

연구논문

이산화탄소 주입 시나리오에 따른 이산화탄소 지중저장의 트랩 메커니즘 분석

임수경¹ · 장일식^{2*}¹조선대학교 첨단에너지자원공학과, ²조선대학교 첨단에너지공학과

Analysis of Trapping Mechanisms of Carbon Dioxide Storage Based on Carbon Dioxide Injection Scenarios

Soo-Kyung Lim¹ and Ilsik Jang^{2*}¹Department of Advanced Energy & Resources Engineering, Chosun University, Gwangju, Korea²Department of Advanced Energy Engineering, Chosun University, Gwangju, Korea

*Corresponding Author. Ilsik Jang, isjang77@chosun.ac.kr, Department of Advanced Energy Engineering, Chosun University, Gwangju, Korea

Received

29 January 2024

Final version Received

12 March 2024

Accepted

14 March 2024

Abstract

This study analyzed trapping mechanisms for injection scenarios that can reliably store CO₂ in aquifers for carbon capture and storage (CCS). The injection scenarios included continuous CO₂ injection (CGI), cyclic CO₂ injection, and water-alternating gas (WAG) injection, in which CO₂ and water are injected alternately. The number of cycles varied from 2 to 20, with times of 1, 3, and 6 months for the shut-in period of cyclic injection and the water injection period of WAG. The residual, dissolved, and structure trapping were analyzed after CO₂ injection and 180 years of monitoring. The simulation results showed that cyclic CO₂ injection did not improve the residual and dissolved trapping compared to CGI and did not contribute to the stable storage of CO₂. On the other hand, WAG significantly increased the residual and dissolved trapping of CO₂ and decreased the structure trapping, contributing to CCS stability.

Key words : trapping mechanism, CCS, carbon capture and storage, WAG, residual trapping

요약

이 연구에서는 CCS(Carbon Capture and Storage)를 위해 대수층에 주입된 CO₂가 안정적으로 저장될 수 있도록 주입 시나리오에 대한 트랩 메커니즘을 분석하였다. CO₂ 연속주입, cyclic CO₂ 주입, CO₂와 물을 교대로 주입하는 WAG(Water-Alternating Gas) 주입법을 대상 시나리오로 선정하였다. 사이클 수는 2에서 20까지 변경하고, cyclic CO₂ 주입법의 휴식기간(shut-in period)과 WAG의 물 주입기간을 1, 3, 6개월로 변경하여 시뮬레이션을 수행하였으며, CO₂ 주입 후와 180년 모니터링 후의 잔류트랩, 용해트랩 및 구조트랩을 분석하였다. 시뮬레이션 수행결과, CO₂ 연속주입 대비 cyclic CO₂ 주입법은 잔류트랩과 용해트랩을 개선하지 못해 CO₂의 안정적 저장에 기여하지 못하였다. 반면, WAG는 CO₂의 잔류트랩과 용해트랩을 크게 증가시키고 구조트랩을 작게하여 이산화탄소 지중저장의 안정성 확보에 기여하였다.

주요어 : 트랩 메커니즘, CCS, 이산화탄소 지중저장, WAG, 잔류트랩

서 론

지구 온난화와 기후 변화의 주요 원인은 CO₂ 및 기타 온실가스(Green House Gas, GHG)의 인위적 배출로 확인되었다(MacDowell *et al.*, 2010). 이산화탄소 배출이 감소하지 않는 한, 대기 중 이산화탄소 농도는 계속 증가할 것으로 예상된다(Hoffert *et al.*, 1998; Wigley *et al.*, 1996). 이산화탄소 지중저장(Carbon Capture and Storage, CCS) 기술은 화력발전소, 제철소 등 대규모 배출원에서 배출된 CO₂를 포집한 다음 이를 압축하여 파이프라인이나 선박을 사용하여 고갈된 유·가스전, 대수층 같은 검증된 저장 장소에 저장하는 기술이다. 이러한 CCS 기술은 기후변화에 효과적으로 대응하는 방법으로 전 세계적으로 많은 주목을 받고 있다(IPCC, 2005). CCS만으로도 2050년까지 배출량을 거의 20% 정도 줄일 것으로 예상하고 있다. DECC(2012)는 CCS를 제외하면 온실가스 배출 감소 목표를 달성하는 데 드는 비용이 최대 70%까지 증가할 수 있다고 분석하였다.

CO₂를 지층에 주입하면 4가지 트랩 메커니즘 즉, 구조트랩(structural trapping), 잔류트랩(residual trapping), 용해트랩(dissolved trapping), 광물트랩(mineral trapping)에 의해 저장된다(Benson and Cook, 2005). 구조트랩은 유동 가능한 CO₂가 부력에 의해 대수층 상부로 상승한 후 불투수층인 덮개암에 의해 더 이상 유동하지 못하고 저장되는 것을 의미한다(Bachu *et al.*, 1994; Riaz and Cinar, 2014). 구조트랩에 의해 저장된 CO₂는 덮개암에 균열이 발생할 경우 균열을 따라 유동할 수 있다. 잔류트랩은 다상의 유체 및 암석 사이의 습윤도 차이와 복잡한 공극구조로 인해 흐름이 끊긴 CO₂가 공극 사이에 잔류하는 것을 의미한다(Flett *et al.*, 2004; Juanes *et al.*, 2006; Kumar *et al.*, 2005; Spiteri *et al.*, 2005). 잔류트랩에 의해 저장된 CO₂는 유동하지 못하고 해당 위치에 고정되는 효과가 있어 CO₂의 안정적 저장에 기여한다. 용해트랩은 주입된 CO₂가 물에 용해되는 것을 의미하며(MacMinn *et al.*, 2010; Pruess and Garcia, 2002), 광물트랩은 CO₂가 대수층에 있는 광물질과 화학작용을 하여 침전되는 것이다(Gunter *et al.*, 1997; Pruess *et al.*, 2003).

Fig. 1은 대수층에 주입된 CO₂의 4가지 트랩 메커니즘의 비율을 시간에 따라 나타낸 것이다. 주입초기에는 구조트랩이 대부분을 차지하지만 CO₂가 대수층 상부로 상승하고 넓게 퍼지면서 잔류트랩과 용해트랩이 발달하게 된다. 광물트랩은 한번 발생하면 광물로 안정화되어 지속적으로 저장될 수 있지만 광물트랩이 발생하기 위해서는 수천년 이상의 시간이 필요한 단점이 있다(Oh *et al.*, 2017). 따라서 CO₂의 안정적 저장을 위해서는 시간적 제약이 있는 광물트랩 외에 잔류트랩과 용해트랩의 비율을 높이는 기술이 필요하다.

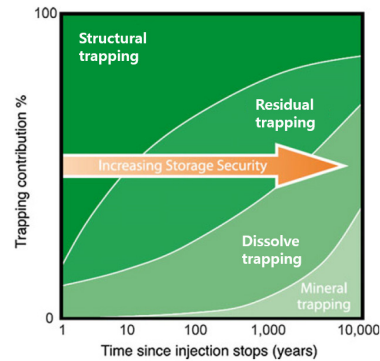


Fig. 1. CO₂ storage trapping mechanisms (Benson and Cook, 2005).

CO₂ 지중 격리가 가능한 저장 지층에는 대수층(Bachu, 2003; Bruant *et al.*, 2002; Pruess and Garcia, 2002; Pruess *et al.*, 2003), 고갈된 유·가스전(Holloway, 2001; Kovscek and Cakici, 2005; Kovscek and Wang, 2005), 메탄가스를 흡착하고 있는 석탄층(Bromhal *et al.*, 2005), CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery)이 가능한 유전(Ghomian *et al.*, 2008; Li *et al.*, 2021; Li *et al.*, 2022)이 포함된다. 이 중 고갈된 유가스전이나 CO₂-EOR 적용 유전은 수십만 년 이상 오일 또는 가스를 저장한 상태이므로 덮개암의 무결성(integrity)이 확인되어서 CO₂ 저장소로서 비교적 안정적 저장이 가능하다. 석탄층은 CO₂에 대한 흡착경향이 메탄보다 6에서 9배 더 큰 점을 활용하여 메탄은 탈착하고 CO₂를 흡착하는 방식으로 CO₂를 저장하기 때문에 석탄층도 비교적 안정적 저장소로 활용될 수 있다(Merkel *et al.*, 2015). 대수층은 전 세계적으로 널리 분포하고 있어 CO₂ 저장 대상으로 주목받고 있으나, 상부 덮개암의 무결성을 확인하기 어렵고, CO₂ 주입 대상 지역이 한 방향으로 경사진 구조도 있는 것으로 확인되었다(Förster *et al.*, 2006; Hovorka *et al.* 2006; Mito *et al.*, 2008). 이러한 점은 대수층을 CO₂ 저장소로 선정하는 것에 위험요소로 작용할 수 있다.

대수층의 안정성에 영향을 주는 위험요소를 줄이는 방법 중 한가지는 대수층의 최상부 층에서 CO₂가 수평으로 퍼지는 영역을 최소화하여 덮개암층과 접촉하는 면적을 최소화하는 것이다. 또한 트랩 메커니즘 중 구조트랩을 최소화하고 잔류트랩, 용해트랩 및 광물트랩의 비율을 높이는 것이다. Esteves(2014)는 대수층 모델을 구축하고 CO₂ 주입 시나리오에 따른 CO₂ 전파거리 분석연구를 수행하였다. 연속주입 후 모니터링, 사이클마다 휴식기간(shut-in period)을 갖는 cyclic CO₂ 주입, CO₂와 물을 번갈아 주입하는 WAG(Water Alternating Gas) 방법을 주입 시나리오로 선정하여 분석한 결과, WAG가 CO₂의 전파영역을 가장 작게

유지할 수 있는 방법임을 확인하였다. Esteves(2014)의 연구는 CO₂의 전파영역을 최소화하는 것을 주요목표로 하였으며, 각 트랩 메커니즘 별 변화 양상에 대해서는 분석하지 않은 한계가 있다.

WAG는 오일 저류층에서 회수증진(enhanced oil recovery)을 위해 적용된 기법이었으나, 오일 증산과 더불어 CO₂의 저장이라는 2가지 목적을 달성할 수 있어 최근 여러 연구에서 주목을 받고 있다(Ji *et al.*, 2023; Li *et al.*, 2022; Lv *et al.*, 2015; Zhong *et al.*, 2019). Li *et al.*(2022)은 오일 저류층에 WAG 적용시 오일생산 극대화 또는 CO₂ 저장 극대화에 따라 서로 다른 WAG 최적설계 기법을 제시하였으며, Ji *et al.*(2023)은 WAG 적용시 주입하는 물에 CO₂를 포화시킨 탄산수를 사용할 때 순수한 물을 주입하는 경우보다 오일 회수율 및 CO₂ 저장량 향상의 두가지 목적을 모두 달성할 수 있음을 밝혔다.

WAG와 같이 CO₂와 물을 교대로 주입하는 경우 주입정 주변은 배수과정(drainage process)과 흡수과정(imbibition process)이 교대로 발생하며 이 때 상대유체투과도는 이력현상(hysteresis)이 발생하여 서로 다른 곡선으로 나타난다(Juanes *et al.*, 2006). 이력현상은 복잡한 공극구조, 다상과 암석의 습윤도 차이, 계면장력 차이 및 포화이력 등에 의해 배수과정과 흡수과정에서 비가역적으로 발생한다. Kumar *et al.*(2005)은 상대유체투과도의 이력현상을 고려하여 용해트랩 및 광물트랩 대비 잔류트랩의 효과를 분석하였으며, Juanes *et al.*(2006)은 상대유체투과도의 이력현상 모델링을 통해 잔류트랩에 의한 CO₂ 저장의 안정성을 분석하였다. Ghomian *et al.*(2008)은 상대유체투과도 이력현상을 고려하여 저류층의 불균질성, WAG 비율, CO₂ 주입량과 같은 변수가 CO₂ 저장 및 오일 회수에 미치는 영향을 분석하고 최적화하였다. Sedaghatinasab *et al.*(2021)은 절대 유체투과도가 높을수록 이력현상에 의한 잔류트랩을 증가시키며, 동일한 양의 CO₂를 주입하는 경우 CO₂의 연속 주입 보다는 WAG를 통한 주입이 잔류트랩을 더 높일 수 있음을 제시하였다.

이 연구에서는 대수층에 CO₂를 저장할 때 저장의 안정성을 높이기 위하여 트랩메커니즘 중 구조트랩을 최소화하고 잔류트랩과 용해트랩을 증가시킬 수 있는 CO₂ 주입 시나리오를 분석하였다. 서해 군산분지 내 사암층 일부를 대상층으로 연속주입법, 주입과 휴식을 반복하는 cyclic CO₂ 주입, 그리고 WAG 주입법을 적용하였다. 주입시나리오에 따라 덮개암과 접하는 CO₂ plume 전파거리, 트랩 메커니즘별 비율 등을 분석하고 CO₂ 저장 안정성에 미치는 영향을 파악하였다.

상대유체투과도 이력현상 모델

대수층과 같은 다공성 매질 내에서 유체는 특정 포화율이 이상이 될 때 유동가능하다. 이러한 특정 포화율을 잔류 포화율(residual saturation)이라 하며, CO₂의 잔류트랩은 이러한 잔류 포화율에 의해 발생한다. 다상의 유체가 유동할 때 각 상의 유동을 설명하는 상대유체투과도는 배수과정(drainage process)인지 흡수과정(imbibition process)인지에 따라 이력현상에 의해 다른 곡선을 형성하며, 그 결과 잔류 포화율도 달라진다. 즉, 비습윤성 유체(non-wetting fluid)인 CO₂가 주입된 후 다시 물 유입에 의해 밀려날 경우 주입된 당시의 잔류 포화율보다 더 큰 잔류 포화율을 형성한다. 이와 같은 현상을 모사하기 위한 다음의 이력현상 모델이 제시되었다.

Land 트랩 모델

Land 트랩 모델은 흡수과정의 가스 잔류 포화율인 S_{gt} 를 식 (1)로 제시하였다(Land, 1968).

$$S_{gt} = \frac{S_{gi}}{1 + CS_{gi}}, \quad (1)$$

여기서 S_{gi} 는 배수과정에서 흡수과정으로 전환될 시점의 가스 포화율을 의미한다. C 는 Land 트랩계수(trapping coefficient)로서 식 (2)와 같이 정의된다.

$$C = \frac{1}{S_{gt,max}} - \frac{1}{S_{g,max}}, \quad (2)$$

여기서 $S_{g,max}$ 는 배수과정에서 도달 가능한 최대 가스 포화율이며, $S_{gt,max}$ 는 최대 가스 포화율에서 흡수과정을 시작하여 나타나는 가스 잔류 포화율이다. Fig. 2는 Land 모

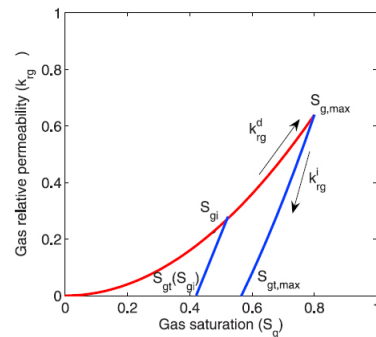


Fig. 2. Schematic of relative permeability hysteresis for Land model (Juanes *et al.*, 2006).

델을 설명하는 모식도이다. k_{rg}^d 와 k_{rg}^i 는 각각 배수과정과 흡수과정의 가스 상대유체투과도를 나타낸다.

Killough 모델

Killough 모델은 흡수과정의 가스 상대유체투과도인 k_{rg}^i 곡선을 제시한 식이다(Killough, 1976). 이를 위해 $S_{g,max}$ 와 $S_{gt,max}$ 사이의 흡수과정에 대한 상대유체투과도 곡선에 대한 자료가 주어져야 한다. 이를 bounding imbibition curve라 하고 k_{rg}^{ib} 로 나타낸다. k_{rg}^{ib} 가 주어지면 Killough 모델은 식 (3)과 (4)로 제시된다.

$$k_{rg}^i(S_g) = k_{rg}^{ib}(S^*) \frac{k_{rg}^d(S_{gi})}{k_{rg}^d(S_{g,max})}, \tag{3}$$

$$S^* = S_{gt,max} + \frac{(S_g - S_{gt})(S_{g,max} - S_{gt,max})}{S_{gi} - S_{gt}}, \tag{4}$$

여기서 수식에 사용된 변수는 Land 모델에 설명된 변수와 동일하다. Killough 모델은 k_{rg}^{ib} 를 축소하여 임의의 흡수과정에 대해 적용하는 모델이다.

선형모델

선형모델은 Killough 모델에서 k_{rg}^{ib} 곡선으로 배수과정의 상대유체투과도를 활용하는 방법이다(CMG, 2022). 즉, 식 (5) 및 (6)을 사용하여 k_{rg}^{ib} 를 정의한다.

$$k_{rg}^{ib}(S_g) = k_{rg}^d(S_{gf}), \tag{5}$$

$$S_{gf} = S_{gr}^d + \frac{(S_g - S_{gt,max})(S_{g,max} - S_{gr}^d)}{(S_{g,max} - S_{gt,max})}, \tag{6}$$

여기서 S_{gr}^d 는 배수과정에서 가스 잔류포화율을 의미한다.

시뮬레이션 모델

이 연구에서 적용한 대수층은 군산분지 내에 있는 가로 및 세로 10 km의 영역을 고려하였으며 대수층의 두께는 100 m인 사암층을 대상층으로 설정하였다(Fig. 3). 해당 대수층은 국내 CCS 적용을 위한 후보 부지 중 하나이다. 시뮬레이션에 사용한 대상층의 특성은 Table 1에 정리되어 있다. 대상층의 저류층 특성에 대한 정보가 부족하여 이 연구에서는 공극률 평균 0.25와 유체투과도 평균 100 md를 사용하여 지구통계학적 기법을 적용하여 임의로 생성하였다.

저류층 시뮬레이션을 위해 개별 격자는 100 m × 100 m × 10 m로 선정하였으며, 총 격자수는 100,000개이다. 대상층의 외부 경계조건은 닫힌경계(closed boundary)를 가정하였다.

이 연구에 사용한 대수층의 상대유체투과도 또한 가용한 자료가 없어 문헌연구를 통해 확보한 정보를 바탕으로 설정하였다. Fig. 4(a)와 4(b)는 각각 시뮬레이션을 위해 적용한 물과 CO₂ 가스의 상대유체투과도 곡선이다. Fig. 4(b)는 가스의 배수과정 및 흡수과정에서의 상대유체투과도 곡선을 나타낸 것으로서 배수과정에 대한 가스 잔류 포화율은 0.05이며, 흡수과정에서의 가스의 최대 잔류 포화율 $S_{gt,max}$ 는 기존 연구(Bennion and Bachu, 2006; Oak, 1990)에서

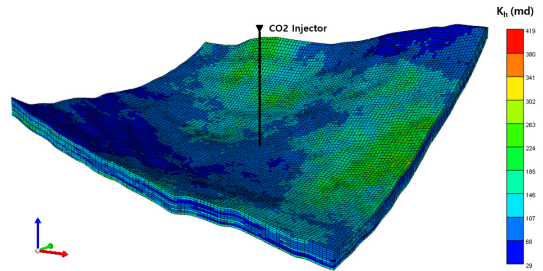


Fig. 3. Permeability distribution of aquifer model for CO₂ injection.

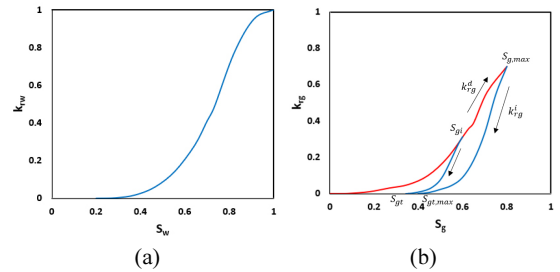


Fig. 4. Relative permeability curves for (a) water relative permeability and (b) CO₂ relative permeability.

Table 1. Reservoir properties

Parameter	Value
Field size (i, j, k) (m)	10,000×10,000×100
Grid size (m)	100×100×10
Depth (m)	1,750
Porosity	0.15~0.35 (avg.: 0.25)
Horizontal permeability, K _h (md)	10~500 (avg.: 100)
Vertical permeability, K _v (md)	0.1×K _h

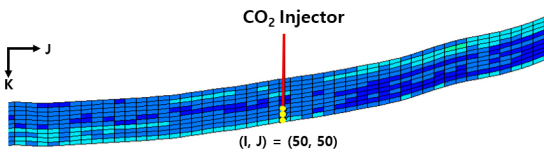


Fig. 5. Location of the CO₂ injector.

적용한 0.4로 설정하였다. Fig 4(b)의 흡수과정에 대한 가스 상대유체투과도 곡선은 식 (1)에서 (6)을 사용하여 생성한 것이다. 주입정은 대수층 중앙에 위치하며, 대수층은 J 방향에 대해 약 5° 상방향으로 기울어져 있다(Fig. 5). 물의 이력현상은 CO₂의 이력현상에 비해 작거나 무시할 수 있으며(Akbarabadi and Piri, 2013; Land, 1968; Sedaghatinasab *et al.*, 2021), 모세관압도 현장규모의 시뮬레이션에서는 무시할 수 있다(Aziz and Settari, 1979; Juanes *et al.*, 2006; Spiteri and Juanes, 2006). 이 연구에서도 코어분석 등의 자료가 없어 물의 이력현상과 모세관압은 편의상 고려하지 않았다. 또한, 시뮬레이션에서 고려하는 시간규모에서는 광물트랩의 효과가 미미할 뿐만 아니라 시뮬레이션의 수렴성을 높이기 위해 광물트랩은 모델링에서 제외하였다. 대수층 시뮬레이션은 CMG사의 GEM을 사용하였다(CMG, 2022).

CO₂ 주입 시나리오

Fig. 3 및 5와 같이 대수층이 트랩구조(trap structure)가 아니므로 주입된 CO₂는 경사를 따라 상부로 이동하게 되며, 이는 CO₂ 저장 안정성의 신뢰도를 떨어뜨리게 된다. 따라서 주입된 CO₂가 대수층 상부에서 전파 영역을 최소화하는 주입 시나리오 분석이 필요하다. 이 연구에서는 Fig. 6과 같이 3가지 주입 시나리오 즉, 일정기간 연속주입(Continuous Gas Injection, CGI) 시나리오, CO₂ 주입기간과 휴식기간을 반복하는 cyclic CO₂ 주입, CO₂ 주입과 물 주입을 반복하는 WAG(Water Alternating Gas) 주입 시나리오를 고려하였다.

CGI를 기본시나리오로 설정하고 2000년부터 20년간 CO₂를 표준상태¹⁾에서 300,000 m³/d (= 560.9 ton/d)로 주입한 후 180년간 모니터링하는 것으로 가정하였다. Table 2는 CGI의 CO₂ 주입조건을 정리한 표이다. Cyclic 주입과 WAG 주입에 대한 시나리오는 Table 3에 정리하였다. Cyclic 주입인 경우 CO₂ 주입 후 휴식기간을 1, 3, 6개월인 경우를 가정하였으며, 총 반복횟수를 2에서 20회까지 고려하였다. WAG 주입인 경우에도 물주입 기간을 1, 3, 6개월

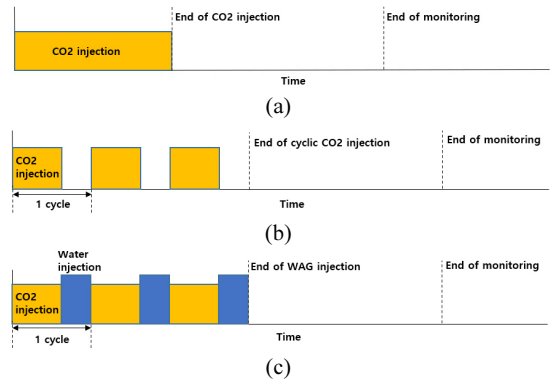


Fig. 6. Schematics of injection scenarios for (a) continuous injection, (b) cyclic CO₂ injection, and (c) WAG injection.

Table 2. Operation condition of base scenario

Parameters	Value
Injection start	2000 / 01 / 01
Injection rate (m ³ /day)	300,000
CO ₂ injection period (years)	20
Monitoring period (years)	180
Initial pressure (kPa)	18,000
Max. bottom-hole pressure (kPa)	30,000

Table 3. Scenarios for cyclic CO₂ injection and WAG injection

Parameters	Cyclic injection	WAG
CO ₂ injection rate (m ³ /d)	300,000	
Total CO ₂ injection period (years)	20	
Number of cycles	2 ~ 20	
Monitoring period (years)	180	
Shut-in duration per each cycle (months)	1, 3, 6	-
Water injection duration per each cycle (months)	-	1, 3, 6
Water injection rate (m ³ /d)	-	2,500

로 가정하고 총 WAG 반복횟수를 2에서 20회까지 고려하였다. 이때 물 주입을 위한 주입정은 CO₂ 주입정과 동일한 위치에 있으며, 최상부 3개 층을 천공하여 2,500 m³/d로 주입하였다. 물주입 기간을 1, 3, 6개월로 선정하고 WAG 반복횟수를 2에서 20까지 적용하면 총 물주입 기간은 최소 2개월에서 최대 10년에 이르게 된다. 즉, 6개월 물주입 및 20회 WAG 반복인 경우에는 CO₂ 주입기간의 최대 50%의 기

1) 표준상태(1 atm, 15.6°C (=60°F))에서 CO₂의 밀도는 1.869637 kg/m³이다.

간 동안 물주입이 이루어진다.

Cyclic 주입과 WAG 주입의 모든 시나리오에서 순수 CO₂ 주입량과 기간은 CGI와 동일하게 설정하여 동일 CO₂ 주입량을 기준으로 cyclic 주입과 WAG 주입의 효과를 비교하였다. 예를 들어, 사이클당 물 주입기간이 6개월인 총 2사이클의 WAG를 적용하는 경우, 하나의 사이클은 300,000 m³/d의 CO₂를 10년간 주입하는 기간 및 2,500 m³/d의 물을 6개월 주입하는 기간으로 구성되므로 2사이클 WAG 적용기간은 총 21년이 되며, 이후 180년간 모니터링이 이루어진다. CO₂만 20년간 주입하는 CGI와 비교하면, 해당 WAG는 주입 종료시점이 1년 더 늦어지게 된다.

CO₂ 주입 시뮬레이션 결과

CGI 시나리오

CGI에 대한 시뮬레이션 결과를 Fig. 7에 나타내었다. Fig. 7(a)는 20년 동안 CO₂ 주입한 이후의 CO₂ 가스 포화율을 나타낸 것이며, Fig. 7(b)는 주입종료 후 180년간 모니터링 이후의 포화율을 나타낸 것이다²⁾. 20년 간의 CO₂ 주입 후 대수층의 최상부로 CO₂가 상승하고 있으며 주입정으로부터 반경 약 700 m까지 CO₂가 퍼져나간 것을 알 수 있다 (Fig. 7(a)). Fig. 7(b)를 분석하면, 180년간 모니터링한 결과 주입정으로부터 경사진 방향인 J 방향으로 CO₂가 추가적으로 확산하여 최대 1,800 m까지 이동하는 것을 확인하였다.

Fig. 8은 CO₂ 주입기간 및 모니터링 기간 동안 주입된 CO₂의 트랩 메커니즘 별 변화양상을 나타낸 그래프이다. Fig. 8에서 CO₂ Dissolved trap은 물에 용해된 CO₂의 양을 의미하고, CO₂ Residual trap은 잔류트랩을 나타낸다. CO₂ Mobile은 CO₂ plume에서 잔류트랩 양을 제외한 것으로 유동 가능한 CO₂를 의미한다. 20년간의 CO₂ 주입이후 잔류트랩된 양이 급격히 증가하는 반면, 용해트랩은 서서히 증가하는 양상을 보인다. CO₂ 주입완료 직후와 180년의 모니터링 후의 각 트랩별 CO₂ 비율을 Table 4에 정리하였다. 잔류트랩의 비율은 11%에서 69%로 증가하는 반면, 유동 가능한 CO₂ 양은 75%에서 9%로 급감하는 것으로 분석되었다. 잔류트랩이 급증하는 이유는 Fig. 7(a)의 대수층 하부의 CO₂ 포화율이 높은 격자에서 CO₂가 상승하면서 흡수과정이 발생함에 따라 이력현상에 의한 잔류트랩이 형성되기 때문이다. 또한, 최상부층에서 CO₂가 넓게 확산하면서 잔류 가스포화율에 의해 잔류트랩 양이 증가한다. CO₂ 저장

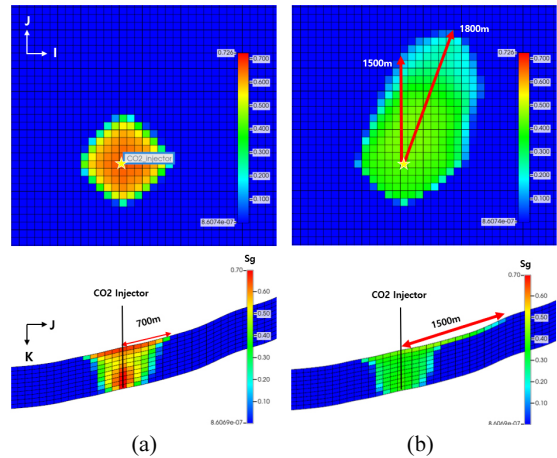


Fig. 7. CO₂ saturation profile for CGI at (a) end of 20-year CO₂ injection and (b) end of 180-year monitoring.

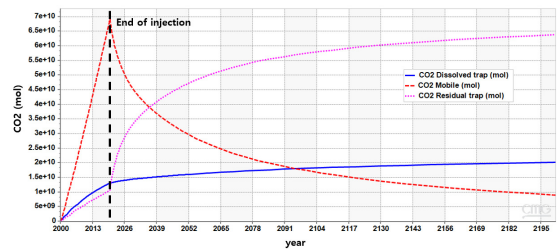


Fig. 8. Amount of CO₂ with respect to trap mechanisms for CGI case.

Table 4. Ratio of each trapping mechanism for CGI

	Dissolved trap (%)	Residual trap (%)	Mobile CO ₂ (%)
After 20-year injection	14.0	11.4	74.6
After 180-year monitoring	21.6	69.4	8.9

의 안정성을 높이기 위해서는 주입 직후의 CO₂ mobile 양과 대수층 상부에서 CO₂ plume이 넓게 전파하는 현상을 줄여야 한다.

Cyclic CO₂ 주입 시나리오

CO₂ 주입과 휴식기간의 반복을 특징으로 하는 cyclic CO₂ 주입의 효과를 분석하기 위해 다양한 사이클 수와 휴식기간을 변수로 주어 시뮬레이션을 수행하였다. Cyclic CO₂ 주입 시나리오는 CO₂ 주입과 휴식기간을 2에서 20회

2) CO₂의 임계점이 7375.5 kPa, 30.98°C이므로 주입된 CO₂는 초임계상태로 존재하지만, 이 연구에서는 CO₂ 가스로 명명한다.

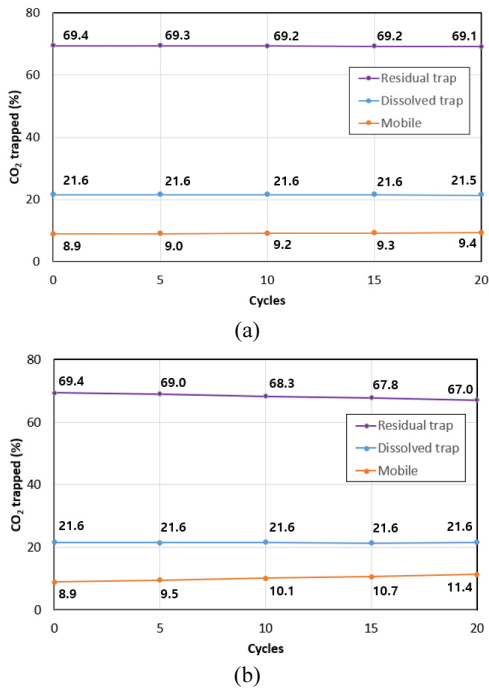


Fig. 9. Ratio of trapping mechanisms at end of 180-year monitoring with respect to the number of cycles in the case of cyclic CO₂ injection with (a) 1-month shut-in per cycle and (b) 6-month shut-in per cycle.

까지 반복하는 각 경우에 대해 휴식기간을 1, 3, 6개월 간격으로 가정하였으며, CO₂는 저장소의 하부 3개 층에 300,000 m³/d의 양으로 일정하게 주입하였다. 저장소에 저장되는 총 CO₂ 주입량은 주입 시나리오와 관계없이 동일하기 때문에 사이클 수 및 사이클 당 휴식기간에 따라 주입이 끝나는 시점이 달라진다.

Fig. 9는 사이클 수에 따른 180년의 모니터링 후의 CO₂ 트랩 메커니즘을 나타낸 그래프로서, Fig. 9(a)와 9(b)는 사이클 당 휴식기간이 각각 1개월과 6개월인 경우이다. 사이클이 0인 경우는 CGI에 해당한다. 사이클 수와 휴식기간에 관계없이 용해트랩의 변화는 거의 없는 것으로 나타났다. 반면, 사이클 수와 휴식기간이 증가함에 따라 잔류트랩은 미미하지만 더 작아지고 유동 가능한 CO₂ 양은 조금 더 많아지는 것으로 분석되었다.

Fig. 10은 한 사이클 당 휴식기간을 6개월로 하고 20 사이클 동안 CO₂를 주입한 대수층의 CO₂ 포화율을 나타낸 것이다. Fig. 10(a)는 CO₂ 주입 사이클이 모두 끝난 직후의 CO₂ 포화율로서 CGI 경우인 Fig. 7(a)와 비교하면 최상부 층에서 CO₂가 더 넓게 퍼져있으며 포화율도 더 높은 것을 알 수 있다. Fig. 10(b)는 180년 간 모니터링 이후로서, 이 또

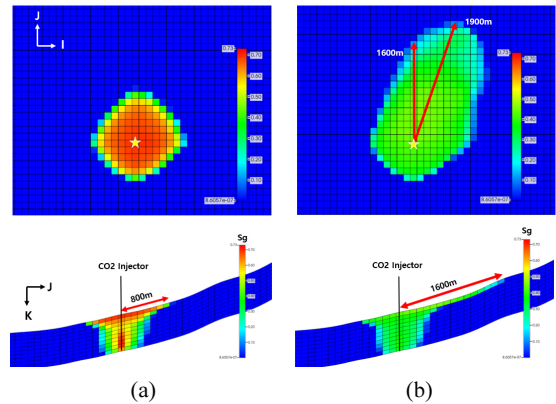


Fig. 10. CO₂ saturation profile for cyclic CO₂ injection with 20 cycles and 6-month shut-in per cycle at (a) end of total CO₂ injection and (b) end of 180-year monitoring.

한 CGI의 Fig. 7(b) 대비 더 넓은 지역에 CO₂가 분포하는 것으로 확인된다. 이를 종합하면 CO₂를 주입하지 않는 휴식 기간만으로는 이력현상에 의한 잔류트랩을 더 크게 형성하기 어려우며, 오히려 휴식기간동안 주입압이 사라지고 부력에 의해 CO₂가 상부로 이동할 기회를 제공하여 최상부 층에서 더 넓게 확산하는 결과가 나타났다.

WAG 주입 시나리오

WAG 주입 시나리오인 경우 cyclic CO₂ 주입방법과 동일하게 CO₂와 물 주입의 반복은 2에서 20회까지 설정하였으며, 각 사이클의 물 주입기간은 1, 3, 6개월의 간격으로 구성하였다. 물은 상부 3개 층에 주입된다. Fig. 11(a)와 (b)는 각각 WAG 종료 후와 180년 모니터링 후의 CO₂ 트랩 매커니즘을 나타낸 그래프이며, 여기서 WAG 사이클 당 물 주입기간을 6개월로 설정한 경우이다. 그래프에서 0 사이클은 CGI를 의미한다. Fig. 11(a)의 결과와 같이 주입 종료 후 유동 가능한 CO₂ 양은 CGI의 74.6%에서 WAG 사이클 수에 따라 50% 초·중반으로 감소하였다.

한 사이클 내에서 CO₂ 주입 다음으로 대수층 상부에서 주입된 물은 상승하던 CO₂와 접촉하여 일부 용해트랩을 형성하게 된다. 또한, 물 주입에 의한 대수층 상부의 고압으로 CO₂의 상승을 억제하고 대수층 내부로 퍼지게 하는 효과가 발생하게 된다. 사이클 수가 많을수록 CO₂와 새로 주입한 물의 접촉 기회가 많아져서 용해트랩이 증가하는 결과를 보였다(Fig. 11(a)).

Fig. 11(b)의 180년 모니터링 후의 유동 가능한 CO₂의 양은 CGI의 8.9%에서 최대 1.8%까지 낮추는 것을 확인하였다. 이와 같이 WAG에 의해 CO₂를 안정적으로 저장할 수 있는 잔류 및 용해트랩 매커니즘이 효과적으로 작동하는

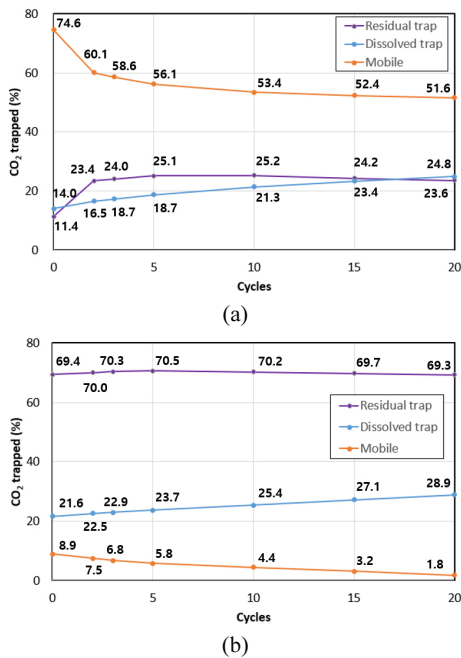


Fig. 11. Ratio of trapping mechanisms with respect to the number of cycles in the case of WAG with 6-month water injection per cycle at (a) end of total cycles and (b) end of 180-year monitoring.

것으로 분석되었다. 잔류트랩은 WAG 사이클 완료 후 23 ~ 25%에서 모니터링 종료 후에는 사이클 수에 관계없이 약 70% 대로 나타났으나, 용해트랩은 사이클이 많을수록 20% 대에서 점차 증가하는 경향을 보였다. 이는 사이클이 증가할수록 주입한 물의 총량이 증가하여 시간이 지남에 따라 하부에서 상승하는 CO₂를 용해시키는 양도 증가하기 때문이다.

Fig. 12는 사이클 당 6개월 물주입으로 총 20 사이클의 WAG 결과 CO₂ 포화율을 나타낸 그림이다. Fig. 12(a)는 20 사이클이 완료된 직후로서 마지막 6개월간 물 주입에 의해 상부에 CO₂ plume이 거의 없는 상태가 되었다. 이 경우 1년 CO₂ 주입 및 6개월 물 주입의 반복이 진행되기 때문에 CO₂ 일부는 물에 용해되고 일부는 대수층 중심부에서 외부로 밀려나는 효과가 발생하였다. 이와 같이 CO₂가 물에 용해되면서 용해트랩이 증가하고, CO₂가 대수층 중심부에서 외부로 넓게 퍼지면서 잔류트랩도 증가하게 된다. Fig. 12(b)는 180년 모니터링 후의 CO₂ 포화율로서 최상부의 CO₂ 분포는 최대 800 m 퍼져나간 것을 알 수 있다. 이는 Fig. 7(b)에 제시한 CGI의 1,800 m까지 전파한 것과 비교하면 CO₂ plume의 전파를 매우 효과적으로 제어한 것으로 판단할 수 있다.

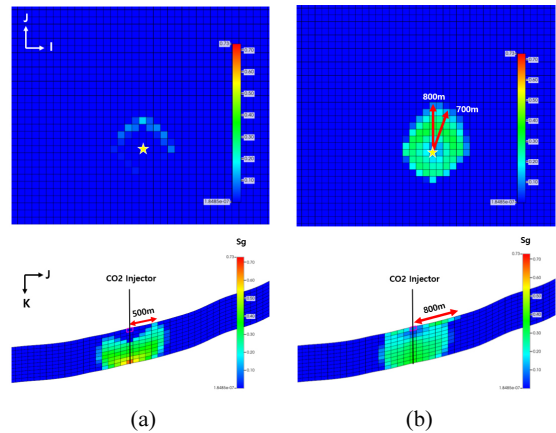


Fig. 12. CO₂ saturation profile for WAG injection with 20 cycles and 6-month water injection per cycle at (a) end of total cycles and (b) end of 180-year monitoring.

Fig. 11(a)와 같이 주입종료 직후 시점에서 특이한 점은 10 사이클까지는 잔류트랩이 조금씩 증가하다가 그 이후는 점점 작아지는 반면, 용해트랩은 지속적으로 증가하는 현상이다. 이는 Fig. 12(a)에서 물을 주입하면 상부의 가스가 용해되는 것과 관계가 있다. 만약, 용해트랩이 없다면 사이클 수에 따라 잔류트랩은 지속적으로 증가하게 된다. 그러나 용해트랩이 작용하는 경우, 유동 가능한 CO₂와 잔류트랩이 고정된 CO₂ 모두 주입한 물과 접촉하는 과정에서 물에 용해된다. 따라서 사이클 수가 증가할수록 용해트랩이 커지게 되고 이 연구에서는 10 사이클을 기점으로 잔류트랩이 조금씩 줄어드는 결과를 보였다.

Fig. 13은 사이클 당 물주입 기간이 각각 1, 3, 6개월일 때 WAG 사이클 수에 따른 유동 가능한 CO₂ 비율을 나타낸 것이다. Fig. 13(a)는 WAG 사이클 완료 후이며, Fig. 13(b)는 180년 모니터링 후를 의미한다. 유동 가능한 CO₂는 사이클 당 1개월의 물주입인 경우, 사이클 수가 증가할수록 완만하게 감소하는 경향을 보이는 반면, 물주입 기간이 증가할수록 사이클에 따라 더 크게 감소하였다. 앞에서 설명하였듯이 이는 물주입 기간이 길고 사이클 수가 많을수록 주입 주변으로 주입한 물의 양이 많아져, 시간이 지남에 따라 상승하는 CO₂가 상부의 물에 용해되는 양도 지속적으로 증가하기 때문이다. Table 5에 2 사이클 WAG와 20 사이클 WAG인 경우 주입 직후와 모니터링 종료 직후의 유동 가능한 CO₂ 비율을 정리하였다. 2 사이클 WAG인 경우 물 주입 기간이 1개월에서는 각각 71.9%와 8.7%로 CGI의 74.6% 및 8.9%에 비해 크게 감소하지 않았으나, 물 주입기간을 6개월로 설정하면 60.1%와 7.5%가 되어 주입 직후의 유동 가능한 CO₂ 양을 효과적으로 줄일 수 있음을 확인하였다.

즉, 물 주입 기간이 길수록 상승하는 CO₂를 충분히 용해시키는 결과를 나타냈다. 이와 더불어 사이클 수를 증가시키면 효과는 더욱 커진다.

Fig. 14는 CGI, cyclic CO₂ 주입(6개월 휴식기간, 20 사이클), WAG(6개월 물주입, 20 사이클)에 대해 트랩 메커니즘별 CO₂ 양을 모니터링 기간 동안 비교한 그래프이다. WAG가 다른 주입 시나리오에 비해 모니터링 초기부터 유용동 가능한 CO₂ 양이 급격히 감소하는 것을 볼 수 있으며, 감소한 양 대부분은 잔류트랩으로 전환되는 것으로 분석되었다. Cyclic CO₂ 주입법에서는 용해트랩이 CGI의 경우와 거의 일치하는 반면, 잔류트랩에서는 CGI보다 낮은 값을 보여 안정적 저장 관점에서는 효과적이지 않음을 확인할 수 있다.

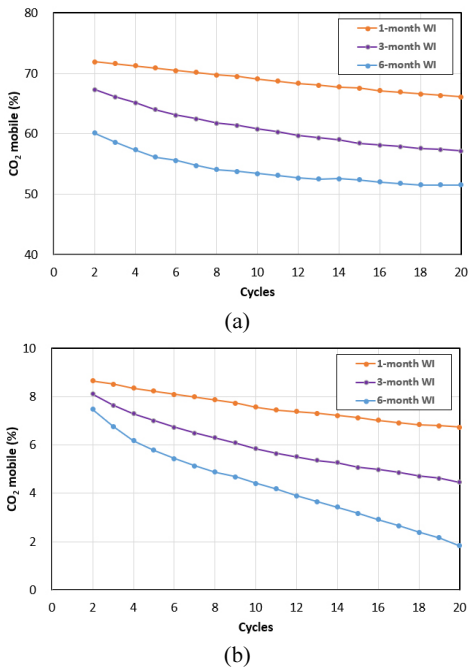


Fig. 13. Ratio of CO₂ mobile according to water-injection duration per cycle at (a) end of WAG cycles and (b) end of 180-year monitoring.

Fig. 15는 CGI와 WAG(6개월 물주입, 20 사이클)에 대한 주입정 공저압력과 대수층 평균압력을 비교한 것이다. CGI와는 달리 WAG인 경우 사이클이 진행됨에 따라 공저압력 또한 사이클을 그리며 서서히 증가하는 경향을 보인다.

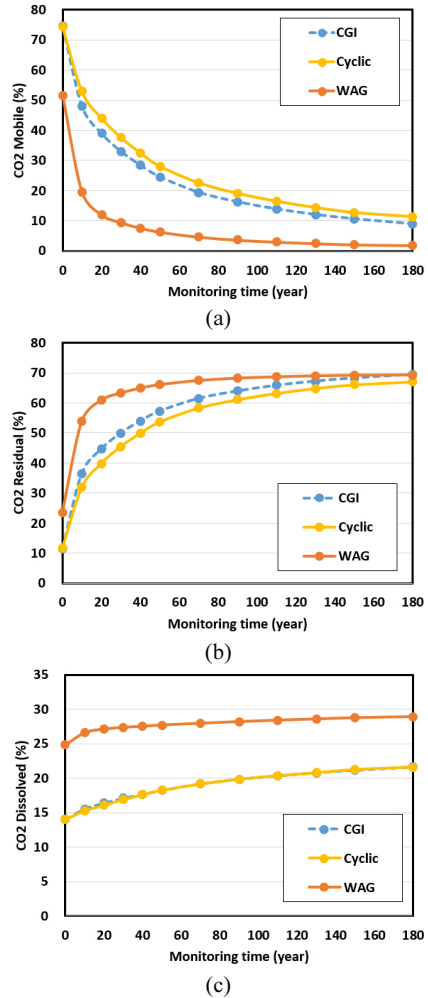


Fig. 14. Comparison of trap mechanism with various scenarios for (a) CO₂ mobile, (b) residual trap, and (c) dissolved trap.

Table 5. Percentage of mobile CO₂ with various water injection durations

Water injection duration per cycle (month)	2-cycle WAG		20-cycle WAG	
	End of Injection	End of Monitoring	End of Injection	End of Monitoring
1	71.9	8.7	66.1	6.7
3	67.3	8.1	57.2	4.5
6	60.1	7.5	51.6	1.8

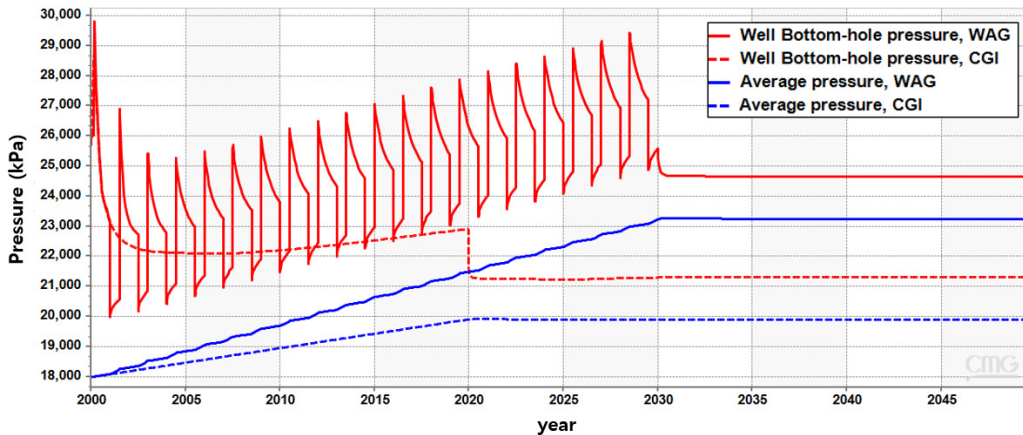


Fig. 15. Comparison of average pressure and bottom-hole pressure of injector for CGI and WAG (20 cycles with 6-month water injection).

다. 주입 종료후 저류층 압력과 공저압력 모두 WAG가 추가적인 물주입에 의해 CGI보다 더 높은 수준의 압력을 나타낸다. 대수층 평균압력인 경우 CGI는 초기 18,000 kPa에서 19,900 kPa로 약 10.6% 정도 상승한 반면, 총 10년간의 물주입이 이루어진 WAG에서는 23,240 kPa로 29.1% 상승하였다. 따라서 WAG는 압력 상승을 감소하여 CO₂ 저장의 안정성을 확보하는 방법이므로 WAG를 실제 적용시 물주입에 의한 압력상승의 허용범위 내에서 사이클 수, 물주입 기간 및 물주입량 등 최적 주입설계가 필요하다.

결론

이 연구에서는 대수층에 CO₂를 저장할 때 주입 시나리오에 따른 트랩 메커니즘을 분석하였으며, 다음과 같은 결론을 도출하였다.

- 1) 20년간 일정한 양의 CO₂를 주입하는 CGI 시뮬레이션 결과 주입완료 후 유동 가능한 CO₂는 전체 주입량의 74.6%이며, 180년간의 모니터링 후 8.9%로 감소하였다.
- 2) Cyclic CO₂ 주입 시나리오에서는 2에서 20 사이클 및 1, 3, 6개월의 휴식기간을 설정하여 시뮬레이션을 수행하였으며, 그 결과 사이클 수가 많고 휴식기간이 길수록 유동 가능한 CO₂ 양은 CGI에 비해 조금 더 증가하는 것으로 나타났다. 휴식기간만으로는 용해트랩 및 잔류트랩을 증가시키지 못하였으며, 긴 휴식기간은 저류층 하부에 주입된 CO₂를 상부로 이동시키는 역할을 하였다.
- 3) WAG 시나리오에서도 2에서 20 사이클 및 1, 3, 6개월의 물주입 기간을 설정하여 시뮬레이션을 수행하

였으며, 그 결과 사이클 수가 많고 물주입 기간이 길수록 유동 가능한 CO₂ 양은 급격히 감소하였고 용해트랩과 잔류트랩의 양은 크게 증가하였다. 상부에 도달한 CO₂의 양도 효과적으로 줄여 경사진 대수층을 따라 CO₂ plume이 확장하는 것을 제한할 수 있었다.

대수층 상부에 있는 덮개암의 무결성이 불확실하거나 경사진 대수층에 CO₂를 주입할 경우 CO₂ 저장의 위험성을 낮추는 방법 중 하나는 대수층 상부로 상승하는 CO₂의 양을 줄여 덮개암과 접촉하는 면적을 최소화하는 것이다. WAG는 이러한 목표를 달성하는데 적용가능한 시나리오로 판단된다. 그러나, 이 연구에서는 실제 현장에서 고려해야 하는 WAG 실행 가능성 및 경제성을 고려하지 않은 한계가 있다. 즉, CO₂ 주입 시설에 물 주입 설비의 구축 및 운영 비용을 고려해야 한다. 또한, 물 주입기간 동안 CO₂ 주입이 중지되는 문제와 대수층 압력증가 문제 등도 발생한다. 그러나, CO₂ 안정적 저장 측면에서는 WAG 공법은 최적의 주입 시나리오로서 활용 가능성이 높을 것으로 기대된다.

사사

이 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원(No. 20212010200010, No. 20216110100070)을 받아 수행되었습니다.

References

Akbarabadi, M. and Piri, M., 2013. Relative permeability hysteresis and capillary trapping characteristics of super-

- critical CO₂/brine systems: An experimental study at reservoir conditions, *Advances in Water Resources*, 52, p.190-206.
- Aziz, K. and Settari, A., 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*, Elsevier, New York, USA.
- Bachu, S. and Adams, J.J., 2003. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution, *Energy Conversion and Management*, 44(20), p.3151-3175.
- Bachu, S., Gunter, W.D., and Perkins, E.H., 1994. Aquifer disposal of CO₂: Hydrodynamic and mineral trapping, *Energy Conversion and Management*, 35(4), p.269-279.
- Bennion, D.B. and Bachu, S., 2006. Supercritical CO₂ and H₂S-Brine drainage and imbibition relative permeability relationships for intergranular sandstone and carbonate formations, *Society of Petroleum Engineers*, 99326.
- Benson, S. and Cook, P., 2005. Underground geological storage, *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*, p.195-276.
- Bromhal, G.S., Neal Sams, W., Jikich, S.A., Ertekin, T., and Smith, D., 2005. Simulation of CO₂ sequestration in coal beds: The effects of sorption isotherms, *Chemical Geology*, 217(3-4), p.201-211.
- Bruant, R.G., Jr., Guswa, A.J., Celia, M.A. and Peters, C.A., 2002. Safe storage of CO₂ in deep saline aquifers, *Environ Sci Technol*, 36(11), p.240-245.
- Computer Modeling Group (CMG), 2022. *GEM User guide*, Computer Modeling Group, Alberta, Canada.
- Department of Energy & Climate Change (DECC), 2012. *CCS roadmap - supporting deployment of carbon capture and storage in the UK*, Department of Energy & Climate Change, London, UK.
- Esteves, V., 2014. *CO₂ Sequestration and Valorization*, Intechopen, p.365-402.
- Flett, M., Gurton, R., and Taggart, I., 2004. The Function of Gas-Water Relative Permeability Hysteresis in the Sequestration of Carbon Dioxide in Saline Formations, *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia*, SPE 88485.
- Förster, A., Norden, B., Zinck-Jørgensen, K., Frykman, P., Kulenkampff, J., Spangenberg, E., Erzinger, J., Zimmer, M., Kopp, J., Borm, G., Juhlin, C., Cosma, C., and Hurter, S., 2006. Baseline characterization of the CO₂SINK geological storage site at Ketzin, Germany, *Environmental Geosciences*, 13(3), p.145-161.
- Ghomian, Y., Pope, G.A. and Sepehrmoori, K., 2008. Hysteresis and Field-Scale Optimization of WAG Injection for Coupled CO₂-EOR and Sequestration, *SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA*, SPE 110639.
- Gunter, W.D., Wiwchar, B., and Perkins, E.H., 1997. Aquifer disposal of CO₂-rich greenhouse gases: Extension of the time scale of experiment for CO₂-sequestering reactions by geochemical modelling, *Mineralogy and Petrology*, 59, p.121-140.
- Hoffert, M.I., Caldeira, K., Jain, A.K., Haites, E.F., Danny Harvey, L.D., Potter, S.D., Schlesinger, M.E., Schneider, S.H., Watts, R.G., Wigley, T.M.L., and Wuebbles, D.J., 1998. Energy implications of future stabilization of atmospheric CO₂ content, *Nature*, 395, p.881-884.
- Holloway, S., 2001. Storage of fossil fuel-derived carbon dioxide beneath the surface of the earth, *Annual Review of Energy and the Environment*, 26, p.145-166.
- Hovorka, S.D., Benson, S.M., Doughty, C., Freifeld, B.M., Sakurai, S., Daly, T.M., Kharaka, Y.K., Holtz, M.H., Trautz, R.C., Seay Nance, H., Myer, L.R., and Knauss, K.G., 2006. Measuring permanence of CO₂ storage in saline formations: the Frio experiment, *Environmental Geosciences*, 13(2), p.105-121.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- Ji, M., Kwon, S., Choi, S., Kim, M., Choi, B., and Min, B., 2023. Numerical investigation of CO₂-carbonated water-alternating-gas on enhanced oil recovery and geological carbon storage, *Journal of CO₂ Utilization*, 74, 102544.
- Juanes, R., Spiteri, E.J., Orr, F.M., and Blunt, M.J., 2006. Impact of relative permeability hysteresis on geological CO₂ storage, *Water Resources Research*, 42(12), W12418.
- Killough, J.E., 1976. Reservoir Simulation With History-Dependent Saturation Functions, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 16(1), p.37-48.
- Kovscek, A.R. and Cakici, M.D., 2005. Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. II. Cooptimization of storage and recovery, *Energy Conversion and Management*, 46(11-12), p.1941-1956.
- Kovscek, A.R. and Wang, Y., 2005. Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. I. Uncertainty quantification employing a streamline based proxy for reservoir flow simulation, *Energy Conversion and Management*, 46(11-12), p.1920-1940.
- Kumar, A., Ozah, R., Noh, M., Pope, G.A., Bryant, S., Sepehrmoori, K., and Lake, L.W., 2005. Reservoir Simulation of CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 10(3), p.336-348.
- Land, C.S., 1968. Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow From Rock Properties, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8(25), p.149-156.
- Li, D., Saraji, S., Jiao, Z., and Zhang, Y., 2021. CO₂ injection strategies for enhanced oil recovery and geological sequestration

- ation in a tight reservoir: An experimental study, *Fuel*, 284, 119013.
- Li, Z., Su, Y., Li, L., Hao, Y., Wang, W., Meng, Y., and Zhao, A., 2022. Evaluation of CO₂ storage of water alternating gas flooding using experimental and numerical simulation methods, *Fuel*, 311, 122489.
- Lv, G., Li, Q., Wang, S., and Li, X., 2015. Key techniques of reservoir engineering and injection-production process for CO₂ flooding in China's SINOPEC Shengli Oilfield, *Journal of CO₂ Utilization*, 11, p.31-40.
- MacDowell, N., Florin, N., Buchard, A., Hallett, J.P., Galindo, A., Jackson, G., Adjiman, C.S., Williams, C.K., Shah, N., and Fennell, P.S., 2010. An overview of CO₂ capture technologies, *Energy and Environmental Science*, 3(11), p.1645-1669.
- MacMinn, C., Szulczewski, M., and Juanes, R., 2010. CO₂ migration in saline aquifers. Part 1. Capillary trapping under slope and groundwater flow, *Journal of Fluid Mechanics*, 662, p.329-351.
- Merkel, A., Gensterblum, Y., Krooss, B.M., and Amann-Hildenbrand, A., 2015. Competitive sorption of CH₄, CO₂ and H₂O on natural coals of different rank, *International Journal of Coal Geology*, 150-151, p.181-192.
- Mito, S., Ziqiu, X., and Ohsumi, T., 2008. Case study of geochemical reactions at the Nagaoka CO₂ injection site, Japan, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(3), p.309-318.
- Oak, M.J., 1990. Three-Phase Relative Permeability of Water-Wet Berea, *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma*, 20183.
- Oh, J., Kim, K., Han, W., and Park, E., 2017. Transport of CO₂ in heterogeneous porous media: Spatio-temporal variation of trapping mechanisms, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 57, p.52-62.
- Pruess, K. and Garcia, J., 2002. Multiphase flow dynamics during CO₂ disposal into saline aquifers, *Environmental Geology*, 42, p.282-295.
- Pruess, K., Xu, T., Apps, J., and Garcia, J., 2003. Numerical Modeling of Aquifer Disposal of CO₂, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8(1), p.49-60.
- Riaz, A. and Cinar, Y., 2014. Carbon dioxide sequestration in saline formations: Part I—Review of the modeling of solubility trapping, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, p.367-380.
- Sedaghatinasab, R., Kord, S., Moghadasi, J., and Soleymanzadeh, A., 2021. Relative Permeability Hysteresis and Capillary Trapping during CO₂ EOR and Sequestration, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 106, 103262.
- Spiteri, E.J. and Juanes, R., 2006. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50(2), p.115-139.
- Spiteri, E.J., Juanes, R., Blunt, M.J., and Orr, F.M., 2005. Relative Permeability Hysteresis: Trapping Models and Application to Geological CO₂ Sequestration, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*, 96448.
- Wigley, T.M.L., Richels, R., and Edmonds, J.A., 1996. Economic and environmental choices in the stabilization of atmospheric CO₂ concentrations, *Nature*, 379, p.240-243.
- Zhong, Z., Liu, S., Carr, T.R., Takbiri-Borujeni, A., Kazemi, M., and Fu, Q., 2019. Numerical simulation of Water-alternating-gas Process for Optimizing EOR and Carbon Storage, *Energy Procedia*, 158, p.6079-6086.



임수경

2023년 조선대학교 에너지자원공학과 공학사

현재 조선대학교 대학원 첨단에너지자원공학과 석사과정
(E-mail; lsk000507@naver.com)



장일식

2002년 서울대학교 공과대학원 지구환경시스템공학부 공학박사

현재 조선대학교 교수
(E-mail; isjang77@chosun.ac.kr)