



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](#)

공학석사 학위논문

CO₂ 용해 트래핑이 고려된
물질 평형 방정식을 이용한
대염수층 CO₂ 저장 용량 평가

2023년 8월

서울대학교 대학원

에너지시스템공학부

오 현 민

CO₂ 용해 트래핑이 고려된
물질 평형 방정식을 이용한
대염수층 CO₂ 저장 용량 평가

지도 교수 정 훈 영

이 논문을 공학석사 학위논문으로 제출함
2023년 6월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
오 현 민

오현민의 공학석사 학위논문을 인준함
2023년 6월

위 원 장 _____ (인)

부위원장 _____ (인)

위 원 _____ (인)

초 록

CO₂ 지중저장 사업에서 투자 결정을 하는데 있어 저장소의 CO₂ 저장 용량 평가는 매우 중요하다. 평가된 저장 용량은 고려하는 CO₂ 트래핑 매커니즘에 따라 달라질 수 있다. CO₂ 주입 초기에는 구조 트래핑과 용해 트래핑이 CO₂ 저장량의 많은 비율을 차지한다. 그러나 대염수층 CO₂ 저장 용량 평가 선행 연구들은 CO₂ 용해 트래핑을 고려하지 않았으며, CO₂ 저장 용량 평가 과정에서 저류층의 경계 조건의 적절성을 검증하지 않았다. 본 연구에서는 CO₂ 저장 용량 평가시 저류층의 경계조건을 검증하고, 대염수층에서 구조 트래핑 이외에도 용해 트래핑을 고려한 물질 평형 방정식을 개발하였다. 본 연구에서 제시한 물질 평형 방정식의 정확도를 상용 저류층 시뮬레이터를 이용하여 검증하였다. CO₂의 용해를 고려한 기본 케이스에 대해 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 물질 평형 방정식을 검증한 결과, CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차는 각각 5.405%, 7.163%로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.8% 높은 정확도를 보였다. 기본 케이스 이외에도 9가지 인자 1) CO₂ 주입량, 2) 수평 유체투과율, 3) 공극률, 4) 염도, 5) 저류층 크기, 6) 저류층 평균 압력 평가 기간, 7) 입력 데이터 기간, 8) 염수 추출, 그리고 9) 공극률과 유체투과율의 불균질성을 선정하여 물질 평형 방정식의 CO₂ 저장용량 평가 정확도의 민감도 분석을 수행하였다. 모든 인자에 대해 CO₂의 용해를 고려한 물질 평형 방정식이 고려하지 않은 경우에 비해 저류층의 CO₂ 저장 용량을 더욱 정확하게 예측하였다. 또한 CO₂ 용해가 많이 일어나는 경우 CO₂의 용해를 고려한 물질 평형 방정식과 그렇지 않은 물질 평형 방정식의 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차 차이가 더욱 커졌다.

주요어 : 이산화탄소 지중 저장, 이산화탄소 저장 용량, 물질 평형 방정식, 이산화탄소 용해
학 번 : 2021-28353

목 차

제 1 장 서 론	1
제 2 장 배경 이론	4
2.1. CO ₂ 용해를 고려하지 않은 MBE.....	4
2.1.1. MBE 유도.....	4
2.1.2. CO ₂ 저장 용량 평가 과정.....	8
2.2. CO ₂ 용해를 고려한 MBE.....	10
2.2.1. MBE 유도.....	10
2.2.2. CO ₂ 용해 모델.....	14
2.2.3. CO ₂ 저장 용량 평가 과정.....	18
제 3 장 결 과.....	19
3.1. 기본 케이스.....	19
3.1.1. 모델 개요.....	19
3.1.2. 검증 방법.....	22
3.2. 기본 케이스에서의 검증.....	24
3.2.1. 구조 트래핑 (Structural Trapping)	24
3.2.2. 용해 트래핑 (Solubility Trapping).....	26
3.3. 민감도 분석.....	29
3.3.1. 개요.....	29
3.3.2. CO ₂ 주입량.....	30
3.3.3. 수평 유체투과율.....	34
3.3.4. 공극률.....	37
3.3.5. 염도.....	40
3.3.6. 저류층 크기.....	43
3.3.7. 저류층 평균 압력 평가 기간.....	48
3.3.8. 입력 데이터 기간.....	50
3.3.9. 염수 추출.....	52
3.3.10. 불균질 저류층	56
제 4 장 결 론	60

표 목차

Table 1. Input data for the reservoir model of the base case	20
Table 2. Input data for the well model of the base case	20
Table 3. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error	25
Table 4. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE with CO ₂ dissolution and without CO ₂ dissolution	27
Table 5. Cases for sensitivity analyses of MBE in estimation of CO ₂ storage capacity	29
Table 6. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower CO ₂ injection rate (1,500 m ³ /day) and the higher CO ₂ injection rate (3,500 m ³ /day). The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	31
Table 7. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower horizontal permeability (50 md) and the higher horizontal permeability (250 md). The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	35
Table 8. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower porosity (0.15) case and the higher porosity (0.25) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	38
Table 9. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower salinity (0 mol NaCl/kg H ₂ O) case and the higher salinity (4 mol NaCl/kg H ₂ O) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	41
Table 10. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower reservoir size (505 × 505 × 5 m ³) case and the higher reservoir size (1515 × 1515 × 15 m ³) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	44
Table 11. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower well shut-in period (3 days) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	49
Table 12. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower input data period (0.5 years) case and the higher input data period (5 years) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	51
Table 13. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the	

higher brine extraction rate (2 m ³ /day) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	53
Table 14. Input data for the heterogeneous porosity and horizontal permeability modeling	56
Table 15. Means and variances of the heterogeneous porosity and horizontal permeability	56
Table 16. Estimated CO ₂ storage capacity and relative error of the MBE in the heterogeneous case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case	59

그림 목차

Figure 1. Proportion of CO ₂ storage by trapping mechanism over time (IPCC, 2005)	1
Figure 2. A schematic diagram of material balance. (a) and (b) refer to states before and after CO ₂ injection, respectively.	4
Figure 3. Example graph of OWIP estimation. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.	9
Figure 4. Cross-sectional schematic diagram of the reservoir during CO ₂ injection.	10
Figure 5. A schematic diagram of material balance with CO ₂ dissolution. (a) and (b) refer to states before and after CO ₂ injection, respectively.	11
Figure 6. 3D schematic diagram of the basic case. The scale ratio of x, y, and z direction is 1:1:70.	19
Figure 7. Relative permeability curve of water and oil. The blue dots and red triangles represent relative permeability of oil and water at given water saturations, respectively.	21
Figure 8. Relative permeability curve of gas and oil. The blue dots and red triangles represent relative permeability to gas and oil at given gas saturation, respectively.	21
Figure 9. Well bottom-hole pressure at the CO ₂ injection well.	22
Figure 10. Amount of CO ₂ phases in the reservoir. The red triangles, blue dots, and black crosses represent the amount of CO ₂ in gas, supercritical, and liquid phases respectively.	24
Figure 11. Well bottom-hole pressure and cumulative CO ₂ volume at the CO ₂ injector in the base case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.	25
Figure 12. OWIP estimated using MBE. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.	25
Figure 13. Well bottom-hole pressure at the CO ₂ injector in the base case with and without CO ₂ dissolution, which represent the blue dots and red triangles, respectively.	26
Figure 14. OWIP estimated using MBE with CO ₂ dissolution and without CO ₂ dissolution, which represent the blue dots and red triangles, respectively.	27
Figure 15. Dissolved CO ₂ amounts of reservoir simulation and MBE, which represent the blue dots and red triangles, respectively.	28
Figure 16. OWIP estimated using MBE : (a) CO ₂ injection rate, 1,500 m ³ /day,	

- (b) CO₂ injection rate, 3500 m³/day. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 30
- Figure 17. CO₂ mole fraction at I = 51, which is the x-direction index of the CO₂ injector : (a) base case 2,500 m³/day, (b) CO₂ injection rate, 1,500 m³/day. 31
- Figure 18. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE in the lower CO₂ injection rate (1,500 m³/day) case, which represent the blue dots and red triangles, respectively. 32
- Figure 19. CO₂ mole fraction at I = 51, which is the x-direction index of the CO₂ injector : (a) base case 2,500 m³/day, (b) injection rate, 3,500 m³/day. 32
- Figure 20. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE in the higher CO₂ injection rate (3,500 m³/day) case, which represent the blue dots and red triangles, respectively. 33
- Figure 21. OWIP estimated using MBE : (a) Horizontal permeability, 50 md, (b) Horizontal permeability, 250 md. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 34
- Figure 22. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (150 md) and the lower horizontal permeability (50 md) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the lower horizontal permeability case, respectively. 35
- Figure 23. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (150 md) and the higher horizontal permeability (250 md) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the higher horizontal permeability case, respectively. 36
- Figure 24. OWIP estimated using MBE : (a) Porosity, 0.15, (b) Porosity, 0.25. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 37
- Figure 25. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (0.2) and the lower porosity (0.15) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the lower porosity case, respectively. 38
- Figure 26. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (0.2) and the higher porosity (0.25) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the higher porosity case, respectively. 39
- Figure 27. OWIP estimated using MBE : (a) Salinity, 0 mol NaCl/kg H₂O, (b) Salinity, 4 mol NaCl/kg H₂O. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 40

- Figure 28. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1 mol NaCl/kg H₂O) and lower salinity (0 mol NaCl/kg H₂O) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively. 41
- Figure 29. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1 mol NaCl/kg H₂O) and higher salinity (4 mol NaCl/kg H₂O), which represent the red triangles and blue dots, respectively. 42
- Figure 30. OWIP estimated using MBE : (a) Reservoir size, 505 × 505 × 5 m³, (b) Reservoir size, 1515 × 1515 × 15 m³. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 43
- Figure 31. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and lower reservoir size (505 × 505 × 5 m³) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the lower reservoir size case, respectively. 45
- Figure 32. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and lower reservoir size (505 × 505 × 5 m³) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively. 45
- Figure 33. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and higher reservoir size (1515 × 1515 × 15 m³) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the higher reservoir size case, respectively. 46
- Figure 34. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and higher reservoir size (1515 × 1515 × 15 m³) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively. 47
- Figure 35. OWIP estimated using MBE in the lower well shut-in period (3 days) case. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 48
- Figure 36. OWIP estimated using MBE : (a) Input data period, 0.5 years, (b) Input data period, 5 years. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 50
- Figure 37. Well location of brine extractor and CO₂ injector, which represent the red dot and blue dot, respectively. 52
- Figure 38. OWIP estimated using MBE in the higher brine extraction rate (2 m³/day) case. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively. 53
- Figure 39. Pressure at K = 5 : (a) base case, 0 m³/day, (b) brine extraction rate, 2 m³/day. 54
- Figure 40. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE in the higher brine extraction rate (2 m³/day) case, which represent the blue

dots and red triangles, respectively.	55
Figure 41. Dissolved CO ₂ amounts of reservoir simulation in the the base case (0 m ³ /day) and higher brine extraction rate (2 m ³ /day) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.	55
Figure 42. Histogram of the heterogeneous porosity	57
Figure 43. Histogram of the heterogeneous horizontal permeability	57
Figure 44. Top view of the heterogeneous porosity	58
Figure 45. Top view of the heterogeneous horizontal permeability	58
Figure 46. OWIP estimated using MBE in the heterogeneous case. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.	59

제 1 장 서 론

탄소 포집·활용·저장 (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS) 기술은 2050 탄소 중립 달성을 위한 중요 수단 중 하나이다(IEA, 2021). International Energy Agency (IEA)의 탄소중립 로드맵에서는 2050 전체 목표 감축량의 약 18 %를 CCUS를 통해 달성할 계획이고, 이 중 약 95 %를 탄소 포집 및 저장 (Carbon Capture and Storage, CCS)을 활용해 달성할 예정이다(IEA, 2021). CCS는 고갈 유가스전, 대염수층, 석탄층 메탄자원(Coal Bed Methane, CBM) 등 다양한 종류의 필드에서 이루어진다(Metz et al., 2005). 이 중 대염수층은 저류층 압력이 높아 저류층 내에 주입된 CO₂가 초임계 상태가 되어 저장에 유리한 형태가 되고, 다른 종류의 필드보다 일반적으로 규모가 크고 지질 구조의 발견이 쉬워 더 많은 양의 CO₂를 저장할 수 있기 때문에 CCS를 위한 주요 저장소로서 주목받고 있다.

CO₂를 지중저장할 경우 CO₂는 크게 1)상부 불투수층에 의해 갇히는 구조 트래핑, 2)염수에 용해되는 용해 트래핑, 3)공극의 모세압으로 인한 잔류 트래핑, 4)용해된 CO₂가 금속이온과 반응해 광물화 되는 광물화 트래핑 4개의 메커니즘으로 지중에 저장된다. 시간에 따른 각 트래핑의 저장 비율은 Figure 1과 같으며 그림을 통해 주입 초기에는 구조 트래핑, 잔류 트래핑, 용해 트래핑이 CO₂ 저장에 주요한 역할을 수행하는 것을 알 수 있다.

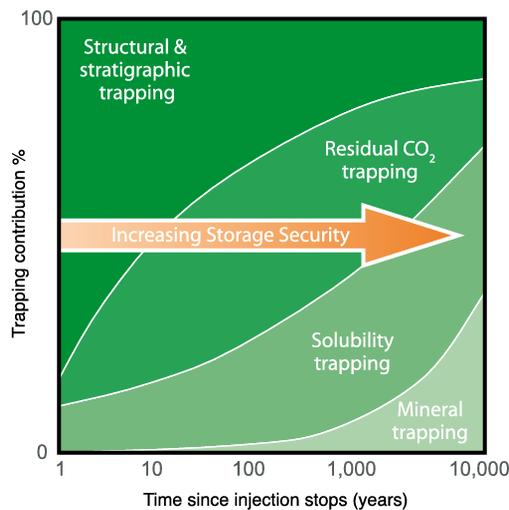


Figure 1. Proportion of CO₂ storage by trapping mechanism over time (IPCC, 2005)

CO₂를 지중저장하기 전 확보한 저장소가 계획한 CO₂ 주입량을 만족할 수 있는지 평가하기 위해 반드시 저장 용량 평가가 우선적으로 이루어져야 한다. CO₂ 저장 용량 평가 방법에는 크게 1) 저류층 시뮬레이션(Reservoir Simulation) 2) 용적법(Volumetric Method) 그리고 3) 물질 평형 방정식 (Material Balance Equation, MBE)이 존재한다. 저류층 시뮬레이션은 상용 소프트웨어를 사용해 저류층의 거동을 예측하는 기법으로 실제 저류층을 대변할 수 있는 모델을 만들 경우 높은 정확도를 가진다는 장점이 존재한다. 그러나 시뮬레이션을 위해 지층 구조, 암석 물성, 경계 조건 등 많은 정보가 필요하다. 용적법은 저류층의 부피에 공극률, 유체 포화도 등을 선형으로 곱하여 CO₂의 저장 용량을 간단하게 평가하는 방법으로, 적용이 단순하나 정확도가 떨어진다. MBE는 저류층을 하나의 탱크 모델로 가정하고 모델에 들어온 양과 나간 양이 같음을 이용해 저류층의 거동을 예측하는 방법으로, 저류층의 불확실성이 클 경우 저류층 시뮬레이션에 비해 효과적이다. 그러나 복잡한 저류층을 간단한 탱크 모델로 모사하기 때문에 저류층 시뮬레이션에 비해 정확도가 다소 떨어진다.

현재까지 용적법과 MBE를 이용하여 CO₂ 저장 용량을 예측한 다양한 연구가 있었다. Zhao & Liao (2012)는 용적법을 이용하여 CO₂ 저장 용량을 평가하였으며, CO₂가 원유 및 염수에 녹는 양을 용적법을 이용해 예측하는 수식을 개발하였다. Ding et al. (2018)은 CO₂ 석유 회수 기법(Enhanced Oil Recovery, EOR) 적용시 CO₂가 원유 및 염수에 용해 되는 양과 용해된 CO₂가 암석화 되는 양을 용적법을 이용해 계산하는 수식을 개발하였다. Zheng et al. (2010), Pingping et al. (2009) 그리고 Tanaka et al. (1995)는 용적법을 이용하여 대염수층에서의 CO₂ 저장 용량을 평가하는 수식을 개발하였으며, CO₂ 저장 용량을 평가하는 수식에 추가적인 상수를 곱하여 염수에 대한 CO₂의 용해를 고려하였다. Lawal & Frailey (2004)는 가스전에서 매장량을 평가할 때 사용하는 MBE인 'P/Z plot' 기법을 이용하여 고갈 가스전의 CO₂ 저장 용량을 평가하였고, 주입 종료 압력까지 저장할 수 있는 CO₂ 저장 용량을 평가하였다. Abdelaal & Zeidouni (2022)는 CO₂ 주입에 따른 압력의 증가 추세를 이용하여 CO₂ 주입 종료 압력에서 대염수층의 CO₂ 저장 용량을 평가하였다. 그러나 CO₂ 주입양에 따른 압력 증가 추세의 경우 경계지배유동 (Boundary Dominated Flow, BDF)이 나타날 경우에만 적용이 가능하다. 이를 위해 CCS시작 후 오랜 기간 데이터를 취득해야 하고, 저류층의 크기가 클 경우 적용이 어렵다는 단점이 존재한다. Tian & Zhao (2008)는 CO₂를

이용한 석유 회수 증진 기법(CO₂-EOR)에 대한 MBE를 개발하여 유전의 CO₂ 저장 용량을 평가하였다. 원유에 용해되는 CO₂ 양과 염수에 용해되는 CO₂ 양의 비율로 저류층 특성 인자로 정의하여, 염수에 용해되는 CO₂의 양을 추정하였다. 그러나 이 방법은 CO₂ EOR을 사용할 경우에만 적용 가능하며, CO₂ 용해양 계산을 위한 저류층 특성 인자 추정을 위해 별도의 히스토리 매칭 과정이 요구된다.

본 연구에서는 대염수층에서 CO₂ 지중저장시 구조 트래핑에 의한 CO₂ 저장량 이외에도 CO₂의 용해 의한 저장량을 고려한 MBE를 개발하였다. 본 연구에서 CO₂의 용해는 CO₂ 영역내에 있는 잔류 염수에만 일어난다고 가정하여 별도의 히스토리 매칭 과정 없이 CO₂의 용해양을 추정하였다. 또한 선행 연구에서는 CO₂ 저장 용량 평가 과정에서 저류층의 경계 조건의 적절성을 검증하지 않았으나, 본 연구에서는 시간에 따라 초기 저류층의 염수 부피를 도시하여 물질 평형 방정식에 적절한 저류층 경계 조건이 반영되었는지 검증하였다. 본 연구에서 제시한 MBE의 검증을 위해 상용 저류층 시뮬레이션 소프트웨어인 CMG-GEM (2022)을 사용해 기본 모델을 생성해 검증하였다. 검증 결과 1년이라는 적은 기간의 CO₂ 주입 데이터 만으로 기본 모델의 CO₂ 저장 용량을 5.405 %의 오차로 예측하였다. 뿐만 아니라 CO₂의 용해를 고려한 MBE가 그렇지 않은 경우보다 CO₂ 저장 용량을 약 1.8 % 더 높은 정확도로 평가하였다.

본 논문은 제 1 장 '서론'을 포함하여 총 4개의 장으로 구성되어 있다. 제 2 장 '배경 이론'에서는 본 연구에서 제시한 CO₂의 용해를 고려한 MBE를 소개한다. 제 3 장 '결과'에서는 본 논문에서 제시한 MBE를 기본 모델 및 다양한 조건에서 검증한 결과에 대해 제시한다. 마지막으로 제 4 장 '결론'에서는 연구 결과와 기대효과 그리고 향후 연구 방향에 대해 논의한다.

제 2 장 배경 이론

2.1. CO₂ 용해를 고려하지 않은 MBE

2.1.1. MBE 유도

CO₂ 용해를 고려하지 않은 MBE의 경우 저류층을 하나의 탱크 모델을 가정하고 모델 내에 들어온 양과 나간 양이 같음을 이용하여 유도할 수 있다. 초기 탱크 모델의 공극에는 염수로만 포화되어 있다고 가정한다. Figure 2는 공극에 CO₂를 주입하기 전후의 상황을 나타낸 모식도이다. 공극에 CO₂를 주입하면 생산되지 못한 염수와 주입된 CO₂가 공극의 부피를 차지한다. 이를 수식으로 나타내면 Equation 1과 같고, MBE 유도를 위한 기본 식이 된다. Equation 1의 V_p 는 공극 부피, $V_{CO_2,p}$ 는 공극 속 CO₂의 부피, $V_{b,p}$ 는 공극 속 염수의 부피를 의미한다.

$$V_p = V_{CO_2,p} + V_{b,p} \quad \text{Equation 1}$$

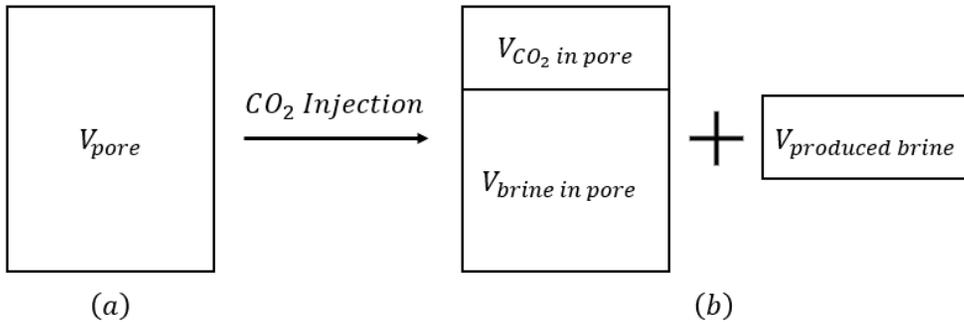


Figure 2. A schematic diagram of material balance. (a) and (b) refer to states before and after CO₂ injection, respectively.

공극의 부피는 Equation 2와 같이 저류층의 부피에 공극률을 곱하여 계산할 수 있다. Equation 2의 V_r , ϕ 는 각각 저류층 부피와 공극률을 의미한다. 저류층 부피의 경우 초기 공극 부피와 초기 염수 부피가 같음을 이용하면 Equation 3과 같이 초기 염수 부피에 대한

식으로 표현할 수 있다. Equation 3의 $V_{p,i}$, ϕ_i , W 그리고 $B_{b,i}$ 는 각각 초기 공극 부피, 초기 공극률, 지표 조건에서 초기 염수 부피(Original Water In Place, OWIP) 그리고 초기 염수의 지층부피계수(Formation Volume Factor)를 의미한다. 아래 첨자 i 는 저류층 초기 상태의 값을 의미한다. 공극 부피의 경우 압력에 따라 값이 변하므로 공극압의 변화에 따른 변화를 고려해야한다. 공극이 약압축성이라고 가정하면 공극압에 따른 공극률의 변화는 Equation 4와 같다. Equation 4의 P 와 P_i 는 각각 특정 시점의 공극압과 초기 공극압, ϕ 와 ϕ_i 는 각각 압력 P 와 P_i 에서의 공극률, C_r 은 암석의 압축률을 의미한다. Equation 2에 Equation 3과 Equation 4를 대입하여 정리하면 특정 시점의 공극 부피는 Equation 5와 같다.

$$V_p = V_r \phi \quad \text{Equation 2}$$

$$V_{p,i} = V_r \phi_i = W B_{b,i} \quad \text{Equation 3}$$

$$\phi = \phi_i e^{C_r(P-P_i)} \quad \text{Equation 4}$$

$$V_p = W B_{b,i} e^{C_r(P-P_i)} \quad \text{Equation 5}$$

저류층 조건에서의 공극 속 CO_2 부피는 지표 조건에서의 공극 속 CO_2 부피에 지층부피계수를 곱한 것과 같으므로 Equation 6과 같다. Equation 6의 $V_{\text{CO}_2,p,sc}$ 와 B_{CO_2} 는 각각 지표 조건에서의 주입한 CO_2 부피와 압력 P 에서의 CO_2 지층부피계수를 의미한다. 아래 첨자 sc 는 지표 조건(101.325 kPa, 288.7 K)의 값을 의미한다. 공극 속 염수의 부피는 초기 염수의 부피에서 생산된 염수의 부피를 뺀 것과 같으므로 Equation 7과 같다. Equation 7의 $V_{b,prod,sc}$ 와 B_b 은 각각 지표 조건에서의 생산된 염수부피와 압력 P 에서의 염수 지층부피계수를 의미한다. 마지막으로 Equation 1의 각 항에 Equation 5~Equation 7을 대입하여 정리하면 Equation 8과 같은 최종 형태를 얻을 수 있다.

$$V_{CO_2,p} = V_{CO_2,p,sc} B_{CO_2} \quad \text{Equation 6}$$

$$V_{b,p} = (W - V_{b,prod,sc}) B_b \quad \text{Equation 7}$$

$$W B_{b,i} e^{C_r(P-P_i)} = (W - V_{b,prod,sc}) B_b + V_{CO_2,p,sc} B_{CO_2} \quad \text{Equation 8}$$

염수와 CO₂의 지층부피계수는 지표 조건과 저류층 조건에서의 밀도의 비와 같으므로 각각 Equation 9과 Equation 10과 같다. ρ_{CO_2} 는 CO₂ 밀도로 본 연구에서는 Peng & Robinson (1976)을 통해 계산하였다. ρ_b 은 염수의 밀도를 의미하며 온도, 압력, 염수에 용해된 염도(m_{salt})에 대한 함수이다.

$$B_b = \frac{\rho_{b,sc}}{\rho_b(P,T,m_{salt})} \quad \text{Equation 9}$$

$$B_{CO_2} = \frac{\rho_{CO_2,sc}}{\rho_{CO_2}(P,T)} \quad \text{Equation 10}$$

Rowe & Chou (1970)는 온도, 압력, 그리고 염도에 따른 염수의 단위 질량당 부피(v_b , cm³/g)를 Equation 11과 같이 제시하였다. Equation 11의 A~H는 상수 값으로 온도 T (K)에 대한 함수이고, w_s 는 염수에 용해되어 있는 NaCl의 질량비를 나타낸다. Equation 11을 밀도(kg/m³)로 변환하면 Equation 12와 같다.

$$v_b = A - BP - CP^2 + Dw_s + Ew_s^2 - FPw_s - GPw_s^2 - 0.5HP^2w_s$$

$$A = 5.916365 - 1.035794 \cdot 10^{-2} \cdot T$$

$$+ 0.9270048 \cdot 10^{-5} \cdot T^2$$

$$- 1127.522 \cdot T^{-1} + 100674 \cdot T^{-2}$$

$$B = 5.204914 \cdot 10^{-3} - 1.0482101 \cdot 10^{-5} \cdot T$$

$$+ 8.328532 \cdot 10^{-9} \cdot T^2$$

$$- 1.1702939 \cdot T^{-1} + 102.2783 \cdot T^{-2}$$

Equation 11

$$C = 1.18547 \cdot 10^{-8} - 6.599143 \cdot 10^{-11} \cdot T$$

$$D = -2.5166 + 1.11766 \cdot 10^{-2} \cdot T - 1.70552 \cdot 10^{-5} \cdot T^2$$

$$E = 2.84851 - 1.54305 \cdot 10^{-2} \cdot T + 2.23982 \cdot 10^{-5} \cdot T^2$$

$$F = -1.4814 \cdot 10^{-3} + 8.2969 \cdot 10^{-6} \cdot T$$

$$- 1.2469 \cdot 10^{-9} \cdot T^2$$

$$G = 2.7141 \cdot 10^{-3} - 1.5391 \cdot 10^{-5} \cdot T + 2.2655 \cdot 10^{-8} \cdot T^2$$

$$H = 6.2158 \cdot 10^{-7} - 4.0075 \cdot 10^{-9} \cdot T$$

$$+ 6.5972 \cdot 10^{-12} \cdot T^2$$

$$\rho_b = \frac{10^3}{v_b}$$

Equation 12

2.1.2. CO₂ 저장 용량 평가 과정

CO₂ 용해를 고려하지 않은 MBE를 이용한 CO₂ 저장 용량 평가 과정은 다음과 같다.

- 1) CO₂ 지중저장시 저류층에 CO₂를 주입함에 따라 변화하는 저류층의 압력과 온도 그리고 CO₂ 주입량과 염수 생산량을 측정해 데이터를 취득한다.
- 2) $V_{CO_2,p,sc}$ 을 추정하기에 앞서 물질 평형 방정식에 적절한 저류층 경계 조건이 반영되었는지 검증한다. 먼저 1 단계에서 취득한 데이터를 Equation 8에 대입하여 시간에 따른 W 값을 계산한다. 그 후 시간(혹은 CO₂ 주입량)과 W 을 각각 x축과 y축에 Figure 3과 같이 도시한다. 시간에 따른 W 가 Figure 3과 같이 수평을 이룰 경우 물질 평형 방정식에 적절한 저류층 경계 조건이 반영되었음을 의미한다. 도시된 데이터를 따라 평행선을 연결하면 y축과 만나게 되는데 이 절편 값을 OWIP 값으로 추정한다.
- 3) 2단계에서 추정한 OWIP 및 CO₂ 주입 종료 조건인 저류층 평균 압력 상한값(P_{stop})을 Equation 8에 대입하여 $V_{CO_2,p,sc}$ 을 계산한다.
- 4) 3단계에서 계산된 주입 종료 조건에서의 $V_{CO_2,p,sc}$ 에 CO₂의 지상 조건 밀도를 곱하여 질량으로 환산한다.

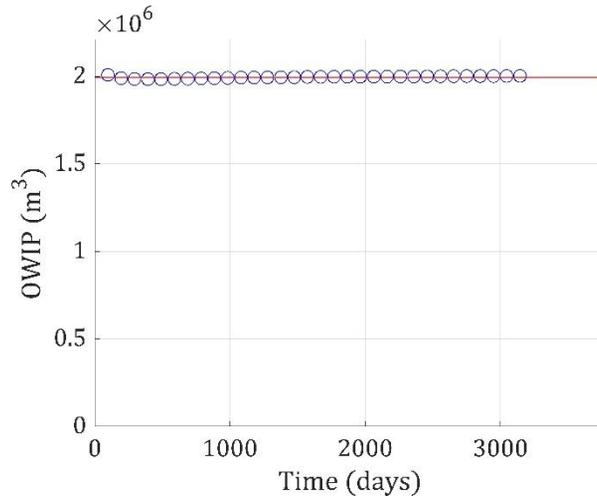


Figure 3. Example graph of OWIP estimation. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

2.2. CO₂ 용해를 고려한 MBE

2.2.1. MBE 유도

CO₂를 저류층 내 주입시 염수와 CO₂ 밀도 차로 인한 부력 때문에 CO₂의 전형적인 유동 양상은 Figure 4와 같다. CO₂를 저류층 내에 주입 시 저류층 내에는 Figure 4와 같이 CO₂ 영역과 염수 영역 두 가지 영역이 존재한다. 염수 영역에는 순수 염수만이 존재하고, CO₂ 영역내에는 CO₂ 뿐만 아니라 잔류하는 염수가 존재한다. CO₂의 용해는 염수와 직접 맞닿아 있을 경우에만 발생한다. 본 연구에서는 저류층 내에 주입된 CO₂가 잔류하는 염수에 용해된다고 가정하였다.

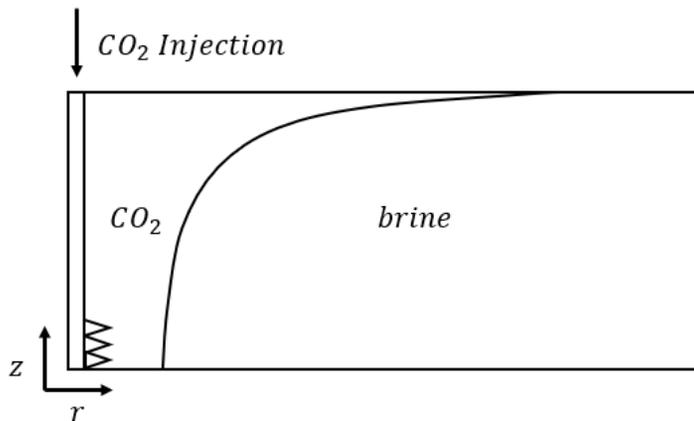


Figure 4. Cross-sectional schematic diagram of the reservoir during CO₂ injection.

CO₂가 용해된 염수는 CO₂가 용해되지 않은 염수와 다른 물성을 가진다. 따라서 CO₂의 용해를 MBE에 고려할 경우 저류층 속 염수의 부피를 Figure 5와 같이 구분해야 한다. 이를 수식으로 나타내면 Equation 13와 같고, CO₂의 용해를 고려한 MBE 유도를 위한 기본 식이 된다. Equation 13의 V_{b,CO_2} , V_b 는 각각 CO₂가 용해된 염수 부피, CO₂가 용해되지 않은 염수 부피를 의미한다.

CO₂ 주입정 이외에 염수 추출정으로 염수를 생산할 경우 CO₂가 용해된 염수와 CO₂가 용해되지 않은 염수 모두 생산될 가능성이 있다.

그러나 저류층 내에 주입된 CO₂는 Figure 4와 같이 저류층 상부로 이동하는 반면 염수 추출정의 천공은 저류층 하부에서 수행되므로 CO₂가 용해된 염수가 생산될 가능성은 적다. 또한 CO₂가 용해된 염수가 생산될 경우 저류층에 저장된 CO₂가 누출된다는 의미이므로 염수 생산을 중단해야 한다. 따라서 본 연구에서는 염수를 생산할 경우 CO₂가 용해되지 않은 염수가 생산된다고 가정하였다.

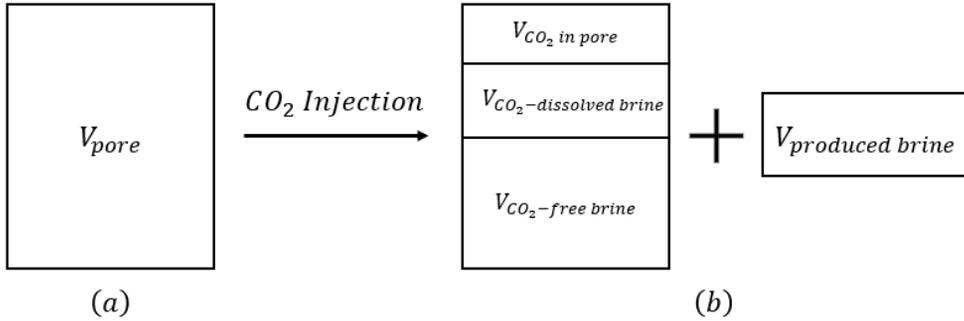


Figure 5. A schematic diagram of material balance with CO₂ dissolution. (a) and (b) refer to states before and after CO₂ injection, respectively.

$$\begin{aligned}
 V_p &= V_{CO_2,p} + V_{b,p} \\
 &= V_{CO_2,p} + (V_{b,CO_2} + V_b - V_{b,prod,sc}B_b)
 \end{aligned}
 \tag{Equation 13}$$

공극 속 CO₂의 부피는 저류층 내에 주입한 CO₂ 부피에서 잔류 염수에 용해된 CO₂의 부피를 뺀 것과 같으므로 Equation 14와 같다. Equation 14의 $V_{CO_2,b,sc}$ 는 지표 조건에서 염수에 용해된 CO₂ 부피를 의미한다. CO₂가 용해된 염수와 공극 속 CO₂의 부피는 각각 CO₂ 영역 전체 부피에 (1 - 잔류 포화도)와 잔류 포화도를 곱한 것과 같으므로 Equation 15의 관계를 가진다. Equation 15의 S_{wirr} , V_{plume} 은 각각 염수의 잔류 포화도, CO₂ 영역 전체 부피를 의미한다. CO₂가 용해된 염수의 부피는 Equation 15의 공극 속 CO₂의 부피와 CO₂가 용해된 염수의 부피의 관계를 이용하여 Equation 16와 같이 나타낼 수 있다.

$$V_{CO_2,p} = (V_{CO_2,inj,sc} - V_{CO_2,b,sc})B_{CO_2} \quad \text{Equation 14}$$

$$V_{plume} = \frac{V_{b,CO_2}}{S_{wirr}} = \frac{V_{CO_2,p}}{1-S_{wirr}} \quad \text{Equation 15}$$

$$V_{b,CO_2} = (V_{CO_2,inj,sc} - V_{CO_2,b,sc})B_{CO_2} \cdot \frac{S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Equation 16}$$

CO₂가 용해되지 않은 염수 부피의 경우 CO₂가 용해되지 않은 염수의 질량을 계산한 후 밀도로 나누어 계산할 수 있다. CO₂가 용해되지 않은 염수의 질량은 Equation 17과 같이 초기 염수의 질량과 CO₂가 용해되지 않은 염수 및 CO₂가 용해된 순수 염수 질량의 합이 같음을 이용해 계산할 수 있다. 이를 수식으로 나타내면 Equation 17과 같다. Equation 17의 $m_{b,i}$ 는 초기 염수 질량을 의미한다. m_b , m_{b,CO_2} , 그리고 $m_{CO_2,b}$ 는 각각, CO₂가 용해되지 않은 염수 및 용해 염수 질량, 염수에 용해된 CO₂ 질량을 의미하고 Equation 18~Equation 20과 같다. Equation 18의 $\rho_{b,i}$ 는 초기 염수의 밀도를 의미한다. Equation 19의 ρ_{b,CO_2} 는 CO₂가 용해된 염수의 밀도를 의미한다. CO₂가 용해되지 않은 염수의 부피는 Equation 17을 밀도로 나눈 후 정리하면 Equation 21과 같다. 마지막으로 Equation 13에 Equation 14, Equation 16, Equation 21을 대입한 후 정리하면 Equation 22과 같은 최종 형태의 식을 얻을 수 있다.

$$m_{b,i} = m_b + (m_{b,CO_2} - m_{CO_2,b}) \quad \text{Equation 17}$$

$$m_{b,i} = WB_{b,i}\rho_{b,i} \quad \text{Equation 18}$$

$$m_{b,CO_2} = V_{b,CO_2}\rho_{b,CO_2} \quad \text{Equation 19}$$

$$m_{CO_2,b} = V_{CO_2,b,sc}\rho_{CO_2,sc} \quad \text{Equation 20}$$

$$V_b = WB_{b,i}\frac{\rho_{b,i}}{\rho_b} - V_{b,CO_2}\frac{\rho_{b,CO_2}}{\rho_b} + V_{CO_2,b,sc}\frac{\rho_{CO_2,sc}}{\rho_b} \quad \text{Equation 21}$$

$$WB_{b,i}e^{C_r(P-P_i)} = WB_{b,i}\frac{\rho_{b,i}}{\rho_b} + \left(\frac{1}{1 - S_{wirr}} - \frac{S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \frac{\rho_{b,CO_2}}{\rho_b} \right) \cdot (V_{CO_2,inj,sc} - V_{CO_2,b,sc})B_{CO_2} + V_{CO_2,b,sc}\frac{\rho_{CO_2,sc}}{\rho_b} - V_{b,prod,sc}B_b \quad \text{Equation 22}$$

2.2.2. CO₂ 용해 모델

염수에 용해된 CO₂ 부피는 Equation 23과 같이 CO₂가 용해된 염수의 몰수에 용해된 CO₂의 비율을 곱해 용해된 CO₂의 몰수를 계산한 후 지표 조건의 CO₂ 밀도와 분자량을 이용하여 부피로 치환할 수 있다. Equation 23의 n_{b,CO_2} (mol), x , MW_{CO_2} (g/mol)은 각각 CO₂가 용해된 염수의 몰수, 염수에 용해되어 있는 CO₂의 몰분율, CO₂의 분자량을 의미한다.

CO₂가 용해된 염수의 몰수는 Equation 24와 같이 CO₂가 용해된 염수 부피에 밀도를 곱한 후 분자량으로 나누어 계산할 수 있다. Equation 24의 MW_{b,CO_2} (g/mol)은 CO₂가 용해된 염수의 평균 분자량을 의미한다. MW_{b,CO_2} 는 Equation 25을 통해 계산할 수 있다. Equation 25의 MW_b (g/mol), w_{CO_2} 는 각각 염수의 평균 분자량과 염수에 용해된 CO₂의 질량비를 의미한다. ρ_{b,CO_2} (kg/m³)는 CO₂가 용해된 염수의 밀도를 의미한다. CMG-GEM (2022)는 염수에 용해된 CO₂의 몰분율에 따른 염수의 농도를 Equation 26과 같이 제시하였다. Equation 26의 V_{aqu} 는 CO₂가 용해된 염수의 몰부피(cm³/mol)를 의미한다.

염수에 용해되어 있는 CO₂의 몰분율은 Equation 27의 Henry의 법칙을 이용해 계산할 수 있다. Equation 27의 f (MPa), x , H (MPa)는 각각 온도와 압력이 P(MPa)와 T(K)일 때 CO₂의 Fugacity, 염수 내에 용해되어 있는 CO₂의 몰분율, Henry 상수를 의미한다. 이때 CO₂의 Fugacity 계수는 Peng & Robinson (1976)을 사용해 계산하였다.

$$V_{CO_2,b,sc} = n_{b,CO_2} \cdot x \cdot \frac{MW_{CO_2}}{\rho_{CO_2,sc}} \quad \text{Equation 23}$$

$$n_{b,CO_2} = V_{b,CO_2} \cdot \frac{\rho_{b,CO_2}}{MW_{b,CO_2}} \quad \text{Equation 24}$$

$$MW_{b,CO_2} = \frac{1}{\frac{w_{CO_2}}{44.01} + \frac{1-w_{CO_2}}{MW_b}}$$

Where,

$$MW_b = \frac{1}{\frac{w_s}{58.44} + \frac{1-w_s}{18.02}}$$

Equation 25

$$w_{CO_2} = \frac{x \cdot 44.02}{(1-x) \cdot MW_b + x \cdot 44.02}$$

$$\rho_{b,CO_2} = \frac{MW_{b,CO_2}}{V_{aqu}}$$

Where,

$$V_{aqu} = (1-x) \cdot v_b \cdot MW_b + x \cdot \bar{v}$$

Equation 26

$$f = x \cdot H$$

Equation 27

CO₂의 용해량은 온도와 압력의 함수이므로 CO₂의 용해량을 결정하는 Henry 상수에 이를 반영해야 한다. Henry 상수 계산을 위한 구체적인 계산과정은 CMG-GEM (2022)을 참고하였다. Li & Nghiem (1986)는 온도와 압력에 따른 Henry 상수를 Equation 28과 같이 제시하였다. Equation 28의 $P_{H_2O}^s$ (MPa), \bar{v} (cm³/mol), H^s (MPa), R ($8.3145 \frac{cm^3 \cdot MPa}{K \cdot mol}$)는 각각 온도 T (K)에서의 물의 포화압력, 액체 상에서의 CO₂의 부분 몰부피, $P_{H_2O}^s$ 에서의 Henry 상수, 기체상수를 의미한다. 위 첨자 s 는 포화상태에서의 값을 의미한다.

액체 상에서의 CO₂의 부분 몰부피는 온도의 함수이며, Duan & Sun (2003)은 온도 T (K)에 따른 \bar{v} 의 변화를 Equation 29과 같이 제시하였다. 포화압력에서의 Henry 상수는 포화압력과 온도의 함수로 Harvey (1996)는 온도 T (K)와 물의 포화압력에 따른 H^s 의 관계를 Equation 30과 같이 제시하였다. Equation 30의 T_{c,H_2O} (K)는 물의 임계온도를 의미한다. 물의 포화압력은 온도의 함수로 Saul & Wagner (1987)은 온도 T (K)에 따른 포화압력의 변화를 Equation 31와 같이 제시하였다.

$$\ln(H) = \ln(H^s) + \frac{\bar{v}(P - P_{H_2O}^s)}{RT} \quad \text{Equation 28}$$

$$\bar{v} = -47.75418 + 4.336154 \cdot 10^{-1} \cdot T - 5.945771 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 \quad \text{Equation 29}$$

$$\begin{aligned} \ln(H^s) = & \ln(P_{H_2O}^s) - 9.4234 \left(\frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{-1} \\ & + 4.0087 \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{0.355} \cdot \left(\frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{-1} \\ & + 10.3199 \left[\exp \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right) \right] \cdot \left(\frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{-0.41} \end{aligned} \quad \text{Equation 30}$$

$$\begin{aligned} P_{H_2O}^s = & P_{c,H_2O} \cdot \exp \left[\frac{T_{c,H_2O}}{T} \cdot \left(\right. \right. \\ & - 7.85951783 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right) \\ & + 1.84408259 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{1.5} \\ & - 11.7866497 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^3 \\ & + 22.6807411 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{3.5} \\ & - 15.9618719 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^4 \\ & \left. \left. + 1.80122502 \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{c,H_2O}} \right)^{7.5} \right) \right] \end{aligned} \quad \text{Equation 31}$$

CO₂의 용해량은 온도와 압력뿐만 아니라 염도의 함수이므로 이를 Henry 상수에 반영해야 한다. Crammer (1982)는 염도에 따른 Henry 상수를 Equation 32와 같이 제시하였다. Equation 32의 k_{salt} 와 H_{salt} (MPa)는 각각 염증분 계수 (Salting-out coefficient), 염도 m_{salt} 에서의 Henry 상수를 의미한다. k_{salt} 는 기체의 종류에 따라 다른 값을 가지는데 Bakker (2003)는 CO₂의 k_{salt} 를 온도 T (K)에 대한 함수로 Equation 33와 같이 제시하였다.

$$\log_{10}\left(\frac{H_{salt}}{H}\right) = k_{salt} \cdot m_{salt}$$

Equation 32

$$\begin{aligned} k_{salt} = & 0.11572 - 6.0293 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 273.15) \\ & + 3.5817 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273.15)^2 \\ & - 3.7772 \cdot 10^{-9} \cdot (T - 273.15)^3 \end{aligned}$$

Equation 33

2.2.3. CO₂ 저장 용량 평가 과정

CO₂ 용해를 고려한 MBE를 이용한 CO₂ 저장 용량 평가 과정은 다음과 같다.

- 1) CO₂ 지중저장시 저류층에 CO₂를 주입함에 따라 변화하는 저류층의 압력과 온도 그리고 CO₂ 주입량과 염수 생산량을 측정해 데이터를 취득한다.
- 5) $V_{CO_2, inj, sc}$ 을 추정하기에 앞서 물질 평형 방정식에 적절한 저류층 경계 조건이 반영되었는지 검증한다. 먼저 1 단계에서 취득한 데이터를 Equation 8에 대입하여 시간에 따른 W 값을 계산한다. 그 후 시간(혹은 CO₂ 주입량)과 W 을 각각 x축과 y축에 Figure 3과 같이 도시한다. 시간에 따른 W 가 Figure 3과 같이 수평을 이룰 경우 물질 평형 방정식에 적절한 저류층 경계 조건이 반영되었음을 의미한다. 도시된 데이터를 따라 평행선을 연결하면 y축과 만나게 되는데 이 절편 값을 OWIP 값으로 추정한다.
- 2) 2단계에서 추정된 OWIP 및 CO₂ 주입 종료 조건을 Equation 22에 대입한 후 Equation 22와 Equation 23을 연립하여 CO₂ 주입 종료 조건인 저류층의 평균 압력 상한값(P_{stop})에서의 $V_{CO_2, inj, sc}$ 와 $V_{CO_2, b, sc}$ 를 계산한다.
- 3) 3단계에서 계산된 주입 종료 조건에서의 $V_{CO_2, inj, sc}$ 에 CO₂의 밀도를 곱하여 질량으로 환산한다.

제 3 장 결 과

3.1. 기본 케이스

3.1.1. 모델 개요

CO₂ 용해가 고려 또는 고려되지 않은 MBE의 검증을 위해 상용 저류층 시뮬레이션 소프트웨어인 CMG-GEM (2022)을 사용해 기본 케이스를 생성하였다. 기본 케이스는 균질(Homogeneous)하고 온도가 일정하다고 가정하였다. 또한 모델 외부와의 유체 이동이 없다고 가정하였으며, Figure 6과 같이 모델의 중앙에 주입정을 설치하여 CO₂를 주입하였다.

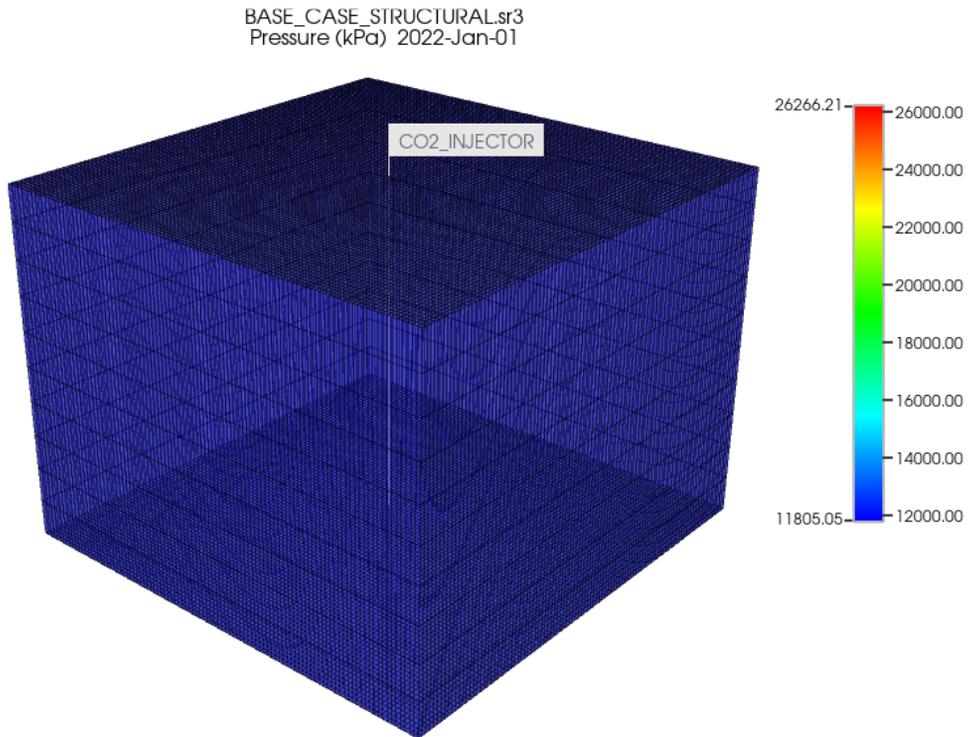


Figure 6. 3D schematic diagram of the basic case. The scale ratio of x, y, and z direction is 1:1:70.

기본 케이스 생성 과정에 사용된 입력 값들은 Table 1, Table 2 및 Figure 7, Figure 8과 같다. Table 1, Table 2는 각각 저류층 모델 생성에 사용된 입력 값, 시추공 모델 생성에 사용된 입력 값을 제시한다. Figure 7, Figure 8은 각각 물과 오일의 상대유체투과율, 가스 오일의 상대유체투과율을 보여 준다. 기본 케이스의 공극은 모두 염수로 포화되어 있다. 저류층 상단의 압력이 11,800 kPa이고 저류층의 온도가 50 °C로 CO₂의 임계 압력 7,377.3 kPa과 임계 온도 31.1°C를 초과한다. 따라서 저류층에 주입된 CO₂는 모두 초임계 상태로 존재한다. 염도로 인한 염수의 밀도 변화는 MBE에 사용된 방법과 동일하게 Rowe & Chou (1970)방법을 시뮬레이션 설정에 반영하였다. Figure 7에서 염수의 잔류 포화도(S_{wirr})는 0.2이고 이를 MBE의 S_{wirr} 값에 반영하였다. 한편 CO₂ 주입정은 저류층의 정중앙에 설치하였으며, z방향으로 가장 아래에 위치한 세 개의 층이 천공되었다.

Table 1. Input data for the reservoir model of the base case

Parameter (unit)	Value
Number of grid cell	101 x 101 x 10
Size of grid cell in x, y direction (m)	10
Size of grid cell in z direction (m)	1
Porosity (fraction)	0.2
Permeability in x, y direction (md)	150
Permeability in z direction (md)	75
Reservoir top depth (m)	1,200
Reservoir pressure at top depth (kPa)	11,800
Reservoir temperature (°C)	50
Rock compressibility (1/kPa)	5.8E-7
Water gas contact (m)	1,150
Salinity of brine (mol NaCl/kg H ₂ O)	1

Table 2. Input data for the well model of the base case

Parameter (unit)	Value
Well location index (x, y)	51, 51
Well perforation interval index (z)	8, 9, 10
Injection rate (m ³ /day)	2,500
Wellbore radius (m)	0.0762

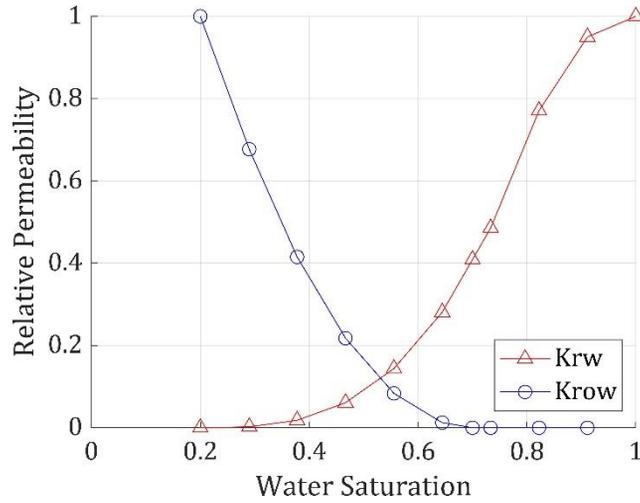


Figure 7. Relative permeability curve of water and oil. The blue dots and red triangles represent relative permeability of oil and water at given water saturations, respectively.

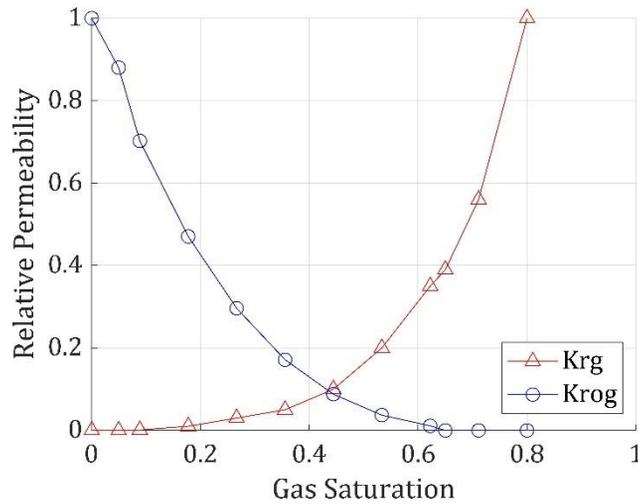


Figure 8. Relative permeability curve of gas and oil. The blue dots and red triangles represent relative permeability to gas and oil at given gas saturation, respectively.

3.1.2. 검증 방법

본 연구에서는 CO₂ 저장 용량은 저류층의 평균 압력이 저류층 최대 공극압에 도달할 때까지 주입된 CO₂ 질량으로 정의한다. 저류층 최대 공극압은 상재하중 기울기 22.621 kPa/m (=1 psi/ft)와 저류층 상층부 깊이(1,200 m)를 곱한 값(27,145 kPa)에 안전율 0.8을 곱하여 21,716 kPa로 설정하였다.

저류층의 평균 압력은 주입정을 닫은 후 수렴한 공저압으로 가정하였다. Figure 9는 저류층에 3개월간 CO₂를 주입하고 주입정을 닫은 후의 시간에 따른 공저압의 변화이다. Figure 9에서 공저압이 완전히 수렴을 이루는데 약 2달의 기간이 소요되었다. 그러나 실제 현장 상황에서는 저류층 평균 압력을 위해 오랜 기간 운영을 멈출 수 없다. 또한 주입정을 닫은 후 공저압의 변화가 작았다. 따라서 본 연구에서는 실제 현장 상황에서 평균 압력 평가를 위해 운영을 멈출 수 있는 최대 기간인 7일 후 공저압을 평균 압력으로 사용하였다. 저류층의 평균 압력 평가 주기는 3개월로 설정하였다. MBE에 사용한 데이터의 개수는 3개월씩 4개로 1년 동안의 데이터를 사용하였다.

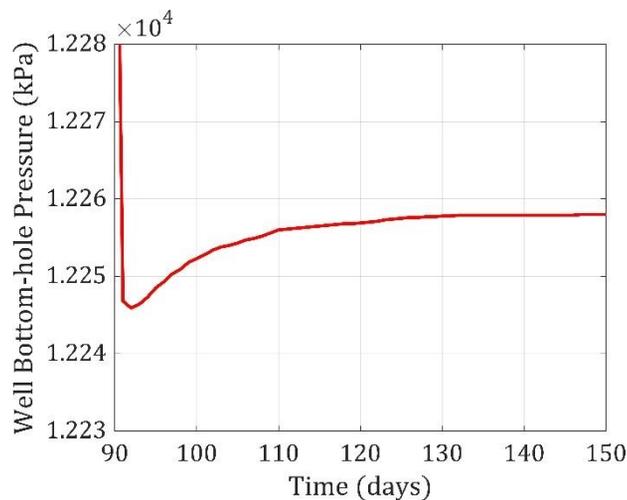


Figure 9. Well bottom-hole pressure at the CO₂ injection well.

MBE의 정확도는 시뮬레이션 모델의 결과를 참값으로 보고 Equation 34과 같이 참값에 대한 상대 오차(Relative error, %)를 이용하여 계산하였다. Equation 34에서 $M_{CO_2,true}$ 는 시뮬레이션을 통해 얻은 CO₂ 저장 용량, $M_{CO_2,MBE}$ 는 MBE를 통해 평가한 CO₂ 저장 용량을 의미한다.

$$Relative\ error\ (\%) = \frac{|M_{CO_2,true} - M_{CO_2,MBE}|}{M_{CO_2,true}} \quad \text{Equation 34}$$

3.2. 기본 케이스에서의 검증

3.2.1. 구조 트래핑

CO₂의 용해가 고려된 물질 평형식의 검증에 앞서 CO₂의 용해가 고려되지 않은 물질 평형식을 검증하였다. 검증 모델은 본 연구의 3.1.1에서 언급한 기본 케이스를 사용하였다. Figure 10은 주입된 CO₂의 상(Phase) 별 양을 나타내고, 주입된 CO₂가 모두 초임계 상태로 존재하였다. Figure 11은 시간에 따른 CO₂의 주입량 및 주입정의 공저압을 나타낸다. CO₂의 주입으로 인해 CO₂의 주입량 및 공저압이 상승하였다. CO₂ 저장 용량을 평가하기 전 입력 데이터를 대상으로 시간에 따른 OWIP를 Figure 12와 같이 도시하였고, OWIP가 일정한 것으로 평가되었다. 평가된 OWIP가 일정하지 않으면 대수층 모델을 추가로 고려하여야 한다. 계산된 OWIP를 바탕으로 MBE를 사용해 추정된 CO₂ 저장 용량과 시뮬레이션을 통해 평가된 CO₂ 저장 용량과 비교한 결과는 Table 3와 같다. CO₂ 저장 용량에 대한 MBE의 상대 오차는 0.7614 %로 이산화탄소 저장 용량을 높은 정확도로 평가하였다.

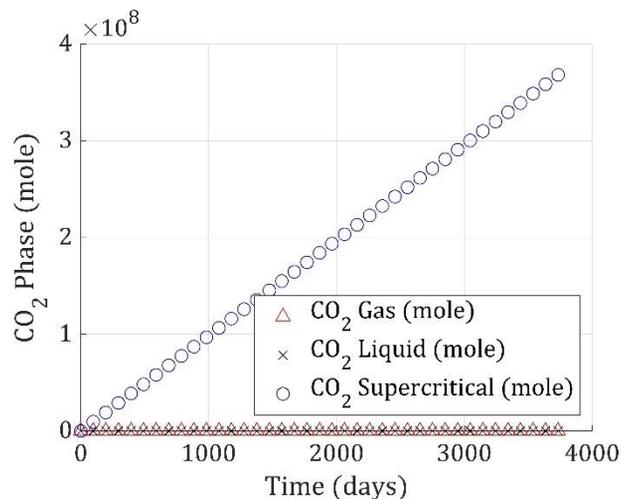


Figure 10. Amount of CO₂ phases in the reservoir. The red triangles, blue dots, and black crosses represent the amount of CO₂ in gas, supercritical, and liquid phases respectively.

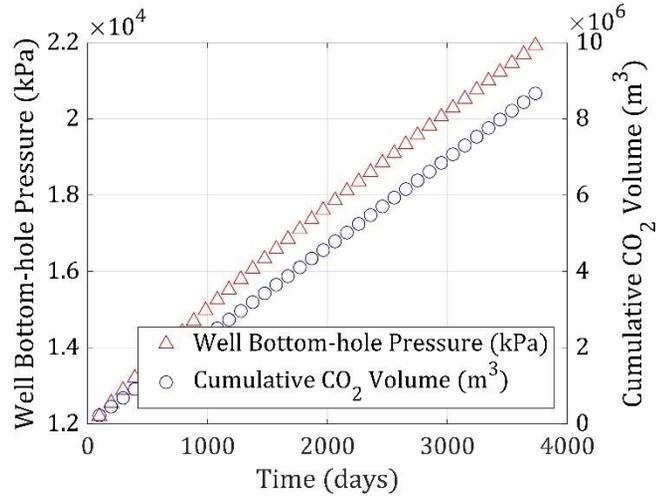


Figure 11. Well bottom-hole pressure and cumulative CO₂ volume at the CO₂ injector in the base case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.

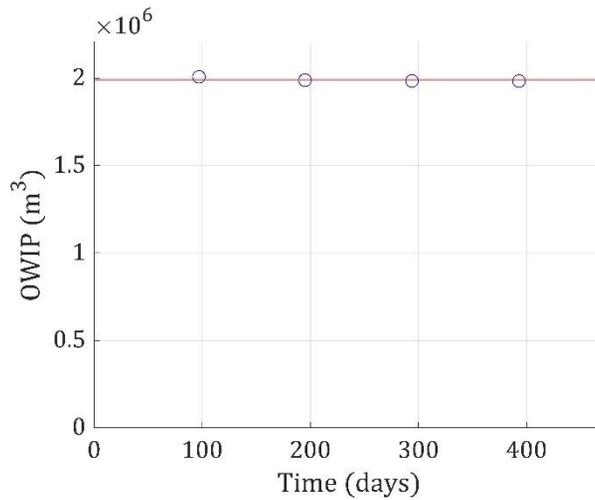


Figure 12. OWIP estimated using MBE. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 3. Estimated CO₂ storage capacity and relative error

	Reservoir simulation	MBE
CO ₂ storage capacity (MMton)	13.451	13.553
Relative error (%)		0.7614

3.2.2. 용해 트래핑

CO₂의 구조 트래핑 만을 고려한 MBE의 검증에 이어 본 연구에서 제시한 CO₂의 용해를 고려한 MBE에 대한 검증을 수행하였다. CO₂의 구조 트래핑 검증에 사용되었던 기본 케이스의 경우 CO₂의 용해가 고려되지 않은 모델이다. 따라서, 검증을 위해 기본 케이스에 CO₂ 용해 모델을 추가한 모델을 검증 모델로 사용하였다. 검증 케이스에 사용한 CO₂의 용해 모델은 본 연구의 2.2.2와 동일한 CO₂ 용해 모델을 사용하였다. Figure 13은 CO₂의 용해가 고려된 기본 케이스와 고려하지 않은 기본 케이스의 공저압 비교 결과를 나타낸다. CO₂의 용해가 고려된 경우가 CO₂의 용해로 인해 공극내 CO₂의 부피가 감소하여 CO₂의 용해를 고려하지 않은 경우보다 공저압이 상대적으로 천천히 증가하였다. 이로 인해 CO₂의 용해를 고려한 경우가 저류층 최대 압력에 더 천천히 도달하여 더 많은 CO₂를 저장할 수 있다.

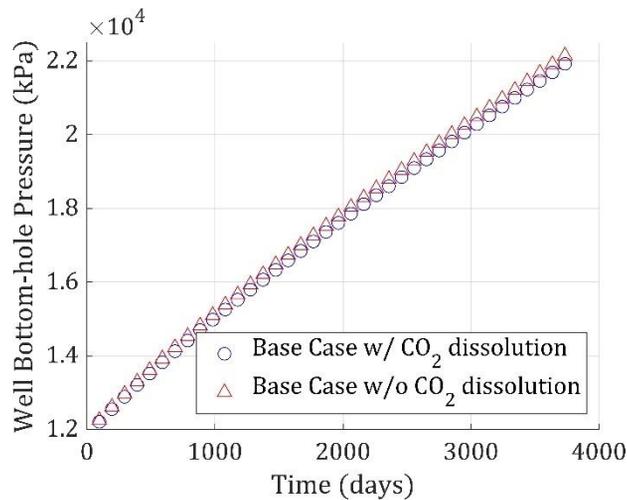


Figure 13. Well bottom-hole pressure at the CO₂ injector in the base case with and without CO₂ dissolution, which represent the blue dots and red triangles, respectively.

CO₂의 용해가 고려된 기본 케이스를 대상으로 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 CO₂ 저장 용량 예측 성능을 비교하였다. 두 MBE의 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 14와 같다. CO₂의 용해를 고려하지 않은 MBE가 CO₂의 용해를 고려한 MBE보다 더 큰 OWIP 값을 예측하였다.

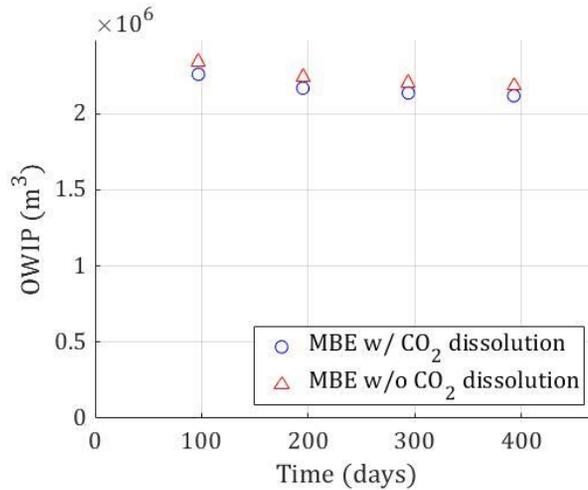


Figure 14. OWIP estimated using MBE with CO₂ dissolution and without CO₂ dissolution, which represent the blue dots and red triangles, respectively.

각 MBE에서 계산된 OWIP를 바탕으로 CO₂ 저장 용량을 예측하였다. 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 4와 같다. CO₂의 용해를 고려한 MBE와 고려하지 않은 MBE의 CO₂의 저장 용량에 대한 상대 오차는 각각 5.405 %, 7.163 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.8 % 더 정확하게 예측하였다.

Table 4. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE with CO₂ dissolution and without CO₂ dissolution

	Reservoir simulation	MBE w/ CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	13.789	14.534	14.776
Relative error (%)		5.405	7.163

기본 케이스에서 용해된 CO₂의 양과 MBE로 예측한 시간에 따른 CO₂의 용해량은 Figure 15와 같다. 주입 종료 압력에서 CO₂ 용해량의 예측 상대 오차는 33.77 %이다. 이는 CO₂ 용해도는 압력의 큰 영향을 받으나 MBE에서는 공간적으로 다른 압력이 아닌 저류층 평균 압력에 대한 용해도를 사용하기 때문이다.

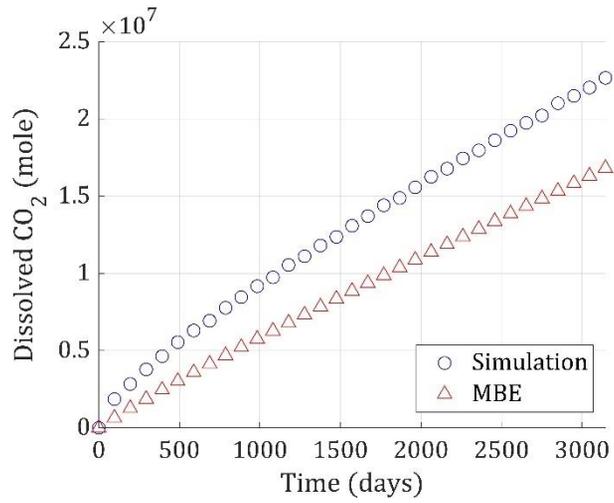


Figure 15. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE, which represent the blue dots and red triangles, respectively.

3.3 민감도 분석

3.3.1. 개요

9가지 인자에 대해 MBE의 CO₂ 저장용량 평가 정확도의 민감도 분석을 수행하였다. 9가지 인자는 1) CO₂ 주입량, 2) 수평 유체투과율, 3) 공극률, 4) 염도, 5) 저류층 크기, 6) 저류층 평균 압력 평가 기간, 7) 입력 데이터 기간, 8) 염수 추출, 그리고 9) 공극류과 유체투과율의 불균질성이다. 민감도 분석을 위한 각 인자들의 값은 Table 5와 같다.

Table 5. Cases for sensitivity analyses of MBE in estimation of CO₂ storage capacity

Variable	unit	Base case	Cases
CO ₂ Injection rate	m ³ /day	2500	1500, 3500
Horizontal permeability	md	150	50, 250
Porosity	fraction	0.20	0.15, 0.25
Salinity	mol NaCl/kg H ₂ O	1	0, 0.4
Reservoir size	m ³	1010×1010×10	505×505×5, 1515×1515×15
Well shut-in period	days	7	3
Input data period	years	1	0.5, 5
Brine extraction rate	m ³ /day	0	2
Heterogeneity of porosity and permeability		homogeneous	heterogeneous

3.3.2. CO₂ 주입량

CO₂의 주입량이 1,500 m³/day 및 3,500 m³/day일 때 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 16과 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 6과 같다. CO₂의 주입량이 1,500 m³/day인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 상대 오차는 각각 7.109 %, 9.074 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 2.0 % 더 정확하게 예측하였다. CO₂의 주입량이 3,500 m³/day인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 상대 오차는 각각 4.086 %, 5.681 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.6 % 더 정확하게 예측하였다.

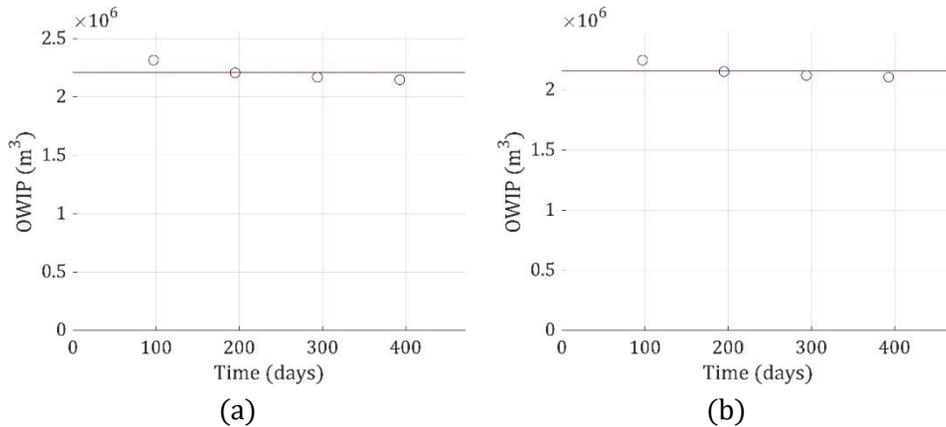


Figure 16. OWIP estimated using MBE : (a) CO₂ injection rate, 1,500 m³/day, (b) CO₂ injection rate, 3,500 m³/day. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 6. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower CO₂ injection rate (1,500 m³/day) and the higher CO₂ injection rate (3,500 m³/day). The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

CO ₂ injection rate (m ³ /day)	1,500			3,500		
	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	13.827	14.811	15.082	13.888	14.455	14.677
Relative error (%) (Difference from the base case)		7.109 (+1.704 %)	9.074 (+ 1.911 %)		4.086 (-1.319 %)	5.681 (-1.482 %)

CO₂의 주입량이 1,500 (m³/day)일 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 소폭 증가하였다. CO₂ 주입량이 작은 경우 기본 케이스보다 CO₂ 유동의 점성력이 약해진다. Figure 17에서 보는 것처럼 점성력이 약하면 최대 CO₂ 포화도 (= 1 - S_{wirr}) 에 도달하는 격자 수가 줄어든다. 본 연구에서 제시한 MBE에서는 CO₂와 물이 접촉하는 부피를 최대 CO₂ 포화도를 이용하여 구하고 접촉 부피에서 CO₂ 용해가 발생한다고 가정한다. 따라서 CO₂ 주입량이 작으면 MBE에서 가정한 CO₂와 물이 접촉하는 부피의 정확도가 떨어진다. 이로 인해 Figure 18과 같이 MBE에서 평가한 저류층에 용해된 CO₂ 양의 정확도가 떨어졌다. 기본 케이스에 비해 주입 종료 압력에서 MBE의 CO₂ 용해량의 예측 상대오차가 60.10 %로 증가하여 CO₂ 저장 용량의 정확도도 감소하였다.

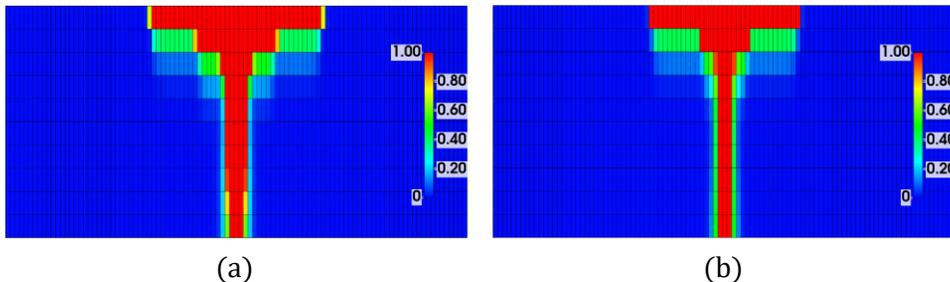


Figure 17. CO₂ mole fraction at I = 51, which is the x-direction index of the CO₂ injector : (a) base case 2,500 m³/day, (b) CO₂ injection rate, 1,500 m³/day.

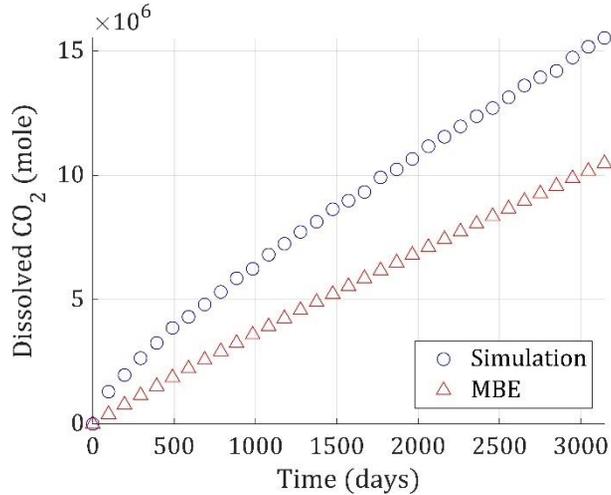


Figure 18. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE in the lower CO₂ injection rate (1,500 m³/day) case, which represent the blue dots and red triangles, respectively.

CO₂의 주입량이 3500 m³/day일 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 소폭 감소하였다. 이 경우 주입량이 작은 경우와는 반대로 주입량의 증가로 CO₂ 유동의 점성력이 강해지고, Figure 19와 같이 최대 CO₂ 포화도에 도달하는 격자 수가 증가한다. 따라서 MBE에서 가정된 CO₂와 물이 접촉하는 부피의 정확도가 증가한다. Figure 20에서 MBE에서 평가한 저류층에 용해된 CO₂ 양의 정확도가 증가하였다. 기본 케이스에 비해 MBE의 CO₂ 용해량의 예측 상대오차가 7.689 %로 감소하여 CO₂ 저장 용량의 정확도도 증가하였다.

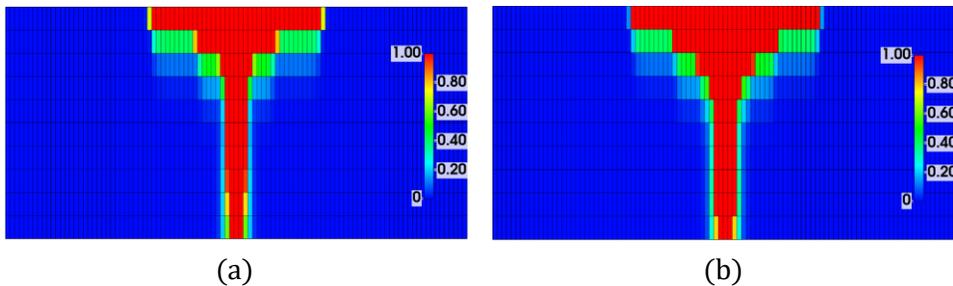


Figure 19. CO₂ mole fraction at I = 51, which is the x-direction index of the CO₂ injector : (a) base case 2,500 m³/day, (b) injection rate, 3,500 m³/day.

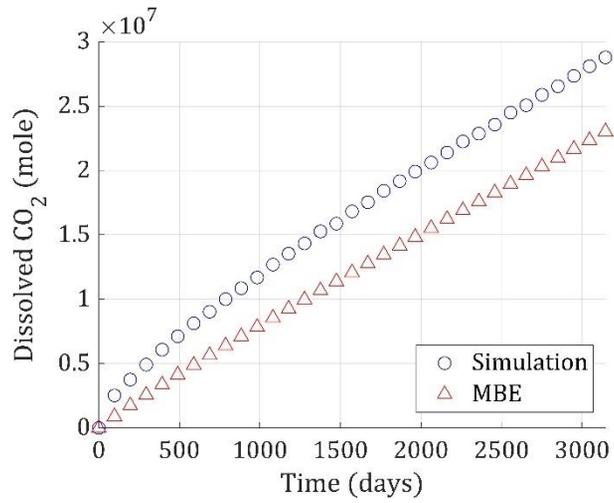


Figure 20. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE in the higher CO₂ injection rate (3,500 m³/day) case, which represent the blue dots and red triangles, respectively.

3.3.3. 수평 유체투과율

수평 유체투과율이 50 md 및 100 md일 때 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 21과 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 7과 같다. 수평 유체투과율이 50 md인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 상대 오차는 각각 8.011 %, 9.822 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.8 % 더 정확하게 예측하였다. 수평 유체투과율이 100 md인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 상대 오차는 각각 4.744 %, 6.490 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.8 % 더 정확하게 예측하였다.

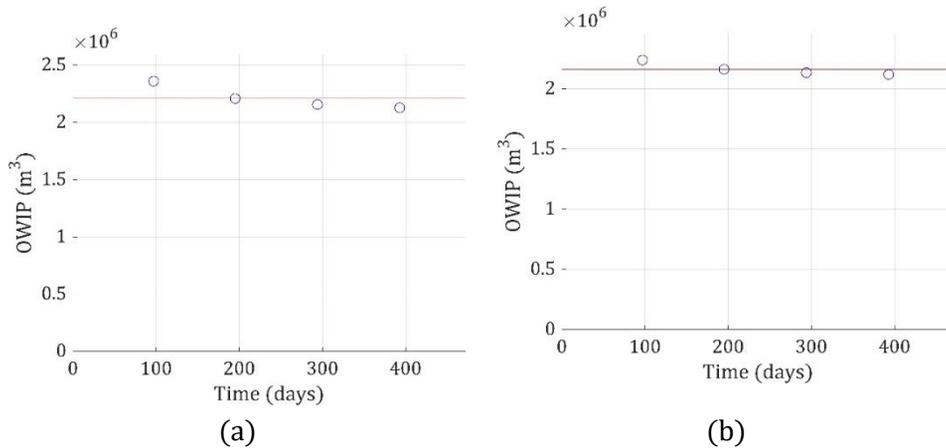


Figure 21. OWIP estimated using MBE : (a) Horizontal permeability, 50 md, (b) Horizontal permeability, 250 md. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 7. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower horizontal permeability (50 md) and the higher horizontal permeability (250 md). The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

Horizontal permeability (md)	50			250		
	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	13.723	14.823	15.072	13.829	14.485	14.727
Relative error (%) (Difference from the base case)		8.011 (+2.606 %)	9.822 (+2.659 %)		4.744 (-0.661 %)	6.490 (-0.673 %)

수평 유체투과율이 50 md인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 증가하였다. 이는 Figure 22와 같이 수평 유체투과율이 낮을수록 유체 이동 및 압력 전달이 느려 주입정을 닫은 후 평균 압력에 도달하는 시간이 오래 걸리기 때문이다. 따라서 주입정을 닫은 후 7일 후 공저압이 저류층을 대변하지 못하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 감소하였다.

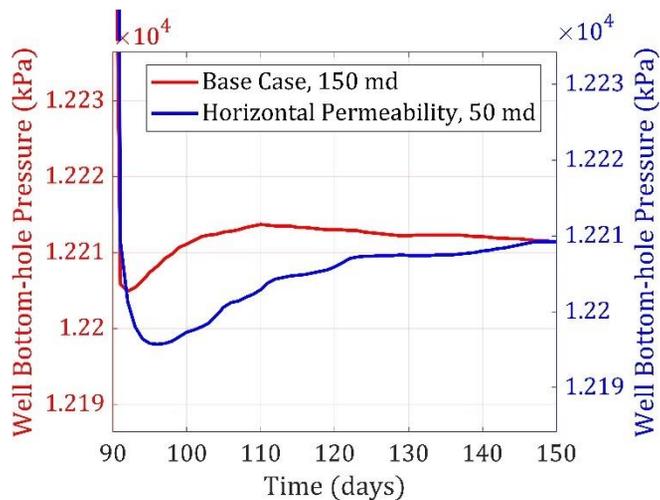


Figure 22. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (150 md) and the lower horizontal permeability (50 md) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the lower horizontal permeability case, respectively.

수평 유체투과율이 250 md인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 소폭 감소하였다. 수평 유체투과율이 낮은 경우와 반대로 높아진 수평 유체투과율로 인해 유체 이동 및 압력 전달이 빨라진다. Figure 23와 같이 빨라진 유체 이동 및 압력 전달로 인해 기본 케이스에 비해 더 빠른 속도로 공저압이 평균 압력에 수렴한다. 따라서 주입정을 닫은 후 7일 후 공저압이 저류층을 잘 대변하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 증가하였다.

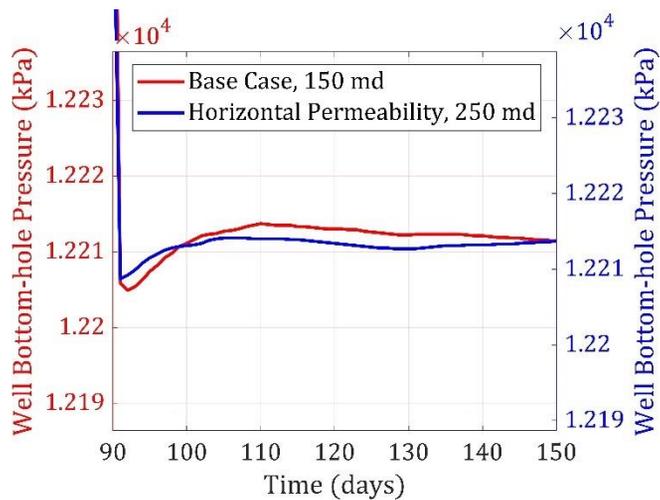


Figure 23. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (150 md) and the higher horizontal permeability (250 md) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the higher horizontal permeability case, respectively.

3.3.4. 공극률

공극률이 0.15 및 0.25일 때 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 24과 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 8와 같다. 공극률이 0.15인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 3.910 %, 5.520 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.6 % 더 정확하게 예측하였다. 공극률이 0.25인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 6.665 %, 8.532 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.9 % 더 정확하게 예측하였다.

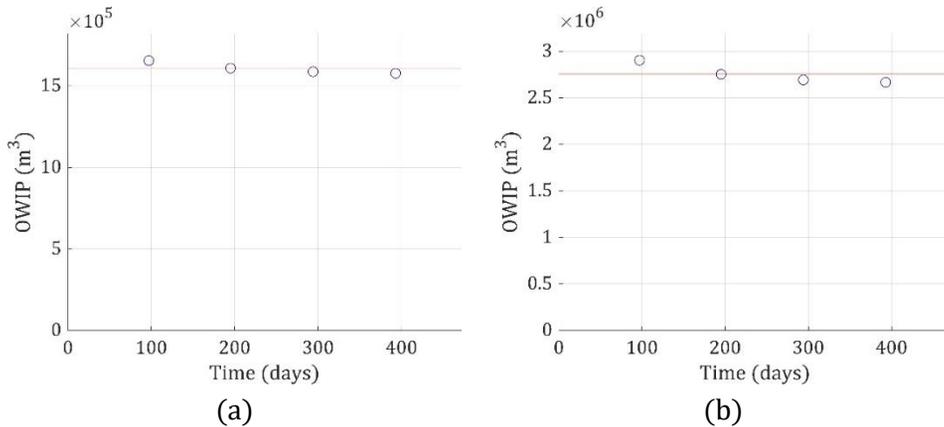


Figure 24. OWIP estimated using MBE : (a) Porosity, 0.15, (b) Porosity, 0.25. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 8. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower porosity (0.15) case and the higher porosity (0.25) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

Porosity (fraction)	0.15			0.25		
	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	10.354	10.759	10.926	17.300	18.453	18.776
Relative error (%) (Difference from the base case)		3.910 (-1.495 %)	5.520 (-1.643 %)		6.665 (+1.260 %)	8.532 (+1.369 %)

공극률이 0.15인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 소폭 감소하였다. 공극률이 작은 경우 주입정을 닫은 후 평균 압력에 도달하는 시간이 Figure 25과 같이 기본 케이스와 큰 차이는 없었다. 공극률이 작은 경우 저류층 내의 공극 부피(=유체 부피)가 작아진다. 공극률이 작아지면 특정 압력이 대변해야 할 전체 유체의 양이 작아진다. 따라서 주입정을 닫은 후 7일 후 공저압이 기본 케이스에 비해 작아진 저류층의 유체 부피를 잘 대변하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 증가하였다.

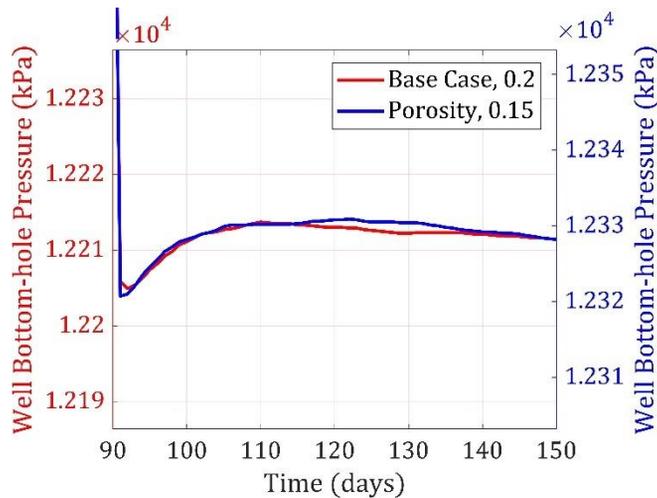


Figure 25. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (0.2) and the lower porosity (0.15) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days.

The red and blue lines represent the base case and the lower porosity case, respectively.

공극률이 0.25인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 소폭 증가하였다. 공극률이 큰 경우 작은 경우와는 반대로 저류층의 공극 부피가 커져 유체 이동 및 압력 전달이 더 느리게 일어난다. Figure 26에서 주입정을 닫은 후 평균 압력에 도달하는 시간이 기본 케이스에 비해 오랜 시간이 소요되었다. 따라서 주입정을 닫은 후 7일 후 공저압이 저류층을 대변하지 못하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 감소하였다.

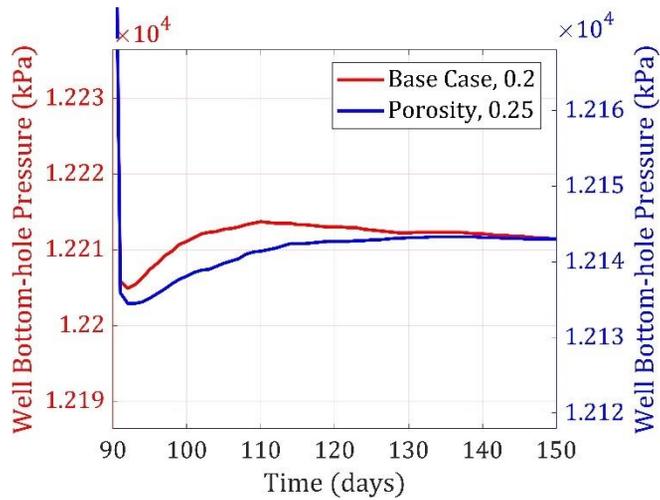


Figure 26. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (0.2) and the higher porosity (0.25) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the higher porosity case, respectively.

3.3.5. 염도

염도가 0 mol NaCl/kg H₂O 및 4 mol NaCl/kg H₂O일 때 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 27과 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 9과 같다. 염도가 0 mol NaCl/kg H₂O 인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 5.603 %, 7.806 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 2.2 % 더 정확하게 예측하였다. 염도가 4 mol NaCl/kg H₂O 인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 5.097 %, 5.988 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 0.9 % 더 정확하게 예측하였다.

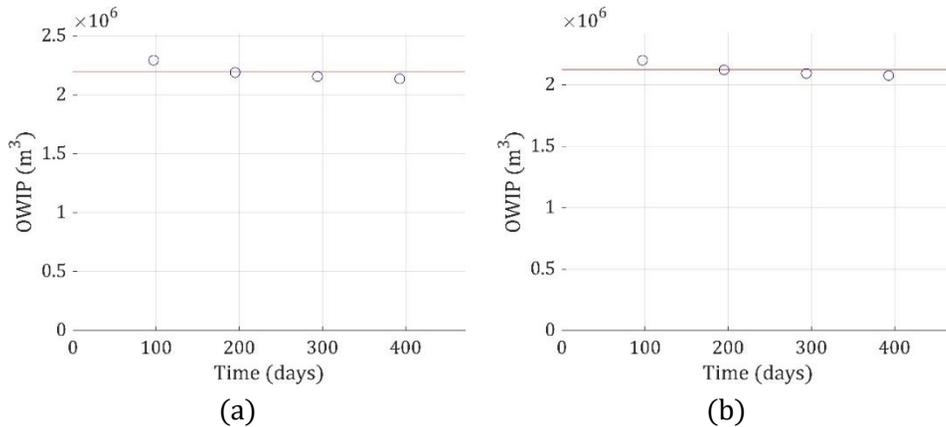


Figure 27. OWIP estimated using MBE : (a) Salinity, 0 mol NaCl/kg H₂O, (b) Salinity, 4 mol NaCl/kg H₂O. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 9. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower salinity (0 mol NaCl/kg H₂O) case and the higher salinity (4 mol NaCl/kg H₂O) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

Salinity (mol NaCl/kg H ₂ O)	0			4		
	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	14.467	15.278	15.596	12.415	13.048	13.159
Relative error (%) (Difference from the base case)		5.603 (+0.198 %)	7.806 (+0.643 %)		5.097 (-0.308 %)	5.988 (-1.175 %)

염도가 0 mol NaCl/kg H₂O인 경우 기본 케이스와 유사한 정확도를 보였다. 또한 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 커졌다. 염도가 낮을수록 같은 양의 염수에 용해될 수 있는 CO₂의 양은 Figure 28과 같이 증가한다. CO₂ 용해를 고려하지 않은 MBE은 증가한 CO₂ 용해량을 고려하지 못하여 각 MBE의 상대 오차 차이가 증가하였다.

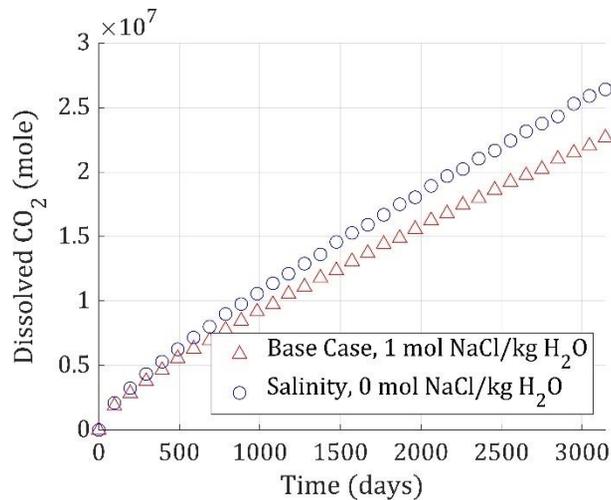


Figure 28. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1 mol NaCl/kg H₂O) and lower salinity (0 mol NaCl/kg H₂O) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.

염도가 4 mol NaCl/kg H₂O인 경우 기본 케이스와 유사한 정확도를 보였다. 염도가 작은 경우와는 반대로 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 작아졌다. Figure 29에서 기본 케이스에 비해 CO₂ 용해량이 감소하여 각 MBE의 상대 오차 차이가 감소하였다.

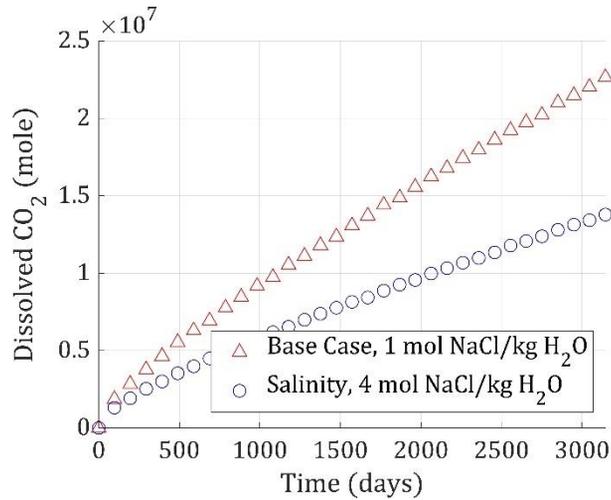


Figure 29. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1 mol NaCl/kg H₂O) and higher salinity (4 mol NaCl/kg H₂O), which represent the red triangles and blue dots, respectively.

3.3.6. 저류층 크기

저류층의 크기가 $505 \times 505 \times 5 \text{ m}^3$ 및 $1515 \times 1515 \times 15 \text{ m}^3$ 일 때 CO_2 의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 30와 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO_2 저장 용량과의 검증 결과는 Table 10과 같다. 저류층의 크기가 $505 \times 505 \times 5 \text{ m}^3$ 인 경우 CO_2 의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 0.7146 %, 1.232 %로 CO_2 의 용해를 고려한 경우가 약 0.5 % 더 정확하게 예측하였다. 저류층의 크기가 $1515 \times 1515 \times 15 \text{ m}^3$ 인 경우 CO_2 의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 15.87 %, 18.15 %로 CO_2 의 용해를 고려한 경우가 약 2.2 % 더 정확하게 예측하였다.

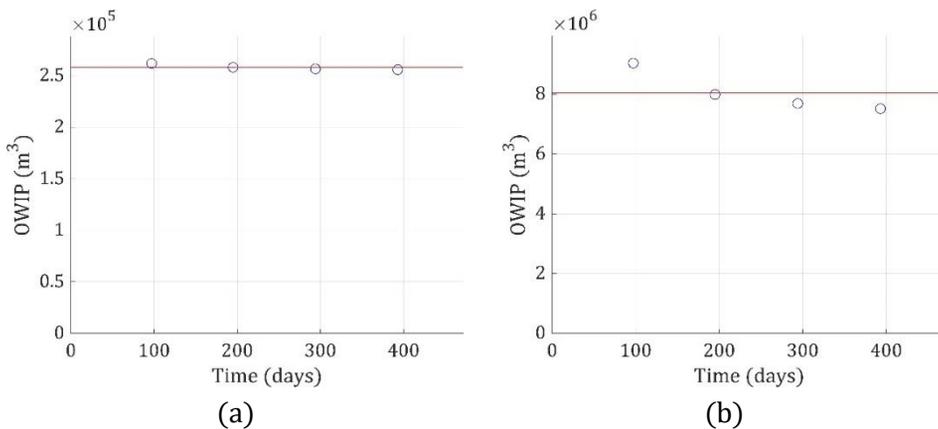


Figure 30. OWIP estimated using MBE : (a) Reservoir size, $505 \times 505 \times 5 \text{ m}^3$, (b) Reservoir size, $1515 \times 1515 \times 15 \text{ m}^3$. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 10. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower reservoir size (505 × 505 × 5 m³) case and the higher reservoir size (1515 × 1515 × 15 m³) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

Reservoir size (m ³)	505 × 505 × 5			1515 × 1515 × 15		
	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	1.7230	1.7353	1.7442	46.379	53.740	54.798
Relative error (%) (Difference from the base case)		0.7146 (-4.690 %)	1.232 (-5.931 %)		15.87 (+10.47 %)	18.15 (+10.99 %)

저류층의 크기가 505 × 505 × 5 m³인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 매우 감소하였다. 저류층의 크기 감소로 공극의 부피(=유체의 부피)도 크게 감소한다. 공극의 부피가 감소하면 유체 유동 및 압력 전달이 공저압의 수렴 속도가 빨라진다. Figure 31에서 저류층의 크기가 작은 경우 기본 케이스에 비해 공저압의 수렴 속도가 더욱 빨랐다. 따라서 주입정을 닫은 후 7일 후 공저압이 저류층을 잘 대변하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 증가하였다. 한편, 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 작아졌다. 저류층의 크기가 작을수록 OWIP양이 줄어들어 CO₂가 용해될 수 있는 염수의 부피는 줄어든다. Figure 32에서 저류층의 크기가 작은 경우 기본 케이스에 비해 CO₂ 용해양이 적었다. 따라서 기본 케이스에 비해 CO₂ 용해양이 감소하여 각 MBE의 상대 오차 차이가 감소하였다.

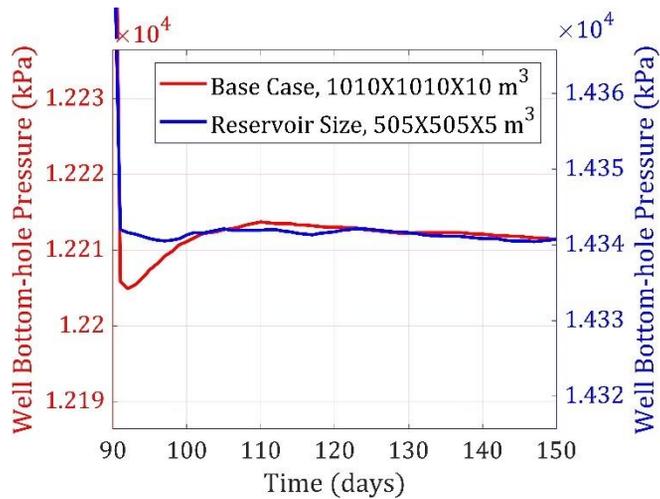


Figure 31. Well bottom-hole pressures at the CO₂ injector in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and lower reservoir size (505 × 505 × 5 m³) case after shutting in the CO₂ injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the lower reservoir size case, respectively.

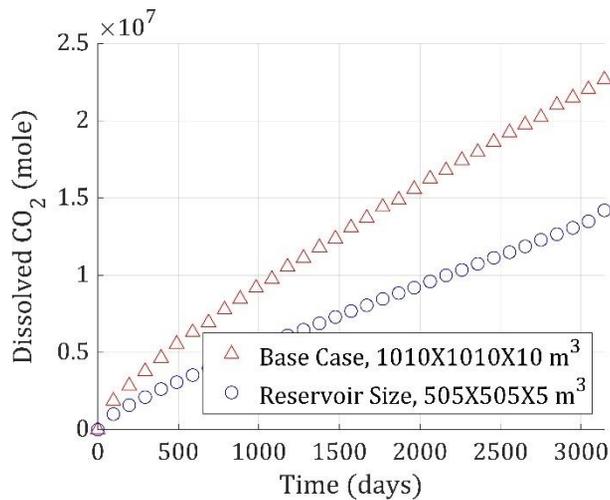


Figure 32. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and lower reservoir size (505 × 505 × 5 m³) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.

저류층의 크기가 $1515 \times 1515 \times 15 \text{ m}^3$ 인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 매우 증가하였다. 저류층의 크기가 큰 경우 저류층의 크기가 작은 경우와 반대로 저류층의 크기 증가로 인해 공극의 부피도 증가하여, 유체 유동 및 압력 전달이 기본 케이스에 비해 느려진다. Figure 33에서 저류층의 크기가 큰 경우 기본 케이스에 비해 공저압의 수렴 속도가 더욱 느렸다. 따라서 주입정을 닫은 후 7일 후 공저압이 저류층을 잘 대변하지 못하여 CO_2 저장 용량의 정확도가 감소하였다. 한편, 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 커졌다. 저류층의 크기가 작은 경우와는 반대로 CO_2 가 용해될 수 있는 염수의 부피는 증가한다. Figure 34에서 저류층의 크기가 큰 경우 기본 케이스에 비해 CO_2 용해양이 많았다. 따라서 기본 케이스에 비해 CO_2 용해양이 증가하여 각 MBE의 상대 오차 차이가 증가하였다.

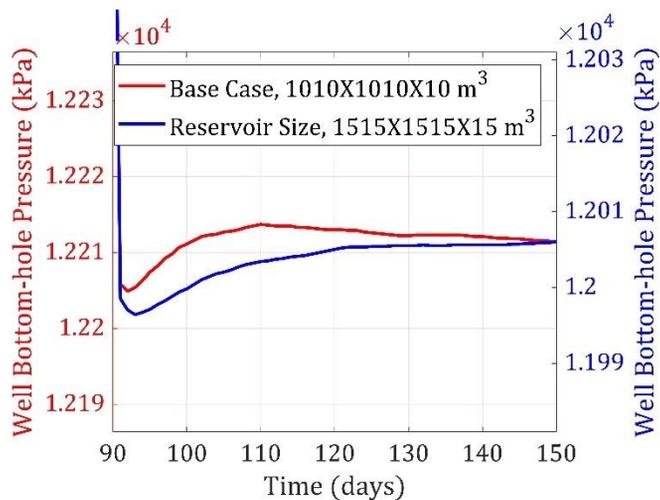


Figure 33. Well bottom-hole pressures at the CO_2 injector in the base case ($1010 \times 1010 \times 10 \text{ m}^3$) and higher reservoir size ($1515 \times 1515 \times 15 \text{ m}^3$) case after shutting in the CO_2 injector at 90 days. The red and blue lines represent the base case and the higher reservoir size case, respectively.

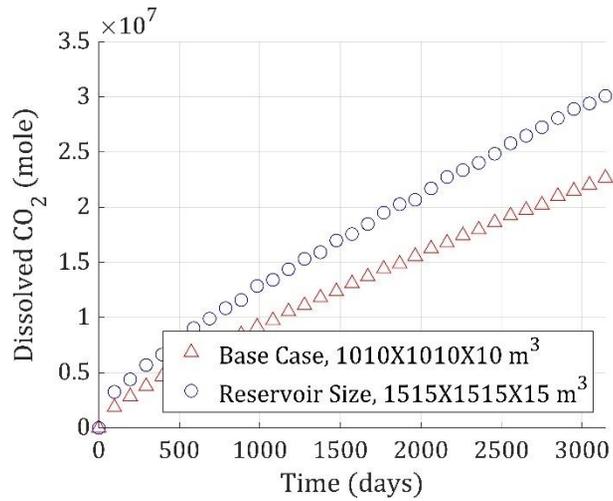


Figure 34. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the base case (1010 × 1010 × 10 m³) and higher reservoir size (1515 × 1515 × 15 m³) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.

3.3.7. 저류층 평균 압력 평가 기간

저류층의 평균 압력 평가 기간이 3 days일 때 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 35과 같다. 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 11와 같다. 저류층의 평균 압력 평가 기간이 3 days일 경우 CO₂의 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 6.055 %, 7.827 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.8 % 더 정확하게 예측하였다. 저류층의 평균 압력 평가 기간이 3 days인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 증가하였다.

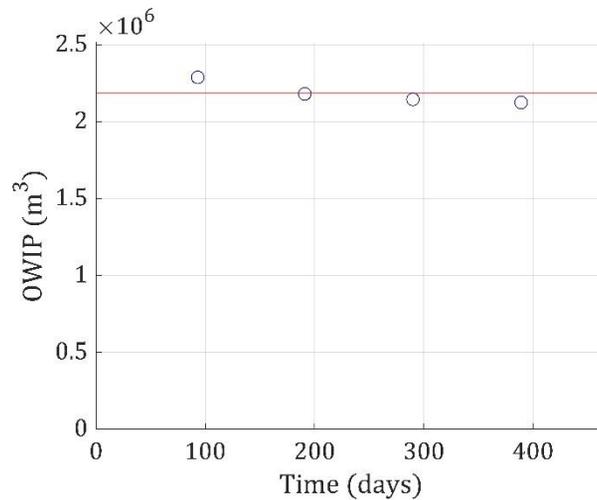


Figure 35. OWIP estimated using MBE in the lower well shut-in period (3 days) case. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 11. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower well shut-in period (3 days) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

	Reservoir simulation	MBE w/ CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	13.789	14.623	14.868
Relative error (%)		6.055 (+0.6500 %)	7.827 (+0.6640 %)

주입정을 닫은 후의 공저압은 시간이 증가함에 따라 저류층의 평균 압력에 수렴한다. 저류층의 평균 압력 평가이 기간이 3 days인 경우 기본 케이스에 비해 공저압과 저류층의 평균 압력간의 차이가 크다. 따라서 기본 케이스에 비해 공저압이 저류층을 잘 대변하지 못하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 감소하였다.

3.3.8. 입력 데이터 기간

저류층의 OWIP 평가를 위한 입력 데이터 기간이 0.5 years 및 5 years일 때 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 Figure 36와 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 12과 같다. 저류층의 OWIP 평가를 위한 입력 데이터 기간이 0.5 years인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 7.503 %, 9.473 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 2.0 % 더 정확하게 예측하였다. 저류층의 OWIP 평가를 위한 입력 데이터 기간이 5 years인 경우 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 1.891 %, 2.881 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.0 % 더 정확하게 예측하였다.

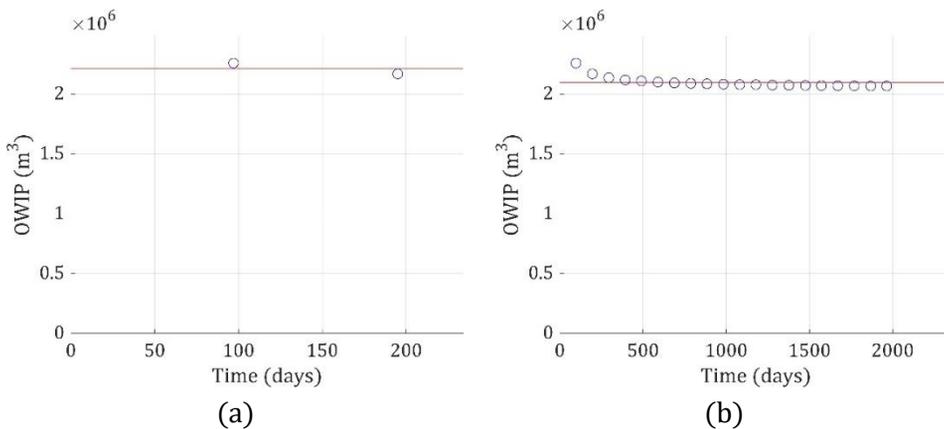


Figure 36. OWIP estimated using MBE : (a) Input data period, 0.5 years, (b) Input data period, 5 years. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 12. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the lower input data period (0.5 years) case and the higher input data period (5 years) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

Input data period (years)	0.5			5		
	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution	Reservoir simulation	MBE w/CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	13.789	14.823	15.095	13.789	14.049	14.186
Relative error (%) (Difference from the base case)		7.503 (+2.098 %)	9.473 (+2.310 %)		1.891 (-3.514 %)	2.881 (-4.282 %)

저류층의 OWIP 평가를 위한 입력 데이터 기간이 0.5 years인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 커졌다. 이는 저류층의 OWIP 평가에 사용되는 데이터의 개수가 적어 기본 케이스에 비해 추정된 OWIP의 정확도가 낮았기 때문이다. 부정확한 OWIP를 바탕으로 저류층의 CO₂ 저장 용량을 평가하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 감소하였다. 저류층의 OWIP 평가를 위한 입력 데이터 기간이 5 years인 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 작아졌다. 이는 입력 데이터 기간이 짧은 경우와는 반대로 추정된 OWIP의 정확도가 높았기 때문이다. 기본 케이스 보다 정확한 OWIP를 바탕으로 저류층의 CO₂ 저장 용량을 평가하여 CO₂ 저장 용량의 정확도가 증가하였다.

3.3.9. 염수 추출

CO₂ 주입정 이외에 염수 추출정을 추가로 설치하여 MBE의 정확도를 평가하였다. 염수 추출정은 2 m³/day로 생산하였고, CO₂ 주입정의 주입 프로파일과 동일한 생산 프로파일을 사용하였다. Figure 37은 CO₂ 주입정과 염수 추출정의 위치를 나타낸 평면도이다. CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 38과 같다. 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 13와 같다. CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 7.867 %, 10.07 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 2.2 % 더 정확하게 예측하였다.

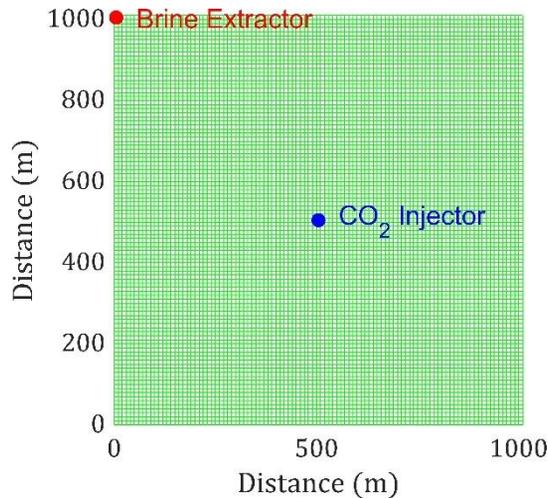


Figure 37. Well location of brine extractor and CO₂ injector, which represent the red dot and blue dot, respectively.

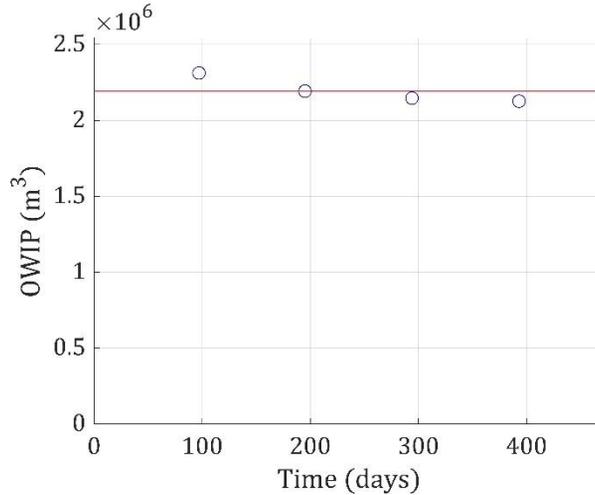


Figure 38. OWIP estimated using MBE in the higher brine extraction rate (2 m³/day) case. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 13. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the higher brine extraction rate (2 m³/day) case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

	Reservoir simulation	MBE w/ CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	20.782	22.417	22.875
Relative error (%)		7.867 (+2.462 %)	10.07 (+2.907 %)

지층의 염수를 추출할 경우 기본 케이스에 비해 상대 오차가 증가하였다. Figure 39는 기본 케이스 및 염수 추출정을 설치한 케이스의 저류층 중간층의 공극압을 나타낸다. 염수를 생산하면 Figure 39와 같이 염수 추출정 근처의 압력이 낮아져 기본 케이스와 달리 공극 압력이 비대칭이 된다. MBE에서는 주입한 CO₂가 주입정을 기준으로 대칭적으로 퍼진다고 가정한 후 평균 압력을 이용해 녹는 양을 계산한다. 따라서 염수를 생산하면 공극압이 비대칭적으로 존재하여 평균 압력의 저류층에 대한 대표성이 떨어진다. 이로 인해 Figure 40과 같이 MBE에서 평가한 저류층에 용해된 CO₂ 양의 정확도가 떨어진다. 기본 케이스에 비해 주입 종료 압력에서 MBE의 CO₂ 용해량의 예측 상대오차가 53.26 %로 증가하여 CO₂ 저장 용량의 정확도도 감소하였다.

한편, 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 커졌다. 염수 추출시 염수 추출정 방향으로 CO₂ 유동이 발생하고 CO₂와 염수의 접촉 면적이 증가하여 Figure 41과 같이 기본 케이스에 비해 CO₂ 용해량이 증가하였다. 따라서 기본 케이스에 비해 CO₂ 용해량이 증가하여 각 MBE의 상대 오차 차이가 증가하였다.

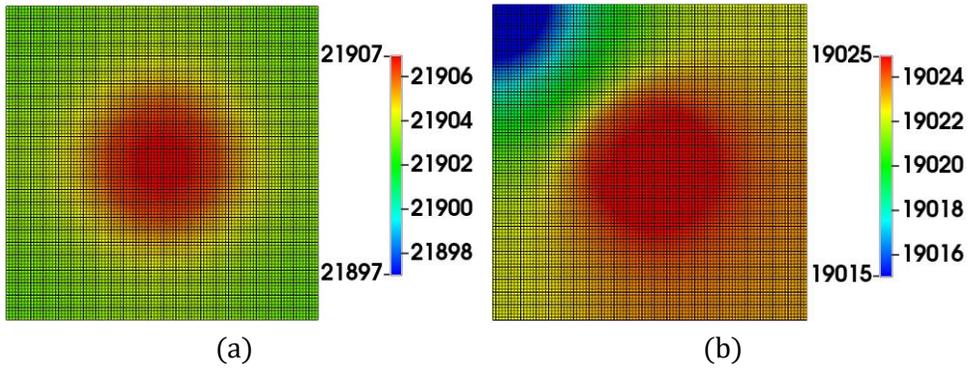


Figure 39. Pressure at K = 5 : (a) base case, 0 m³/day, (b) brine extraction rate, 2 m³/day.

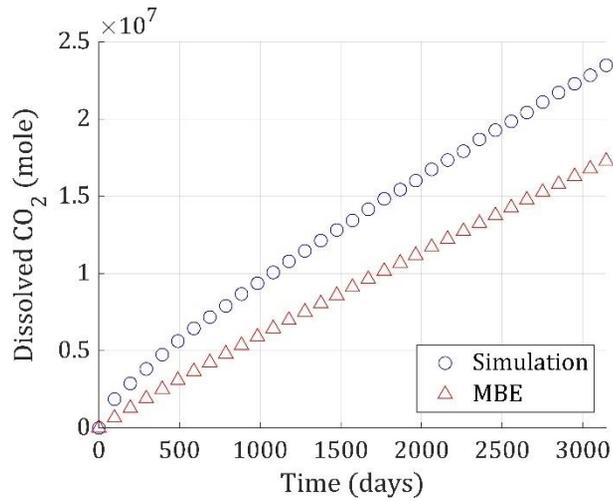


Figure 40. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation and MBE in the higher brine extraction rate (2 m³/day) case, which represent the blue dots and red triangles, respectively.

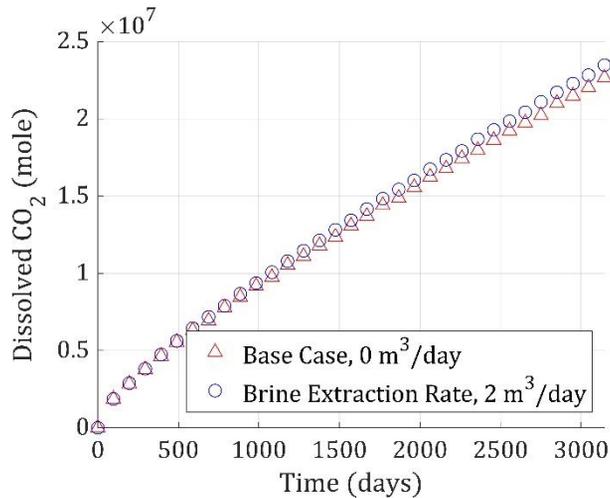


Figure 41. Dissolved CO₂ amounts of reservoir simulation in the the base case (0 m³/day) and higher brine extraction rate (2 m³/day) case, which represent the red triangles and blue dots, respectively.

3.3.10. 불균질 저류층

불균질한 공극률과 유체투과율에 대해 MBE의 정확도를 평가하였다. 불균질한 지질 모델의 경우 SGeMS 소프트웨어(Remy et al., 2009)를 이용하여 생성하였다. 먼저 불균질한 공극률 모델을 생성한 후 생성된 공극률 모델과의 상관성을 가지는 수평 유체투과율 모델을 생성하였다. Table 14는 공극률 및 수평 유체투과율 모델링에 사용된 지구통계학적 변수들 값을 나타낸다. 공극률 및 수평 유체투과율의 평균 및 분산은 Table 15과 같다. 생성된 공극률 및 수평 유체투과율의 히스토그램은 각각 Figure 42, Figure 43과 같다. Figure 44, Figure 45은 Sequential Gaussian Simulation(SGS)와 Sequential Gaussian Co-simulation를 이용하여 생성된 공극률 및 수평 유체투과율의 상용로그 값을 보여준다. 수직 유체투과율은 수평 유체투과율의 0.5배이다.

Table 14. Input data for the heterogeneous porosity and horizontal permeability modeling

Geostatistical parameter	Unit	Value
Variogram model type	-	Spherical
Search radiuses of SGS (max, med, min)	Number of grid cells	40, 20, 7
Ranges of the variogram (max, med, min)	Number of grid cells	60, 30, 10
Most correlated direction	degrees	N45°E
Nugget	-	0
Correlation coefficient between porosity and common logarithm of horizontal permeability	-	0.7

Table 15. Means and variances of the heterogeneous porosity and horizontal permeability

Parameter	unit	Mean	Variance
Porosity	fraction	0.172	0.00134
Common logarithm of horizontal permeability	log ₁₀ (md)	2.03	0.0333

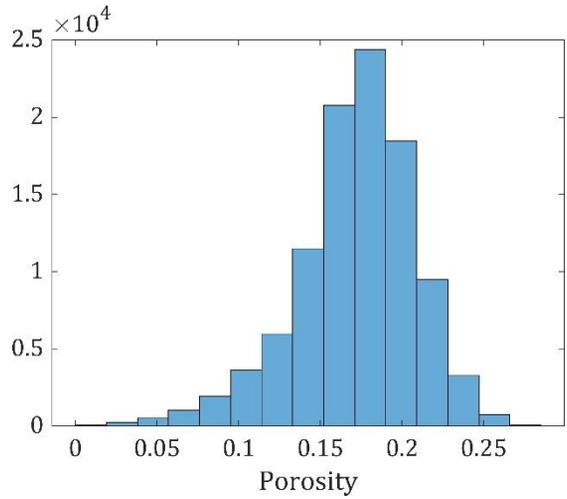


Figure 42. Histogram of the heterogeneous porosity

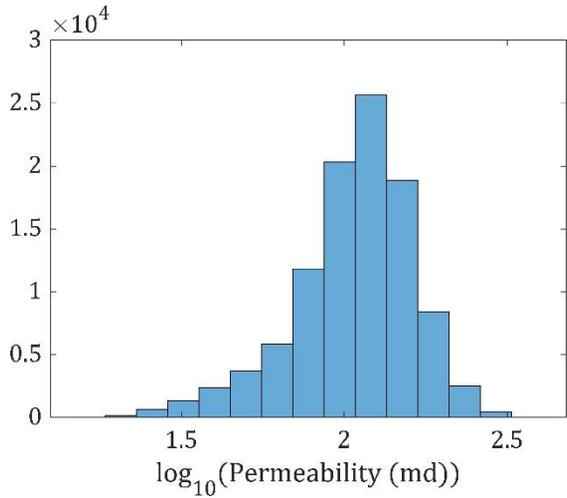


Figure 43. Histogram of the heterogeneous horizontal permeability

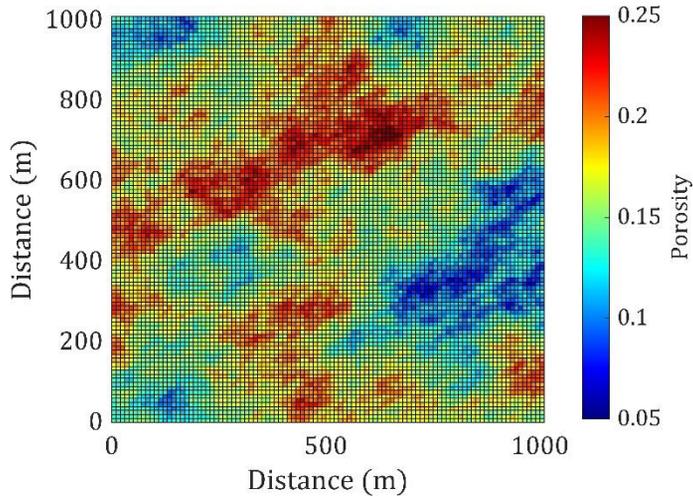


Figure 44. Top view of the heterogeneous porosity

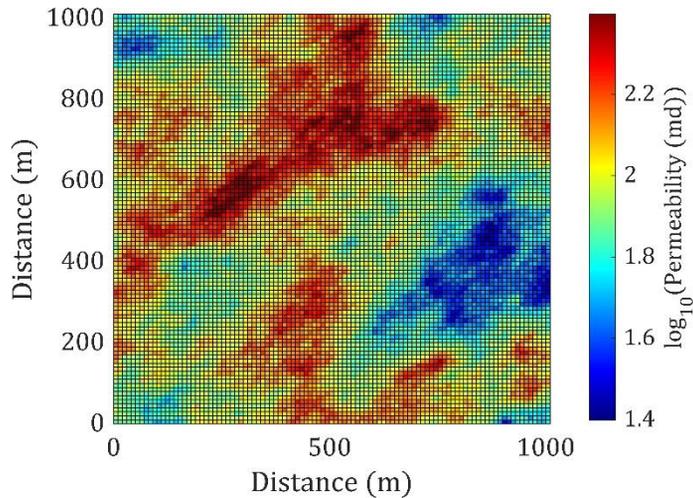


Figure 45. Top view of the heterogeneous horizontal permeability

공극률 및 유체투과율이 불균질한 경우 CO₂의 용해를 고려한 MBE로 계산한 시간에 따른 OWIP 계산 결과는 Figure 46과 같다. 각 케이스의 시뮬레이션 모델에서 평가된 CO₂ 저장 용량과의 검증 결과는 Table 16과 같다. CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE의 예측 상대 오차는 각각 5.314 %, 7.011 %로 CO₂의 용해를 고려한 경우가 약 1.7 % 더 정확하게 예측하였다. 본 연구에서 제안한 MBE를 이용하여 불균질한 공극률 및 유체투과율을 가지는 저류층에 대해서도 CO₂ 저장 용량을 높은 정확도로 평가하였다.

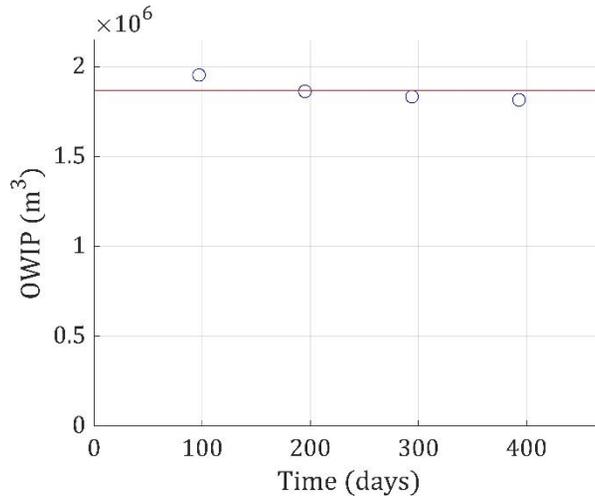


Figure 46. OWIP estimated using MBE in the heterogeneous case. The blue dots and the red solid line represent estimated OWIP and true OWIP, respectively.

Table 16. Estimated CO₂ storage capacity and relative error of the MBE in the heterogeneous case. The numbers in parentheses in the relative error represent the increase or decrease from the error in the base case

	Reservoir simulation	MBE w/ CO ₂ dissolution	MBE w/o CO ₂ dissolution
CO ₂ storage capacity (MMton)	11.870	12.501	12.703
Relative error (%)		5.314 (-0.091 %)	7.011 (-0.152 %)

제 4 장 결 론

본 연구에서는 CO₂ 저장 용량 평가시 저류층의 경계조건을 검증하고, 대염수층에서 CO₂ 지중저장 시 구조 트래핑 이외에도 용해 트래핑을 고려한 MBE를 제시하였다. 본 연구에서 제시한 MBE를 상용 저류층 시뮬레이션 소프트웨어인 CMG-GEM (2022)을 사용하여 기본 케이스를 생성한 후 검증하였다. CO₂의 용해를 고려하지 않은 기본 케이스에 대해 MBE를 검증한 결과 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차는 0.7614 %로 정확한 예측을 하였다. CO₂의 용해를 고려한 기본 케이스에 대해 CO₂의 용해를 고려 또는 고려하지 않은 MBE로 검증한 결과 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차는 각각 5.405 %, 7.163 %로 CO₂의 용해를 고려한 MBE가 약 1.8 % 높은 정확도를 보였다.

9가지 인자 1) CO₂ 주입량, 2) 수평 유체투과율, 3) 공극률, 4) 염도, 5) 저류층 크기, 6) 저류층 평균 압력 평가 기간, 7) 입력 데이터 기간, 8) 염수 추출, 그리고 9) 공극률과 유체투과율의 불균질성에 대해 MBE의 CO₂ 저장용량 평가 정확도의 민감도 분석을 수행하였다. 모든 인자에 대해 CO₂의 용해를 고려한 MBE가 고려하지 않은 MBE에 비해 정확하게 저류층의 CO₂ 저장 용량을 더욱 정확하게 예측하였다. CO₂ 용해가 많이 일어나는 경우 CO₂의 용해를 고려한 MBE와 고려하지 않은 MBE의 상대 오차 차이가 커져 더욱 효과적이었다. 인자 별 검증 결과는 다음과 같다.

- CO₂ 주입량의 경우 작을수록 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 이는 CO₂ 주입량이 작을수록 점성력이 약해져 본 연구에서 제시한 MBE의 CO₂ 와 물의 접촉 면적의 가정과 달라지기 때문이다.
- 수평 유체투과율의 경우 작을수록 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 이는 수평 유체투과율이 낮을수록 유체 유동 및 압력 전달의 속도가 느려, 공저압이 평균 압력으로 수렴하는데 오랜 시간이 소요되기 때문이다.
- 공극률의 경우 클수록 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 공극률이 커질수록 저류층 내의 공극 부피 및 유체 부피가 증가하여 공저압이 평균 압력으로 수렴하는데 오랜 시간이 소요되기 때문이다.

- 염도의 경우 염도의 크기에 관계없이 유사한 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차를 보였다. 염도의 크기가 작을수록 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 커졌다. 이는 염도의 크기가 작아질수록 CO₂의 용해량이 증가하기 때문이다.
- 저류층 크기의 경우 커질수록 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 이는 저류층의 크기가 커질수록 공저압이 평균 압력으로 수렴하는데 오랜 시간이 소요되기 때문이다. 한편, 저류층의 크기가 커질수록 각 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 커졌다. 이는 저류층의 크기가 커진 만큼 CO₂가 용해될 수 있는 염수의 부피가 늘어났기 때문이다.
- 저류층 평균 압력 평가 기간의 경우 짧아질수록 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 이는 저류층 평균 압력 평가 기간이 짧아질수록 평균 압력과의 차이가 큰 값을 계산에 사용하여 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하기 때문이다.
- 입력 데이터 기간의 경우 짧아질수록 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 저류층의 OWIP 평가에 사용되는 데이터의 개수가 적어 기본 케이스에 비해 추정된 OWIP의 정확도가 낮았기 때문이다.
- CO₂ 주입정 이외에 염수 추출정을 설치하여 염수를 생산한 경우 CO₂ 저장 용량 예측 상대 오차가 증가하였다. 염수를 생산하면 기본 케이스와 달리 공극압이 비대칭이 되어 평균 압력의 저류층에 대한 대표성이 떨어지기 때문이다. 한편, 염수를 생산한 경우 CO₂ 용해를 고려한 그리고 고려하지 않은 MBE의 상대 오차 차이가 기본 케이스에 비해 커졌다. 이는 CO₂ 주입정에서 염수 추출정으로 CO₂ 유동이 발생하여 CO₂ 용해량이 증가했기 때문이다.
- 공극률 및 유체 투과율이 불균질한 경우 기본 모델과 유사한 CO₂ 저장 용량 상대 오차를 보였다. 따라서, 불균질한 저류층을 대상으로도 본 논문에서 제시한 MBE가 유효하였다.

본 연구에서는 CO₂ 저장 용량 평가를 위한 MBE에서 광물화 트래핑을 고려하지 않았다. CO₂ 저장 용량 평가시 공극에서 CO₂가 차지하는 부피와 저류층 공극압은 광물화된 CO₂ 양의 영향을 받는다. 향후 MBE에서 CO₂ 광물화도 고려하면 CO₂ 저장 용량을 보다 정확하게 평가할 수 있을 것으로 기대된다.

Nomenclature

- B_b = formation volume factor of brine
 $B_{b,i}$ = initial formation volume factor of brine
 B_{CO_2} = formation volume factor of CO₂
 C_r = rock compressibility, 1/kPa
 f = fugacity, MPa
 H = henry's constant, MPa
 H_{salt} = henry's constant at m_{salt} , MPa
 H^s = henry's constant at saturation pressure, MPa
 k_{salt} = salting-out coefficient
 $m_{CO_2,b}$ = mass of dissolved CO₂ at surface condition, kg
 m_{b,CO_2} = mass of CO₂-dissolved brine, kg
 m_b = mass of CO₂-free brine, kg
 m_{salt} = salinity of brine, mol NaCl/kg H₂O
 n_{b,CO_2} = mole of CO₂-dissolved brine, mol
 MW_b = molar weight of brine, g/mol
 MW_{CO_2} = molar weight of CO₂, g/mol
 MW_{b,CO_2} = average molar weight of CO₂-dissolved brine, g/mol
 P = pore pressure, kPa
 $P_{H_2O}^s$ = saturation pressure of H₂O, MPa
 P_i = initial pore pressure, kPa
 P_{stop} = CO₂ injection stop pressure, kPa
 R = gas constant, $8.3145 \frac{cm^3 \cdot MPa}{K \cdot mol}$
 S_{wirr} = irreducible saturation of brine
 T = temperature, K
 T_{c,H_2O} = critical temperature of H₂O, K
 \bar{v} = partial molar volume of CO₂ in liquid phase, cm³/mol
 v_b = specific volume of brine, cm³/g
 V_{aqu} = partial molar volume of CO₂-dissolved brine, cm³/mol
 $V_{CO_2,b,sc}$ = volume of dissolved CO₂ at surface condition, m³
 $V_{CO_2,inj,sc}$ = injected volume of CO₂ at surface condition, m³
 V_p = pore volume, m³
 $V_{p,i}$ = initial pore volume, m³
 V_{plume} = volume of CO₂ plume, m³
 $V_{b,prod,sc}$ = produced volume of brine at surface condition, m³
 $V_{b,p}$ = volume of brine in pore, m³
 V_{b,CO_2} = volume of CO₂-dissolved brine, m³
 V_b = volume of CO₂-free brine, m³
 $V_{CO_2,p}$ = volume of CO₂ in pore, m³

$V_{CO_2,p,sc}$ = volume of CO₂ in pore at surface condition, m³

V_r = reservoir volume, m³

w_s = weight fraction of NaCl in brine

w_{CO_2} = weight fraction of CO₂ in brine

W = original water in place, m³

x = mole fraction of CO₂ in brine

Symbols

ϕ = porosity

ϕ_i = initial porosity

ρ_b = brine density, kg/m³

$\rho_{b,i}$ = initial brine density, kg/m³

$\rho_{b,sc}$ = brine density at surface condition, kg/m³

ρ_{CO_2} = CO₂ density, kg/m³

ρ_{b,CO_2} = density of CO₂-dissolved brine, kg/m³

$\rho_{CO_2,sc}$ = CO₂ density at surface condition, kg/m³

참고 문헌

- Abdelaal, M., & Zeidouni, M. (2022). Injection data analysis using material balance time for CO₂ storage capacity estimation in deep closed saline aquifers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *208*, 109385.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109385>
- Bakker, R. J. (2003). Package fluids 1. computer programs for analysis of fluid inclusion data and for modelling bulk fluid properties. *Chemical Geology*, *194*(1-3), 3-23.
[https://doi.org/10.1016/s0009-2541\(02\)00268-1](https://doi.org/10.1016/s0009-2541(02)00268-1)
- CMG GEM, CMG GEM Users' Manual, version 2022.10. Computer Modeling Group Ltd., Calgary, Alberta, Canada.
- Cramer, S.D., "The Solubility of Methane, Carbon Dioxide and Oxygen in Brines from 0 to 300 °C", US Bureau of Mines, Report No. 8706, USA, 16 pp., (1982).
- Ding, S., Xi, Y., Jiang, H., & Liu, G. (2018). CO₂ storage capacity estimation in oil reservoirs by solubility and mineral trapping. *Applied Geochemistry*, *89*, 121-128.
<https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.12.002>
- Duan, Z., & Sun, R. (2003). An improved model calculating CO₂ solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar. *Chemical Geology*, *193*(3-4), 257-271.
[https://doi.org/10.1016/s0009-2541\(02\)00263-2](https://doi.org/10.1016/s0009-2541(02)00263-2)
- Harvey, A. H. (1996). Semiempirical Correlation for Henry's constants over large temperature ranges. *AIChE Journal*, *42*(5), 1491-1494.
<https://doi.org/10.1002/aic.690420531>
- IEA (2021), Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/c8328405-en>.
- Lawal, A. S., & Frailey, S. M. (2004). Material balance reservoir model for CO₂ sequestration in depleted Gas Reservoirs. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/90669-ms>
- Li, Y.-K., & Nghiem, L. X. (1986). Phase equilibria of oil, gas and water/brine mixtures from a cubic equation of state and Henry's

Law. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 64(3), 486–496. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450640319>

Metz, B., Davidson, O. R., Coninck, D. H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). *Ippc special report on carbon dioxide capture and storage*. Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press.

Peng, D.-Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of State. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59–64. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>

Pingping, S., Xinwei, L., & Qiuji, L. (2009). Methodology for estimation of CO₂ storage capacity in Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 36(2), 216–220. [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(09\)60121-x](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(09)60121-x)

Remy, N., Boucher, A., & Wu, J. (2009). Applied geostatistics with sgems. <https://doi.org/10.1017/cbo9781139150019>

Rowe, A. M., & Chou, J. C. (1970). Pressure-volume-temperature-concentration relation of aqueous sodium chloride solutions. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 15(1), 61–66. <https://doi.org/10.1021/jc60044a016>

Saul, A., & Wagner, W. (1987). International equations for the saturation properties of ordinary water substance. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, 16(4), 893–901. <https://doi.org/10.1063/1.555787>

Tanaka, S., Koide, H., & Sasagawa, A. (1995). Possibility of underground CO₂ sequestration in Japan. *Energy Conversion and Management*, 36(6-9), 527–530. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(95\)00059-m](https://doi.org/10.1016/0196-8904(95)00059-m)

Tian, S., & Zhao, G. (2008). Monitoring and predicting CO₂ flooding using material balance equations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47(11). <https://doi.org/10.2118/08-11-41>

Zhao, X., & Liao, X. (2012). Evaluation method of CO₂ sequestration and enhanced oil recovery in an oil reservoir, as applied to the Changqing oilfields, China. *Energy & Fuels*, 26(8), 5350–5354. <https://doi.org/10.1021/ef300783c>

Zheng, Z., Larson, E. D., Li, Z., Liu, G., & Williams, R. H. (2010). Near-term mega-scale CO₂ capture and storage demonstration opportunities in China. *Energy & Environmental Science*, 3(9), 1153.
<https://doi.org/10.1039/b924243k>

Abstract

Estimation of CO₂ Storage Capacity in Saline Aquifers Using Material Balance Equation Considering CO₂ Dissolution Trapping

Hyunmin Oh

Department of Energy Systems Engineering

Seoul National University

Accurate estimation of CO₂ storage capacities is essential in investment decision-making for geological carbon storage projects. The estimated CO₂ storage capacity is affected by what CO₂ trapping mechanisms are considered. In the early stages of CO₂ injection, the structural and dissolution trappings account for a large proportion of the CO₂ storage capacity. However, previous studies have not considered the dissolution trapping and have not verify the appropriateness of the boundary conditions of the reservoir when estimating the CO₂ storage capacity. In this study, we verify the boundary conditions when estimating CO₂ storage capacity and develop a material balance equation (MBE) that considers the structural and dissolution trappings for saline aquifers. The performance of the proposed MBE was validated by comparing the estimations of the proposed MBE with those of a commercial reservoir simulator. For a base case, the estimated CO₂ storage capacity of MBE with CO₂ dissolution was 1.8% more accurate than that of MBE without CO₂ dissolution, the relative errors of which were 5.405% and 7.163%, respectively. A sensitivity analysis was conducted for nine parameters, including 1) CO₂ injection rate, 2) horizontal permeability, 3) porosity, 4) salinity, 5) reservoir size, 6) well shut-in period, 7) input data period, 8) brine extraction rate, and 9) heterogeneity of porosity and permeability. For all the parameters, MBE with CO₂ dissolution was more accurate than MBE without CO₂ dissolution in estimating the CO₂ storage capacities. The differences of the relative errors between MBEs with and without CO₂ dissolution were larger in the cases that have larger CO₂

dissolutions.

Keywords : Geological Carbon Storage, CO₂ Storage Capacity, Material Balance Equation, CO₂ Dissolution
Student Number : 2021-28353