/ 14m

[South]
 - Fill 18m/ 12m
 - Cut 14m/ 12m

Fill includes Safety berm

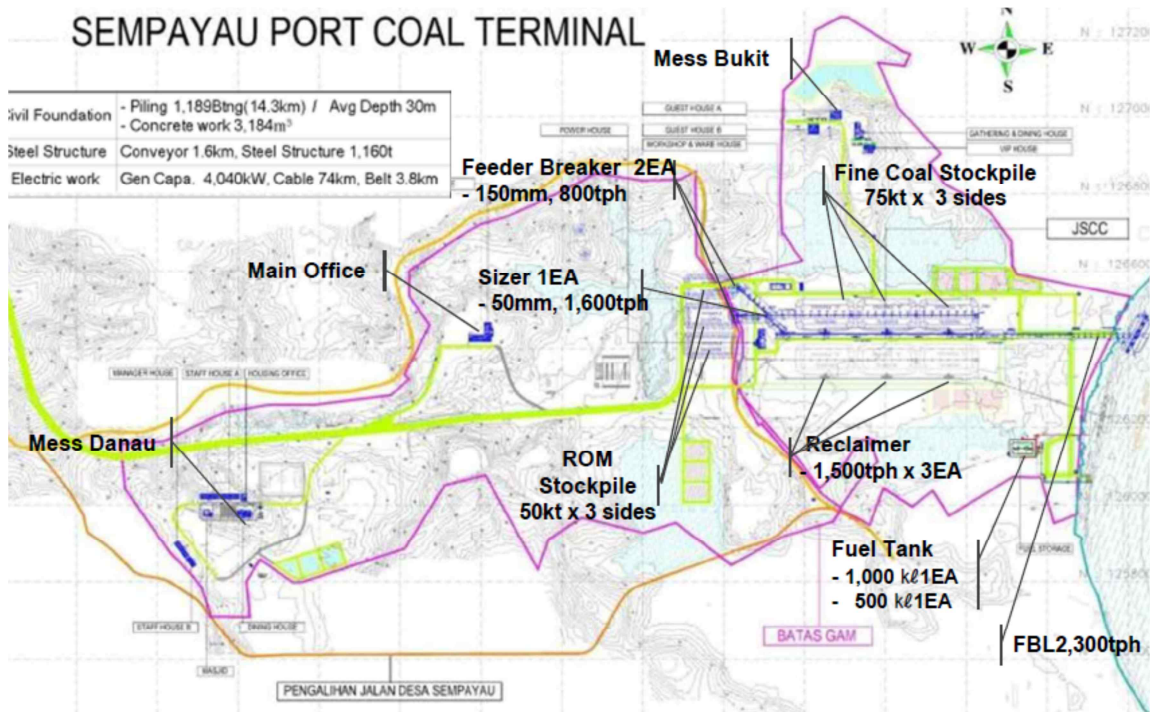
[Max. Grade]
 - North : Loaded 4%, Vacant 5%
 - South : Loaded 6%, Vacant 7%

[Rest Area] - 13 areas per every 3km
[Passing Line] - 8 areas per every 5 km

[Visibility]
 - Minimum Visibility in front : 150m
 - Curve area Minimum Radius : 200m

[Water Spray]
 - 5 spots per every 7km

7. Port



영문 요약

Currently, low rank coal (LRC) is replacing the coal market due to the rise in coal prices as the depletion of high rank coals (HRC) which had been mainly used in the past and most part of the newly supplied LRC is supplied from Indonesia. And PT Ganda Alam Makmur (hereinafter 'GAM'), located in eastern Kalimantan, is one of the representative coal mines producing such LRC. The purpose of this study is to establish a management plan for the LRC coal producer in Indonesia to utilize the quality improvement process utilizing the drying and briquetting technology and to obtain the optimum economic efficiency by comparisons of the feasibility based on the case study of GAM coal mine.

First, the basic properties of LRC were analyzed through 1,500t of field experiments. In addition, we compared various technologies to upgrade the quality of coal and to enhance the added value. And the Drying and Briquetting processes were selected because they were considered to be the most practical in terms of cost-effectiveness. Steam Tube Dryer technology and CUPO™ Process technology, which were proven technologies in the market, were studied. In order to verify the process, the pilot scale of continuous drying and briquetting process were carried out with 15 tons of GAM N100 coal sample. Based on the experimental results, the economic feasibility of several cases were investigated.

Regarding the experimental flows of the pilot test, Palm Acid Oil (PAO) was used as a binder in the coating and briquetting process. 0.0%, 0.5% and 1.0% of PAO was mixed with the N100 coal and analyzed the property after upgrading process. Secondly, for the comparison of economic feasibility among the scenarios, we also conducted a comparative study on the case of simple direct sales

of LRC and the case of installing Mine Mouth Power Plant (MMPP). Considering that the transportation cost of coal accounts for a large part in the cost, a quantitative comparison was made between the case where the upgrading facility is located at the port of the mine and the case where it is located at the mine mouth.

As a result of the study, it was found that when selling LRC directly, it is necessary to carefully manage the shelf life from coal mine to the final consumer to about 35 days.

Regarding the results of the CUPO process, experiment showed that the total moisture decreased from 48% to 9%, and it was stabilized at 10 ~ 17% after reabsorption of water from atmosphere. As a result, it has been found that the waterproof performance is capable to be distributed to the market in the form of the briquette.

In the economic evaluation, the cases of direct sales of LRC, simply drying and sales, drying and briquetting sales, and Mine Mouth Power Plant were compared. In the upgrading process, the economic effects of 0%, 0.5% and 1.0% PAO mixed condition were analyzed quantitatively. As a result, it was found that the most economical condition was the drying and briquetted sample with 0.5% PAO. The location of the facilities was found to be more economical due to the reduction of logistics cost, rather than installing at the port. And in the low coal price period, MMPP could be the best benefit to coal mine owner, but in the high coal price period, MMPP cannot take the upside benefit while other scenario can take the benefit. the CUPO process showed higher stability than the simple sales, and the CUPO process showed better results when including the briquetting process.