

석탄층 메탄가스 회수증진공법에서 CO₂/N₂ 주입가스의 혼합 비율 최적 설계

유현상 · 김영민 · †이정환

전남대학교 에너지자원공학과

(2016년 12월 29일 접수, 2017년 4월 3일 수정, 2017년 4월 4일 채택)

Optimum Design on the Mixed Ratio of Injection Gas with CO₂/N₂ in Enhanced Coalbed Methane Recovery

Hyun-Sang Yoo · Young-Min Kim · †Jeong-Hwan Lee

Dept. of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwang-Ju 61186, Korea

(Received December 29, 2016; Revised April 3, 2017; Accepted April 4, 2017)

요 약

최근 석탄층 메탄가스(Coalbed Methane, CBM)의 회수증진을 위해 석탄층에 CO₂나 N₂ 가스를 주입하는 ECBM (enhanced coalbed methane recovery)공법이 주목받고 있다. ECBM공법은 일반적인 생산기술인 탈수(dewatering)공법에 비해 회수율이 높지만 주입가스의 특성에 따라 메탄가스의 생산 효율이 다르므로, 이를 고려한 주입가스의 혼합 비율 분석이 필요하다. 본 연구에서는 ECBM공법에서 주입가스의 혼합 비율이 메탄가스 회수에 미치는 영향을 분석하고자, CBM 저류층 모델을 구축하고 주입가스의 혼합 비율에 따른 메탄가스 회수량 분석과 경제성 평가를 수행하였다. 그 결과, ECBM공법 적용 시 탈수공법을 적용하였을 때 보다 약 2배의 회수율 향상을 보였으며, 혼합가스 주입 시 CO₂ 10%와 N₂ 90%일 때 메탄가스의 회수량이 가장 높게 나타났다. 그러나 탄소배출권 거래이익, 주입가스의 비용 및 재생산된 N₂ 가스 처리비용 등을 고려한 경제성 평가 결과, 주입가스의 혼합비율이 CO₂ 20%와 N₂ 80%일 때 최종생산이익이 가장 높게 나타남을 확인하였다. 따라서 향후 ECBM 공법 적용 시 메탄가스의 회수율뿐만 아니라 경제성을 고려한 기준으로 주입가스의 혼합비율을 설계해야 한다.

Abstract - Enhanced coalbed methane recovery (ECBM), as injecting CO₂ or N₂ into the coalbed methane (CBM) reservoir for increasing methane recovery, takes center stage in these days. ECBM makes a better recovery than the conventional production method, it called dewatering process. However the characteristics of injection gas affect to methane recovery, thus analysis on the mixed ratio of injection gas should be required. In this study, CBM reservoir model was built to estimate the methane recovery of ECBM method by different mixed ratio of injection gas. Additionally, to consider the characteristics of injection gas such as carbon captured storage, nitrogen re-injection, etc. economic analysis was performed. The results showed that ECBM cases produced methane almost twice as much as dewatering case and CO₂ 10% and N₂ 90% case resulted in the highest methane recovery among the mixed gas cases. On the other hand, the results of economic analysis showed that CO₂ 20% and N₂ 80% case made the highest total production profit. Therefore, both the recovery of methane and economical efficiency should be considered to apply ECBM process.

Key words : CBM, ECBM, Mixed ratio, Methane recovery, Economic analysis

†Corresponding author:jhwan@jnu.ac.kr

Copyright © 2017 by The Korean Institute of Gas

I. 서론

현재 전통가스자원의 생산량이 감소하는 추세를 보임에도 불구하고 각국의 에너지 소비량은 계속해서 증가하고 있어 전 세계 많은 국가들이 비전통가스자원에 관심을 기울이고 있다. 이 중 석탄층 메탄가스(Coalbed Methane, CBM)는 전 세계에 약 25조 톤이 매장되어 있으며, 매장된 메탄가스의 양은 LNG로 환산할 경우 약 800억 ~ 1,400억 톤으로 추정된다(Fig. 1). CBM은 가격이 저렴하고 연소 시에 온실가스 배출량이 적어 환경 친화적인 화석연료로 분류되고 있으며, 생산비용 또한 다른 비전통가스자원인 셰일가스보다 15% ~ 33% 정도 저렴하다. CBM의 생산은 1980년대 미국에서 시작되었으며, 2000년대에 들어 미국을 포함한 호주, 중국, 캐나다, 러시아 등 많은 나라에서 CBM의 개발 및 생산이 활발히 진행되고 있다[1].

CBM의 일반적인 생산기술로 탈수공법(dewatering)이 있으며, 이는 석탄층에 존재하고 있는 물을 생산하여 탄층 내의 압력강하를 통해 최종적으로 CBM을 생산하는 방법이다. 하지만 CBM은 석탄층에 흡착되어 있어서 탈수공법만으로는 장기적으로 경제성 있는 생산운영이 어려운 실정이다. 근래에 들어서는 기존의 탈수공법을 적용한 후 CBM의 생산성이 떨어졌을 때, CO₂나 N₂ 가스를 석탄층에 직접 주입함으로써 메탄가스의 생산을 증진시키는 기술인 ECBM(enhanced coalbed methane recovery)공법이 이용되고 있다. ECBM공법은 전체 저류층의 압력을 유지한 상태에서 가스의 부분압력을 비평형상태로 만들어 메탄가스의 탈착을 유도하며 회수율은 75 ~ 90%로 탈수공법에 비해 약 150%정도의 생산량을 보인다[2].

ECBM공법은 주입가스의 흡착특성에 따라 메탄가스 생산 효율이 결정되므로 이에 대한 연구가 꾸준히 진행되어 왔다. Lin 등[3]은 석탄 내 CO₂의 흡착특성을 연구한 결과, CO₂의 강한 흡착능력에 의

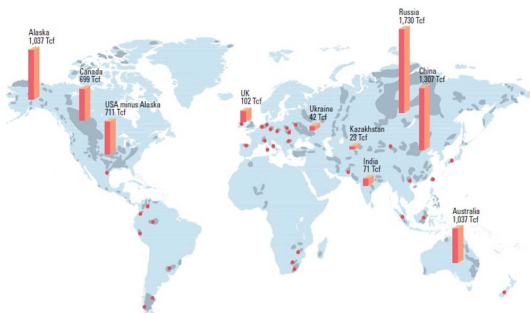
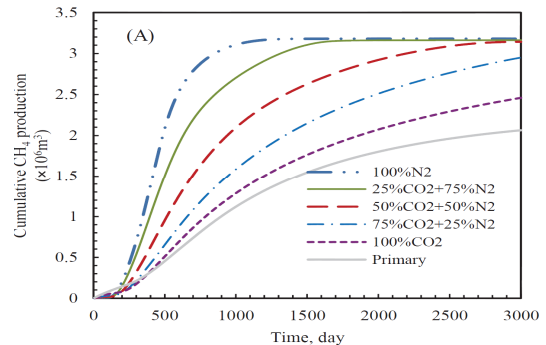


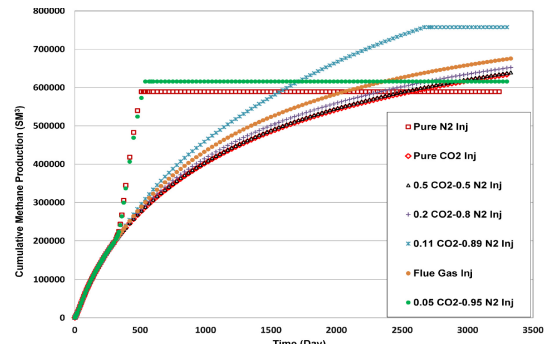
Fig. 1. Global CBM reserves[1].

해 석탄에 흡착되어 있던 메탄가스의 탈착 효율은 높아지지만 분자형상(molecular shape)에 따른 석탄 압체(coal matrix)의 팽창 현상(swelling)이 야기되어 저류층의 투과도가 감소됨을 밝혔다. Reeves와 Oudinot[4]은 시뮬레이션 분석 및 실험을 통해 CO₂ 가스 주입보다 N₂ 가스를 주입하였을 때 더 많은 양의 메탄가스의 생산이 나타남을 확인하였고, 이는 N₂ 가스의 낮은 흡착능력이 원인임을 제시하였다. 또한 Zhou 등[5]과 Sayyafzadeh 등[6]은 CO₂와 N₂가스를 혼합하여 주입하는 연구를 진행하였고, 그 결과 각각 Fig.2의 (a)와 (b) 같이 N₂ 100%와 N₂ 89%, CO₂ 11%를 주입하였을 때 가장 높은 메탄가스 회수율을 보였다. 하지만 선행 연구의 결과는 주입가스의 특성에 따른 추가적인 경제성 요소를 고려하지 않아 주입가스의 최적 혼합비율로 선정하기에는 어려움이 있다.

주입가스의 특성상 CO₂를 주입할 경우 CBM의 생산증진을 가져올 뿐만 아니라, CO₂가 저류층에 격리되어 환경적, 경제적인 이익이 발생하게 된다. N₂는 주입가스의 비용 측면에서 CO₂ 가스보다 가격이 저렴하지만, N₂ 가스를 주입할 경우 주입가스의



(a) Zhou et al[5].



(b) Sayyafzadeh et al[6].

Fig. 2. Cumulative CH₄ production.

생산량이 높아 생산정에서 N₂ 가스를 분리하는 추가 공정 비용이 발생하게 된다. 따라서 ECBM 공법의 주입가스 혼합비율을 선정하는데 있어 메탄가스의 생산이익뿐만 아니라 주입가스의 비용차이, N₂ 가스 분리 공정비용, 탄소배출권 이익 등의 경제성 요소들을 고려한 분석이 필요하다.

이에 본 연구에서는 저류층 시뮬레이션을 이용하여 ECBM 공법을 적용하기 위한 저류층 모델링을 수행하고, 주입가스의 혼합비율에 따른 메탄가스 회수량 및 경제성 분석을 수행하여 주입가스의 최적 혼합 비율을 선정하고자 한다.

II. 이론적 배경

탄화과정에서 생성된 대부분의 CBM은 반데르발스(van der Waals) 결합에 의해 유기물 분자에 흡착되어 암체 내에 존재하게 되며, 그 외 나머지는 석탄 내에 있는 탄리와 균열에 자유가스로 존재하거나 지하수 속에 용해되어 있다. 이러한 물리적 결합은 압력에 비례하여 흡착된 가스의 양이 증가하며 이를 흡착등온선(adsorption isotherm curve)으로 표현이 가능하다.

랑뮤어(Langmuir) 흡착등온선은 균일한 표면에 단일 분자층 흡착을 하며, 시스템에서의 흡착량과 탈착량이 동적 평형을 이룬다는 가정에서 시작된다. 흡착되는 분자들 사이에 상호작용은 무시하고 일정한 석탄 부피에 대한 흡착량의 최대값은 고정된 것으로 가정한다. 랑뮤어 흡착등온선의 방정식은 식(1)과 같이 표현된다.

$$V = \frac{V_L \times P}{P_L + P} \quad (1)$$

일정한 압력 조건에서 흡착되는 가스량은 흡착 대상의 단위 무게 당 부피로 나타내며, 랑뮤어 흡착등온선은 특정 압력 조건에서 흡착가스가 이론적으로 흡착 가능한 최대 흡착량을 측정하는데 사용된다. 이를 통해 결정된 최대 흡착 가스량과 현장에서 얻어진 저류층 압력 및 가스 함유량(gas content)을 이용하여 석탄으로부터 메탄가스가 탈착되는 시점의 저류층 압력을 결정하고 생산계획을 수립하는데 이용된다[7].

석탄층은 대부분의 자연균열 저류층과 마찬가지로 암체와 균열로 이원화 할 수 있으며, 암체의 투과도는 거의 0에 가까운 반면 균열 투과도는 0.1 md에서 1,000 md에 걸쳐 다양하게 나타날 수 있다. 균열 투과도는 균열 공극률의 함수로 표현할 수 있으며,

공극률에 영향을 미치는 요인은 크게 압력과 흡착에 의한 영향으로 구분할 수 있다. 압력에 의한 요인은 주입 및 생산에 의해 균열 내부의 압력이 변화함에 따라 석탄의 압축성에 영향을 미치며, 이로 인해 균열의 공극률이 변화하는 것을 뜻한다. 따라서 생산정 부근에서는 생산이 진행될수록 균열 내의 압력이 감소하게 되고 균열부피가 작아져 투과도가 감소하게 된다. 반면에, 주입정 부근에서는 균열 내 유체압력이 증가됨에 따라 균열부피가 커져 투과도가 증가하게 된다. 또한 흡착에 의한 요인은 주입 및 생산에 의해 메탄가스와 주입가스가 흡·탈착을 일으키며 석탄층의 투과도에 영향을 미치는 것을 의미한다. 따라서 생산으로 인해 압력이 감소하게 되면 흡착되어 있던 메탄가스가 탈착되어지고 암체의 수축(shrinkage)에 따른 투과도가 증가하게 된다. 또한 주입가스 중 CO₂의 경우, 석탄층의 팽창현상을 일으켜 투과도가 감소하게 된다[8].

Levine[9]은 흡착에 의해 석탄 암체의 변형이 일어나므로 암체의 부피 변형을 랑뮤어 흡착등온선과 유사한 식으로 제시하였으며, 이는 식(2)와 같다.

$$\epsilon = \frac{\epsilon_L P}{P_L + P} \quad (2)$$

또한 Palmer와 Mansoori[10]는 저류층의 압력변화와 수축현상에 의한 투과도 변화를 분석하였고, 그 관계를 유효응력과 암체의 변형률로 정리하여 식(3)과 같이 제시하였다.

$$\frac{\phi_f}{\phi_o} = 1 + c_f(P - P_o) + \frac{1}{\phi_o} \left(1 - \frac{K}{M}\right) (\epsilon_o - \epsilon) \quad (3)$$

식(3)의 축 방향 탄성률과 체적 탄성률의 관계식은 각각 식(4)와 식(5)이다.

$$M = \frac{(1 - \nu)E}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (4)$$

$$\frac{K}{M} = \frac{1}{3} \frac{(1 + \nu)}{(1 - \nu)} \quad (5)$$

공극률과 투과도의 상관관계는 아래의 식(6)과 같이 표현할 수 있으며, 이를 식(2)와 연계하여 유효응력과 부피 변형률이 투과도에 미치는 영향을 산출할 수 있다. 여기서 지수 n값은 실험을 통해 구해지는 석탄층의 물성에 따라 책정할 수 있으며, 일반적인 값으로 3을 적용한다.

$$\frac{k_f}{k_o} = \left(\frac{\phi_f}{\phi_o}\right)^n \quad (6)$$

III. 저류층 모델 구축 및 생산 자료 취득

실제 CBM의 생산 자료는 상업성과 직결된 부분으로 기밀성의 한계가 있어, 이를 확보하기에 어려움이 있다. 따라서 이미 상업적 생산이 충분히 진행되었고, 물성 자료 취득이 비교적 용이한 미국 Northern Appalachian Basin의 물성을 기반으로 CMG사의 GEM을 이용하여 저류층 모델을 구축하고 생산 자료를 취득하였다.

Table 1의 Northern Appalachian Basin의 저류층 물성자료를 이용하여 탄리투과도 10 md, 암체투과도 0.01 md, 탄리공극률 2%, 암체공극률 0.5%의 수평 생산정 저류층 기본 모델을 구축하였다(Fig.3). 저류층 모델의 격자수는 총 3,312개이며 격자 크기는 70 m × 70 m × 0.5 m 이고 석탄층의 두께는 3 m로 설정하였다. 총 생산정은 2정이며, 약 1,000 m 길이의 수평정으로 설정하였다.

앞서 구축한 저류층 모델의 석탄층은 고위의 무연탄(high rank anthracite)으로 압력에 따른 석탄 내 가스함유량 변화를 고려하기 위해 랑뮤어 흡착등온선을 적용하였다. Table 2는 저류층 모델에 적용한 석탄층의 흡착특성이며, 각 성분별 랑뮤어 압력, 랑뮤어 부피 및 석탄 내 탈착시간(coal desorption time)을 저류층 모델에 적용하였다. 또한 CBM 생산으로 인한 석탄층의 수축현상과 가스 주입으로 인한 팽창현상을 고려하기 위해 저류층의 압력변화와 수축현상에 의한 투과도 변화를 정리한 Palmer & Mansoori 이론을 사용하였으며 포아송비, 영률, 각 성분별 변형률 그리고 Palmer & Mansoori exponent 값은 Table 2와 같다.

Fig. 4는 2015년부터 2030년까지 총 15년간 탈수 공법을 통한 CBM 생산 결과를 나타낸 것이다. 생산

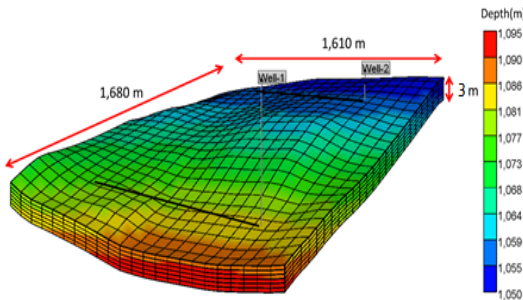


Fig. 3. CBM reservoir model.

초기에 지층수의 탈수로 인해 압력이 급격하게 강하하며 가스가 생산되었고 가스의 생산이 최고점을 도달한 이후 점차 생산이 감퇴하는 경향을 보였다. 최종적으로 CBM 생산은 약 42%의 회수율을 나타냄으로써, 회수율 증진을 위한 ECBM 공법이 필요함

Table 1. Reservoir data of Northern Appalachian Basin[11]

Parameter	Value
Number of grid	23(X) × 24(Y) × 6(Z)
Length of grid	70 m × 70 m × 0.5 m
Coal depth	1,051 m
Coal density	1,435 kg/m ³
Coal compressibility	2.9E-6 1/kPa
Initial reservoir pressure	12,000 kPa
Reservoir temperature	113°F
Cleat spacing	0.061 m
Matrix permeability	0.01 md
Cleat permeability	10 md
Matrix porosity	0.5%
Cleat porosity	2%
Initial CH ₄ content	26.43 m ³ /ton
Water saturation	1
OGIP	10.7 Bcf

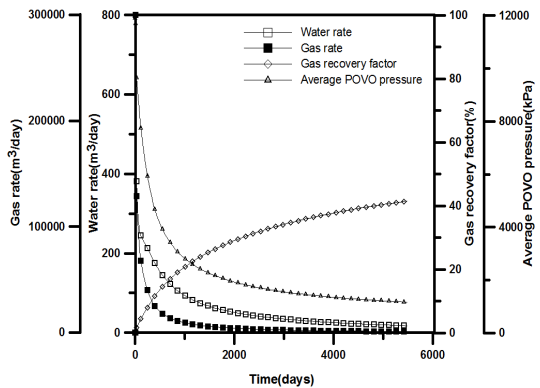


Fig. 4. Gas rate, water rate, average pore-volume pressure and recovery factor profile by time.

Table 2. Adsorption & shrinkage characteristic parameters for CBM reservoir model

Parameter		Value
Langmuir pressure	CO ₂	350 kPa
	CH ₄	986 kPa
	N ₂	810 kPa
Langmuir volume	CO ₂	31.31 m ³ /ton
	CH ₄	28.91 m ³ /ton
	N ₂	10.16 m ³ /ton
Coal desorption time	CO ₂	2.3 day
	CH ₄	3 day
	N ₂	3 day
Strain at infinite pressure	CO ₂	0.02
	CH ₄	0.0065
	N ₂	0.00387
Poisson ratio		0.35
Young's modulus		2.4E+7 kPa
Palmer & Mansoori exponent		3

을 알 수 있다. 이 때, ECBM 공법의 적용시점은 물의 생산량이 30일 동안 약 0.06 m³/day, 저류층 평균 공극 부피압(average pore volume pressure)은 약 6 kPa로 변화가 거의 없는 2025년으로 설정하였다.

IV. ECBM 공법 적용 결과 및 분석

ECBM 공법을 적용하기 위해 Fig. 5와 같이 생산정 2정 사이에 라인드라이브(line drive) 공법을 이용한 주입정 1정을 설계하였으며, 가스의 주입압력은 저류층 파쇄압력 보다 낮은 14,000 kPa로 설정하였다. ECBM 공법 적용 시 주입가스의 혼합 비율에 따른 메탄가스의 생산 효율을 확인하기 위해 CO₂와 N₂ 가스를 20% 간격으로 설정하였고 Sayyafzadeh 등[6]이 제시한 주입가스의 최적 비율인 CO₂ 11%, N₂ 89%를 고려하기 위해 CO₂ 10%, N₂ 90%를 추가적으로 설정하였다.

단일 가스를 주입한 결과 Fig. 6과 같이 탈수공법을 적용한 기본 모델에 비해 월등히 높은 생산량 향상을 보였으며, Reeves와 Oudinot[4]이 연구한 결과와 같이 CO₂ 가스보다 N₂ 가스를 주입하였을 때 더

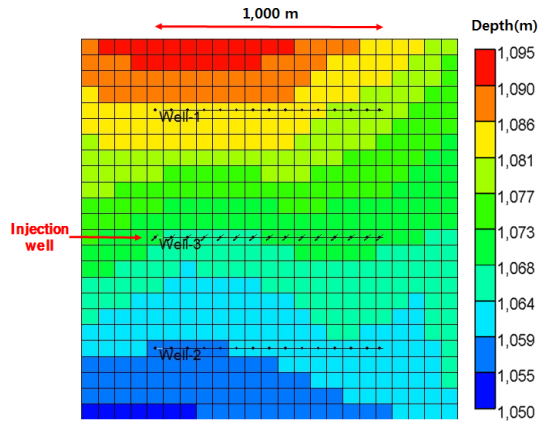


Fig. 5. Well description for ECBM.

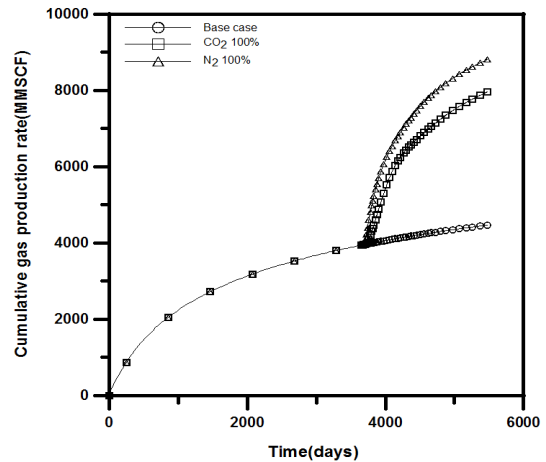


Fig. 6. Cumulative methane production of CO₂-ECBM and N₂-ECBM compared with primary recovery.

높은 메탄가스 회수량을 보였다. 이는 N₂ 가스의 낮은 흡착능력에 의해 석탄층 내 메탄가스를 밀어내어 생산하는 효과가 CO₂ 가스의 강한 흡착능력에 의해 메탄가스와 치환되어 생산하는 효과보다 더 효율적이기 때문인 것으로 분석된다.

Fig. 7은 ECBM 공법을 적용한 시점부터 메탄가스의 누적생산량을 도시한 그래프이다. N₂ 가스를 100% 주입하였을 때 가장 높은 메탄가스 회수율을 보이나, 혼합가스 주입 시에는 CO₂ 10%와 N₂ 90%일 때 가장 높은 회수율을 나타낸다. 또한 혼합가스 중 CO₂ 가스의 혼합비가 높아질수록 메탄가스의 회수율이 낮아지는 경향을 확인할 수 있다. CO₂ 가스의

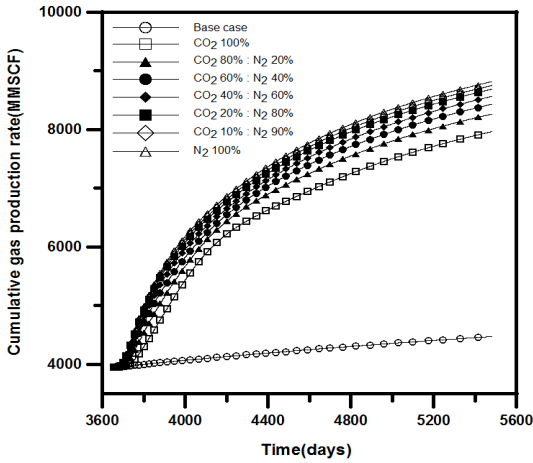


Fig. 7. Cumulative methane production with different ECBM schemes.

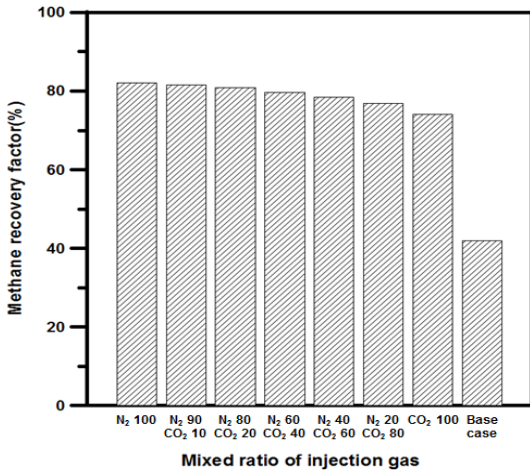


Fig. 8. Methane recovery factor with different ECBM schemes.

혼합비가 높아질수록 메탄가스의 생산 측면에서 부정적인 영향을 보이지만 CO₂ 가스가 지중에 격리되는 현상을 고려하였을 때, 추가적인 이익 및 친환경적인 효과를 기대할 수 있다. 결과적으로 ECBM 공법 적용 시 탈수공법을 적용한 기본 모델에 비해 약 1.8 ~ 2배 정도 높은 회수율을 보였으므로 ECBM 공법의 효율성이 높음을 알 수 있다(Fig. 8).

주입가스의 생산거동을 분석한 결과, Fig. 9와 같이 N₂ 가스의 경우 주입한 후 단기간 내에 재생산되었다. 이는 N₂ 가스의 낮은 흡착능력에 의한 결과로 주입량의 약 85 ~ 87%가 생산되었으며, N₂ 가스의

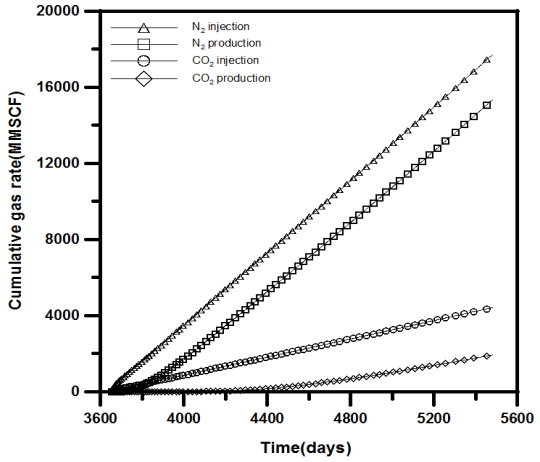


Fig. 9. Production behavior of injection gas.

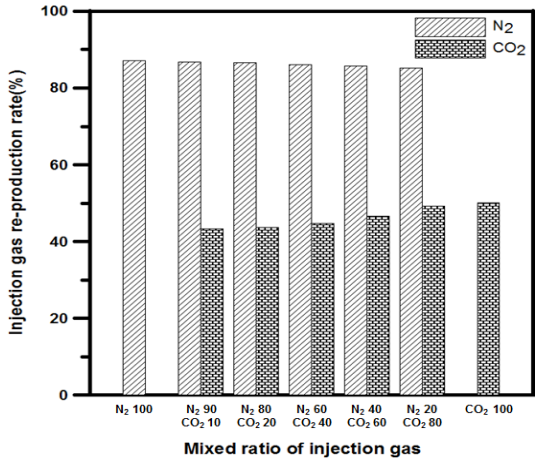


Fig. 10. Injection gas re-production rate with different ECBM schemes.

주입 비율이 높을수록 재생산율이 높았지만 그 차이는 크지 않음을 알 수 있다. CO₂ 가스의 경우 주입한 후 약 2년 후부터 재생산되었으며, 주입한 양의 약 43 ~ 50%가 재생산되는 것으로 보아 주입량의 50% 이상이 지중에 격리되는 것을 알 수 있다. 또한 CO₂ 가스의 주입비율이 낮아질수록 CO₂의 재생산되는 비율이 감소하는 경향을 보였다(Fig. 10).

따라서 재생산된 N₂ 가스를 처리하는 비용과 CO₂ 가스의 지중격리에 따른 탄소배출권 거래 이익을 고려한 경제성 분석이 필요하며, 이를 수행하기 위해 Zhou 등[5]이 제시한 식(7)의 경제성 분석 모델을 적용하였다.

$$CF_t = C_s + C_y + C_w + C_g + I_{CH_4} + I_{cCO_2} \quad (7)$$

경제성 분석에 적용한 주요 인자별 가격 중 탄소 배출권 가격, 천연가스의 가격, 주입가스의 구매 비용은 실시간 국제 선물시장 사이트인 인베스팅닷컴 (investing.com)에서 책정된 2016년 1분기 가격을 적용하였고 그 이외의 고정지출 요소인 가스주입가격, 초기 비용, 연간 관리 비용 및 지층수 처리비용 등은 Hernandez[12]가 제시한 가격을 참고하였다 (Table 3). Table 3에서 N₂ 가스의 재주입 비용은 N₂ 가스가 생산정까지 돌파(breakthrough)한 후부터 적용되었으며, CO₂ 가스의 경우 N₂ 가스와 달리 분리 비용 및 압축 비용이 높아 재주입하지 않았다.

고정적인 자산이나 지출을 제외한 소득비용 및 지출비용을 각각의 인자에 따라 분석한 결과, Fig. 11과 같이 소득 측면에서 메탄가스의 판매이익은 N₂ 가스의 주입비율이 클수록 증가하였으며, N₂ 가스를 100% 주입하였을 때 약 2천 2백만 달러로 가장 높게 나타났다. 탄소배출권 이익은 CO₂ 가스의 주입비율이 클수록 높게 나왔으며, CO₂ 가스를 100% 주입하였을 때 약 7백만 달러로 가장 높게 나타났다. 최종적으로 소득측면에서 가장 좋은 결과를 보

인 주입비율은 CO₂ 100%임을 확인하였다. 반대로 지출측면에서 각 요소별 비용을 분석한 결과, Fig. 12와 같이 주입가스의 총 구매비용은 CO₂ 가스의 주입비율이 클수록 높게 나왔으며, 이는 CO₂ 가스의 구매비용이 N₂ 가스의 구매비용보다 고가이기 때문이다. 또한 생산정에서 재생산된 N₂ 가스를 처리하는 비용은 N₂ 가스의 주입비율이 클수록 높게 나타났으며, 주입가스의 주입비용은 주입되는 가스의 양에 따라 차이를 보였지만 그 차이가 미미하였다. 최종적으로 지출측면에서 가장 높은 비용을 보인 주입비율은 CO₂ 100%임을 확인하였다.

Table 3. Parameters for economic analysis

Parameter		Value
Gas price	CO ₂	1 \$/MSCF
	N ₂	0.23 \$/MSCF
Injection cost	CO ₂	0.3 \$/MSCF
	N ₂	0.3 \$/MSCF
Production well & Injection well	CAPEX	100 \$/ft
	OPEX	1,500 \$/month
N ₂ re-injection cost		0.5 \$/MSCF
CO ₂ Storage income		0.8 \$/MSCF
Natural gas income		2.5 \$/MSCF
Produced water disposal		0.4 \$/bbl
Safety, Monitoring and Verification		10,000 \$/yr
Gas Treatment and Compression Facilities		21,153 \$

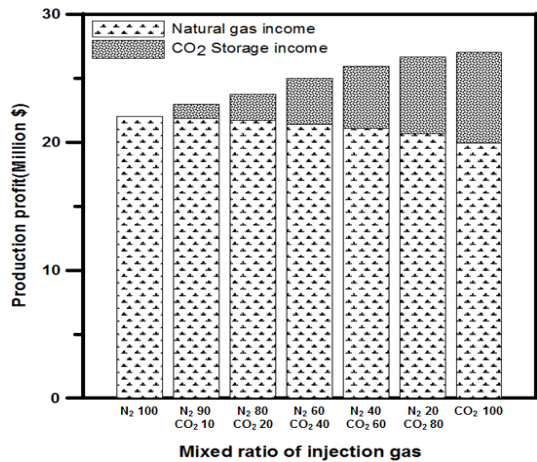


Fig. 11. Production profit of with different ECBM schemes.

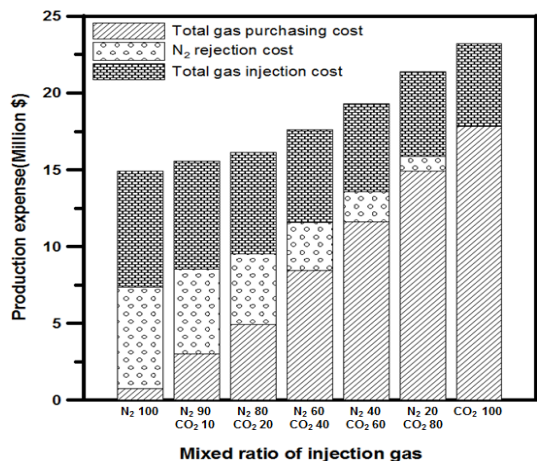


Fig. 12. Production expense with different ECBM schemes.

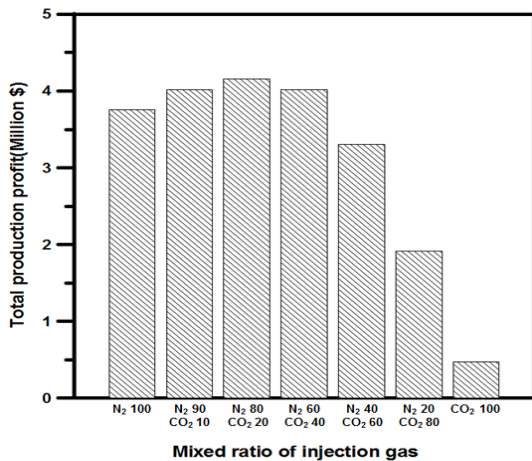


Fig. 13. Total production profit with different ECBM schemes.

총 소득비용과 총 지출비용을 계산하여 주입가스의 혼합비율에 따른 최종생산이익을 도출한 결과, Fig. 13와 같이 약 4백만 달러로 N₂ 80%, CO₂ 20%를 주입하였을 때 가장 높은 이익을 나타내었다.

V. 결론

본 연구에서는 ECBM 공법에서 주입가스의 혼합비율에 따른 메탄가스의 회수율을 분석하였고 주입가스의 특성에 따른 추가적인 비용을 고려하여 경제성 평가를 수행하였다. 본 연구를 통해 도출된 결론은 다음과 같다.

(1) ECBM 공법 적용 결과, 주입가스의 혼합비율에 관계없이 일반적인 탈수공법을 사용한 기본 모델에 비해 약 2배의 회수율 향상을 보였으며, 혼합가스 주입 시 CO₂ 10%와 N₂ 90%일 때 메탄가스의 회수량이 가장 높게 나타났다.

(2) 주입가스로 N₂ 가스를 적용한 결과 주입 후 단시간 내에 생산정에서 재생산되었으며, 주입량의 약 85%가 생산되었고, CO₂ 가스를 적용한 경우 주입량의 약 50% 이상이 지중에 격리되는 것을 확인하였다.

(3) 경제성 분석 모델을 적용하여 주입가스의 특성에 따른 추가적인 소득과 지출을 고려한 최종생산이익을 산출한 결과 N₂ : CO₂ 비율이 80 : 20일 경우 최종생산이익이 가장 높게 나타남을 확인하였다. 따라서 향후 ECBM 공법 적용 시 메탄가스의 회수율 뿐만 아니라 경제성을 고려한 기준으로 주입가스의

혼합비율을 설계해야 한다.

감사의 글

본 연구는 2016년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20152510101880).

사용기호

- C_g : Gas injection cost [\$]
- C_s : Startup cost [\$]
- C_w : Water disposal cost [\$]
- C_y : Annual operating and capital cost [\$]
- CF_t : Total cash flow [\$]
- c_f : Coal compressibility [kPa^{-1}]
- E : Young's modulus [kPa]
- I_{CH_4} : CH₄ income [\$]
- I_{CO_2} : CO₂ storage income [\$]
- K : Bulk modulus [kPa]
- k : Absolute permeability [md]
- M : Constrained axial modulus [kPa]
- P : Absolute pressure [kPa]
- P_L : Langmuir pressure [kPa]
- V : Sorbed gas volume [m^3/ton]
- V_L : Langmuir volume [m^3/ton]

그리스 문자

- ϵ : Coal matrix strain (fraction)
- ϵ_L : Maximum strain (fraction)
- ϵ_o : Original coal matrix strain (fraction)
- ϕ : Porosity (fraction)
- ϕ_f : Final fracture porosity (fraction)
- ϕ_o : Original fracture porosity (fraction)
- ν : Poisson's ratio

REFERENCES

- [1] SlideShare, Global CBM Reserves, <http://www.slideshare.net/kiranpadman/coal-bed-methane-with-reference-to-india>, (2015)
- [2] Kim, K. H., Kim, S. J., Lee, M. K., and Sung, W. M., "The Effect of CO₂-CH₄ Sorption Phe-

- nomena on Methane Recovery of Coalbed Methane”, *Geosystem Engineering*, 14(3), 127-133, (2011)
- [3] Lin, W., Tang, G. Q., and Kovscek, A. R., “Sorpton-Induced Permeability Change of Coal During Gas-Injection Pcesses”, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(4), 792-802, (2008)
- [4] Reeves, S. and Oudinot, A., “The Tiffany Unit N₂-ECBM Pilot: A Reservoir Modeling Study”, *Advanced Resources International*, Incorporated, Houston, Texas, USA, (2004)
- [5] Zhou, F., Yao, G., Tang, Z., and Orodu, O. D., “ Influence and sensitivity study of matrix shrinkage and swelling on enhanced coalbed methane production and CO₂ sequestration with mixed gas injection”, *Energy Exploration & Exploitation*, 26(6), 759-776, (2012)
- [6] Sayyafzadeh, M., Keshavarz, A., Alias, A.R.M., Dong, K. A., and Manser, M., “Enhancing Coal Bed Methane Recovery by Varying Composition Gas Injection”, *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, Nusa Dua, Bali, Indonesia, (2015)
- [7] Lee, D. J., “A Study on the Well Spacing Design of CBM Reservoir Considering Coal Depth”, *Thesis submitted Chonnam National Univ.*, The degree of master, Gwangju, Korea, (2014)
- [8] Kim, K. H., “A Study on the Simulation of Flowing Efficiency by Using Experimental Results of Sorption-Induced Permeability Change in Coal Seam”, *Thesis submitted Hanyang Univ.*, The degree of doctor, Seoul, Korea, (2013)
- [9] Levine, J. R., “Model Study of the Influence of Matrix Shrinkage on Absolute Permeability of Coal Bed Reservoirs”, *Geological Society*, 109, 197-212, (1996)
- [10] Palmer, I. and Mansoori, J., “How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model”, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(6), 539-544, (1998)
- [11] Aminian, K., Ameri, S., Bhavsar, A. B., and Lakshminarayanan, S., “Type Curves for Production Prediction and Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs”, *SPE Eastern Regional Meeting*, Society of Petroleum Engineers, Morgantown, West Virginia, USA, (2005)
- [12] Hernandez, G. A., Bello, R. O., McVay, D. A., Ayers, W. B., Rushing, J. A., Ruhl, S. K., Hoffmann, M. F., and Ramazanov, R. I., “Evaluation of the Technical and Economic Feasibility of CO₂ Sequestration and Enhanced Coalbed Methane Recovery in Texas Low-Rank Coals”, *SPE Gas Technology Symposium*, Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada, (2006)