creative commons

COMMONS DEED

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

dCollection

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

[UCI]I804:24011-200000266197

2017년 2월

석사학위논문

탄산염 균열 저류층의 비튜멘 개발을 위한 SAGD 기법 적용성 연구

조선대학교 대학원

에너지자원공학과

나 주 환

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

탄산염 균열 저류층의 비튜멘 개발을 위한 SAGD 기법 적용성 연구

A Study on the Applicability of SAGD Process in Fractured Bitumen Carbonate Reservoirs

2017년 2월 24일

조선대학교 대학원

에너지자원공학과

나 주 환

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

탄산염 균열 저류층의 비튜멘 개발을 위한 SAGD 기법 적용성 연구

지도교수 장 일 식

이 논문을 공학 석사학위신청 논문으로 제출함

2016년 10월

조선대학교 대학원

에너지자원공학과

나 주 환

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

나주환의 석사학위논문을 인준함

위원장 조선대학교 부교수 강 성 승 (인)

위 원 조선대학교 조교수 장 일 식 (인)

위 원 조선대학교 조교수 최 태 진 (인)

2016년 11월

조선대학교 대학원

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

목 차

목차 ····· i
List of Tables ····· iii
List of Figures ····· v

ABSTRACT ····· ix

제1장 서론 ····· 1
제2장 이론적 배경 ····· 3
제1절 탄산염 저류층 특성 및 분류 ····· 3
제2절 캐나다 앨버타 주 Grosmont 층 특성 ····· 7
제3절 균열시스템 ····· 9
1. 균열(Fracture) ····· 9
2. 절리(Joint) ····· 11
3. 단층(Fault) ····· 12
제4절 탄산염 균열 저류층 유동 모델링 ····· 13
1. 온도변화에 따른 암석 및 유체의 물성변화 ····· 13
2. 자연균열저류층의 열주입 생산 거동 메커니즘 ····· 16
3. 열주입 생산기법 ····· 18
3.1 Steam-Assisted Gravity Drainage(SAGD) ····· 18
4. 탄산염 균열 저류층 시뮬레이션 ····· 21
4.1 자연균열저류층(Naturally Fractured Reservoirs) ····· 21
4.2 이원공극모델(Dual Porosity; DP) ····· 23
4.3 이원투과도모델(Dual Permeability; DK) ····· 24
5. Simple Thermal Efficiency Parameter(STEP) ····· 25
제3장 탄산염 균열 저류층 SAGD 기법 적용 사례분석 ····· 26
제4장 시뮬레이션을 이용한 SAGD 기법 적용성 연구 ····· 30
제1절 탄산염 균열 저류층 모델 구축 ····· 30
제2절 DP 모델과 DK 모델 시뮬레이션 결과 비교분석 ····· 37

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제3절 DK 모델을 이용한 Grosmont 층의 변수 민감도분석 ····· 45
1. 암체투과도 변화에 따른 민감도분석 ····· 45
2. 균열투과도 변화에 따른 민감도분석 ····· 61
3. 다양한 암체투과도 및 균열투과도 변화에 따른 민감도분석 ····· 74
4. 균열투과도비 변화에 따른 민감도분석 ····· 77
5. 균열거리 변화에 따른 민감도분석 ····· 81
제4절 SAGD 기법 운영 최적화 분석 ····· 92
제5장 결론 ····· 94
참고문헌 ····· 96

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

List of Tables

Table 2.1 Comparison of sandstone and carbonate reservoir characteristics(cont'd) (Choquette and Pary, 1970). ····· 4
Table 2.1 Comparison of sandstone and carbonate reservoir characteristics (Choquette and Pary, 1970). ····· 5
Table 2.2 Characteristics, definitions, and origins of natural fractures of widespread importance to the petroleum industry(Narr et al.,2006). ····· 10
Table 4.1 Reservoir properties for numerical simulation model. ····· 32
Table 4.2 Saturated steam table. ····· 35
Table 4.3 Simulation conditions of the SAGD process. ····· 36
Table 4.4 SAGD simulation results of DP & DK model. ····· 44
Table 4.5 History matching parameters of Grosmont Formation(Qi and Yuan, 2013). ····· 46
Table 4.6 Summary of operating steam injection pressure simulation results(cont'd). ····· 49
Table 4.6 Summary of operating steam injection pressure simulation results. ····· 50
Table 4.7 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd). ····· 52
Table 4.7 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd). ····· 53
Table 4.7 Summary of maximum steam injection rate simulation results. ····· 54
Table 4.8 Matrix permeability sensitivity analysis results of optimal SAGD operating conditions. ····· 56
Table 4.9 Optimal SAGD operating condition simulation results of 50 md & 500 md case model. ····· 60
Table 4.10 Summary of operating steam injection pressure simulation results(cont'd). ····· 62
Table 4.10 Summary of operating steam injection pressure simulation results. ····· 63

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.11 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd). ····· 65
Table 4.11 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd). ····· 66
Table 4.11 Summary of maximum steam injection rate simulation results. ····· 67
Table 4.12 Fracture permeability sensitivity analysis results of optimal SAGD operating conditions. ····· 69
Table 4.13 Optimal SAGD operating condition simulation results of 3,000 md & 10,000 md case model(matrix permeability 300 md). ····· 73
Table 4.14 Minimum criterion for economy of SAGD process according to matrix permeability. ····· 76
Table 4.15 Minimum criterion for economy of SAGD process according to fracture permeability. ····· 76
Table 4.16 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 100 md). ····· 82
Table 4.17 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 200 md). ····· 83
Table 4.18 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 300 md). ····· 84
Table 4.19 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 400 md). ····· 85
Table 4.20 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 500 md). ····· 86
Table 4.21 Optimal SAGD operating condition for fractured bitumen carbonate reservoirs (fracture permeability ratio 5:1). ····· 92
Table 4.22 Optimal SAGD operating condition for fractured bitumen carbonate reservoirs (fracture permeability ratio 2.5:1). ····· 93

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

List of Figures

Figure 1.1 The Grosmont formations holding bitumen in north central Alberta, Canada(Stephen Rassenfoss, 2013). ····· 2
Figure 2.1 Naturally fractured reservoir classification system(Bratton et al., 2006). ····· 6
Figure 2.2 Location of Grosmont Formation(Buschkuehle et al., 2007). ····· 7
Figure 2.3 A SW-NE stratigraphic section highlighting Grosmont Formation in relation to other key successions in northern Alberta(Ezeuko et al., 2013). ····· 8
Figure 2.4 Common fracture styles, their displacements and their orientation relative to principal stress orientations common in the Earth's upper crust(Narr et al., 2006). ····· 9
Figure 2.5 Joints in a well-bedded sandstone(Narr et al., 2006). ····· 11
Figure 2.6 Main drive mechanisms in fractured reservoirs(Taber et al., 1997). ····· 16
Figure 2.7 Oil sands development utilizing the SAGD process(http://www.japex.co.jp). ····· 18
Figure 2.8 Cross section of the SAGD process(감동재 외, 2009). ····· 19
Figure 2.9 Fractured reservoirs modeling(CMG, 2016). ····· 22
Figure 2.10 Dual porosity model(CMG, 2016). ····· 23
Figure 2.11 Dual permeability model(CMG, 2016). ····· 24
Figure 3.1 Time variation of oil rate and cumulative steam-to-oil ratio from 2D SAGD simulation for two cases of Grosmont multiple object reservoir model(Ezeuko et al., 2013). ····· 27
Figure 3.2 Impact of fracture space(이원석 외, 2009). ····· 28
Figure 3.3 Oil production profile for single porosity and dual porosity conceptual models(이원석 외, 2009). ····· 28
Figure 3.4 Cumulative oil production and daily oil rate of SAGD(최영락 외, 2014). ····· 29

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Figure 3.5 Cumulative SOR and oil recovery factor of SAGD(최영락 외, 2014). 29
Figure 4.1 Grid system and well location for SAGD base model. 31
Figure 4.2 Three dimensional view of fractured bitumen carbonate reservoirs. 31
Figure 4.3 Relative permeability curves. 33
Figure 4.4 Characteristics of bitumen viscosity to temperature. 34
Figure 4.5 Temperature distribution of DP & DK model. 37
Figure 4.6 Conceptual models for fracture characteristics. 38
Figure 4.7 Temperature and oil saturation distribution of DP model. 41
Figure 4.8 Temperature and oil saturation distribution of DK model. 42
Figure 4.9 Cumulative oil production of DP & DK model. 43
Figure 4.10 Cumulative steam-oil ratio of DP & DK model. 43
Figure 4.11 Flow diagram of this study. 47
Figure 4.12 Maximum operating injection pressure sensitivity analysis according to matrix permeability changes using STEP. 51
Figure 4.13 Steam injection rate sensitivity analysis according to matrix permeability changes using STEP. 55
Figure 4.14 Matrix permeability sensitivity analysis results of economic classification using STEP(fracture permeability 5,000 md). 57
Figure 4.15 Comparison of temperature distribution for matrix permeability 50 md and 500 md. 58
Figure 4.16 Comparison of Cumulative oil production & oil recovery factor for matrix permeability 50 md and 500 md. 59
Figure 4.17 Comparison of cumulative steam-oil ratio for matrix permeability 50 md and 500 md. 59
Figure 4.18 Maximum operating injection pressure sensitivity analysis according to fracture permeability changes using STEP. 64
Figure 4.19 Steam injection rate sensitivity analysis according to fracture permeability changes using STEP. 68

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Figure 4.20 Fracture permeability sensitivity analysis results of economic classification using STEP(matrix permeability 300 md). ····· 70
Figure 4.21 Comparison of temperature distribution for fracture permeability 3,000 md and 10,000 md(matrix permeability 300 md). ····· 71
Figure 4.22 Comparison of cumulative oil production & oil recovery factor for fracture permeability 3,000 md and 10,000 md(matrix permeability 300 md). ····· 72
Figure 4.23 Comparison of cumulative steam-oil ratio for fracture permeability 3,000 md and 10,000 md(matrix permeability 300 md). ····· 72
Figure 4.24 Various fracture permeability sensitivity analysis results for economic classification using STEP. ····· 75
Figure 4.25 Various matrix permeability sensitivity analysis results for economic classification using STEP. ····· 75
Figure 4.26 Comparison of fracture permeability sensitivity analysis results according to fracture permeability ratio changes. ····· 78
Figure 4.27 Comparison of temperature distribution for fracture permeability ratio 2.5:1 and 5:1(matrix permeability 200 md). ····· 79
Figure 4.28 Comparison of oil recovery factor for fracture permeability ratio 2.5:1 and 5:1(matrix permeability 200 md). ····· 80
Figure 4.29 Comparison of cumulative steam-oil ratio for fracture permeability ratio 2.5:1 and 5:1(matrix permeability 200 md). ····· 80
Figure 4.30 Criterion of fracture spacing sensitivity analysis. ····· 81
Figure 4.31 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 100 md and fracture permeability 6,000, 8,000, 10,000 md). ····· 87
Figure 4.32 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 200 md and fracture permeability 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md). ····· 87
Figure 4.33 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 300 md and fracture permeability 3,000, 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md). ····· 88
Figure 4.34 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 400 md and fracture permeability 3,000, 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md). ····· 88

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Figure 4.35 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 500 md and fracture permeability 3,000, 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md). ····· 89
Figure 4.36 Comparison of temperature distribution for fracture spacing 0.5, 1, 3 and 5 m(matrix permeability 200 md, fracture permeability 6,000 md). ·· 90
Figure 4.37 Comparison of cumulative oil production for fracture spacing 0.5, 1, 3 and 5 m(matrix permeability 200 md, fracture permeability 6,000 md). ····· 91
Figure 4.38 Comparison of cumulative steam-oil ratio for fracture spacing 0.5, 1, 3 and 5 m(matrix permeability 200 md, fracture permeability 6,000 md). ····· 91

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

ABSTRACT

A Study on the Applicability of SAGD Process in Fractured Bitumen Carbonate Reservoirs

Na, Ju Hwan
Advisor : Prof. Jang, Il Sik, Ph.D.
Department of Energy & Resource Engineering
Graduate School of Chosun University

The resources of heavy oil in the carbonate reservoirs around the world are about 1.6 trillion barrels and the amount of bitumen at the Grosmont Formation in northern Alberta, Canada, is estimated to be about 406.5 billion barrels. However bitumen in the fractured carbonate reservoirs is frequently overlooked as a resource due to the problems and expenses involved in its production methods by injecting steam. It's no doubt that there would be enormous effort on the development of bitumen in fractured carbonate reservoirs, which are potentially a enormous resource for future. It is considered that the current thermal processes like SAGD(Steam-Assisted Gravity Drainage) and CSS(Cyclic Steam Stimulation) would be utilized or modified in developing fractured bitumen carbonate reservoirs.

This study generated the DP(Dual Porosity) model and DK(Dual Permeability) model to simulate the fracture characteristics and behavior of fluid in the fractured carbonate reservoirs. SAGD process was analysed in the fractured bitumen carbonate reservoir model and that resulted in signigicant difference in the DP and DK model.

Grosmont Formation is known to consist mainly of bitumen-saturated matrix of 70% and fracture of 17.5%. In order to simulate vertical flow and voluntary bitumen production in the matrix system by steam injection, the DK model was

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

selected. Sensitivity analysis of matrix permeability and fracture characteristics(such as fracture permeability and spacing) was performed in order to establish minimum criteria for commercial viability of SAGD process. The results suggest that SAGD may be viable in some of these fractured bitumen carbonate reservoirs.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제1장 서론

전 세계 탄산염 저류층에 부존되어있는 중질유(heavy oil) 자원량은 약 1조 6천억 배럴로 막대한 양이며, 이중 캐나다 북부 앨버타 주에 위치한 Grosmont 층 비튜멘(bitumen) 자원량은 약 4,065억 배럴로 추정된다(Figure 1.1). 일반적으로 탄산염 저류층은 복잡한 퇴적환경과 수많은 속성작용(diagenesis)에 의해 생성된다. 대표적인 속성작용으로는 침출(leaching), 균열화(fracturing), 재결정(recrystallization), 백운석화(dolomitization) 그리고 교결(cementation)작용 등이 있다. 이러한 작용들로 인해 탄산염 저류층은 암체(matrix), 균열(fractures), 공동(vugs), 각력암(breccia) 그리고 카르스트(karst) 등이 존재하여, 공극률 및 투과도가 매우 불균질한 특성을 보인다.

비튜멘은 노천채굴(mining)이나 지하회수법(in-situ recovery)을 사용하여 회수가 가능하고, 심도가 약 75 m 이상인 경우에는 지하회수법을 적용해야한다. 대표적인 지하회수 공법인 SAGD(Steam-Assisted Gravity Drainage) 기법은 Butler (1978)에 의해 개발되었으며, 현재 오일샌드 개발에 가장 많이 쓰이는 상업적 생산방식 중 하나이다(Shin and Polikar, 2005).

하지만 탄산염 균열 저류층의 비튜멘 개발은 생산에 대한 기술적 어려움과 지하회수법 방법 등의 적용을 위해 요구되는 비용이 높아 큰 관심을 받지 못했다. 부존되어있는 양으로 비추어 볼 때, 탄산염 균열 저류층의 비튜멘에 대한 경제적인 생산개발은 필수적이다. 현재 성공적으로 적용되고 있는 SAGD 기법을 직간접적으로 적용하거나, 탄산염의 특성을 고려한 수정된 방법이 제안될 것으로 판단된다. 현재까지 탄산염 균열 저류층의 SAGD 기법 적용은 매우 제한적으로 적용되거나 파일럿 테스트(pilot test) 및 시뮬레이션 연구로만 수행되었으며, 상업적인 적용가능성은 아직 불확실한 상태이다.

이원석 등(2009)은 탄산염암 중질유전 개발에 대한 적용 가능성과 시뮬레이션 연구를 수행하였으며, 저류층 조건이 양호한 경우에 SAGD 기법 적용이 가능한 것을 확인하였다. 최영락 등(2013)은 균열특성을 반영하여 캐나다 Grosmont 탄산염 저류층 모델에 대한 SAGD 시뮬레이션 연구를 수행하였다. 균열이 많이 발달하여 균열 발생 빈도가 비교적 커서 매질에서 균열로의 오일생산이 용이한 지역을 개발한다면 상업성이 충분히 확보될 것으로 평가하였다. 그러나 수직투과도 및 균열의 불균질성에 민감한 SAGD 공법의 상업성 여부를 판단하기 위해서는 추가적인 민감

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

도 분석(sensitivity analysis)과 생산 자료를 이용하여 히스토리 매칭(history matching) 및 정확한 경제성 분석이 필요하다고 제시하였다. Ezeuko et al. (2013)은 Grosmont 층에 대해 다중개체(multiple object) 모델링 기법을 활용하여 SAGD 기법 적용 시뮬레이션 연구를 수행한 결과, 탄산염 특유의 불균질성 때문에 SAGD와 같은 연속적 스팀주입 기법 적용은 어려울 것으로 예측하였다.

이 연구에서는 균열특성을 모사하기 위해 개념적방법인 이원공극모델(Dual Porosity; DP)과 이원투과도모델(Dual Permeability; DK)을 사용하여 탄산염 균열 저류층 모델을 구축하였다. 시뮬레이션 연구를 통해 두 균열모델에서 SAGD 기법 적용 시 나타나는 차이점을 비교분석하였고, Grosmont 탄산염 균열 저류층에 적합한 균열모델을 선정하였다. 선정된 균열모델을 사용하여 탄산염 균열 저류층의 비튜멘 개발을 위한 SAGD 기법 적용 가능성을 분석하였으며, 상업성을 확보할 수 있는 최소기준을 제시하였다.

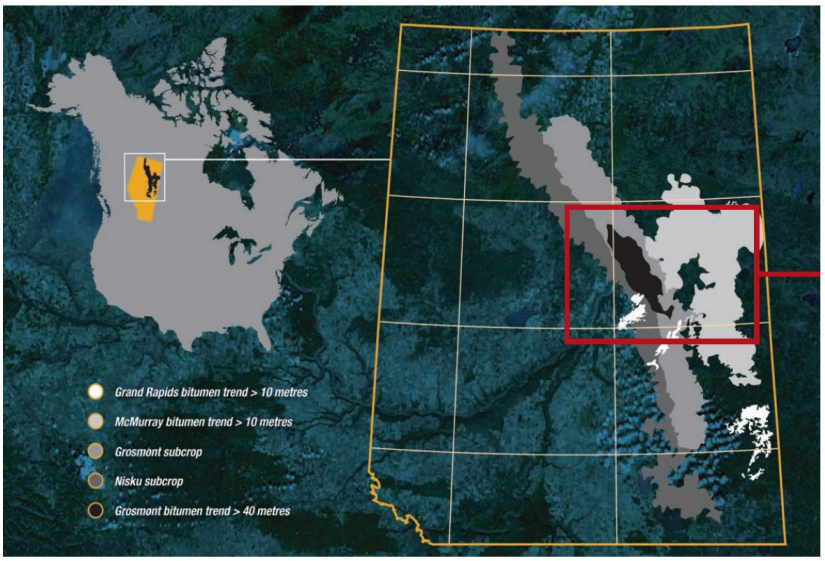


Figure 1.1 The Grosmont Formations holding bitumen in north central Alberta, Canada(Stephen Rassenfoss, 2013).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제2장 이론적 배경

제1절 탄산염 저류층 특성 및 분류

전 세계 확인된 석유매장량의 60%, 가스매장량의 40% 이상이 탄산염 균열 저류층에 부존되어 있는 것으로 알려져 있다(이원석과 김현태, 2011). 탄산염 저류층은 일반적으로 수많은 속성작용인 침출, 균열화, 재결정, 백운석화 그리고 교결작용 등을 받는다. 이로 인해 탄산염 저류층은 암체, 균열, 공동, 각력암 그리고 카르스트 등으로 이루어져 있는 매우 불균질한 균열 저류층이다. 대부분의 오일은 투과도가 매우 낮은 암체에 존재하고, 암체의 친유성 특성으로 인해 생산이 매우 어렵다. 이러한 특성을 가진 탄산염 균열 저류층은 보통 불규칙적이고 복잡한 생산거동을 보이며, 투과도가 좋은 균열을 통해서 주로 생산이 이루어진다. 균열에 의한 유동 특성은 탄산염 균열 저류층의 대표적인 특성이기 때문에 이에 대한 연구가 필요하다. 일반적인 사암 저류층과 탄산염 저류층의 특성을 비교한 표가 Table 2.1에 나타나 있다.

탄산염 저류층뿐만 아니라 사암 저류층에 있어서, 자연균열의 영향 정도에 따라 저류층의 생산계획 및 회수공법 등이 달리 적용되므로 그 정도에 대한 기준이 필요하다(이원석과 김현태, 2011). 보편적으로 사용되는 분류 기준은 총 생산량에 대한 균열의 투과도와 공극률이 미치는 영향에 따라 분류된다(Figure 2.1). 균열에 의한 공극률과 투과도가 지배적인 Type 1 저류층은 일반적으로 생산정 당 넓은 배유면적(drainage areas)을 가지며 초기 생산량이 매우 크다. 하지만 생산 감퇴율이 크고, 물 돌파(water breakthrough)현상이 조기에 나타나 매장량 측정에 어려움이 있다. Type 2 경우에는 암체의 공극률과 투과도는 매우 낮고, 균열투과도에 의해 생산이 이루어지는 저류층이다. Type 3 저류층은 암체의 공극률이 매우 높아 지속적인 생산이 가능하며, 추가적으로 균열투과도가 생산에 도움을 주는 경우이다. 하지만 투과도의 이방성(anisotropy) 때문에 2차 회수기법 적용에 어려움이 있다. Type M 저류층은 암체의 공극률과 투과도가 높아 균열의 영향이 미미한 경우이며, Type G는 석탄층메탄가스(Coalbed Methane; CBM) 및 가스-컨덴세이트(Gas-Condensate) 저류층 등을 의미한다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 2.1 Comparison of sandstone and carbonate reservoir characteristics(cont'd) (Choquette and Pary, 1970).

Reservoir Characteristic	Sandstones	Carbonates
Amount of primary porosity	25~40%	40~70%
Amount of ultimate porosity	Half or more of primary porosity(commonly 15~30%)	Small fraction of original porosity(commonly 5~15%)
Type of primary porosity	Almost exclusively interparticle	interparticle, intraparticle, intercrystalline, moldic, vuggy, carvernous, fenestral or "constructed void"
Type of ultimate porosity	Almost primary interparticle	Highly variable owing to different origins or pore types
Typical pore size	Throat size and diameter relate to depositional texture	Throat size and diameter may not be related to depositional texture
Typical pore shape	Dependent on particle shape; typically a "negative" of particles	Varies from strongly related to particle shape to totally unrelated
Uniformity of pore size and shape distribution	Relatively uniform in homogeneous sand bodies	Variable from fairly uniform to extremely heterogeneous-even within a body made up a single rock type
Influence of diagenesis	Minor-usually reduction by compaction or cementation	Major-can create, obliterate or totally modify porosity; cementation and solution important

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 2.1 Comparison of sandstone and carbonate reservoir characteristics (Choquette and Pary, 1970).

Reservoir Characteristic	Sandstones	Carbonates
Influence of fracturing	Not of major importance in reservoir properties	Major importance in reservoir properties if present
Visual estimation of porosity and permeability	Semiquantitative estimates may be relatively easy	Semiquantitative estimates may be easy or impossible; instrumental measurements commonly required
Adequacy of core analysis for reservoir evaluation	Core plugs of 1-inch diameter may be adequate to determine matrix porosity	Core plugs commonly inadequate; may require whole core analyses for large pore sizes
Porosity & permeability relationships	Relatively consistent; may be dependent on particle texture	Highly varied; may be independent of particle texture
Reliability of log characteristics as indicator of depositional facies (electrofacies mapping)	Standard practice that may provide reliable proxies for depositional facies	Not reliable because of logs cannot generally detect differences in carbonate grain types or textures

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

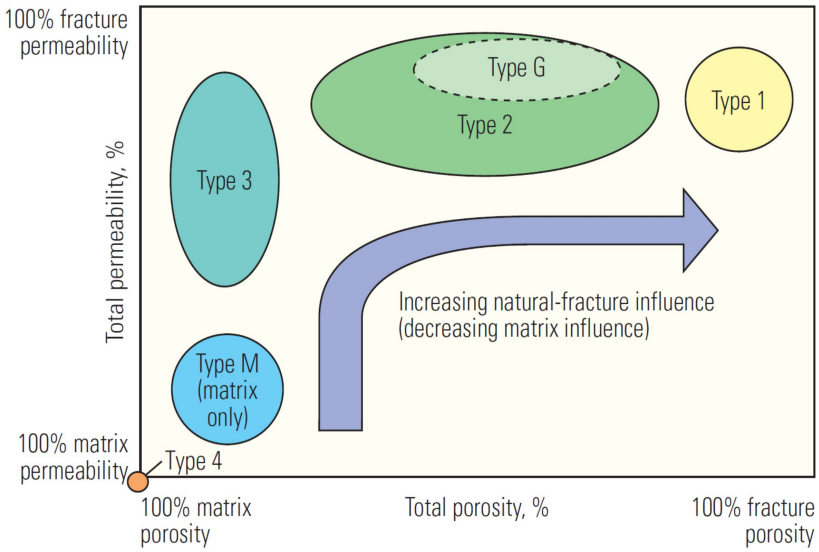


Figure 2.1 Naturally fractured reservoir classification system(Bratton et al., 2006).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제2절 캐나다 앨버타 주 Grosmont 층 특성

캐나다 앨버타 주 북부에 위치한 Grosmont 층은 상부 데본기에 퇴적된 탄산염암 복합체로서 500 km × 150 km에 이르는 광범위한 규모로 분포되어있다(Figure 2.2). 이 층은 백악기 McMurray-Wabiskaw 오일샌드 층의 하부에 위치하며, Ireton 층 사이에 가로질러 놓여있다(Figure 2.3). 세부적으로는 하부 층부터 4개의 A, B, C 그리고 D 층으로 나누워져 있으며, 각 층 사이에 투과도가 매우 낮은 이회암층이 존재한다. 복잡한 퇴적환경과 수많은 속성작용으로 인해 암체, 균열, 공동, 각력암 그리고 카르스트 등이 존재하여 매우 불균질한 특성을 가진 균열 저류층이다. 저류층 심도는 최소 200 m에서 최대 1,000 m에 이르며, 저류층 유체로는 점성도가 1,000,000 cp를 넘는 비전통 탄화수소인 비튜멘이 부존되어 있다(Ezeuko et al., 2013).

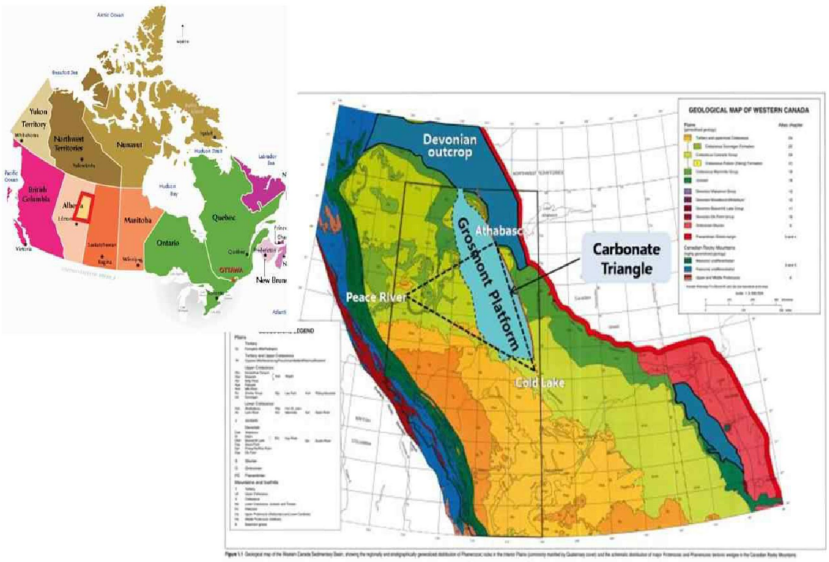


Figure 2.2 Location of Grosmont Formation(Buschkuehle et al., 2007).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

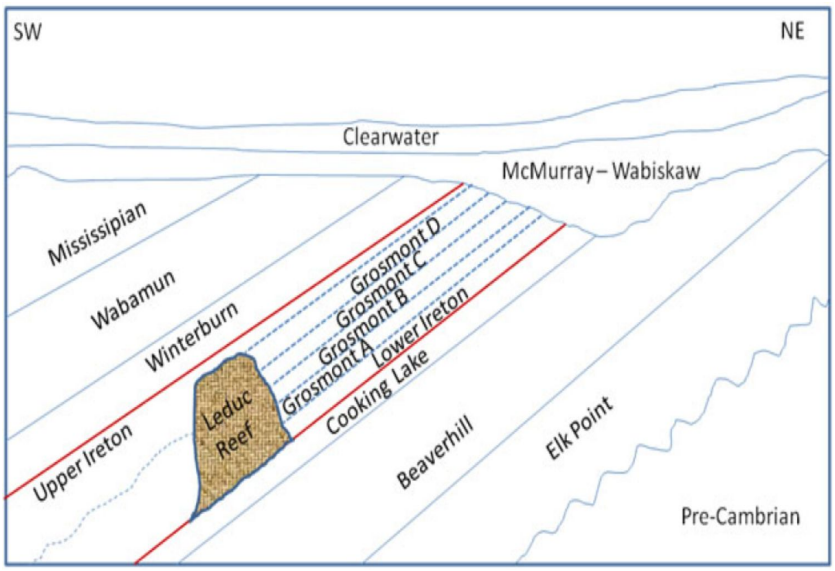


Figure 2.3 A SW-NE stratigraphic section highlighting Grosmont Formation in relation to other key successions in northern Alberta(Ezeuko et al., 2013).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제3절 균열시스템

1. 균열(Fracture)

균열이란 외부응력(stress)에 의해 암석의 연약한 부분이 파괴되는 것을 의미한다. 자연적으로 생성되는 균열은 생성원인, 특징 그리고 유동 특성에 따라 크게 단층(fault)과 절리(joint)로 구분한다. 단층과 절리의 큰 차이는 전단변위(shearing displacement)의 존재 유무이다. 단층과 절리의 방향은 지각에 작용하는 세 개의 주응력(principal stress)에 의해 결정되며, 일반적으로 저류층은 수직응력이 가장 큰 것으로 알려져 있다. 주응력의 상대적 크기에 따라 절리와 단층이 발생되는 형태는 Figure 2.4와 같다.

석유산업에서 사용되는 균열과 관련된 용어를 Table 2.2에 정리하였다.

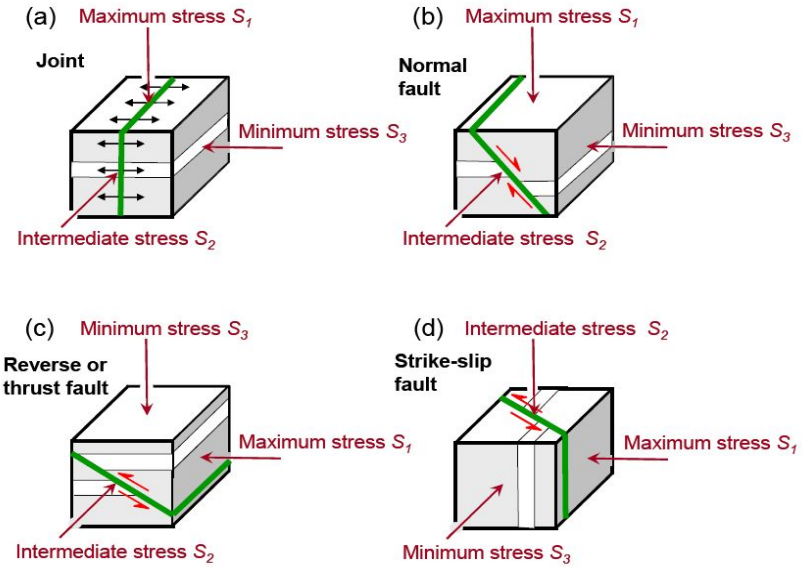


Figure 2.4 Common fracture styles, their displacements and their orientation relative to principal stress orientations common in the Earth's upper crust(Narr et al., 2006).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 2.2 Characteristics, definitions and origins of natural fractures of widespread importance to the petroleum industry(Narr et al., 2006).

Fracture Term	Definition	Characteristics, Evidence
Fracture	Discontinuity caused by brittle failure. All the features defined in this table are fractures	Distinct discontinuity that post-dates formation of the rock
Crack	Individual, isolated fracture showing no shearing offset. May be natural or induced	Isolated (not necessarily part of a set) No shear offset
Joint	One of a group(set) of naturally occurring spaced, parallel fractures showing no shearing offset. In stratified rock, joints are usually at a high angle to layering	No shear offset At high angle to bedding in sedimentary rock With parallel fractures forms a set
Fault	Naturally occurring fracture along with opposite sides have been displaced parallel to the fracture surface	Shear offset Fault-induced deformation adjacent to fault
Deformation band	Planar, failure-induced discontinuities containing disaggregated or broken particles of host rock. They form in porous, granular strata	Shear offset, braided appearance Occur in groups with parallel and frequency conjugate, faults
Vein	Fracture filled by precipitated mineralization	Mineral-filled fracture

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

2. 절리(Joint)

절리는 암석의 물리적 연속성을 단절하고, 전단변형이 없는 균열을 의미한다. 장력(tension) 및 비틀림(torsion)에 의해 주로 층상에 수직 또는 수평으로 발달하는 형태를 보인다. 또한 다층으로 이루어진 경우 절리의 연속성은 각 층의 경계에서 끝나는 특징을 보인다(Figure 2.5).

절리의 특성을 결정짓는 기본적인 요소는 높이(height), 길이(length), 간극(aperture) 그리고 방향(orientation)이다. 간극은 절리를 형성하는 두 암석 사이의 공간적 간격을 말하며, 광화작용(mineralization)에 의해 물질로 채워져 있을 수도 있다. 간극크기와 물질로 채워져 있는 정도는 유체의 유동에 중요한 요소이지만, 그 정도를 공간적으로 정량화하는 것은 매우 어려운 일이다. 절리 높이의 경우 상대적으로 얇은 층에서 많이 존재한다. 하지만 그 높이가 크지 않고 노두 전체를 관통하지 않는 것이 일반적이다. 이는 절리가 발달하면서 물성이 다른 층의 경계를 만나면 생성되지 않는 특성 때문이다. 절리의 길이는 저류층의 유효투과도를 결정짓는 매우 중요한 요소이다.

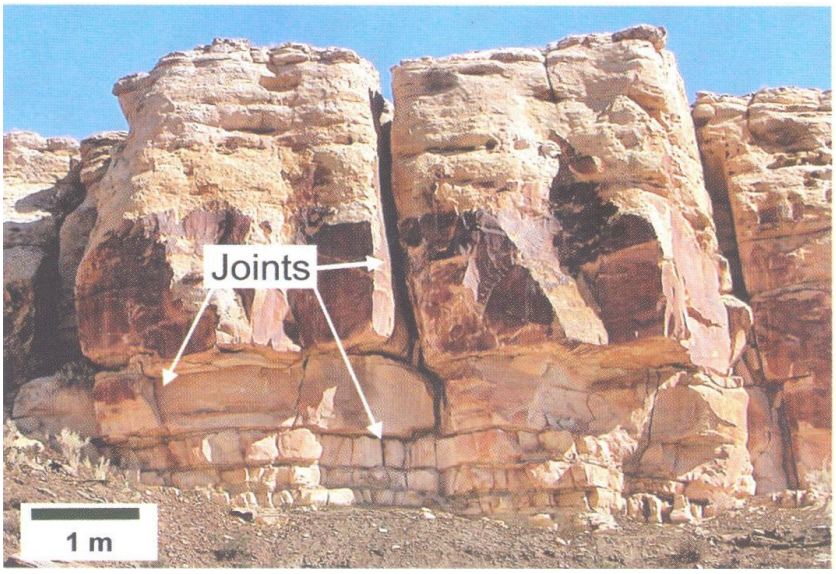


Figure 2.5 Joints in a well-bedded sandstone(Narr et al., 2006).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

3. 단층(Fault)

단층은 양쪽에서 잡아당기는 장력, 양쪽에서 미는 횡압력 그리고 중력 등의 구조적 영향에 의해 생성된다. 단층은 상반과 하반의 이동방향, 단층의 주향 그리고 단층면의 경사 등에 따라 구분되며 상반이 하반보다 아래로 내려가면 정단층, 상반이 하반보다 위로 올라가면 역단층이다.

단층은 유체의 유동 통로가 될 수도 있지만, 내부에 존재하는 물질에 따라 유동의 방해 요소로 작용할 수도 있다. 또한 연결성이 떨어지는 저류층의 경계를 결정하는데 매우 중요한 정보를 제공한다. 이는 국부적으로 단층은 유체의 유동을 증가시킬 수 있지만, 전체적으로 저류층을 봤을 때는 전단변위에 의한 장벽(barrier) 역할을 한다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제4절 탄산염 균열 저류층 유동 모델링

탄산염 균열 저류층의 공극률과 투과도는 복잡한 퇴적환경과 수많은 속성작용으로 인해 일반적인 사암 저류층에 비해 낮은 값을 보이며, 매우 불균질한 특성을 가진다(Jardine et al., 1977). 또한 탄산염 균열 저류층의 유동 특성은 사암 저류층의 특성과는 매우 다른 양상을 보인다. 특히 탄산염암의 비튜멘을 회수하기 위해서는 열 주입 기법이 적용되어야하며, 이 경우에는 더욱 복잡한 거동(behavior) 특성을 보이게 된다. 저류층의 생산 거동을 예측하기 위해 거동 특성은 반드시 고려되어야 하고, 대표적인 특성으로는 열주입에 따른 저류층 암석 및 유체의 물성변화, 암체와 균열의 상호관계 그리고 균열 간의 연결성 등이 있다. 이후 생산성 예측 및 저류층 특성화를 위한 시뮬레이션 입력 자료로 사용된다.

1. 온도변화에 따른 암석 및 유체의 물성변화

열주입 기법 적용 과정에서 저류층의 온도변화는 암석과 유체의 물리적 및 화학적 물성에 영향을 준다. 가장 중요한 저류층의 물리적 특성은 다음과 같다.

1.1 암석 공극률 및 투과도(Rock porosity and Permeability)

암석의 공극률과 투과도는 열팽창 계수 값이 낮아 온도변화에 매우 민감하다(Ghedan and Kumar, 2014). 실험 조건에 따라 온도가 증가할 때 탄산염암의 절대투과도가 증가, 일정 또는 감소하였다(Dreher and Kenyon, 1986; Sumnu et al., 1996; Shahin and Moosa, 2006). 균열이 존재하는 탄산염암의 절대투과도는 상온에서의 절대투과도에 비해 증가되었다. 그러나 균열이 존재하지 않는 경우 절대투과도는 오히려 감소하였는데, 이는 열주입에 의해 암체의 공극 구조가 손상되어 절대투과도가 감소하지만 균열투과도는 증가함을 유추할 수 있다.

1.2 저류층 습윤도(Reservoir wettability)

탄산염 저류층은 근원암(source rock)에서 오일이 이동(migration)하기 전에 친수성(water wet)을 갖지만, 오일을 함유하고 있는 탄산염 저류층의 약 80% 정도가 친유성(oil wet) 또는 혼합습윤도(mixed wet)를 갖는 것으로 알려져 있다(Downs

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

and Hoover, 1989). 따라서 물 주입(water flooding)과 같은 방법은 암체 공극에 포화되어있는 오일을 효과적으로 생산할 수 없지만, 과거에 탄산염암에 포화되어 있는 경질유를 수공법 등으로 상업적 생산을 수행한 사례가 있다. 이는 주입된 물에 녹아있는 황산염(sulfate)에 의해 탄산염암의 습윤도를 변화시켰기 때문인 것으로 보고되었다(Zhang and Austad, 2005). 그러나 중질유나 비튜멘은 높은 산가(acid number)를 가지고 있어, 이를 함유하고 있는 탄산염암은 일반적으로 친유성을 가진다.

온도에 의해 친유성 탄산염암의 습윤도가 변하는 것으로 알려져 있다. 일부 실험에 따르면 약 150~200℃에서 상당량의 물이 흡수되는 것이 확인되었고, 이는 탄산염암의 표면이 고온에 의해 친수성으로 변한 것으로 관측되었다(Ehrlich, R., 1970; Al-Hadhrami and Blunt, 2001).

1.3 상대투과도 곡선(Relative permeability curves)

오일-물 그리고 가스-액체 상대투과도 곡선은 탄산염 균열 저류층의 오일 회수 메커니즘을 설명하기 위한 매우 중요한 자료이다. 일부 실험 연구 결과에 따르면 상대투과도는 온도변화에 무관하다는 것을 보여주고 있지만(Sufi et al., 1982; Miller and Ramey, 1985; Maini and Okazawa, 1987), 다른 실험 연구 결과에서 중질유를 함유하고 있는 탄산염암에서의 오일-물 상대투과도는 온도의 함수(function)라고 제안하였다(Lo and Mungan, 1973; Sadaee and Rashidi, 2006). 이는 온도가 증가함에 따라 습윤도의 변화에 의해 오일 상대투과도의 모양이 변한 것을 알 수 있다. Lo and Mungan (1973)은 고온에서 암석의 습윤도가 각각 친수성과 친유성일 때, 오일의 상대투과도 변화를 측정하였다. 그 결과 친수성과 친유성 둘 다 비슷한 결과가 나타났고, 동일한 포화율(saturation)에서 오일의 상대투과도보다 물의 상대투과도가 더 많이 증가하는 것을 확인하였다.

1.4 오일 점성도(Oil viscosity)

온도변화에 따라 영향을 받는 오일의 점성도는 생산에 큰 영향을 미친다. 일반적으로 매우 점성도가 높은 비튜멘은 저류층 온도에서 유동하지 못하지만, 고온에 의해 점성도가 감소하면 유동이 가능해진다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

1.5 유체 밀도(Fluids density)

저류층 유체의 밀도는 저류층 압력과 온도의 함수이다. 중질유는 고온에서 낮은 밀도를 갖는다. 하지만 물과 탄산염암의 열팽창 계수는 탄화수소보다 각각 5배 그리고 6~10배 정도 높다.

1.6 열전도도(Thermal conductivity)

자연균열저류층의 평균 열전도도는 암체, 균열특성, 균열내의 광물, 암체 내의 유체 포화율 그리고 이러한 특성들의 상대적인 분포의 열전도도에 의해 결정된다. 유체의 열전도도는 온도가 증가함에 따라 감소하며, 탄산염암과 가스의 열전도도 변화는 거의 미미하다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

2. 자연균열저류층의 열주입 생산 거동 메커니즘

자연균열저류층에서의 오일회수는 암체와 균열 사이의 상호작용 및 유동특성과 관련되어있다. 탄산염암의 암체는 매우 작은 투과도를 가지지만 대부분의 오일이 포화되어 있고, 유체의 유동은 균열을 통해 이루어진다. 탄산염 균열 저류층에 열이 주입되면 균열을 통해 열이 확산되기 시작하고, 균열에서 응축된 스팀은 암체로 잠열(latent heat)을 전달한다. 이러한 과정을 통해 암체 내의 오일이 균열로 이동하여 생산되기 시작된다(Figure 2.6).

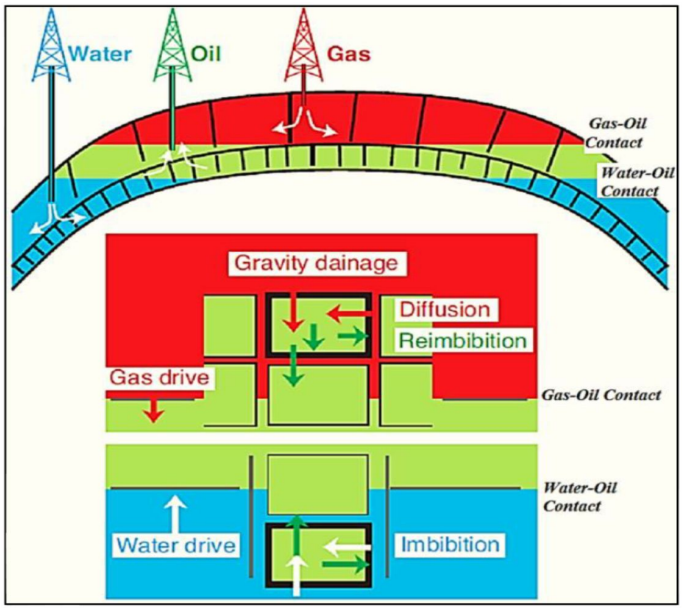


Figure 2.6 Main drive mechanisms in fractured reservoirs(Taber et al., 1997).

2.1 열팽창(Thermal expansion)

스팀이 주입되면 암체의 광물과 공극 속에 포화된 유체의 온도가 상승하게 되고, 열팽창 계수(thermal expansion coefficient)에 따라 팽창하기 시작한다. 팽창된 암체의 광물은 공극의 부피를 감소시킨다. 이러한 영향으로 암체 내의 오일이 약 9×10^{-4} $m^3/(m^3\text{-}°K)$ 정도 균열로 밀려나게 된다(Reis, 1990). 암체의 온도가 205℃ 정도 증가하게 되면 공극 부피의 약 20%에 해당되는 유체가 균열로 유동한다.

일부 실험연구결과에 따르면 열에 의한 오일의 팽창은 온도와 비선형(non-linear)

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

관계를 가진다고 제안하고 있다. 그러나 열에 의한 암체 및 유체의 팽창은 균열저류층의 생산 거동 메커니즘에 중요한 요소이다.

2.2 모세관 흡수(Capillary imbibition)

동일한 포화율에서 암체의 모세관압은 균열의 모세관압보다 훨씬 크다고 알려져 있다. 이러한 모세관압의 차이는 1차 회수법의 원동력이 된다(Mollaei and Maini, 2007). 친수성 저류층인 경우에 균열 내에 존재하는 물은 매우 작은 공극을 통해 자연스럽게 흡수되고, 암체 내의 압력이 증가하게 되어 오일을 균열로 밀어낸다(Reis, 1990). 낮은 온도 범위 내에서 모세관 흡수에 의한 오일의 회수량은 적게는 수 퍼센트에서 많게는 70% 정도까지 가능하다고 알려져 있다(Kyte et al., 1961). 온도가 증가함에 따라 암체의 모세관압이 증가하고, 열적 증강 흡수(thermally augmented imbibition)를 발생시킨다.

2.3 가스 생성(Gas generation)

Reis (1990)는 저류층에 스팀이 주입되면, 물-오일 또는 물-암체의 화학적인 반응으로 상당한 양의 가스가 생성 된다는 것을 확인하였다. 생성된 가스의 구성성분은 이산화탄소, 황화수소 그리고 가벼운 탄화수소로 성분으로 구성되어있다. 가스의 양은 일반적으로 저류층의 공극부피를 초과하며, 암체 내의 오일을 균열로 밀어낸다. 가스가 생성됨에 따라 회수되는 오일의 양은 약 25%로 불확실성이 존재하지만, 일반적인 저류층에서 용해가스 메커니즘에 의한 회수율과 유사하다고 알려져 있다.

2.4 중력 배수(Gravity Drainage)

중력배수는 물 또는 가스로 포화된 암체나 수직 균열이 존재하는 저류층에서 발생할 수 있다. Reis (1990)는 암체 내의 오일과 균열 내의 유체 사이에서 정수두(hydrostatic head) 차이가 수직 압력 구배를 발생시키고, 암체 내의 오일을 균열로 밀어내는 것을 확인하였다. 중력배수효과는 암체 내의 오일과 균열 내의 유체의 밀도 차이 및 암체투과도 등에 따라 달라진다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

3. 열주입 생산기법

3.1 Steam-Assisted Gravity Drainage(SAGD)

SAGD(Steam-Assisted Gravity Drainage) 기법은 저류층과의 접촉면을 증가시켜 생산성을 향상시켜준 수평정 기술의 발달로 Bulter (1978)에 의해 개발되었으며, 오늘날 오일샌드 개발에 가장 많이 쓰이는 상업적 열주입 기법 중 하나이다. SAGD 기법은 두 개의 평행한 수평정으로 구성되며, 상부에 주입정 그리고 하부에 생산정이 위치한다(Figure 2.7). 일반적으로 생산정은 주로 저류층 기저로부터 약 2 m 위에 위치시키며, 주입정은 생산정 상부에서 5~10 m 위에 위치시킨다(Shin and Polikar, 2005). 주입정과 생산정의 길이는 500~1,000 m를 이용하며(Singhal et al., 1998), 보통 800 m 내외로 많이 사용된다. 생산을 시작하기에 앞서 약 3개월 정도 주입정과 생산정을 예열(preheating)시켜, 두 수평정 사이에 있는 암체의 온도를 높이는 과정을 거친다. 두 수평정 사이의 암체 온도가 충분히 높아지면 주입정과 생산정은 일반적인 SAGD 기법의 운영 상태로 전환한다. 이후 주입정을 통해 지속적으로 스팀이 주입되면 주입정 주변과 그 위쪽으로 스팀챔버가 형성된다(Figure 2.8). 형성된 스팀챔버의 열에 의해 비튜멘의 온도가 상승하고, 점성도가 감소한 비튜멘은 응축된 물 및 공극수(connate water)와 함께 중력에 의해 아래쪽으로 유동하여 생산정을 통해 생산이 이루어진다. 이후 스팀챔버는 저류층 상부까지 도달한 후, 상부에서 수평방향으로 성장한다.

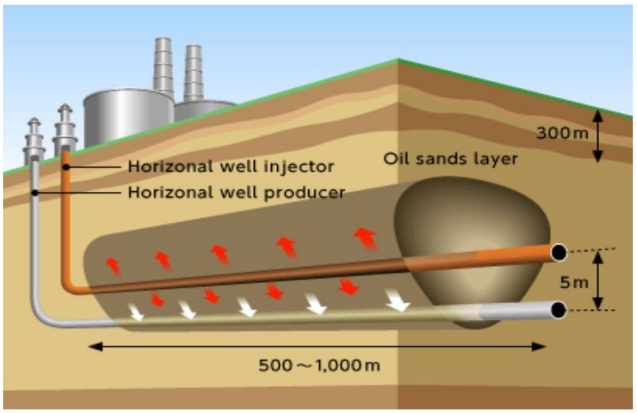


Figure 2.7 Oil sands development utilizing the SAGD process(http://www.japex.co.jp).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

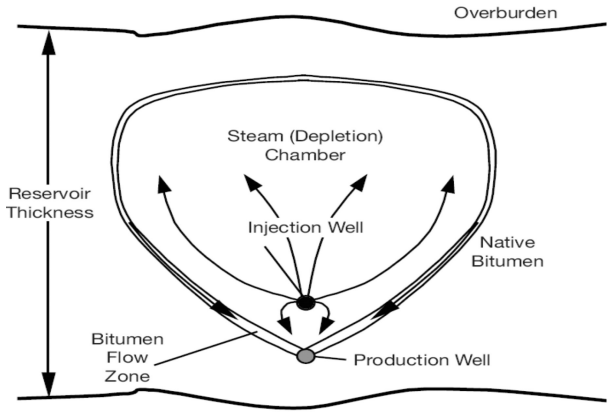


Figure 2.8 Cross section of the SAGD process(감동재 외, 2009).

SAGD 기법은 저류층의 압력이 낮은 곳이나 파쇄대(fracture)가 없는 곳에서 비튜멘을 생산하는 데 적합하다고 알려져 있다. 또한 비튜멘의 포화율이 높으며 저류층이 두껍고 수직투과도가 좋은 저류층에 적합하다(Batycky, 1997).

성공적으로 SAGD 기법을 운영하기 위해서는 중요한 두 가지 조건을 만족시켜야한다. 먼저 주입정과 생산정 주변에 충분한 열유통(heat communication) 확립을 위해 예열기간이 필요하다. 나머지 하나는 주입된 스팀이 생산정으로 유입되는 것을 막아 스팀의 효율성을 증가시키고, 저류층 내에 스팀을 잡아두는 것(steam trap control)이 필요로 하다.

(1) SAGD 예열(Preheating) 기간

저류층 상태의 온도에서 유동성이 거의 없는 비튜멘을 SAGD 기법으로 생산하기 위해서는 두 수평정 사이의 암체에 존재하는 비튜멘의 온도를 높여 유동성 있게 만들어야한다. 일반적으로 주입정과 생산정에 단열 처리된 튜빙(tubing)을 통해 스팀을 주입하고, 애뉼러스(annular)에서 응축된 물을 회수하는 방법으로 이루어진다. 예열기간은 두 수평정간의 거리 및 수직투과도의 영향을 받는다. 주입정과 생산정간의 거리는 5~10 m 정도가 적합하다(Shin and Polikar, 2007).

(2) 스팀 묶어두기(Steam trap control)

생산정에서 회수되는 유체의 온도를 물의 끓는점보다 낮게 유지하는 방법을 말

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

한다. 최적의 SAGD 생산운영조건은 생산정 상부에 생산되는 유체가 쌓이지 않고, 주입된 스팀이 생산정으로 이동하지 않게 해야 한다. 즉 생산정의 온도를 주입되는 스팀의 온도보다 일정한 온도만큼 낮게('subcool'이라 부름)하여 생산정으로 스팀 유입을 막는다(Edmunds, 2000). 이는 스팀이 가지고 있는 열을 모두 저류층에 전달하고, 응축된 물과 온도가 상승한 비튜멘을 생산해 열효율을 높이는 방법이다. Ito and Suzuki (1996)는 시뮬레이션을 수행하여 열주입 생산 기법의 효율성을 나타내는 스팀오일비(steam-oil ratio; SOR)를 최소화하기 위해서는 약 40℃의 온도 낮춤이 적절하다고 제시하였다. 온도낮춤이 커질수록 스팀오일비가 감소해서 경제적일수도 있지만, 50℃를 넘으면 생산량이 절반 이하로 감소하여 오히려 스팀오일비가 증가하는 경향을 보인다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

4. 탄산염 균열 저류층 시뮬레이션

4.1 자연균열저류층(Naturally Fractured Reservoirs)

암석이 생성된 후 외적인 작용이나 지각변동에 의해 형성된 균열, 절리, 파쇄대 그리고 단층 등의 2차 공극을 가진 저류층을 자연균열저류층(naturally fractured reservoirs; NFR)이라고 한다. 자연균열은 저류층의 유효투과도를 증가시키고 저류층 유체의 전도성 높은 통로 역할을 하지만, 일반적으로 저류층 공극부피 대비 작은 부피를 갖는다.

균열시스템(fracture system)을 가지고 있는 저류층의 메커니즘은 단일공극시스템(single porosity system)과는 상당히 큰 차이점을 가지고 있다. 암체의 공극률과 투과도 이외에도 균열의 공극률과 투과도 그리고 두 시스템 간의 상호(exchange) 관계를 고려해야한다. 균열 유효투과도는 유정시험해석(pressure-transient tests)을 통해 비교적 쉽게 알아낼 수 있지만, 균열의 공극률을 측정하는 것은 매우 어렵다. 또한 생산 메커니즘은 더욱 복잡하다. 유체팽창에 의해 암체 내의 탄화수소가 균열로 밀려나가 균열을 통해 생산된다. 반면에 중력효과와 모세관압력이 증가하게 되면, 암체시스템(matrix system)으로부터 탄화수소 회수가 방해될 수도 있다.

Long (1982)은 비 다공성(non-porous) 암체의 균열시스템을 통해 유체의 유동을 분석한 결과, 다공성(porous) 암체와 같이 동등한 특성을 가진 균열은 암체에 존재하는 균열들이 서로 연결되어 하나의 시스템을 이뤄져야한다는 것을 확인하였다. Barenblatt et al. (1960)은 자연균열시스템을 모델링하기 위해 이원매질(dual media) 접근법을 제안하였다. 저류층 내의 균열과 암체는 별도의 연속체(continuum)로 간주되고 각각 압력, 포화율 등 물성 값을 갖는다. 저류층 유체는 균열과 암체를 통해 유동하며 유량의 정도는 두 연속체의 압력 차이에 의해 결정된다.

균열시스템은 일반적으로 높은 유효투과도와 낮은 유효공극률의 특성을 보이지만, 암체는 낮은 유효투과도와 높은 유효공극률을 갖는다. 균열시스템의 물성 값은 단위 부피당 존재하는 균열과 암체의 평균값으로 할당된다. 또한 자연균열저류층 시뮬레이션에서 암체와 균열 간의 상호 유동 메커니즘은 가장 중요한 요소이다. 암체와 균열 간에 상호 유동을 하면서, 저류층의 유체는 암체에서 균열시스템으로 이동하게 된다.

자연균열저류층의 균열특성을 모사하기 위한 모델링 방법으로는 크게 이원공극

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

모델(Dual Porosity; DP)과 이원투과도모델(Dual Permeability; DK)이 있다. 이 모델들은 저류층을 암체와 균열이 상호작용하는 중첩계산격자(superimposed computational grid)로 나눈다(Figure 2.9). 각각의 모델링은 장단점이 존재하며 저류층의 물성 및 특성과 균열 모델링 목적에 따라 적절한 모델을 선택하여 사용해야한다.

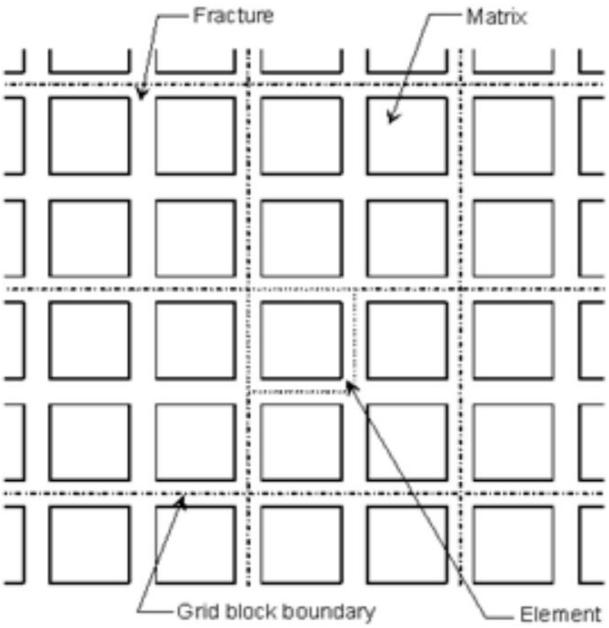


Figure 2.9 Fractured reservoirs modeling(CMG, 2016).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

4.2 이원공극모델(Dual Porosity; DP)

DP 모델은 자연균열저류층의 거동을 단순하게 모사한 모델이다(Figure 2.10). 낮은 유효투과도와 높은 공극률의 특성을 가지는 암체시스템은 균열로 유체를 공급하는 매질로 간주되며, 유체 및 열의 유동은 균열시스템을 통해서만 이동 가능하다는 특성을 갖는다. 암체와 균열은 서로 상호 유동이 가능하지만, 암체 내부에서 유체의 유동은 고려되지 않는다. 또한 격자(grid block) 내에 있는 암체들은 오직 인접한 균열을 통해서만 유동이 가능하다.

저류층의 특성에 따라 Multiple Interacting Continua Model(MINC) 또는 Vertical Refinement Model(VR)같이 다양한 모델이 사용될 수 있으며, 저류층이 암체와 균열 간의 유동이 지배적이고 균열의 연결성이 좋은 경우 적당한 모델이다.

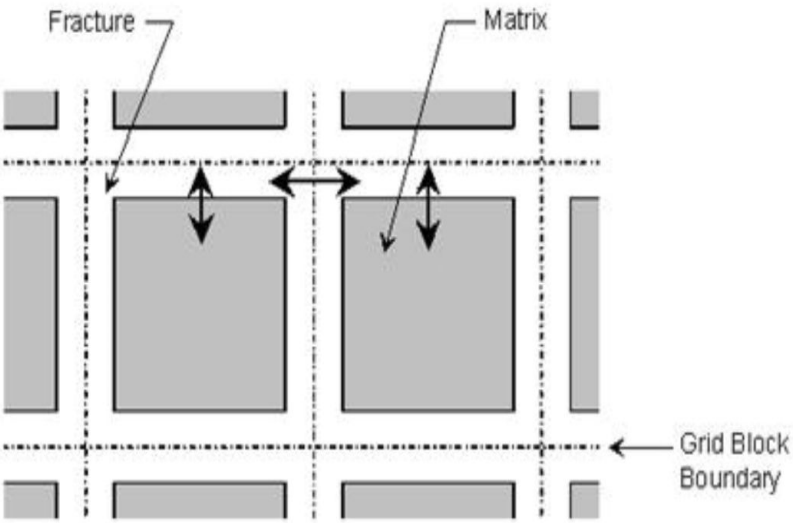


Figure 2.10 Dual porosity model(CMG, 2016).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

4.3 이원투과도모델(Dual Permeability; DK)

DK 모델은 암체와 균열시스템 모두에서 유체 및 열의 유동이 가능한 모델이다 (Figure 2.11). 즉 암체와 균열은 서로 상호 유동이 가능하며 인접한 격자 내에 있는 암체들 간의 상호 유동까지 고려한 모델로, 비교적 균열이 적은 저류층에 적합한 것으로 알려져 있다.

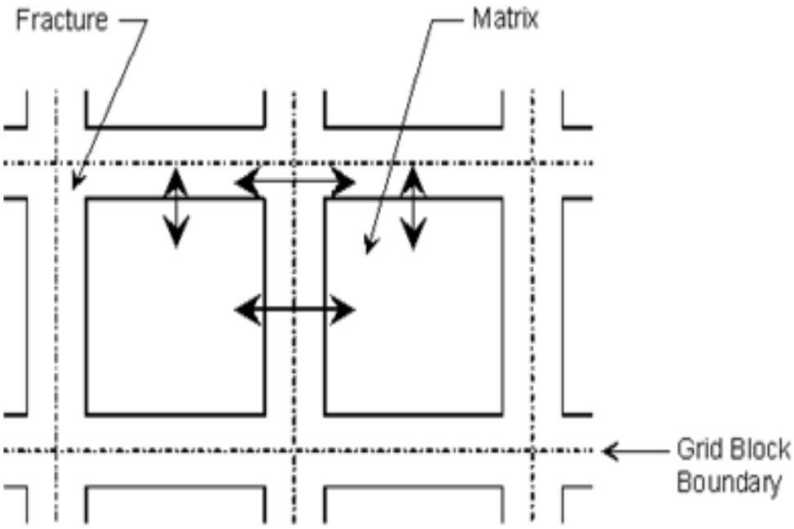


Figure 2.11 Dual permeability model(CMG, 2016).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

5. Simple Thermal Efficiency Parameter(STEP)

SAGD 프로젝트 개발 단계에서 경제성을 평가하는 것은 매우 중요하다. SAGD의 경제성 여부는 생산성 지표(Performance Indicator)인 회수율(recovery factor; RF), 일일생산량(calender day oil rate; CDOR), 스팀오일비(steam-oil ratio; SOR) 그리고 프로젝트 기간(project life)에 의해 결정되고, 이러한 생산성 지표는 저류층 인자(Reservoir Parameters)에 영향을 받는다(Shin and Polikar, 2005; Shin and Polikar, 2006). 즉 최적의 SAGD 운영조건에서 누적스팀오일비(cumulative steam-oil ratio; cSOR)가 작고, 일일생산량과 회수율이 높아 SAGD의 경제성이 좋다고 볼 수 있다. 하지만 시뮬레이션 결과가 누적스팀오일비가 낮고 일일생산량과 회수율이 좋지 않을 경우에는 경제적 인자인 순현재가치(net present value; NPV) 또는 투자수익률(return of investment; ROR) 계산 없이는 SAGD 경제성 평가 및 최적운영조건을 판단하는 것은 어렵다.

따라서 SAGD 프로젝트의 상업성 여부를 나타내기 위해 고안된 Simple Thermal Efficiency Parameters(STEP)는 간단하게 SAGD 프로젝트의 경제성을 평가하는 경제성 지표이다(Shin and Polikar, 2005; Shin and Polikar, 2006). STEP 값을 구하는 공식은 식(2.1)에 나타나있으며, 스팀오일비가 4에 해당하는 시간에서 누적스팀오일비, 일일생산량 그리고 회수율 측정하여 계산한다. 각각 SAGD 생산성 지표에 대한 경제적 기준은 cSOR 3, CDOR 0.111 $m^3/d/m$ 그리고 RF 0.5로 가정하였다.

$$STEP = \frac{(RF/0.5) \times (CDOR/0.111)}{(cSOR/3)^{2.4}} \quad \text{식(2.1)}$$

경제적인 SAGD 프로젝트의 경우 STEP 값은 1 보다 크게 계산되지만, CAPEX(capital expenditures)와 OPEX(operating expenditure)를 고려하지 않은 경제성 지표이므로 STEP 값이 2 보다 큰 경우에 경제성 충분하는 것으로 판단한다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제3장 탄산염 균열 저류층 SAGD 기법 적용 사례분석

Ezeuko et al. (2013)은 다중개체(multiple object) 기법을 사용하여, Grosmont 층을 암체, 균열, 공동, 각력암 그리고 카르스트의 5가지 유형으로 분류해 저류층 모델을 구축하였다. SAGD 기법 적용 시뮬레이션 연구를 수행한 결과 탄산염암 특유의 불균질성으로 인해 스팀챔버모양이 매우 불규칙하게 생성되었고, 최대생산량이 약 1.5 m^3/day 이후 급격하게 감소하였다. 또한 누적스팀오일비가 10 m^3/m^3 정도로 높게 나타나(Figure 3.1), SAGD와 같은 연속적 스팀주입 기법 적용은 어려울 것으로 예측하였다.

Sadaee and Rashidi (2006)은 이란 탄산염 중질유 저류층을 대상으로 민감도 분석을 통해 SAGD 기법 적용 시뮬레이션 연구를 수행하여 SAGD 기법이 적용 가능할 수 있음을 제시하였다. 민감도 변수로는 수평정의 길이, 주입정과 생산정의 간격 그리고 스팀주입압력을 사용하였다. 그 결과, SAGD 기법 적용 시 최적의 생산 운영조건은 수평정의 길이 3,000 ft, 주입정과 생산정의 간격 200 ft 그리고 스팀 주입 압력 1,300 psia임을 확인하였다.

국내에서는 이원석 등(2009)은 SAGD 기법이 탄산염암 중질유전 개발에 사용될 수 있는지에 대한 타당성과 생산 공법 설계를 위한 자료로 이용될 수 있는 저류층 특성변수들에 대한 민감도 시뮬레이션을 통해 분석하였다. 균열 탄산염암을 모사하기 위해 이원공극모델을 사용하여 단일공극모델과 비교분석한 결과, 이원공극모델의 경우 정호의 왼쪽 방향에 분포하는 오일이 효과적으로 생산되지 못하고 있음을 확인하였다. 균열 간의 평균 거리가 증가하면 암체내부까지 열전달이 이루어지지 않아 오일회수가 어려워지므로, 부분적인 소규모의 균열은 스팀의 유동 및 효과적인 열전달을 위해 유리할 것으로 판단하였다(Figure 3.2). 또한 균열투과도가 증가하면 균열을 통한 스팀의 이동이 용이하고 이에 따른 열전달 효율이 증가하므로 비례적으로 오일이 생산량이 증가함을 확인하였다(Figure 3.3).

최영락 등(2014)은 균열특성을 반영한 Grosmont 탄산염 저류층 모델에 대한 SAGD 시뮬레이션 연구를 수행하였다. 균열의 특성을 반영하기 위해 시추공 코어 자료에서 취득한 균열 밀도, 경사각 및 경사방향에 대한 정보를 사용하여 이원공극 모델을 구축하였다. SAGD 기법을 적용한 결과, 생산 초기에는 균열의 높은 투과도와 유체의 밀도 차에 의해 스팀이 상부로 수직 이동하는 현상을 확인하였다. 그

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

후 스팀챔버가 상부에서부터 수평으로 확장하여 3,000일 까지 일일생산량이 지속적으로 증가하는 추세를 보이지만 그 이후에는 급격히 감소하였고(Figure 3.4), 누적 스팀오일비는 2.73 m^3/m^3, 회수율은 70%로 우수한 결과를 나타내었다(Figure 3.5). 균열이 많이 발달하여 매질에서 균열로 오일생산이 용이한 지역을 개발한다면 상업성이 충분히 확보될 것으로 평가하였다.

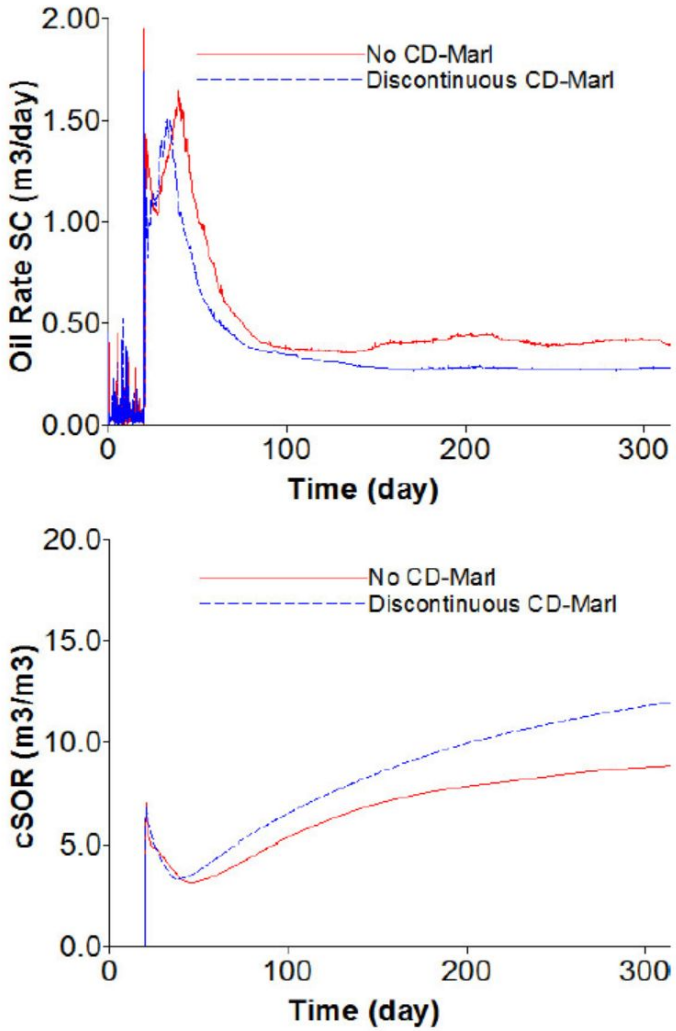


Figure 3.1 Time variation of oil rate and cumulative steam-to-oil ratio from 2D SAGD simulation for two cases of Grosmont multiple object reservoir model(Ezeuko et al., 2013).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

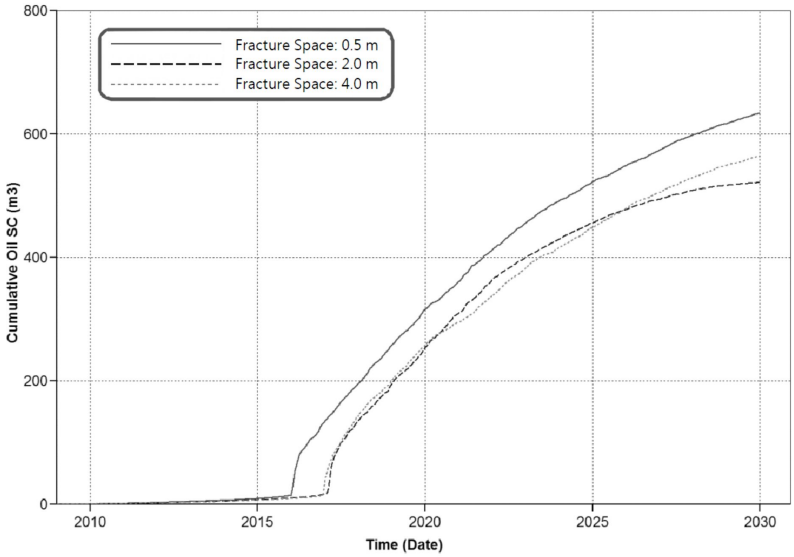


Figure 3.2 Impact of fracture space(이원석 외, 2009).

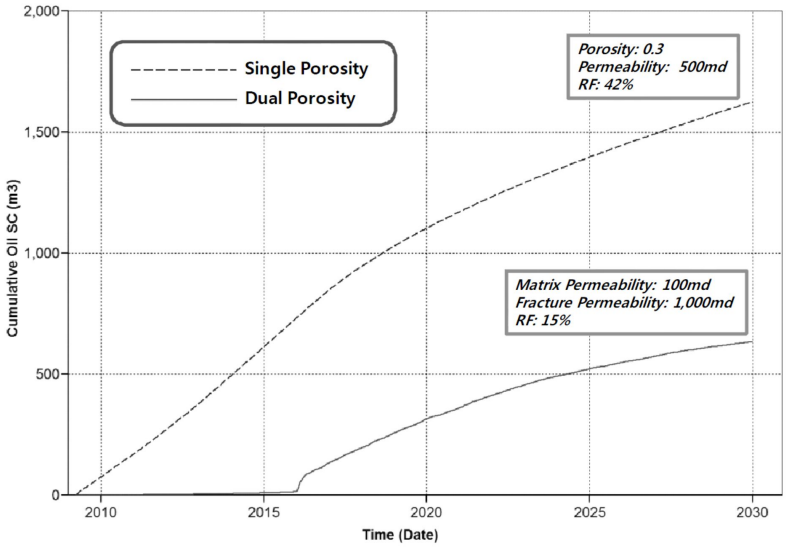


Figure 3.3 Oil production profile for single porosity and dual porosity conceptual models(이원석 외, 2009).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

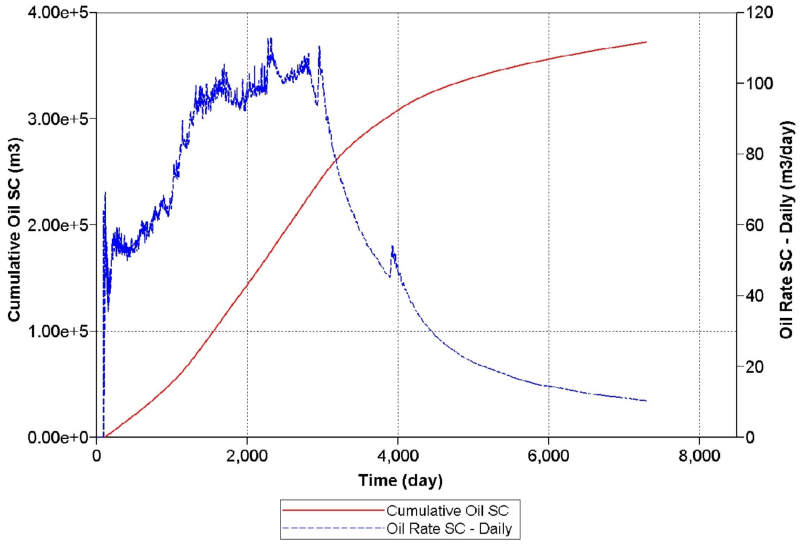


Figure 3.4 Cumulative oil production and daily oil rate of SAGD(최영락 외, 2014).

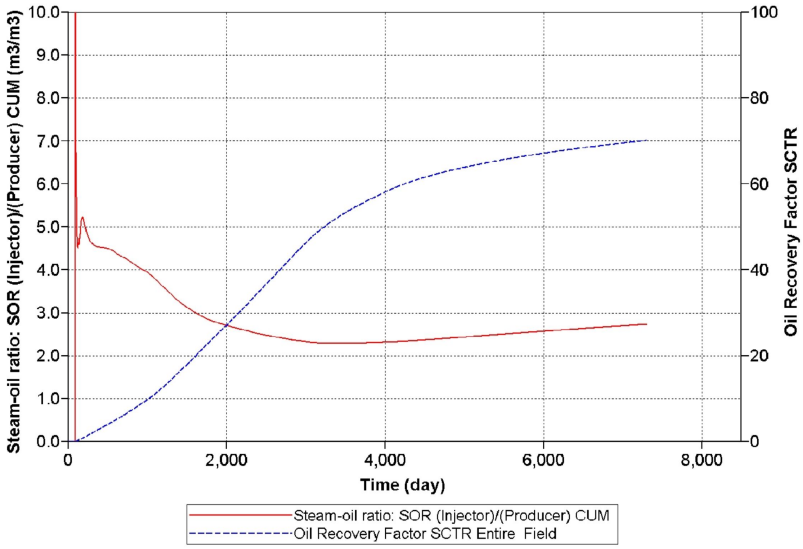


Figure 3.5 Cumulative SOR and oil recovery factor of SAGD(최영락 외, 2014).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제4장 시뮬레이션을 이용한 SAGD 기법 적용성 연구

제1절 탄산염 균열 저류층 모델 구축

Grosmont 탄산염 균열 저류층 모델을 구축하기 위해서 열주입 기법 모사에 있어 가장 많이 사용되는 CMG사의 STARS를 사용하였다(CMG, 2016). 탄산염의 균열 특성은 개념적 방법인 DP 모델과 DK 모델을 사용하여 두 개의 균열모델로 구축하였다.

저류층은 균질하다고 가정하여 2차원(two-dimensional)격자로 구성하였고, 시뮬레이션 수행시간을 단축시키기 위해 Figure 4.1처럼 두 개의 수평정을 중심으로 왼쪽만을 고려하였다. 대상 저류층의 크기는 50×500×30 m^3로 설정하고, 50×1×30 개의 격자로 나누어 총 1,500 개의 격자를 갖도록 설정하였다(Figure 4.2). 시뮬레이션 모델에 사용한 저류층 물성의 특성과 초기상태 변수는 Table 4.1에 정리하였다. 암체의 상대투과도는 암석이 친수성이라는 가정 하에 Figure 4.3(a)의 곡선을 사용하였으며, 균열에 대한 상대투과도는 Figure 4.3(b)와 같이 일반적으로 균열 저류층에서 사용되는 선형적으로 변하는 곡선으로 가정하였다.

저류층 유체특성 중 비튜멘 생산에 가장 중요한 온도에 따른 점성도의 변화는 Figure 4.4에 나타나있다. Choi et al. (2011)은 캐나다 앨버타 지역 Athabasca 오일샌드와 탄산염 비튜멘에서 추출한 샘플을 지화학 분석결과 서로 유사한 화학조성을 보인다고 하였다. 따라서 비튜멘의 점성도는 Athabasca 오일샌드의 물성을 참조하여 사용하였다(Shin and Poliker, 2005).

SAGD 기법의 운영조건으로 주입압력은 3,000 kPa, 주입스팀의 온도는 Saturated Steam Table(Table 4.2)을 참조하여 234℃로 설정하였고, 스팀의 품질은 0.9로 가정하였다. 주입정과 생산정의 간격 5 m, 수평정의 길이 500 m 그리고 2016년 1월 1일 ~ 2031년 1월 1일까지 총 15년 생산기간으로 설정하였다. 주입정과 생산정의 운영조건은 Table 4.3에 정리하였다. 또한 저류층의 온도조건에서 비튜멘의 점성도가 최대 4.01×10^6 cp에 이르기 때문에 보편적으로 현장에서 수행되는 예열기간을 3개월로 설정하여 생산이 조기에 가능하도록 하였다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

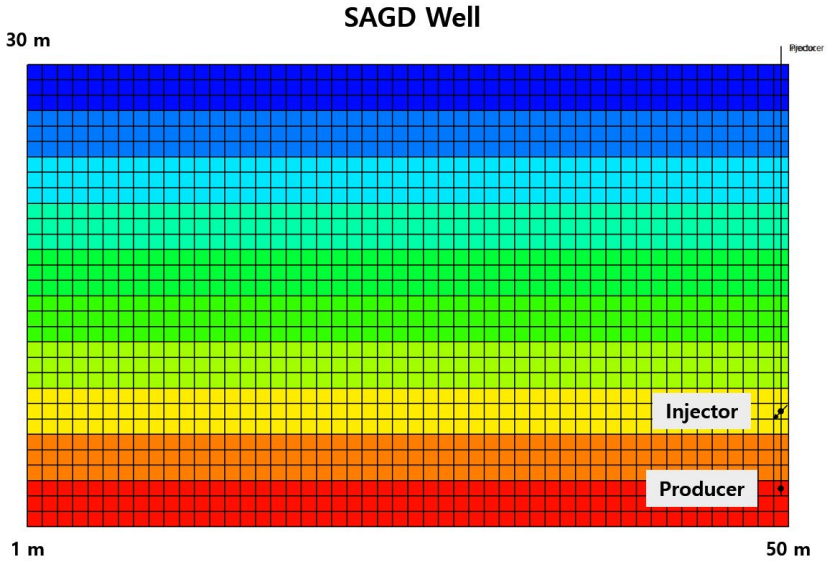


Figure 4.1 Grid system and well location for SAGD base model.

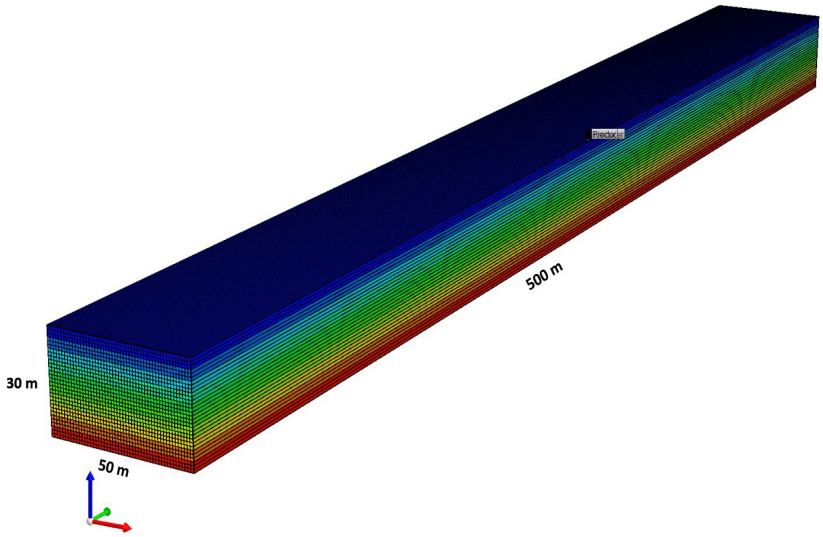


Figure 4.2 Three dimensional view of fractured bitumen carbonate reservoirs.

Collection @ chosun

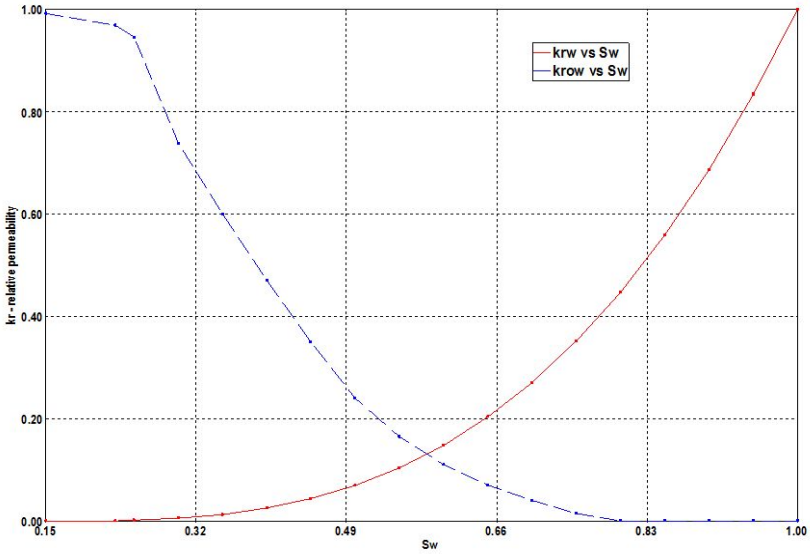
조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.1 Reservoir properties for numerical simulation model.

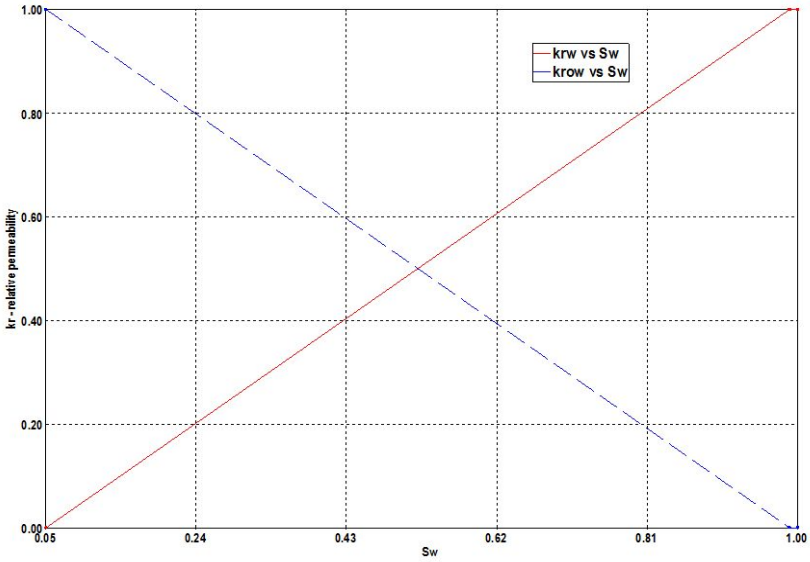
	Parameter	Value
Reservoir	Number of cells, ea	1,500 (50×1×30)
	Initial pressure, kPa	1,000
	Initial temperature, ℃	12
	Thickness, m	30
	Depth to top of reservoir, m	300
Matrix	Porosity, %	30
	Oil saturation, %	70
	Horizontal permeability, md	50
	Vertical permeability, md	50
	Capillary pressure, kPa	0
Fracture	Porosity, %	2.5
	Oil saturation, %	90
	Horizontal permeability, md	5,000
	Vertical permeability, md	1,000
	Spacing I / J / K, m	0.5 / 0.5 / 0.5
	Capillary pressure, kPa	0
Thermal rocktypes	Formation compressibility, 1/kPa	1.4×10^{-6}
	Formation heat capacity, J/m^3℃	2.6×10^{6}
	Rock thermal conductivity, J/m-day-℃	3.1×10^{5}
	Oil thermal conductivity, J/m-day-℃	1.15×10^{4}
	Water thermal conductivity, J/m-day-℃	5.35×10^{4}
	Gas thermal conductivity, J/m-day-℃	1.4×10^{2}

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY



(a) Relative permeability of matrix



(b) Relative permeability of fracture

Figure 4.3 Relative permeability curves.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

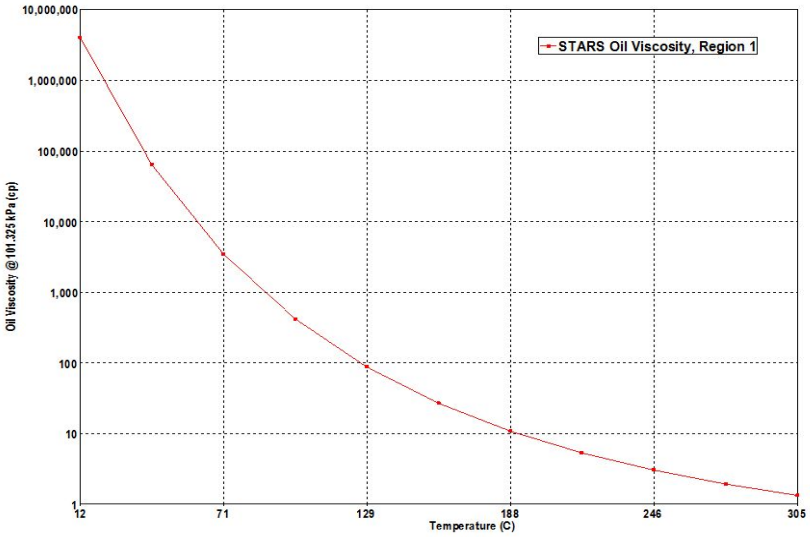


Figure 4.4 Characteristics of bitumen viscosity to temperature.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.2 Saturated steam table.

Saturated Steam Table			
Temperature (℃)	Pressure (kPa)	Temperature (℃)	Pressure (kPa)
0	0.02	150	501.69
5	0.07	155	571.63
10	0.17	160	648.90
15	0.35	165	734.04
20	0.66	170	827.58
25	1.16	175	930.11
30	1.89	180	1,042.22
35	2.94	185	1,164.53
40	4.39	190	1,297.69
45	6.35	195	1,442.33
50	8.93	200	1,599.18
55	12.25	205	1,768.93
60	16.46	210	1,952.33
65	21.72	215	2,150.13
70	28.18	220	2,363.12
75	36.05	225	2,592.11
80	45.52	230	2,837.93
85	56.82	235	3,101.45
90	70.18	240	3,383.54
95	85.85	245	3,685.13
100	104.10	250	4,007.14
105	125.23	255	4,350.54
110	149.54	260	4,716.32
115	177.35	265	5,105.49
120	209.02	270	5,519.10
125	244.90	275	5,958.22
130	285.39	280	6,423.95
135	330.87	285	6,917.40
140	381.78	290	7,439.73
145	438.57	295	7,992.13

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.3 Simulation conditions of the SAGD process.

	Constraints	Value
Injector	Maximum steam injection pressure, kPa	3,000
	Maximum water rate, m^3/day	300
Producer	Minimum bottom hole pressure, kPa	1,000
	Maximum liquid rate, m^3/day	450
	Maximum steam rate, m^3/day	2
Heat rate	Heater, J/day	DP model: 1.0×10^8 DK model: 1.5×10^9
	Proportional heat transfer coefficient (UHTR), J/day-℃	DP model: 1.0×10^7 DK model: 1.5×10^8
	Temperature setpoint(TMPSET), ℃	224

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제2절 DP 모델과 DK 모델 시뮬레이션 결과 비교분석

DP와 DK 개념적 모델을 사용하여 SAGD 기법의 효율성을 비교분석하였다. Figure 4.5는 예열기간 3개월 후의 온도변화 분포를 나타낸 것으로, 두 개념적 균열모델의 차이가 뚜렷하게 나타났다. DP 모델의 경우 두 수평정 주변의 암체 및 균열에 열전달이 거의 이루어지지 않은 상태이지만, DK 모델은 열전달이 매우 활발하게 이루어지고 두 수평정 사이의 암체 및 균열에 존재하는 비튜멘이 유동성을 가지게 된 상태로 나타났다. 이러한 온도변화 분포의 차이는 개념적 균열모델의 특성으로부터 나타난 현상이라고 판단된다.

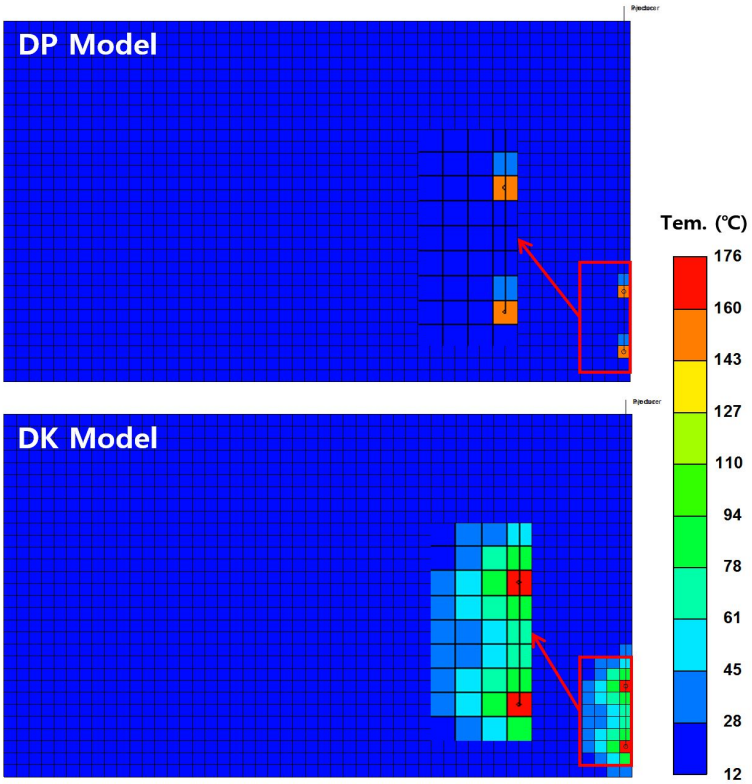


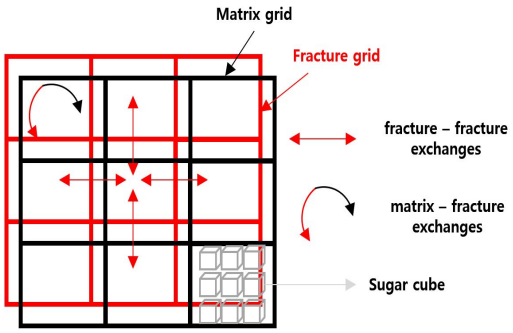
Figure 4.5 Temperature distribution of DP & DK model.

Collection @ chosun

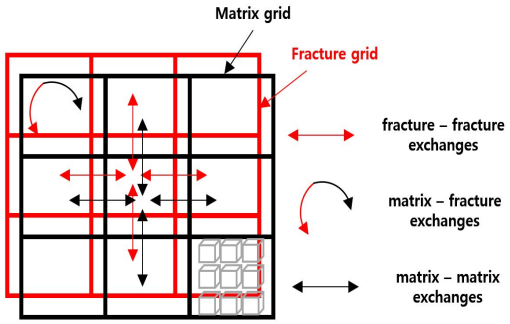
조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

DP 모델 경우 암체시스템은 균열로 유체를 공급하는 매질로 간주되고, 유체 및 열의 유동은 균열시스템을 통해서만 이동 가능하다는 특성을 가진다.(Figure 4.6(a)). 즉 예열 또는 스팀주입으로 인해 온도가 증가한 균열은 오직 인접한 암체와 균열에 열을 전달하고, 온도가 상승한 암체는 유동 가능해진 비튜멘을 균열로 이동만 시킬 뿐, 주변의 암체에는 열전달이 이루어지지 않는다. 또한 균열은 저류층 전체 부피의 약 2~3% 정도로 매우 작은 부피를 가지고 있기 때문에 상대적으로 부피가 큰 암체의 내부에 효과적인 열전달이 이루어지기 쉽지 않다.

DK 모델은 암체 및 균열시스템 모두 유체와 열의 유동이 가능한 모델이다 (Figure 4.6(b)). DP 모델과 다르게 인접한 격자 내에 있는 암체와 균열들 간의 상호 유동 및 열전달이 가능해, Figure 4.5에 나타나있는 것처럼 두 수평정 주변에 열전달이 효과적으로 이루어진 것을 확인할 수 있다.



(a) Dual Porosity model concept



(b) Dual Permeability model concept

Figure 4.6 Conceptual models for fracture characteristics.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Figure 4.7~4.8은 각각 DP와 DK 모델의 스팀챔버 온도 및 비튜멘 포화율 변화 양상을 생산기간 별로 나타낸 그림이다. 먼저 DP 모델의 경우 2018년 9월 1일까지는 주입된 스팀이 투과도가 높은 균열을 통해 수직 상승하는 현상이 나타나, 두 수평정 사이의 암체 및 균열에 연전달이 잘 이루어지지 않는다는 것을 확인하였다. 2022년 6월 1일 이후 두 수평정 사이의 암체 및 균열에도 열전달이 충분히 이루어지고 스팀챔버가 상부에서부터 수평방향으로 성장하기 시작하는 모습을 보였다. 이는 주입된 스팀이 상부에 도달한 후에 응축이 발생하고, 주입정과 생산정 주변 암체 및 균열에 포화된 비튜멘의 점성도를 낮추기 때문이다. 이로 인해 중력배수 효과가 매우 늦게 나타나는 것으로 판단된다. 총 15년의 생산기간에도 불구하고 저류층의 왼쪽아래방향에 분포하는 비튜멘이 효과적으로 생산되지 못하고 있음을 확인하였다.

DK 모델의 경우 예열기간 동안 주입정과 생산정 주변의 암체 및 균열 열전달이 효과적으로 이루어져서 DP 모델에 비해 스팀챔버가 생산초기에 안정적으로 성장하는 모습을 보였지만, 주입온도 조건에 비해 스팀챔버의 온도가 약 178℃로 낮게 나타났다. 2016년 7월 1일까지는 스팀이 수직 상승하였고, 이후 서서히 수평 및 하부방향으로 성장하는 모습을 보였다. 생산이 길어짐에 따라 스팀챔버가 부채꼴 모양으로 서서히 발달하여 2021년 1월 1일 이후부터 스팀챔버가 저류층의 가장자리에 도달해 하단 부까지 비튜멘 생산이 이루어진 것을 확인하였다.

Figure 4.9는 약 15년 동안의 비튜멘 누적생산량을 나타낸 것으로 DP 모델의 경우 DK 모델에 비해 2031년 기준으로 약 42.98% 밖에 미치지 못했고, 비튜멘의 생산 시점도 약 6년 정도 늦게 시작됐다.

SAGD 기법의 효율성은 비튜멘을 생산하기 위해 사용된 스팀과 생산된 비튜멘의 비인 누적스팀오일비를 통해 알 수 있다(Figure 4.10). DP 모델의 경우 6년 동안 주입되는 스팀의 양이 3~4 m^3/d 정도 주입되며, 비튜멘은 거의 생산이 되지 않아 이 기간에는 경제성이 없는 것으로 확인하였다. 2022년 6월 1일에 스팀챔버가 상부에서부터 수평방향으로 성장하기 시작하는 이후부터 생산되는 비튜멘의 양이 증가해 누적스팀오일비가 3.7 m^3/m^3까지 작아진다. 생산후기에 누적스팀오일비는 꾸준히 증가해 약 5.1 m^3/m^3 정도 수치를 유지하였다.

DK 모델은 생산초기에 스팀이 균열을 통해 빠르게 상승하여 상부경계에 도달하기 때문에 상부층으로 유실되는 열이 상대적으로 많아지게 된다. 따라서 생산되는 비튜멘의 양도 적어 누적스팀오일비는 최대 5 m^3/m^3까지 올라가 크게 나타났다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

2016년 7월 1일 이후에는 스팀챔버가 상부에서부터 수평방향으로 성장하는 형태이지만, 비튜멘의 생산량도 증가하여 누적스팀오일비가 3.3 m^3/m^3까지 작아지게 되었다. 그 후 2021년부터 스팀챔버가 외부경계를 만나 서서히 가장자리 영역으로 확대되는 기간으로 스팀챔버의 확장이 제한되어 누적스팀오일비가 꾸준히 증가해 3.9 m^3/m^3을 기록하였다. SAGD 기법에 대한 두 개념적 모델의 시뮬레이션 결과를 Table 4.4에 요약하였다. DP 모델의 15년간 총 누적생산량은 53,076 m^3 이며 회수율은 약 32.3%로 나타났고, DK 모델의 경우에는 총 누적생산량 123,484 m^3, 회수율 75.1%로 확인하였다.

탄산염 균열 저류층을 모사하기 위해 사용되는 개념적 모델에 따라 SAGD 기법 적용 시 큰 차이가 발생한다는 것을 확인하였다. 일반적으로 탄산염 저류층의 암체와 균열에서의 유동은 DP 모델을 사용하는 것으로 알려져 있다. 균열이 잘 발달하여 균열의 밀도가 크고 암체와 균열 간의 유동이 우세한 특성을 가지는 저류층에 DP 모델을 사용하는 것이 효과적이다. 반면, 비교적 균열이 적고 암체 유동이 지배적인 특성을 가지는 저류층은 스팀주입에 의한 암체 내의 수직유동 및 자발적 오일 생산을 모사 가능한 DK 모델이 적합하다.

따라서 대상 저류층의 특성과 모델링 목적에 따라 적절한 모델을 선택하여 사용해야한다. 이 연구에서의 Grosmont 탄산염 균열 저류층은 비튜멘을 함유한 암체 70%, 균열 17.5%, 공동 7%, 각력암 5% 그리고 카르스트 0.5%로 구성되어있기 때문에, 비교적 균열이 적고 암체 유동이 지배적인 특성을 가지는 저류층으로 사료되어 DK 모델로 선정하였다.

하지만 자연균열저류층을 모델링하기 위한 개념적 방법인 DP와 DK 모델은 실제 암체 및 균열시스템을 개념적으로 단순화한 모델로, 실제 균열 저류층에서의 스팀주입 및 이에 따른 열전달 양상이 다르게 나타날 수 있기 때문에 현장데이터와 비교분석을 통한 적절한 모델선정이 필요로 한다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

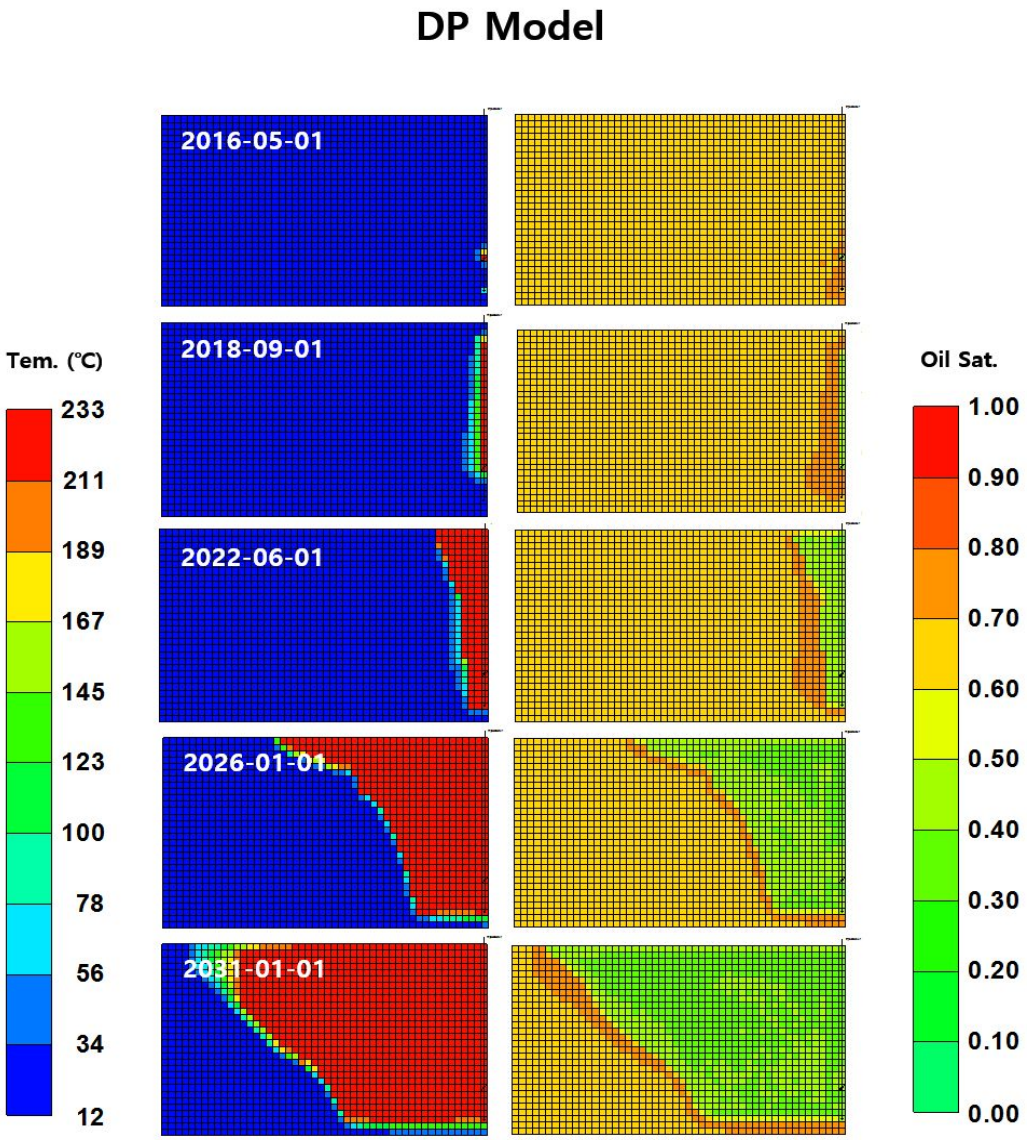


Figure 4.7 Temperature and oil saturation distribution of DP model.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

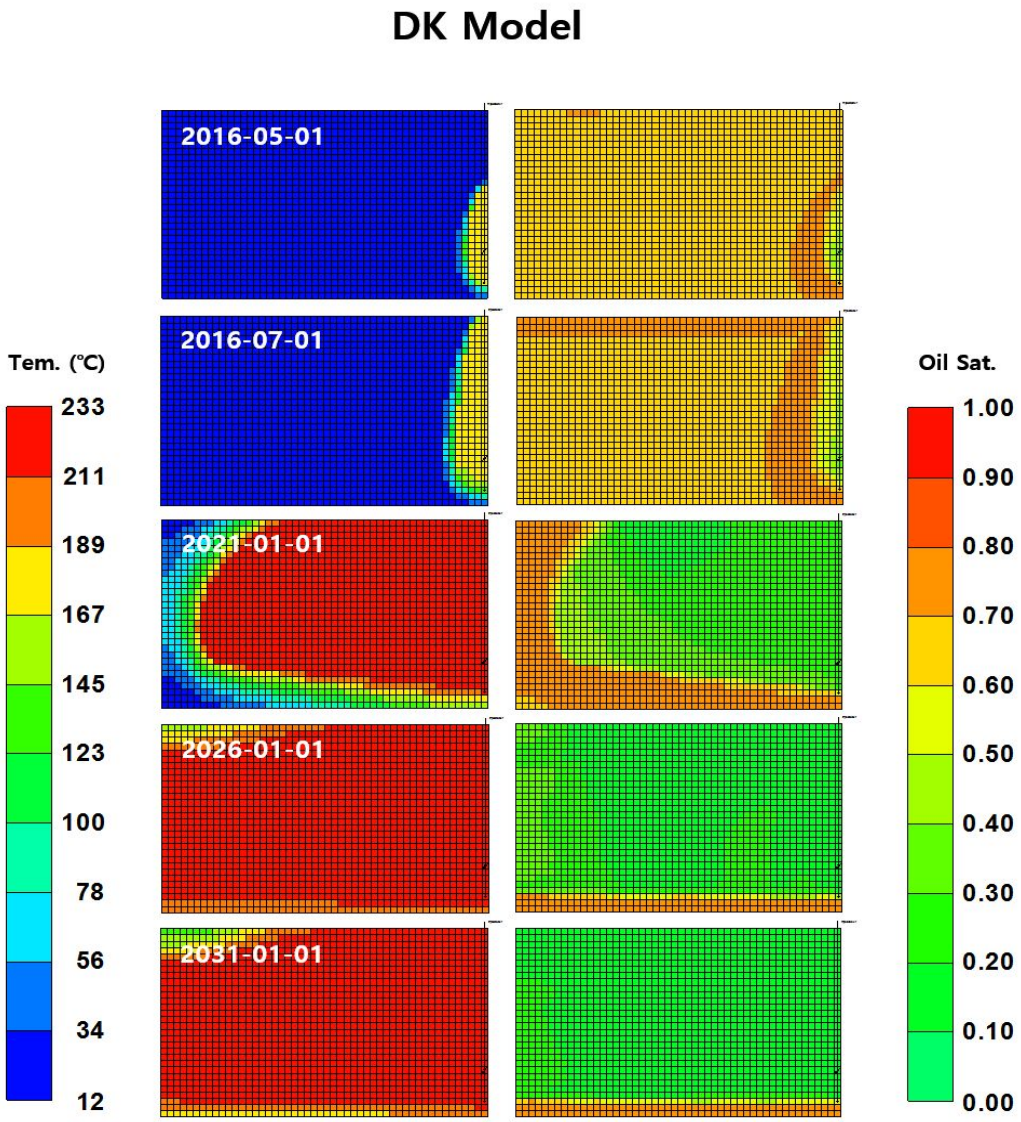


Figure 4.8 Temperature and oil saturation distribution of DK model.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

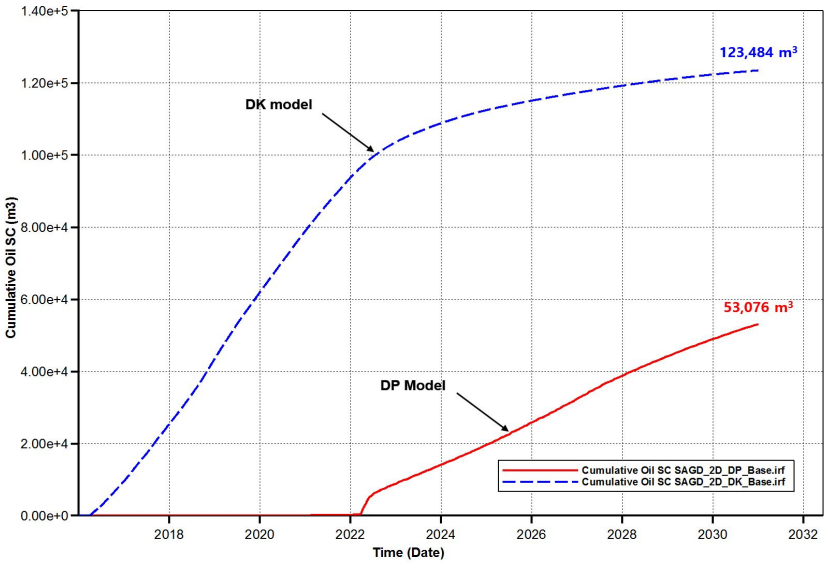


Figure 4.9 Cumulative oil production of DP & DK model.

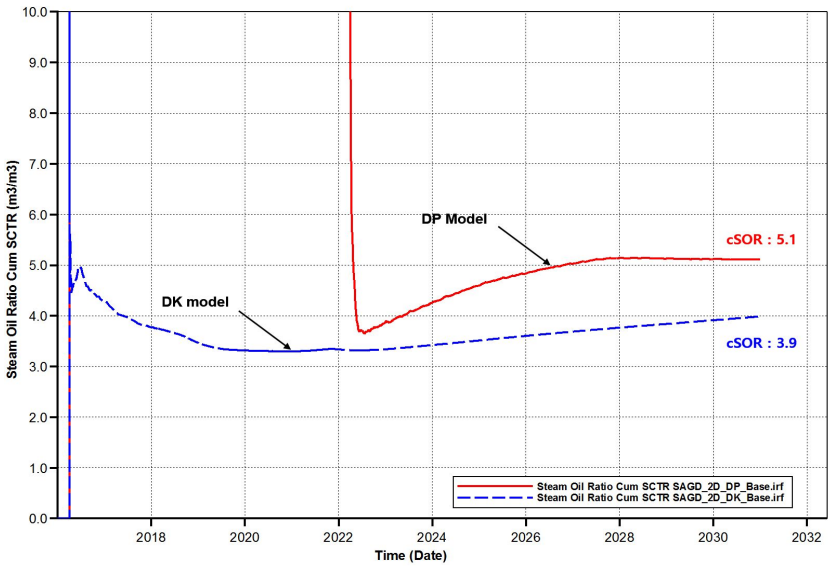


Figure 4.10 Cumulative steam-oil ratio of DP & DK model.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.4 SAGD simulation results of DP & DK model.

Model	Results	Value
DP Model	Production period, days	5,479
	Cumulative oil production, m^3	53,076
	Cumulative steam-oil ratio, m^3/m^3	5.1
	Recovery factor, %	32.3
DK Model	Production period, days	5,479
	Cumulative oil production, m^3	123,484
	Cumulative steam-oil ratio, m^3/m^3	3.9
	Recovery factor, %	75.1

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제3절 DK 모델을 이용한 Grosmont 층의 변수민감도 분석

1. 암체투과도 변화에 따른 민감도분석

선정된 DK 모델을 기준으로 하여 Grosmont 탄산염 균열 저류층에 SAGD 기법 적용 시 상업성을 확보할 수 있는 최소기준과 최적운영조건을 파악하기 위해 암체투과도 변화에 따른 민감도분석을 수행하였다. 암체와 균열투과도가 매우 불균질한 탄산염의 특성을 고려하기 위해 암체투과도의 범위는 Grosmont 히스토리 매칭에 사용된 변수범위(Table 4.5)를 참고하여 50, 100, 200, 300, 400 그리고 500 md로 선정하였고, 나머지 저류층 물성은 이전 DK 모델과 동일하게 설정하였다. SAGD 기법의 운영 최적화 및 상업성 여부 판단은 기존에 개발된 SAGD 경제성 지표인 STEP(Simple Thermal Efficiency Parameter)을 사용하였다(Shin and Poliker, 2005; Shin and Poliker, 2006).

Figure 4.11은 SAGD 기법 운영 최적화 분석 및 상업성 여부 판단 과정을 나타낸 순서도이다. 먼저 스팀주입압력 변화에 따른 SAGD 기법 운영 최적화 분석을 위해 스팀주입압력을 2,000~4,500 kPa까지 500 kPa씩 증가시키면서 총 6개의 case 모델을 구축한다. CMG사의 STARS 시뮬레이터를 사용하여 시뮬레이션을 수행하고, 시뮬레이션 결과로부터 스팀오일비(SOR)가 4일 때 측정된 누적스팀오일비(cSOR), 일일생산량(CDOR) 그리고 회수율(RF)을 이용하여 STEP 값을 계산한다. 계산된 STEP 값을 분석한 후, 다양한 시나리오 분석을 위해 두 가지의 스팀주입압력 case 모델을 선정한다(과정①). 각각 스팀주입압력 case 모델의 스팀주입량을 200~500 m^3/d까지 100 m^3/d씩 증가시키면서 총 8개의 모델을 구축하고 앞서 했던 과정과 동일하게 수행한다(과정②). 최종적으로 계산된 STEP 값을 분석하여, SAGD 기법의 운영 최적화 선정과 이에 따른 상업성 여부를 판단한다(과정③).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.5 History matching parameters of Grosmont Formation(Qi and Yuan, 2013).

Reservoir properties	Range
Matrix oil saturation	0.8~0.85
Matrix porosity	0.13~0.33
Matrix permeability, md	50~500
Fracture oil saturation	0.8~0.85
Fracture volume fraction, %	1~5
Fracture permeability I & J, md	5,000~20,000
Fracture permeability K, md	1,000~10,000
Fracture spacing DI, m	0.15~0.5
Fracture spacing DJ, m	0.15~0.5
Fracture spacing DK, m	0.15~10

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

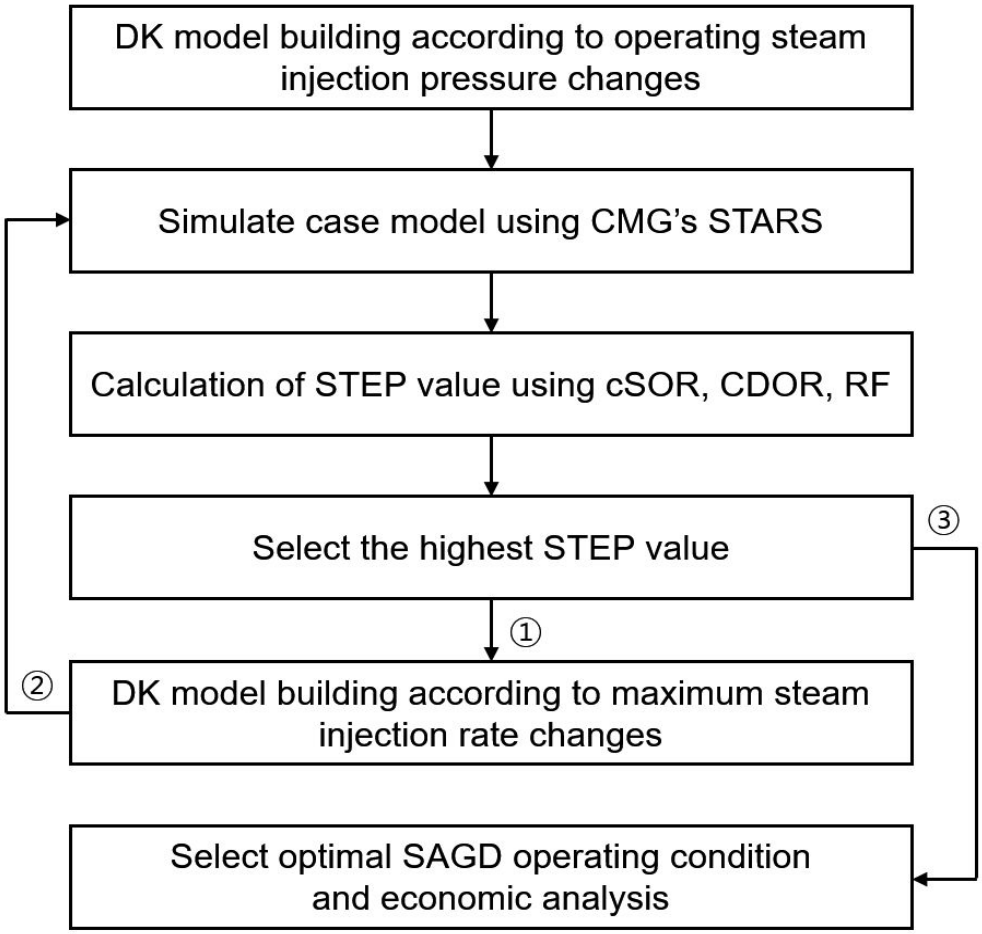


Figure 4.11 Flow diagram of this study.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.6은 암체투과도와 스팀주입압력 변화에 따른 시뮬레이션 결과 및 STEP 값을 요약하였다. 먼저 암체투과도의 증가 측면에서 보면 누적스팀오일비는 감소하고 회수율은 증가해 상업성이 더 좋은 결과를 보였지만, 일일생산량은 암체투과도 증가에 관계없이 비슷한 결과가 나왔다. 스팀주입압력 측면에서는 주입압력이 2,000~3,000 kPa 범위까지 누적스팀일비와 회수율은 더 나은 결과를 보여줬지만 일일생산량이 작아 STEP 값이 작게 계산되었다. 3,500 kPa 이상인 경우에는 반대로 일일생산량이 크게 증가하여 STEP 값이 크게 계산되었다.

모든 암체투과도 범위에서 스팀주입압력이 3,500~4,500 kPa일 때, STEP 값이 가장 높게 계산되었다. 최적스팀주입압력 선정기준은 STEP이 가장 높은 경우를 선택하지만, 해당 스팀주입압력 범위에서 그 값의 차이가 미미 할 경우 낮은 주입압력 case 모델을 선정하였다. 따라서 최적스팀주입압력은 3,500 kPa 그리고 4,000 kPa로 판단되며, Table 4.6에 볼드체로 표기하였다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.6 Summary of operating steam injection pressure simulation results(cont'd).

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
1) Matrix permeability: 50 md				
2,000 kPa	3.27	0.0514	0.63	0.47
2,500 kPa	3.29	0.0691	0.62	0.62
3,000 kPa	3.34	0.0844	0.62	0.73
3,500 kPa	**3.36**	**0.1499**	**0.58**	**1.19**
4,000 kPa	**3.35**	**0.1499**	**0.58**	**1.20**
4,500 kPa	3.35	0.1508	0.57	1.19
2) Matrix permeability: 100 md				
2,000 kPa	2.84	0.0551	0.69	0.78
2,500 kPa	2.92	0.0686	0.69	0.91
3,000 kPa	2.96	0.0928	0.67	1.16
3,500 kPa	**2.98**	**0.1495**	**0.66**	**1.81**
4,000 kPa	**2.93**	**0.1498**	**0.63**	**1.80**
4,500 kPa	2.89	0.1496	0.61	1.80
3) Matrix permeability: 200 md				
2,000 kPa	2.56	0.0601	0.72	1.14
2,500 kPa	2.56	0.0777	0.72	1.47
3,000 kPa	2.63	0.0917	0.73	1.65
3,500 kPa	**2.59**	**0.1524**	**0.69**	**2.70**
4,000 kPa	**2.58**	**0.1499**	**0.69**	**2.68**
4,500 kPa	2.58	0.1511	0.69	2.70

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.6 Summary of operating steam injection pressure simulation results.

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF	STEP
4) Matrix permeability: 300 md				
2,000 kPa	2.49	0.0630	0.73	1.30
2,500 kPa	2.51	0.0799	0.73	1.61
3,000 kPa	2.55	0.0962	0.74	1.90
3,500 kPa	**2.53**	**0.1496**	**0.70**	**2.84**
4,000 kPa	**2.53**	**0.1498**	**0.70**	**2.84**
4,500 kPa	2.52	0.1500	0.70	2.87
5) Matrix permeability: 400 md				
2,000 kPa	2.45	0.0654	0.73	1.40
2,500 kPa	2.48	0.0816	0.73	1.69
3,000 kPa	2.53	0.0965	0.73	1.91
3,500 kPa	**2.50**	**0.1499**	**0.70**	**2.93**
4,000 kPa	**2.51**	**0.1499**	**0.71**	**2.94**
4,500 kPa	2.50	0.1504	0.70	2.94
6) Matrix permeability: 500 md				
2,000 kPa	2.43	0.0655	0.73	1.43
2,500 kPa	2.46	0.0844	0.73	1.79
3,000 kPa	2.51	0.0987	0.73	1.99
3,500 kPa	**2.48**	**0.1495**	**0.70**	**2.98**
4,000 kPa	**2.48**	**0.1499**	**0.70**	**2.99**
4,500 kPa	2.46	0.1465	0.70	2.98

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Figure 4.12는 Table 4.6의 스팀주입압력에 따른 STEP 값을 그림으로 나타낸 것이다. 가장 먼저 확인되는 부분은 스팀주입압력이 3,500 kPa 기점으로 STEP 증가율의 변화가 발생했다. 즉, 스팀주입압력이 3,000 kPa까지는 STEP 값이 꾸준히 증가하다가 3,500 kPa일 때 가장 크게 증가한 후 스팀주입압력이 증가하더라도

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

STEP 값이 비슷하게 계산되는 형태를 보였다. 두 번째로 확인되는 부분은 암체투과도가 큰 경우 더 좋은 결과를 보인다. 이는 암체투과도가 증가할수록 스팀에 의한 열전달이 암체 내부까지 효과적으로 전달되고, 유동가능해진 비튜멘이 균열내로 이동이 용이해지기 때문이다.

암체투과도가 200 md 기점으로 STEP 증가율의 변화가 발생하였다. 암체투과도가 200 md 이전까지는 STEP 증가율이 전체적으로 크게 상승하였지만, 200 md 보다 큰 암체투과도 경우에는 STEP 증가율이 둔해지는 형태를 보였다.

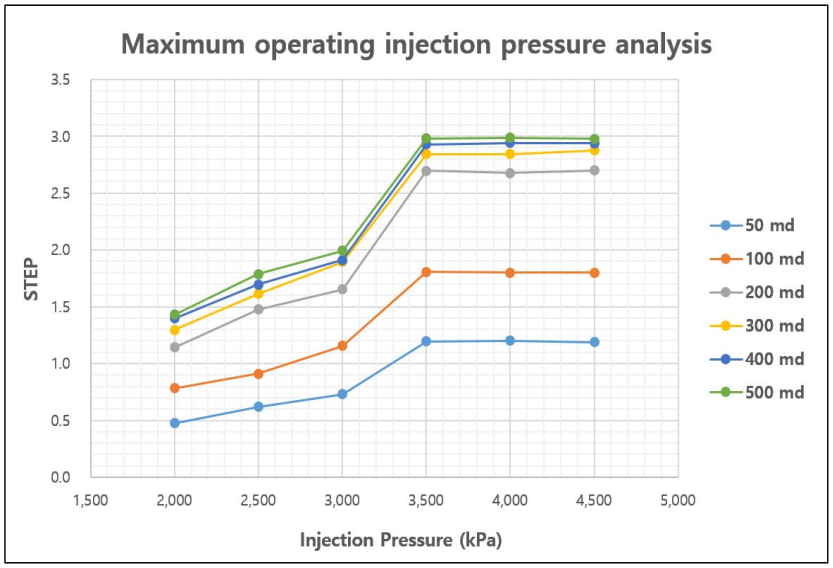


Figure 4.12 Maximum operating injection pressure sensitivity analysis according to matrix permeability changes using STEP.

선정된 스팀주입압력 case 모델을 바탕으로, 스팀주입량 변화에 따른 민감도분석을 실시하였다. Table 4.7은 시뮬레이션 결과 및 STEP 값을 요약하였고, 그 결과를 Figure 4.13으로 나타내었다. 스팀주입압력이 3,500 kPa인 경우 모든 암체투과도 범위에서 스팀주입량이 300 m^3/d일 때 STEP 값이 가장 높게 나타났다. 반면 스팀주입압력이 4,000 kPa인 경우에는 암체투과도가 200 md 이전까지 3,500 kPa인 경우와 유사한 결과를 보여주었지만, 300 md 이상부터는 스팀주입량이 400 m^3/d일 때 STEP 값이 더 높게 나타나 경제성이 가장 좋은 것으로 확인하였다.

따라서 암체투과도가 50~200 md 범위에서는 스팀주입압력이 3,500 kPa일 때,

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

최적 스팀주입량은 300 m^3/day인 것으로 나타났고, 300 md 이상인 경우에는 스팀주입압력이 4,000 kPa일 때, 최적 스팀주입량이 400 m^3/day임을 보여준다. 최적 스팀주입량은 Table 4.7에 볼드체로 표기하였다.

Table 4.7 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd).

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
1-1) Matrix permeability: 50 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	3.18	0.0745	0.58	0.68
300 m^3/day	**3.36**	**0.1499**	**0.58**	**1.19**
400 m^3/day	3.43	0.0962	0.63	0.79
500 m^3/day	3.46	0.0966	0.64	0.79
1-2) Matrix permeability: 50 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	3.19	0.0699	0.58	0.63
300 m^3/day	3.35	0.1499	0.58	1.20
400 m^3/day	3.48	0.1064	0.65	0.87
500 m^3/day	3.50	0.1105	0.65	0.89
2-1) Matrix permeability: 100 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.64	0.0998	0.68	1.66
300 m^3/day	**2.98**	**0.1495**	**0.66**	**1.81**
400 m^3/day	3.07	0.1028	0.69	1.21
500 m^3/day	3.17	0.1052	0.69	1.15
2-2) Matrix permeability: 100 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.61	0.1000	0.67	1.69
300 m^3/day	2.93	0.1498	0.63	1.80
400 m^3/day	3.19	0.1249	0.67	1.30
500 m^3/day	3.25	0.1118	0.70	1.16

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.7 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd).

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
3-1) Matrix permeability: 200 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.50	0.1028	0.72	2.07
300 m^3/day	**2.59**	**0.1524**	**0.69**	**2.70**
400 m^3/day	2.76	0.1078	0.73	1.73
500 m^3/day	2.87	0.1168	0.72	1.68
3-2) Matrix permeability: 200 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.45	0.0995	0.71	2.07
300 m^3/day	2.58	0.1499	0.69	2.68
400 m^3/day	2.79	0.1378	0.72	2.13
500 m^3/day	2.93	0.1292	0.73	1.80
4-1) Matrix permeability: 300 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.46	0.0996	0.73	2.11
300 m^3/day	2.53	0.1496	0.70	2.84
400 m^3/day	2.70	0.1120	0.74	1.92
500 m^3/day	2.76	0.1190	0.73	1.91
4-2) Matrix permeability: 300 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.43	0.0998	0.71	2.12
300 m^3/day	2.53	0.1498	0.70	2.84
400 m^3/day	**2.63**	**0.2001**	**0.68**	**3.36**
500 m^3/day	2.81	0.1294	0.74	2.02

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.7 Summary of maximum steam injection rate simulation results.

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
5-1) Matrix permeability: 400 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.42	0.1014	0.72	2.20
300 m^3/day	2.50	0.1499	0.70	2.93
400 m^3/day	2.64	0.1149	0.74	2.08
500 m^3/day	2.72	0.1198	0.73	1.99
5-2) Matrix permeability: 400 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.46	0.0995	0.74	2.14
300 m^3/day	2.51	0.1499	0.71	2.94
400 m^3/day	**2.57**	**0.1996**	**0.68**	**3.55**
500 m^3/day	2.77	0.1310	0.73	2.09
6-1) Matrix permeability: 500 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.41	0.1000	0.72	2.19
300 m^3/day	2.48	0.1495	0.70	2.98
400 m^3/day	2.62	0.1176	0.74	2.17
500 m^3/day	2.67	0.1238	0.73	2.15
6-2) Matrix permeability: 500 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.41	0.0999	0.72	2.19
300 m^3/day	2.48	0.1499	0.70	2.99
400 m^3/day	**2.55**	**0.1998**	**0.69**	**3.67**
500 m^3/day	2.74	0.1345	0.74	2.23

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

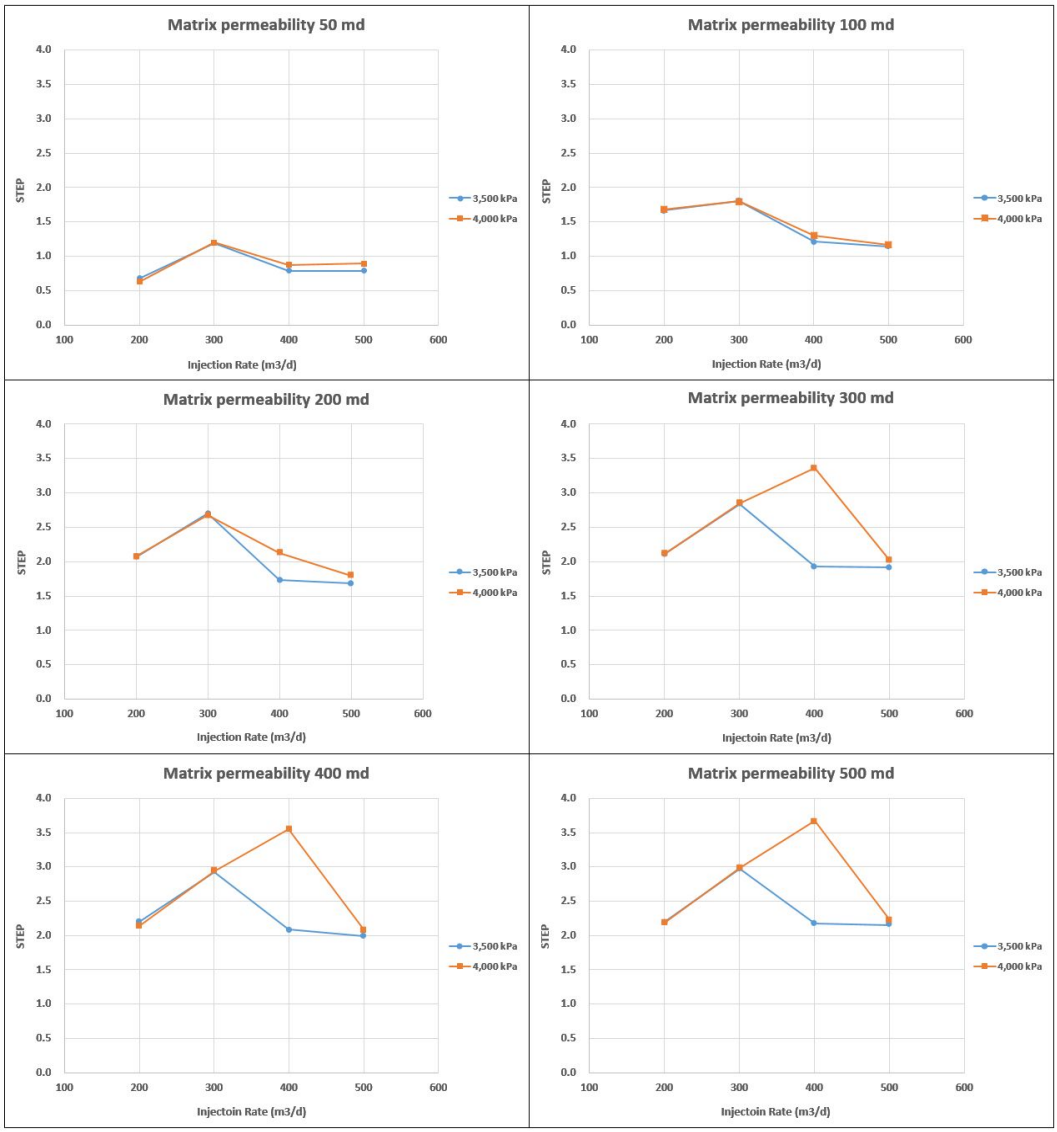


Figure 4.13 Steam injection rate sensitivity analysis according to matrix permeability changes using STEP.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.8은 암체투과도 변화에 따른 민감도분석 결과를 요약하였다. 먼저 암체투과가 50, 100 그리고 200 md인 경우 SAGD 최적운영조건은 스팀주입압력 3,500 kPa, 스팀주입량 300 m^3/d인 것을 확인하였고, 300 md 이상부터는 스팀주입압력 4,000 kPa, 스팀주입량 400 m^3/d로 나타났다. 최적의 SAGD 운영조건일 때 암체투과도 변화에 따른 상업성 여부 판단은 도출된 STEP 결과 값을 Figure 4.14에 나타내어 분석하였다.

STEP은 CAPEX와 OPEX를 고려하지 않은 경제성 지표이므로 STEP 값이 1보다 작은 경우에는 경제성이 없고, 2보다 큰 경우에는 경제성 충분하는 것으로 판단한다. 만약 STEP 값이 1~2 사이의 값으로 계산되는 경우에는 CAPEX와 OPEX에 따라 경제성이 달라져 불확실성이 존재한다.

분석된 자료를 바탕으로 암체투과도 변화에 따른 SAGD 기법의 상업성 여부 판단은 다음과 같다. 암체투과도가 50 md 보다 작은 경우에는 STEP 값이 1보다 작게 예상되어 경제성이 없는 것을 알 수 있다. 50~100 md 범위에서는 STEP 값이 최소 1.19 에서 최대 1.81로 측정되어, 경제성의 불확실성이 존재하는 것으로 나타났다. 암체투과도가 약 120 md 이상인 경우 STEP 값이 2 보다 크게 예상되어 경제성이 충분한 것으로 판단된다.

Table 4.8 Matrix permeability sensitivity analysis results of optimal SAGD operating conditions.

Matrix perm. (md)	Optimal SAGD operating condition		cSOR (m^3/m^3)	CDOR (m^3/d/m)	RF	STEP
	Pressure (kPa)	Inj. rate (m^3/d)				
50	3,500	300	3.36	0.1499	0.58	1.19
100	3,500	300	2.98	0.1495	0.66	1.81
200	3,500	300	2.59	0.1524	0.69	2.70
300	4,000	400	2.63	0.2001	0.68	3.36
400	4,000	400	2.57	0.1996	0.68	3.55
500	4,000	400	2.55	0.1998	0.69	3.67

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

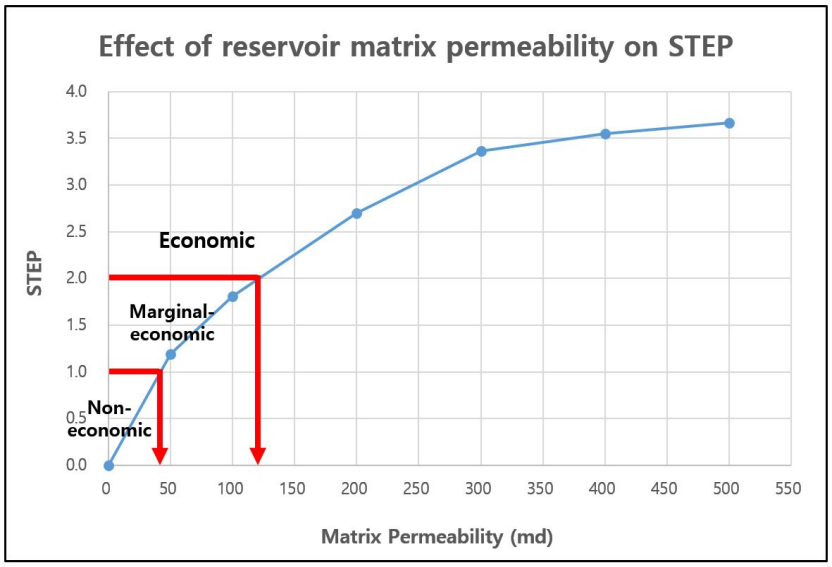


Figure 4.14 Matrix permeability sensitivity analysis results of economic classification using STEP(fracture permeability 5,000 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

탄산염 균열 저류층에서 SAGD 기법 적용 시 암체투과도 변화가 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. Figure 4.15는 암체투과도가 50 md 와 500 md일 때의 스팀 챔버 모양 및 온도분포를 나타낸 것이다. 암체투과도가 500 md인 경우 50 md인 경우보다 암체로의 열전달 효율이 증가해 스팀의 영향이 보다 넓은 지역에 전달되어 빠른 비튜멘 회수가 가능하며, 암체에서 균열로 유동 가능한 비튜멘이 쉽게 빠져나올 수 있는 환경인 것을 알 수 있다. 즉, 암체투과도가 좋은 특성을 가지는 탄산염 균열 저류층에 SAGD 기법 적용이 더 효율적이고 경제성이 좋은 것으로 판단된다. Figure 4.16~4.17은 누적오일생산량 및 회수율과 누적스팀오일비를 나타내고 있다. 앞서 설명한 바와 같이 암체투과도가 500 md인 경우에 우수한 결과를 보였고, 시뮬레이션 결과를 Table 4.9에 요약하였다.

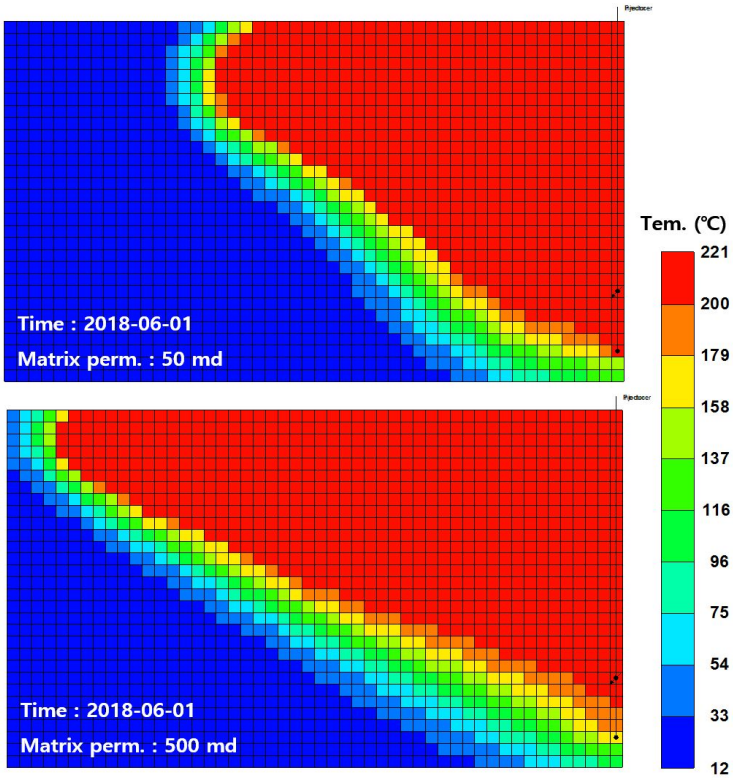


Figure 4.15 Comparison of temperature distribution for matrix permeability 50 md and 500 md.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

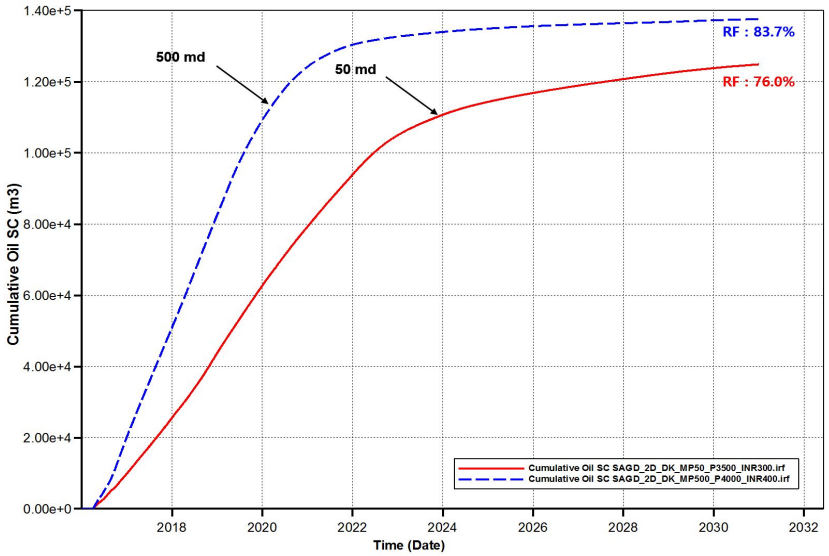


Figure 4.16 Comparison of Cumulative oil production & oil recovery factor for matrix permeability 50 md and 500 md.

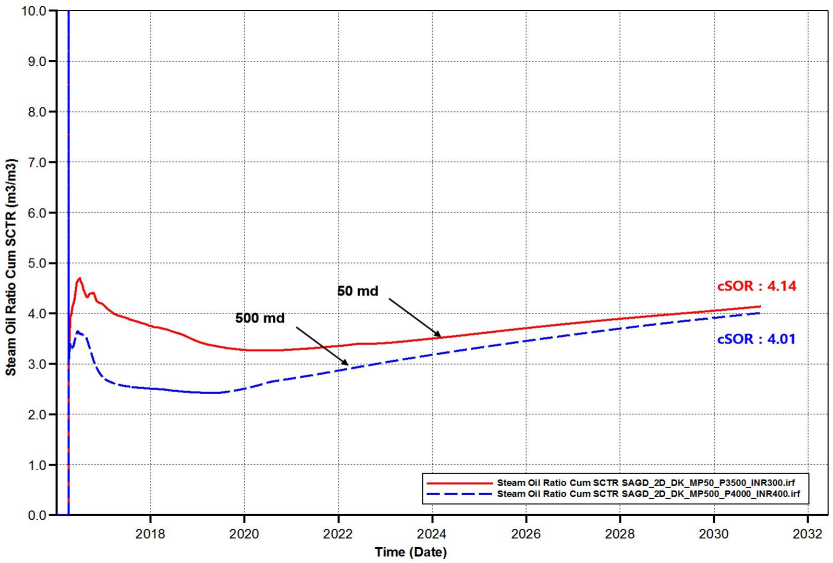


Figure 4.17 Comparison of cumulative steam-oil ratio for matrix permeability 50 md and 500 md.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.9 Optimal SAGD operating condition simulation results of 50 md & 500 md case model.

Case model (Matrix perm.)	Results	Value
50 md	Production period, days	5,479
	Cumulative oil production, m^3	126,244
	Cumulative steam-oil ratio, m^3/m^3	4.14
	Recovery factor, %	76.0
500 md	Production period, days	5,479
	Cumulative oil production, m^3	137,581
	Cumulative steam-oil ratio, m^3/m^3	4.01
	Recovery factor, %	83.7

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

2. 균열투과도 변화에 따른 민감도분석

탄산염 균열 저류층은 보통 불규칙적이고 복잡한 생산거동을 보이며, 투과도가 좋은 균열을 통해서 주로 생산이 이루어진다. 균열에 의한 유동 특성은 탄산염 균열 저류층의 가장 대표적인 특성이기 때문에 균열투과도 변화에 따른 민감도분석을 실시하였다. 암체투과도를 300 md 기준으로 하여, 균열투과도 범위는 1,000, 3,000, 5,000, 6,000, 8,000 그리고 10,000 md이며 수평 및 수직 균열투과도의 비는 5:1로 설정하였다. 나머지 저류층 물성은 이전 DK 모델과 동일하게 하였다.

Table 4.10은 균열투과도와 스팀주입압력 변화에 따른 시뮬레이션 결과 및 STEP 값을 요약하였다. 일반적으로 균열투과도가 증가할수록 SAGD 상업성이 더 좋은 결과를 보인다. 균열투과도 증가 및 스팀주입압력 측면에서 볼 때 암체투과도의 스팀주입량 민감도분석과 비슷한 결과를 보여주고 있다. 하지만, 균열투과도가 1,000 md인 경우 주입압력이 증가할수록 STEP 값이 계속 증가하는 경향을 보였고, 4,500 kPa일 땐 시뮬레이션 상에서 수렴을 하지 못한 문제점이 발생하였다.

모든 균열투과도 범위에서 스팀주입압력이 3,500~4,500 kPa일 때, STEP 값이 가장 높게 계산되었다. 최적스팀주입압력 선정기준은 이전 분석과 동일하게 하였으며, 그 결과 3,500 kPa 그리고 4,000 kPa로 판단된다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.10 Summary of operating steam injection pressure simulation results(cont'd).

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
1) Fracture permeability: 1,000 md				
2,000 kPa	3.22	0.0518	0.67	0.53
2,500 kPa	3.32	0.0638	0.67	0.60
3,000 kPa	3.41	0.0749	0.67	0.66
3,500 kPa	**3.47**	**0.0885**	**0.67**	**0.75**
4,000 kPa	**3.54**	**0.0984**	**0.67**	**0.80**
4,500 kPa	-	-	-	-
2) Fracture permeability: 3,000 md				
2,000 kPa	2.74	0.0583	0.72	0.94
2,500 kPa	2.79	0.0746	0.72	1.15
3,000 kPa	2.77	0.0864	0.72	1.36
3,500 kPa	**2.81**	**0.1500**	**0.68**	**2.15**
4,000 kPa	**2.81**	**0.1499**	**0.68**	**2.15**
4,500 kPa	2.82	0.1498	0.68	2.13
3) Fracture permeability: 5,000 md				
2,000 kPa	2.49	0.0630	0.73	1.30
2,500 kPa	2.51	0.0799	0.73	1.61
3,000 kPa	2.55	0.0962	0.74	1.90
3,500 kPa	**2.53**	**0.1496**	**0.70**	**2.84**
4,000 kPa	**2.53**	**0.1498**	**0.70**	**2.84**
4,500 kPa	2.52	0.1500	0.70	2.87

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.10 Summary of operating steam injection pressure simulation results.

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
4) Fracture permeability: 6,000 md				
2,000 kPa	2.44	0.0635	0.73	1.37
2,500 kPa	2.46	0.0809	0.73	1.71
3,000 kPa	2.50	0.0960	0.74	1.98
3,500 kPa	**2.49**	**0.1496**	**0.71**	**2.99**
4,000 kPa	**2.51**	**0.1495**	**0.73**	**3.02**
4,500 kPa	2.48	0.1477	0.71	2.98
5) Fracture permeability: 8,000 md				
2,000 kPa	2.34	0.0674	0.73	1.61
2,500 kPa	2.39	0.0826	0.74	1.90
3,000 kPa	2.44	0.0991	0.74	2.17
3,500 kPa	**2.46**	**0.1492**	**0.73**	**3.16**
4,000 kPa	**2.47**	**0.1498**	**0.74**	**3.19**
4,500 kPa	2.47	0.1503	0.74	3.20
6) Fracture permeability: 10,000 md				
2,000 kPa	2.30	0.0690	0.73	1.72
2,500 kPa	2.36	0.0852	0.74	2.02
3,000 kPa	2.42	0.1008	0.75	2.28
3,500 kPa	**2.41**	**0.1498**	**0.73**	**3.33**
4,000 kPa	**2.43**	**0.1485**	**0.74**	**3.28**
4,500 kPa	2.43	0.1472	0.74	3.25

1) SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Figure 4.18은 Table 4.10의 결과를 그림으로 나타냈다. 스팀주입압력이 3,500 kPa 기점으로 STEP의 증가율의 변화가 발생하였다. 스팀주입압력이 3,000 kPa까지 STEP 값이 비슷한 증가율을 가지고 증가하다가 3,500 kPa일 때 가장 크게 증가 후 스팀주입압력이 증가하더라도 STEP 값이 비슷하게 도출되었다. 또한 균열투과도가 큰 경우 더 좋은 결과를 보인다. 즉, 균열투과도가 높으면 균열을 통한 스팀의 빠른 이동으로 더 넓은 지역의 암체에 열전달이 용이하고, 암체로부터 빠져나온 비튜멘은 생산정으로 쉽게 이동이 가능하기 때문이다.

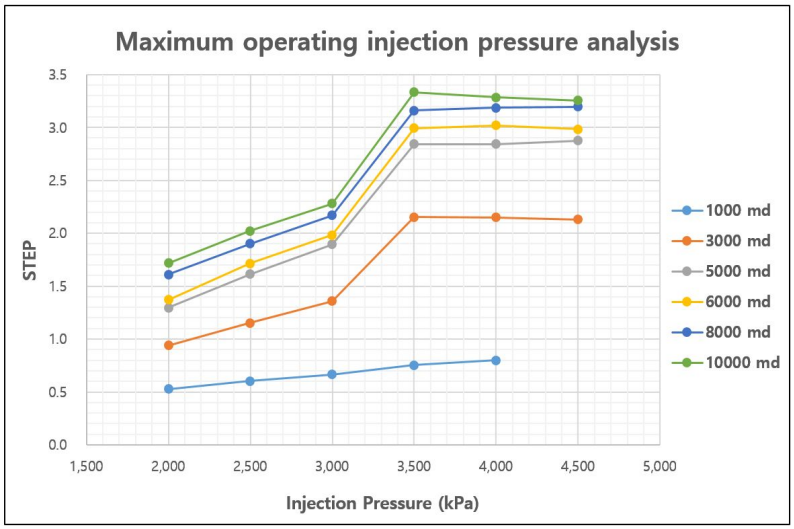


Figure 4.18 Maximum operating injection pressure sensitivity analysis according to fracture permeability changes using STEP.

선정된 스팀주입압력 case 모델을 바탕으로 스팀주입량 변화에 따른 민감도분석 결과를 Table 4.11에 요약하였고, 그 결과를 Figure 4.19로 나타냈다. 균열투과도가 1,000 md인 경우에는 스팀주입량이 200 m^3/d일 때 STEP 값이 가장 높게 나타났고, 스팀주입량이 증가하더라도 STEP 값은 감소하며 비슷한 결과를 보여주었다. 이러한 결과는 균열투과도가 작아 스팀주입이 원활하지 않아 암체 및 균열에 열전달이 어려워지게 되어 스팀챔버가 잘 형성되지 않기 때문이라고 판단된다. 균열투과도가 3,000 md 경우에는 스팀주입압력 3,500 kPa, 스팀주입량 300 m^3/d일 때 STEP 값이 가장 높게 나타났고, 5,000 md 보다 높은 경우 스팀주입압력 4,000 kPa, 스팀주입량 400 m^3/d일 때 STEP 값이 높아 더 좋은 결과를 보였다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.11 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd).

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
1-1) Fracture permeability: 1,000 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	**3.28**	**0.0996**	**0.64**	**0.93**
300 m^3/day	3.47	0.0885	0.67	0.75
400 m^3/day	3.54	0.0896	0.67	0.73
500 m^3/day	3.54	0.0894	0.67	0.73
1-2) Fracture permeability: 1,000 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	3.28	0.1000	0.64	0.93
300 m^3/day	3.54	0.0984	0.67	0.80
400 m^3/day	3.64	0.1050	0.67	0.80
500 m^3/day	3.66	0.1057	0.66	0.78
2-1) Fracture permeability: 3,000 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.58	0.0998	0.69	1.78
300 m^3/day	**2.81**	**0.1500**	**0.68**	**2.15**
400 m^3/day	3.03	0.1051	0.72	1.33
500 m^3/day	3.09	0.1075	0.71	1.28
2-2) Fracture permeability: 3,000 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.58	0.0999	0.69	1.78
300 m^3/day	2.81	0.1499	0.68	2.15
400 m^3/day	3.10	0.1163	0.72	1.39
500 m^3/day	3.15	0.1278	0.71	1.45

1) SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.11 Summary of maximum steam injection rate simulation results(cont'd).

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
3-1) Fracture permeability: 5,000 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.46	0.0996	0.73	2.11
300 m^3/day	2.53	0.1496	0.70	2.84
400 m^3/day	2.70	0.1120	0.74	1.92
500 m^3/day	2.76	0.1190	0.73	1.91
3-2) Fracture permeability: 5,000 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.43	0.0998	0.71	2.12
300 m^3/day	2.53	0.1498	0.70	2.84
400 m^3/day	**2.63**	**0.2001**	**0.68**	**3.36**
500 m^3/day	2.81	0.1294	0.74	2.02
4-1) Fracture permeability: 6,000 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.42	0.0996	0.72	2.16
300 m^3/day	2.49	0.1496	0.71	2.99
400 m^3/day	2.61	0.1152	0.74	2.14
500 m^3/day	2.64	0.1221	0.72	2.15
4-2) Fracture permeability: 6,000 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.43	0.0998	0.73	2.18
300 m^3/day	2.51	0.1495	0.73	3.02
400 m^3/day	**2.55**	**0.1984**	**0.69**	**3.64**
500 m^3/day	2.69	0.1391	0.74	2.41

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.11 Summary of maximum steam injection rate simulation results.

Case	cSOR[1)] (m^3/m^3)	CDOR[1)] ($m^3/d/m$)	RF[1)]	STEP
5-1) Fracture permeability: 8,000 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.42	0.0996	0.73	2.19
300 m^3/day	2.46	0.1492	0.73	3.16
400 m^3/day	2.53	0.1203	0.75	2.45
500 m^3/day	2.55	0.1292	0.73	2.51
5-2) Fracture permeability: 8,000 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.48	0.0995	0.76	2.15
300 m^3/day	2.47	0.1498	0.74	3.19
400 m^3/day	**2.51**	**0.1998**	**0.72**	**3.98**
500 m^3/day	2.61	0.1422	0.74	2.65
6-1) Fracture permeability: 10,000 md, steam injection pressure: 3,500 kPa				
200 m^3/day	2.50	0.0997	0.77	2.14
300 m^3/day	2.41	0.1498	0.73	3.33
400 m^3/day	2.48	0.1204	0.75	2.57
500 m^3/day	2.52	0.1296	0.74	2.63
6-2) Fracture permeability: 10,000 md, steam injection pressure: 4,000 kPa				
200 m^3/day	2.48	0.0984	0.76	2.13
300 m^3/day	2.44	0.1485	0.74	3.25
400 m^3/day	**2.46**	**0.2013**	**0.72**	**4.21**
500 m^3/day	2.56	0.1479	0.74	2.89

[1)] SOR=4 일 때 측정된 값

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

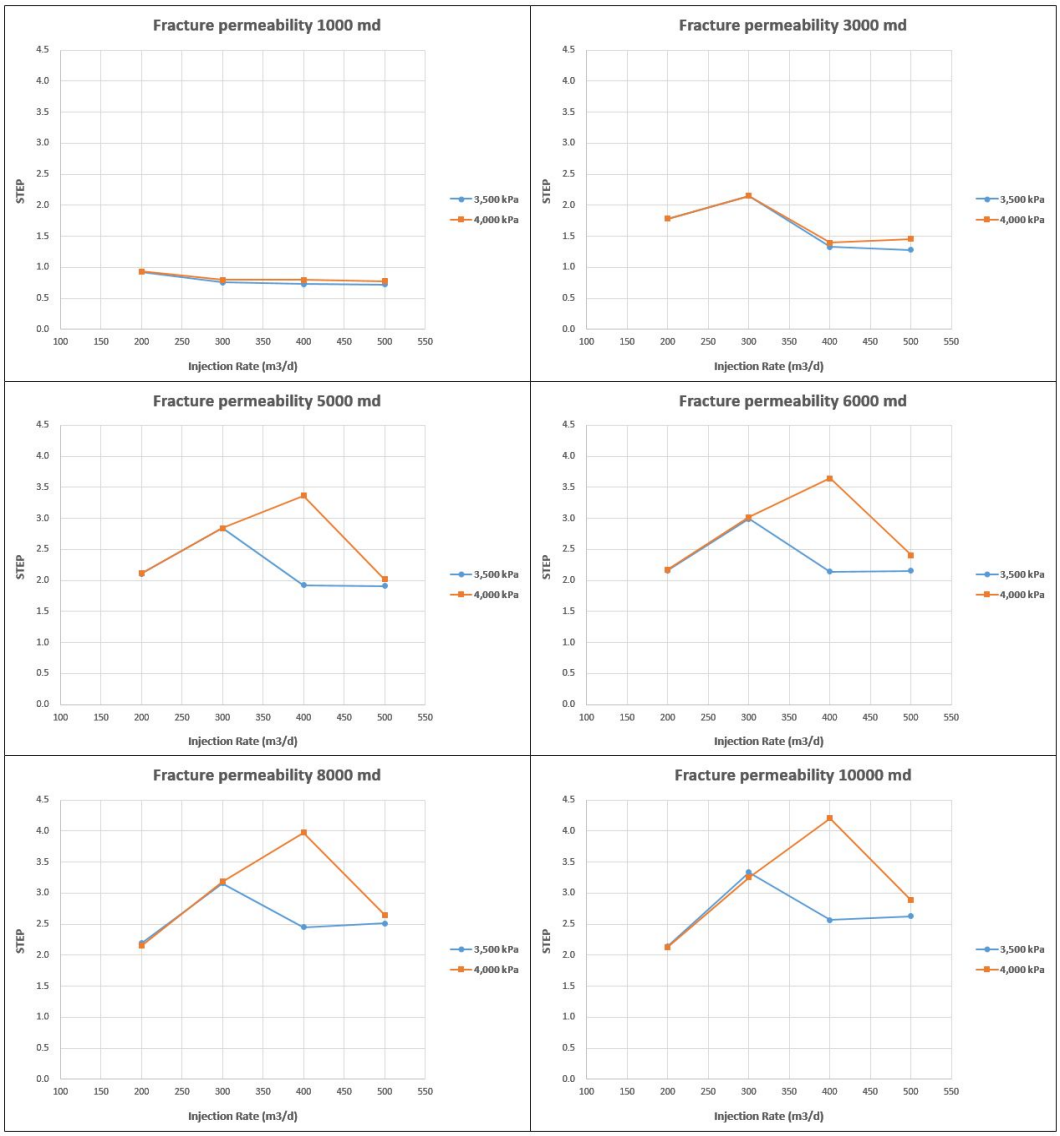


Figure 4.19 Steam injection rate sensitivity analysis according to fracture permeability changes using STEP.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

균열투과도 변화에 따른 민감도분석 결과를 Table 4.12에 요약하였고, 계산된 STEP 값을 Figure 4.20에 나타내어 분석하였다. 균열투과도가 1,000 md 보다 작으면 STEP 값이 0.93 이하로 계산되어 경제성이 없는 것으로 판단되고, 1,000~3,000 md인 경우에는 STEP 값이 1~2 사이의 값으로 예상되어 경제성의 불확실성이 존재하는 것으로 확인하였다. 균열투과도가 3,000 md 보다 큰 경우에는 STEP 값이 2.15 이상으로 계산되어 경제성이 충분히 확보될 것으로 판단된다.

Table 4.12 Fracture permeability sensitivity analysis results of optimal SAGD operating conditions.

Fracture perm. (md)	Optimal SAGD operating condition		cSOR (m^3/m^3)	CDOR ($m^3/d/m$)	RF	STEP
	Pressure (kPa)	Inj. rate (m^3/d)				
1,000	3,500	200	3.28	0.0996	0.64	0.93
3,000	3,500	300	2.81	0.1500	0.68	2.15
5,000	4,000	400	2.63	0.2001	0.68	3.36
6,000	4,000	400	2.55	0.1984	0.69	3.64
8,000	4,000	400	2.51	0.1998	0.72	3.98
10,000	4,000	400	2.46	0.2013	0.72	4.21

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

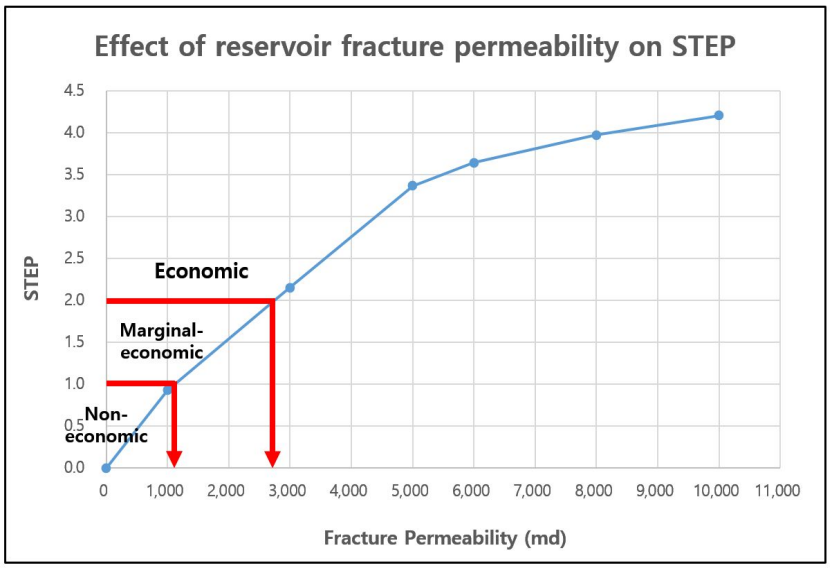


Figure 4.20 Fracture permeability sensitivity analysis results of economic classification using STEP(matrix permeability 300 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

균열투과도 변화가 SAGD 기법 적용 시 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. Figure 4.21은 균열투과도가 3,000 md 와 10,000 md일 때의 스팀챔버 모양 및 온도분포를 나타낸 것이다. 암체투과도가 10,000 md인 경우 3,000 md인 경우보다 균열을 통한 스팀의 빠른 이동으로 스팀의 영향이 보다 넓은 지역으로 전달되고, 암체에서 균열로 빠져나온 비튜멘이 생산정으로 쉽게 이동할 수 있는 환경인 것을 알 수 있다. 균열투과도가 좋은 특성을 가지는 탄산염 균열 저류층에 SAGD 기법 적용이 더 효율적이고 경제성이 좋은 것으로 판단되지만, 균열을 통한 스팀의 빠른 이동 및 이에 의한 상부층으로 유실되는 열에 대한 추가적인 분석이 필요로 하다.

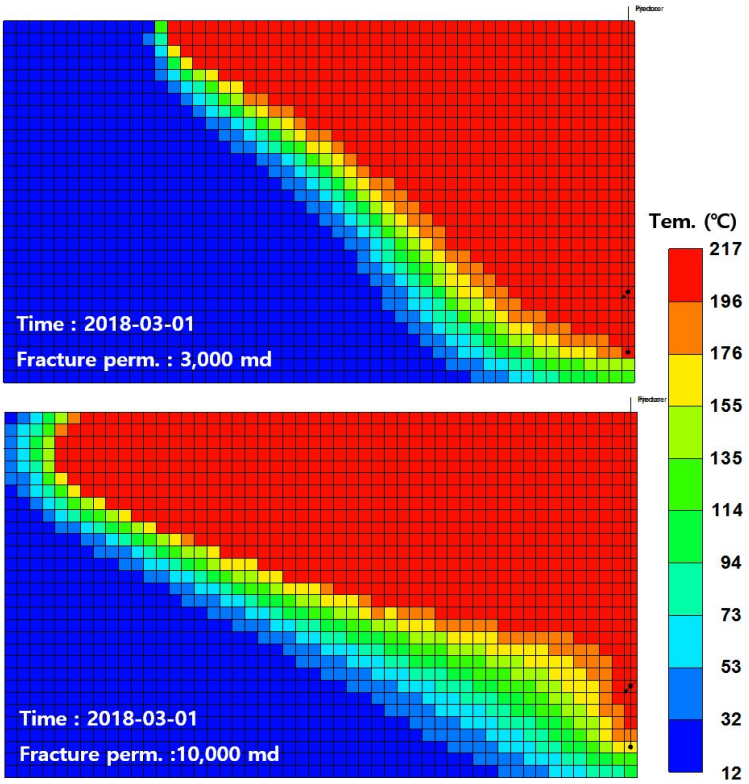


Figure 4.21 Comparison of temperature distribution for fracture permeability 3,000 md and 10,000 md(matrix permeability 300 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Figure 4.22~4.23은 누적오일생산량 및 회수율과 누적스팀오일비를 나타내고 있다. 앞서 설명한 바와 같이 균열투과도가 10,000 md인 경우에 우수한 누적오일생산량, 회수율 및 누적스팀오일비를 보였고, 시뮬레이션 결과를 Table 4.13에 요약하였다.

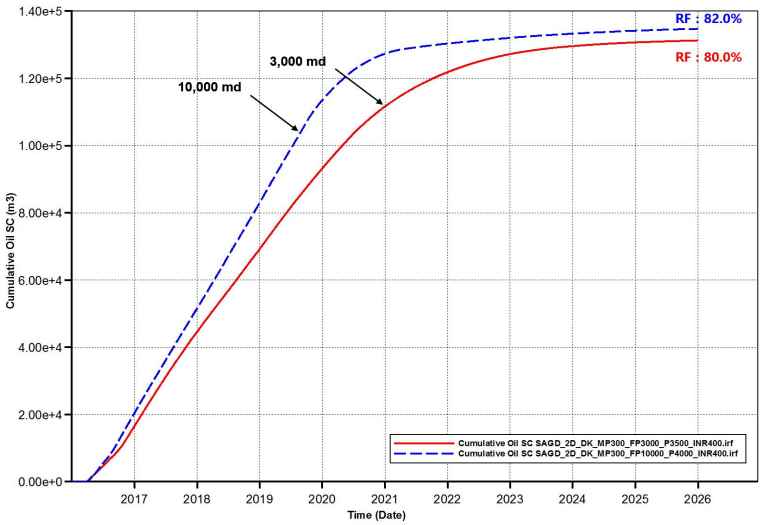


Figure 4.22 Comparison of cumulative oil production & oil recovery factor for fracture permeability 3,000 md and 10,000 md(matrix permeability 300 md).

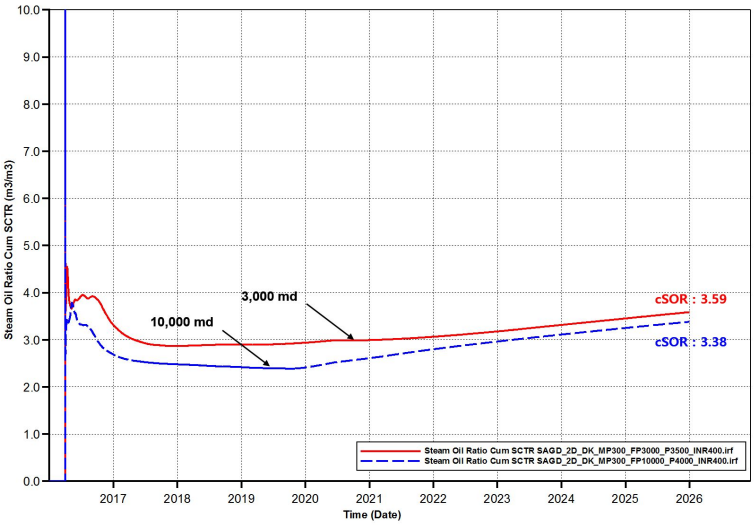


Figure 4.23 Comparison of cumulative steam-oil ratio for fracture permeability 3,000 md and 10,000 md(matrix permeability 300 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.13 Optimal SAGD operating condition simulation results of 3,000 md & 10,000 md case model(matrix permeability 300 md).

Case model (Fracture perm.)	Results	Value
3,000 md	Production period, days	3,653
	Cumulative oil production, m^3	131,298
	Cumulative steam-oil ratio, m^3/m^3	3.59
	Recovery factor, %	80.0
10,000 md	Production period, days	3,653
	Cumulative oil production, m^3	134,745
	Cumulative steam-oil ratio, m^3/m^3	3.38
	Recovery factor, %	82.0

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

3. 다양한 암체투과도 및 균열투과도 변화에 따른 민감도분석

Grosmont 탄산염 균열 저류층은 불균질한 특성을 가지고 있어, 암체투과도 및 균열투과도의 범위도 매우 다양하게 나타난다. 이에 따라 다양한 암체투과도 및 균열투과도 범위에 따른 민감도분석을 통해 SAGD 기법의 상업성을 확보할 수 있는 최소기준을 파악하였다.

다양한 균열투과도를 기준으로 하여 암체투과도 변화에 따른 민감도분석을 실시한 최종결과가 Figure 4.24에 나타나있다. 균열투과도가 1,000 md인 경우에는 암체투과도가 증가하더라도 STEP 값이 1 보다 작게 도출되어 모든 경우에 경제성이 없는 것으로 확인되었다. 3,000~5,000 md 범위에서는 암체투과도가 130 md 보다 큰 경우부터 경제성을 가지게 되었다. 균열투과도가 6,000 md 이상인 경우 암체투과도는 80 md 이상일 때 경제성 있는 것으로 나타났다.

동일한 분석결과를 가지고 다양한 암체투과도를 기준으로 하여 균열투과도 변화에 따른 결과를 Figure 4.25로 나타내어보았다. 암체투과도가 50 md일 땐, 균열투과도가 증가하더라도 STEP 값이 최대 1.26으로 도출되어 경제성이 부족한 것으로 판단된다. 100~200 md 범위에서는 균열투과도가 3,200 md 보다 큰 경우부터 경제성을 가지기 시작했다. 암체투과도가 300 md 이상인 경우에는 균열투과도가 2,800 md 이상부터 경제성이 있는 것으로 나타났다. 암체투과도와 균열투과도 범위에 따라 SAGD 상업성을 확보할 수 있는 최소기준은 Table 4.14~4.15에 정리하였다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

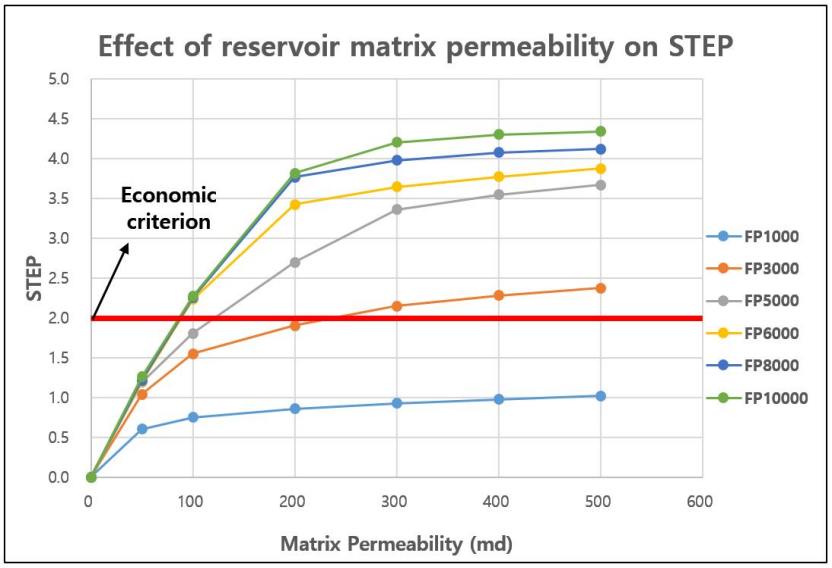


Figure 4.24 Various fracture permeability sensitivity analysis results for economic classification using STEP.

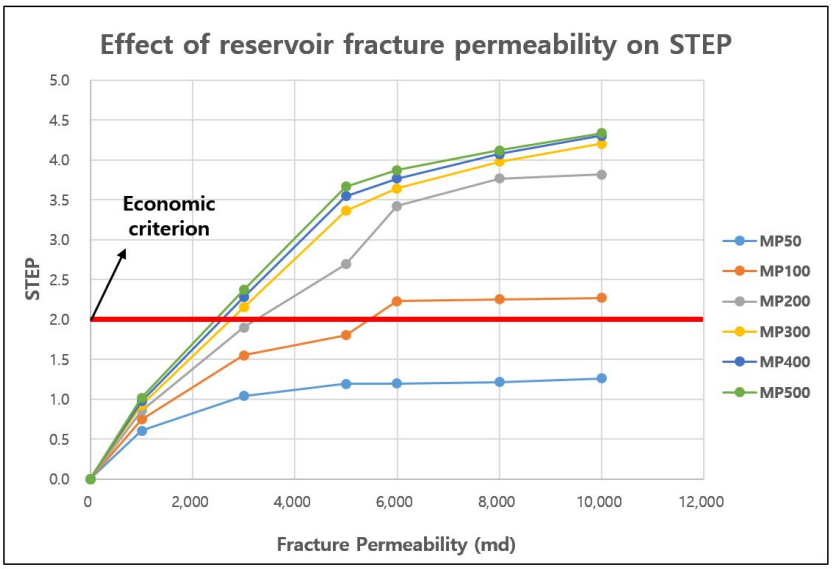


Figure 4.25 Various matrix permeability sensitivity analysis results for economic classification using STEP.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.14 Minimum criterion for economy of SAGD process according to matrix permeability.

Fracture perm.	Matrix perm.	Applicability of SAGD Process
1,000 md	All	Non-economic
3,000 md	240 md ↑	Economic
5,000 md	130 md ↑	Economic
6,000~10,000 md	80 md ↑	Economic

Table 4.15 Minimum criterion for economy of SAGD process according to fracture permeability.

Matrix perm.	Fracture perm.	Applicability of SAGD Process
50 md	All	Non-economic
100 md	5,500 md ↑	Economic
200 md	3,200 md ↑	Economic
300~500 md	2,800 md ↑	Economic

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

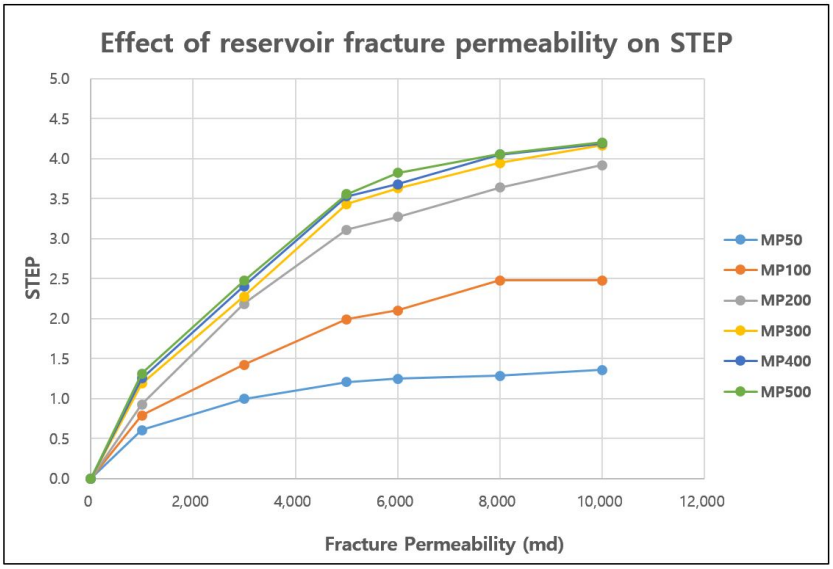
4. 균열투과도비 변화에 따른 민감도분석

스팀의 열전달로 점성도가 감소한 비튜멘은 응축된 물과 함께 중력 및 밀도차이에 의해 스팀챔버의 가장자리를 타고 생산정 쪽으로 하향 유동하여 생산이 이루어진다. 따라서 균열투과도비 변화가 SAGD 기법에 어떠한 영향을 미치는지를 파악하기 위해서 균열투과도비를 2.5:1로 선정하고, 앞서 분석한 5:1 인 경우와 비교분석을 실시하였다.

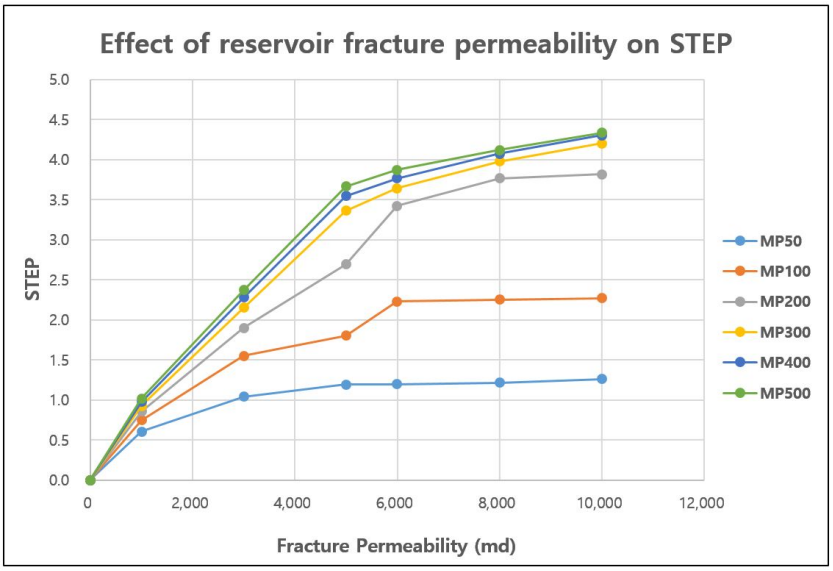
균열투과도비가 2.5:1 그리고 5:1 일 때 균열투과도 변화에 따른 민감도분석을 실시한 결과를 Figure 4.26에 나타냈다. 전반적으로 2.5:1 인 경우가 5:1 인 경우보다 근소하게 STEP 값이 크거나 또는 비슷하게 도출되었지만, 일부 구간에서는 작게 계산된 것을 확인하였다. 이는 균열투과도 자체가 충분히 높아서, 유동이 제약조건으로 작용하지 않은 것으로 판단된다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY



(a) fracture permeability ratio 2.5:1



(b) fracture permeability ratio 5:1

Figure 4.26 Comparison of fracture permeability sensitivity analysis results according to fracture permeability ratio changes.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

탄산염 균열 저류층에서 SAGD 기법 적용 시 균열투과도비 변화가 어떠한 차이점이 나타나는지를 시뮬레이션 결과를 통해 비교분석하였다. Figure 4.27은 암체투과도 200 md, 수평투과도 3,000 md일 때, 수직투과도가 1,500 md(2.5:1) 그리고 600 md(5:1)인 경우의 스팀챔버 모양 및 온도분포를 나타낸 것이다. 가장먼저 확인되는 부분은 균열투과도비가 2.5:1 인 경우 5:1 인 경우보다 스팀이 균열을 통해 수직상승하는 형태를 보이며 신속히 저류층 상부경계에 도달하였고, 전반적으로 스팀챔버의 온도가 약 13℃ 낮게 측정되었다. 또한 저류층 가장자리에 도달하는 시간도 약 3개월 정도 빠른 것으로 알 수 있다.

회수율 비교분석결과 균열투과도비가 2.5:1 인 경우가 비튜멘의 50% 회수 시점이 약 3개월 정도 빠른 것으로 확인하였다(Figure 4.28). 생산초기에는 균열투과도비가 2.5:1 인 경우 더 높은 누적스팀오일비를 보였지만, 이후 더 우수한 결과를 보여줬다(Figure 4.29).

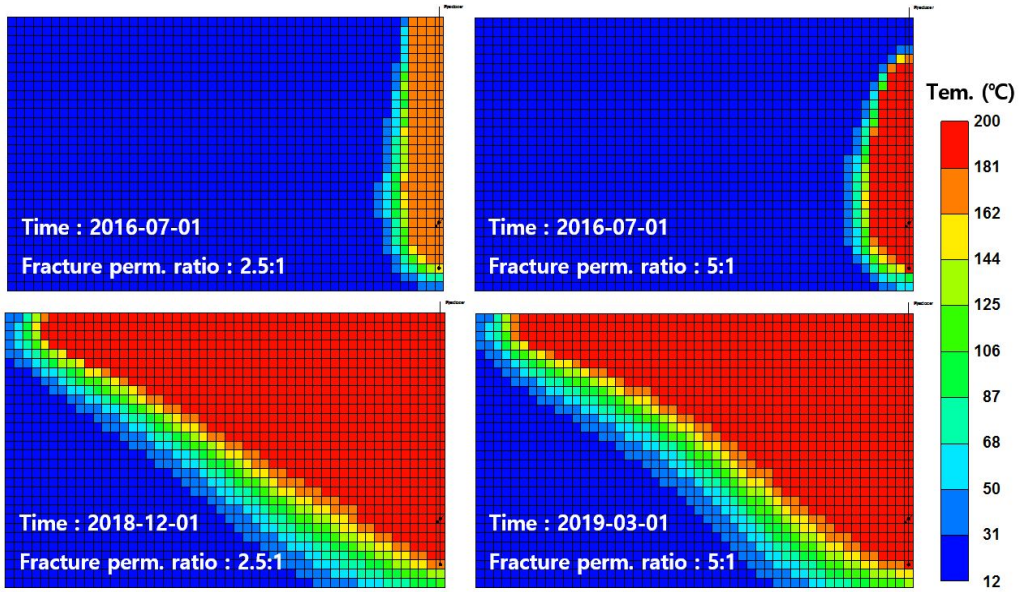


Figure 4.27 Comparison of temperature distribution for fracture permeability ratio 2.5:1 and 5:1(matrix permeability 200 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

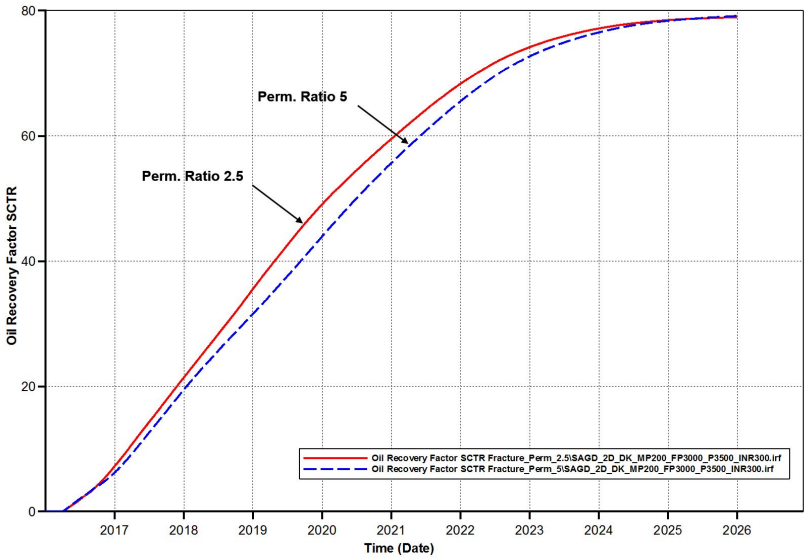


Figure 4.28 Comparison of oil recovery factor for fracture permeability ratio 2.5:1 and 5:1(matrix permeability 200 md).

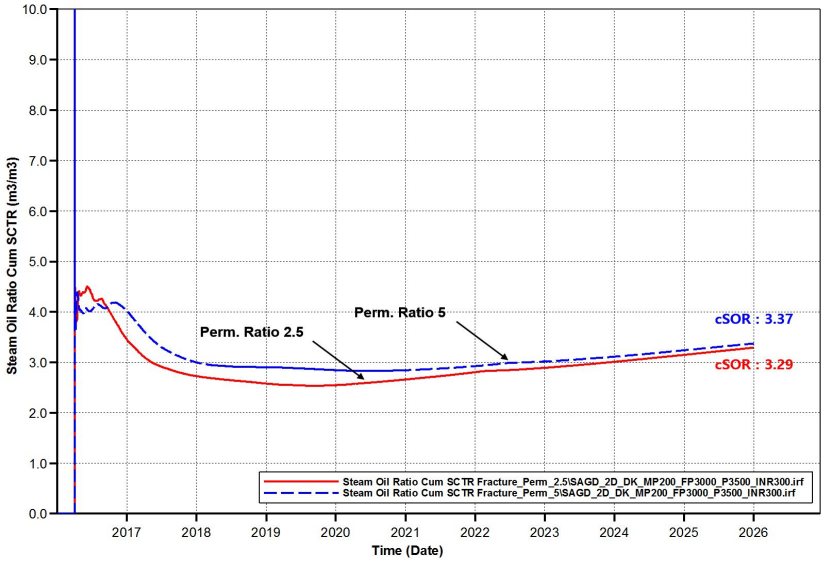


Figure 4.29 Comparison of cumulative steam-oil ratio for fracture permeability ratio 2.5:1 and 5:1(matrix permeability 200 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

5. 균열거리 변화에 따른 민감도분석

탄산염 균열 저류층을 모사하기 위해 개념적 모델을 사용한 시뮬레이션에서는 균열 간의 평균거리를 의미하는 균열거리(fracture spacing)에 대한 정보를 입력해야한다. 일반적으로 균열 간의 거리가 증가하면 그 사이에 존재하는 암체의 부피는 증가하게 된다. 암체의 부피가 증가하면 스팀에 의한 열전달이 암체의 내부까지 어려워져 비튜멘의 생산량이 감소해 상업성이 줄어들 것으로 예측된다. 따라서 균열거리 변화에 따른 민감도분석을 위해 기존의 연구결과와 비교하였다.

민감도분석 기준은 STEP 값이 2 이상인 기존의 연구결과를 선택하고, 균열거리를 1, 3 그리고 5 m로 증가시켜 SAGD 기법의 상업성이 얼마나 감소하는지를 파악하였다(Figure 4.30).

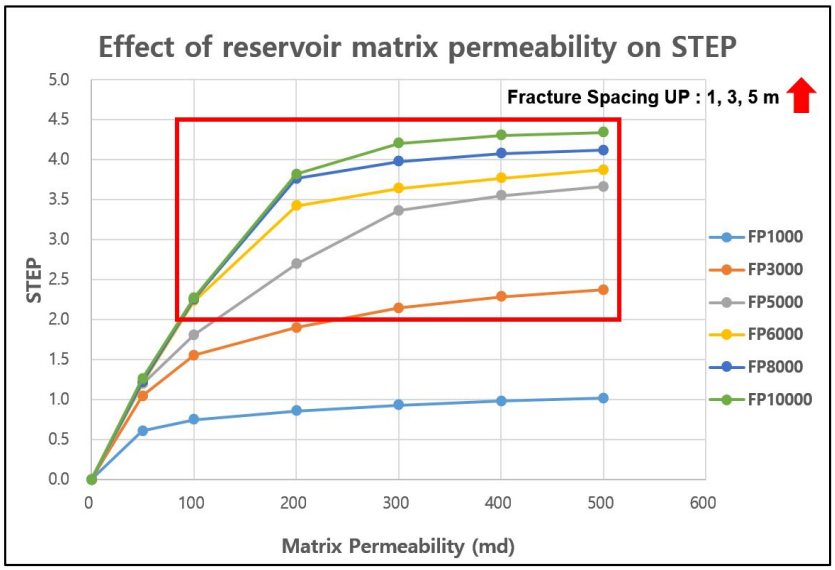


Figure 4.30 Criterion of fracture spacing sensitivity analysis.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

균열거리 변화에 따른 민감도분석 결과를 Table 4.16~4.20에 요약하였고, Figure 4.31~4.35에 나타내었다. 예측한 것과 같이 균열거리가 증가할수록 SAGD 상업성이 감소함을 알 수 있다. 전반적으로 균열거리가 3 m까지는 SAGD 상업성의 감소가 작은 반면에, 5 m부터는 상업성이 크게 감소하였다. 즉, 균열거리가 작을 경우에는 암체의 부피가 작아져 스팀에 의한 열전달이 암체내부까지 빠르게 이루어져서 비튜멘을 효과적으로 생산 가능하지만, 균열거리가 증가하고 암체의 부피가 커지게 되면 암체 내부까지 효과적인 열전달이 어려워지게 때문이다.

Table 4.16 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 100 md).

Fracture perm. 6,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	2.23	2.22	1.54	1.26
	Difference	-	-0.01	-0.69	-0.97
	Economic	Certain	Certain	Uncertain	Uncertain
Fracture perm. 8,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	2.25	2.25	1.75	1.32
	Difference	-	0.00	-0.50	-0.93
	Economic	Certain	Certain	Uncertain	Uncertain
Fracture perm. 10,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	2.27	2.27	1.65	1.25
	Difference	-	0.00	-0.62	-1.02
	Economic	Certain	Certain	Uncertain	Uncertain

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.17 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 200 md).

Fracture perm. 5,000 md		Fracture spacing (m)			
		0.5	1	3	5
STEP	Value	2.70	2.67	2.27	1.50
	Difference	-	-0.03	-0.43	-1.20
	Economic	Certain	Certain	Certain	Uncertain
Fracture perm. 6,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.42	3.35	2.87	1.65
	Difference	-	-0.07	-0.55	-1.77
	Economic	Certain	Certain	Certain	Uncertain
Fracture perm. 8,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.77	3.72	3.28	2.27
	Difference	-	-0.05	-0.49	-1.50
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 10,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.82	3.80	3.69	2.58
	Difference	-	-0.02	-0.13	-1.24
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.18 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 300 md).

Fracture perm. 3,000 md		Fracture spacing (m)			
		0.5	1	3	5
STEP	Value	2.15	2.14	1.95	1.27
	Difference	-	-0.01	-0.20	-0.88
	Economic	Certain	Certain	Uncertain	Uncertain
Fracture perm. 5,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.36	3.35	3.13	1.72
	Difference	-	-0.01	-0.23	-1.64
	Economic	Certain	Certain	Certain	Uncertain
Fracture perm. 6,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.64	3.62	3.45	2.23
	Difference	-	-0.02	-0.19	-1.41
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 8,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.98	3.95	3.73	2.71
	Difference	-	-0.03	-0.25	-1.27
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 10,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	4.21	4.20	4.01	2.84
	Difference	-	-0.01	-0.20	-1.37
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.19 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 400 md).

Fracture perm. 3,000 md		Fracture spacing (m)			
		0.5	1	3	5
STEP	Value	2.28	2.26	2.05	1.24
	Difference	-	-0.02	-0.23	-1.04
	Economic	Certain	Certain	Certain	Uncertain
Fracture perm. 5,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.55	3.50	3.29	2.01
	Difference	-	-0.05	-0.26	-1.54
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 6,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.77	3.73	3.54	2.26
	Difference	-	-0.04	-0.23	-1.51
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 8,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	4.08	4.05	3.94	2.57
	Difference	-	-0.03	-0.14	-1.51
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 10,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	4.30	4.23	4.06	2.81
	Difference	-	-0.07	-0.24	-1.49
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.20 Fracture spacing sensitivity analysis results(Matrix permeability 500 md).

Fracture perm. 3,000 md		Fracture spacing (m)			
		0.5	1	3	5
STEP	Value	2.38	2.37	2.27	1.37
	Difference	-	-0.01	-0.11	-1.01
	Economic	Certain	Certain	Certain	Uncertain
Fracture perm. 5,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.67	3.64	3.45	1.89
	Difference	-	-0.03	-0.22	-1.78
	Economic	Certain	Certain	Certain	Uncertain
Fracture perm. 6,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	3.87	3.83	3.70	2.39
	Difference	-	-0.04	-0.17	-1.48
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 8,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	4.12	4.12	4.02	2.60
	Difference	-	0.00	-0.10	-1.52
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain
Fracture perm. 10,000 md		**Fracture spacing (m)**			
		0.5	**1**	**3**	**5**
STEP	Value	4.38	4.36	4.28	2.92
	Difference	-	-0.02	-0.10	-1.46
	Economic	Certain	Certain	Certain	Certain

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

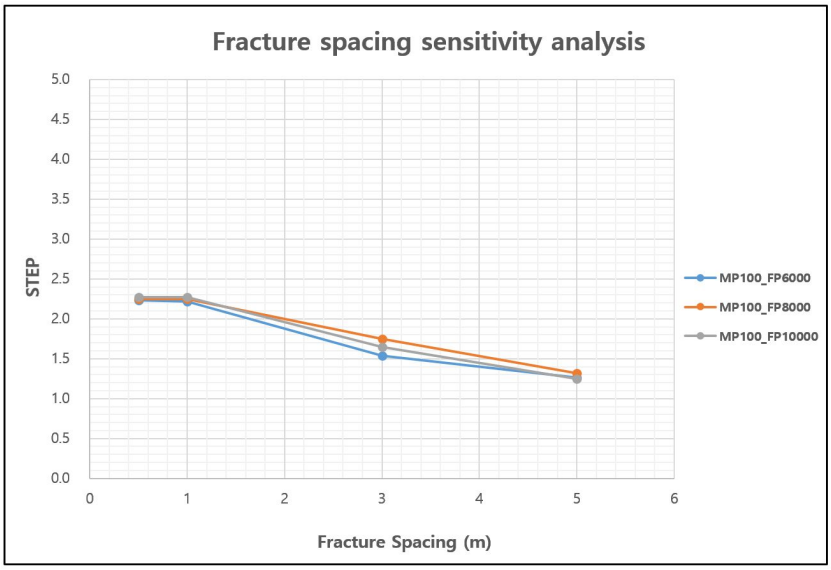


Figure 4.31 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 100 md and fracture permeability 6,000, 8,000, 10,000 md).

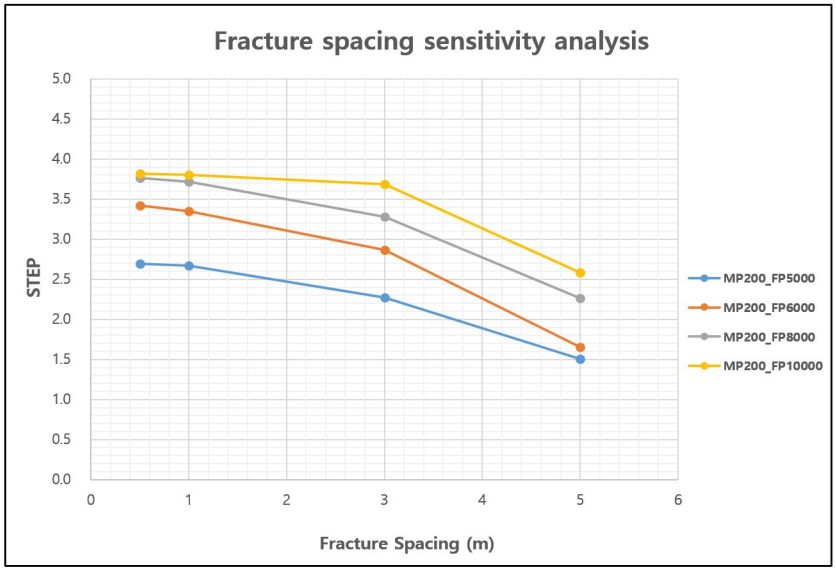


Figure 4.32 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 200 md and fracture permeability 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

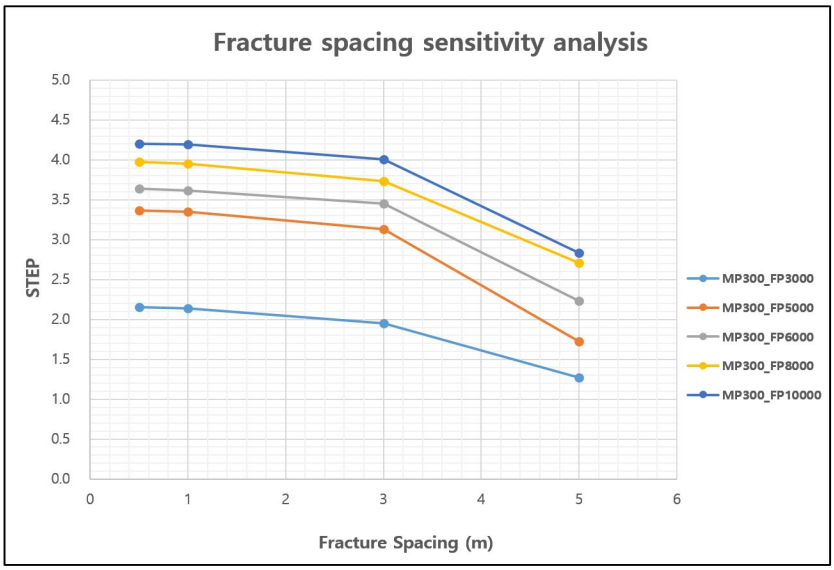


Figure 4.33 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 300 md and fracture permeability 3,000, 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md).

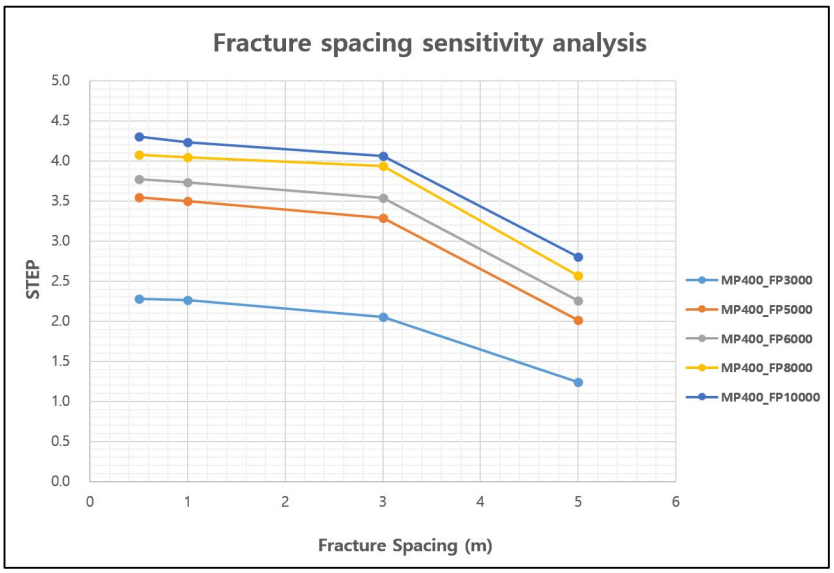


Figure 4.34 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 400 md and fracture permeability 3,000, 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

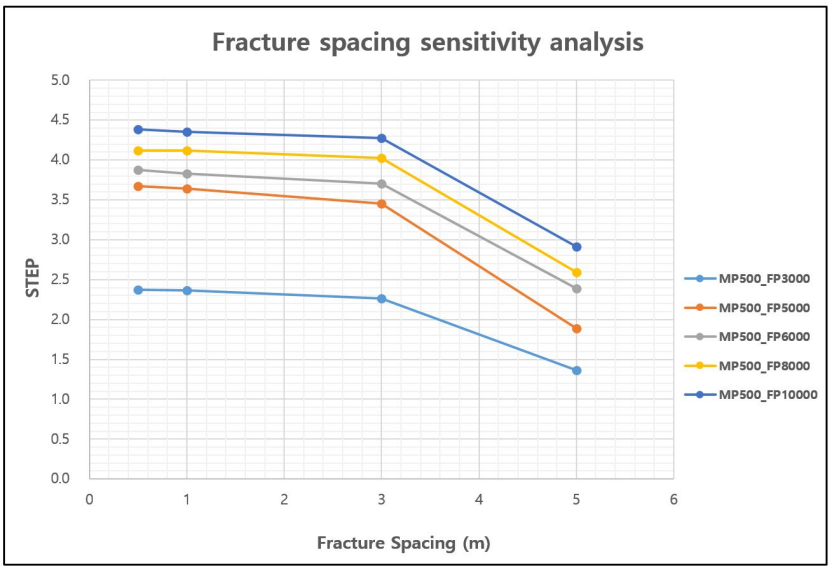


Figure 4.35 Fracture spacing sensitivity analysis results(matrix permeability 500 md and fracture permeability 3,000, 5,000, 6,000, 8,000, 10,000 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

다음은 탄산염 균열 저류층에서 SAGD 기법 적용 시 균열거리의 변화가 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. Figure 4.36은 SAGD 기법 적용초기 균열거리의 변화에 따른 스팀챔버 모양 및 온도분포를 나타낸 것이다. 가장먼저 확인되는 부분은 균열거리가 증가할수록 전체적으로 스팀챔버의 온도가 감소하는 것을 보였다. 이러한 현상은 DK 모델에 적용에 있어 중요한 인자인 형상함수(shape factor)에 관련되어있다. 이 형상함수는 암체와 균열 간의 유체유동 및 열전달의 연관성을 수식화한 함수로, 균열거리가 증가하면 형상함수 값이 작아지는 특징을 갖는다. 즉 균열거리 증가로 인해 형상함수 값이 작아지면 암체와 균열 간의 열전달이 줄어들게 되고, 부피가 증가한 암체내부까지 효율적인 열전달은 어려워진다. 이에 따라 균열거리가 큰 경우 SAGD 기법 적용초기에 비튜멘의 누적생산량(Figure 4.37) 및 누적스팀오일비(Figure 4.38)도 좋지 않는 결과를 확인할 수 있다.

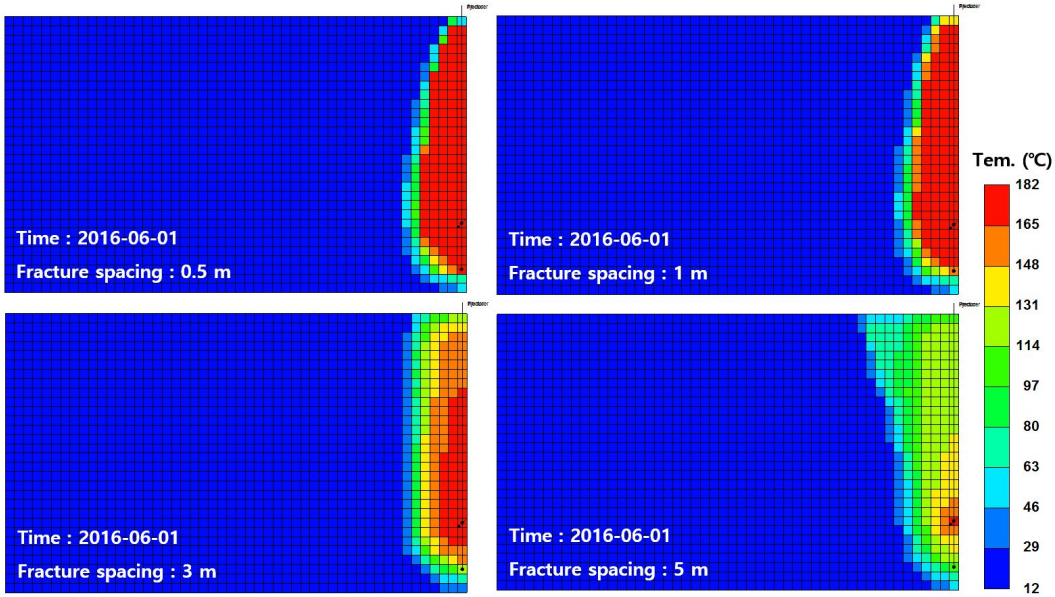


Figure 4.36 Comparison of temperature distribution for fracture spacing 0.5, 1, 3 and 5 m(matrix permeability 200 md, fracture permeability 6,000 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

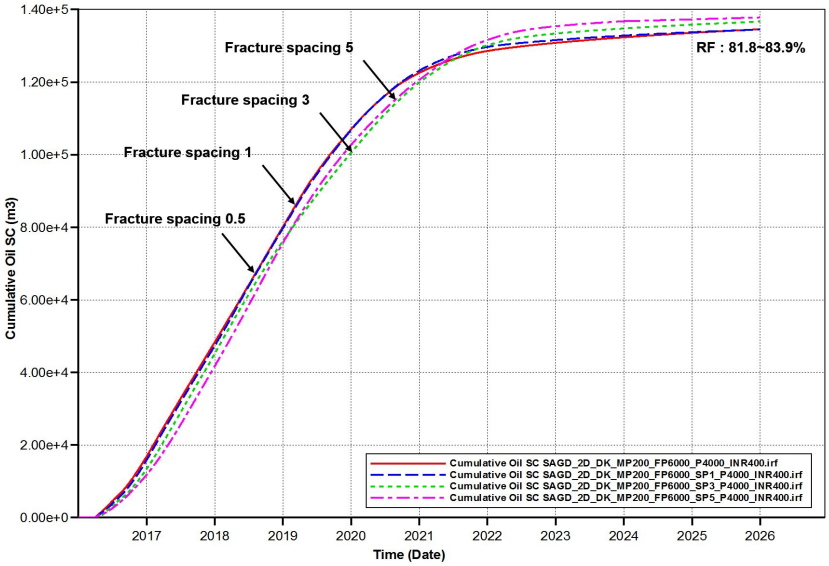


Figure 4.37 Comparison of cumulative oil production for fracture spacing 0.5, 1, 3 and 5 m(matrix permeability 200 md, fracture permeability 6,000 md).

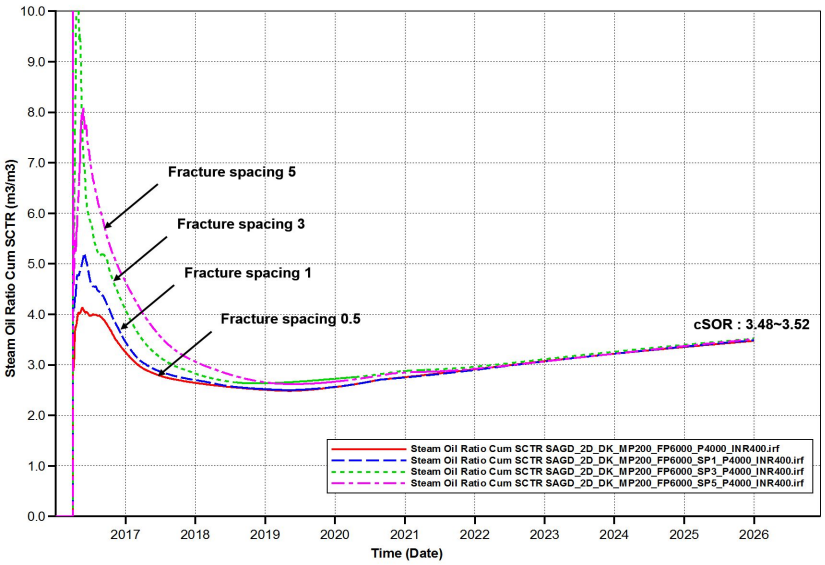


Figure 4.38 Comparison of cumulative steam-oil ratio for fracture spacing 0.5, 1, 3 and 5 m(matrix permeability 200 md, fracture permeability 6,000 md).

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제4절 SAGD 기법 운영 최적화 분석

앞서 연구한 변수 민감도분석에 의해 도출된 SAGD 최적운영조건을 Table 4.27에 정리하여 나타냈다. 암체투과도는 50~500 md이고 균열투과도가 1,000~10,000 md 범위를 가지는 Grosmont 탄산염 균열 저류층에서의 SAGD 최적운영조건은 스팀주입압력이 3,500~4,000 kPa이고, 스팀주입량은 300~400 m^3/day임을 확인하였다.

Table 4.21 Optimal SAGD operating condition for fractured bitumen carbonate reservoirs(fracture permeability ratio 5:1).

Matrix permeability (md)	Fracture permeability[1)] (md)	Optimal SAGD operating condition	
		Pressure (kPa)	Injection rate (m^3/d)
50	1,000	3,500	200
	3,000~10,000	3,500	300
100	1,000	3,500	200
	3,000~5,000	3,500	300
	6,000~10,000	4,000	400
200	1,000	3,500	200
	3,000~5,000	3,500	300
	6,000~10,000	4,000	400
300	1,000	3,500	200
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400
400	1,000	3,500	200
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400
500	1,000	3,500	200
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400

1) fracture permeability ratio 5:1

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Table 4.22 Optimal SAGD operating condition for fractured bitumen carbonate reservoirs(fracture permeability ratio 2.5:1).

Matrix permeability (md)	Fracture permeability[1)] (md)	Optimal SAGD operating condition	
		Pressure (kPa)	Injection rate (m^3/d)
50	1,000	3,500	300
	3,000~10,000	4,000	300
100	1,000	3,500	200
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400
200	1,000	3,500	200
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400
300	1,000	4,000	300
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400
400	1,000	4,000	300
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400
500	1,000	4,000	300
	3,000	3,500	300
	5,000~10,000	4,000	400

1) fracture permeability ratio 2.5:1

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

제5장 결론

이 연구에서는 캐나다 앨버타 주 북부에 위치한 Grosmont 층을 대상으로 비튜멘 개발을 위한 SAGD 기법의 적용 가능성을 분석하였다. 탄산염의 균열특성을 모사하기 위해 개념적 방법인 이원공극모델(DP)과 이원투과도모델(DK)을 사용하여 탄산염 균열 저류층 모델을 구축하였고, 시뮬레이션 결과 두 개념적 균열모델에서 SAGD 기법 적용 시 나타나는 차이점 확인하였다. 이에 따라 암체내의 유동을 고려할 수 있는 DK 모델을 선정하여, 변수민감도 분석을 통해 균열특성이 SAGD 기법에 미치는 영향과 상업성을 확보할 수 있는 최소기준을 제시하였다.

1. 탄산염 균열 저류층을 모사하기 위해 사용되는 개념적 균열모델에 따라 SAGD 기법 적용 시 큰 차이가 발생하는 것으로 파악하였다. DP 모델은 DK 모델에 비해 스팀주입에 의한 효과적인 열전달이 잘 이루어지지 않음을 보여주었다. 그 결과 DP 모델의 15년간 총 누적생산량은 53,076 m^3이며 회수율은 32.3%로 나타났고, DK 모델은 총 누적생산량 123,484 m^3, 회수율은 75.1%로 분석되었다.

균열이 잘 발달하여 균열의 밀도가 크고 암체와 균열 간의 유동이 우세한 특성을 가지는 저류층에 DP 모델을 사용하는 것이 효과적이다. 반면, 비교적 균열이 적고 암체의 유동이 지배적인 특성을 가지는 저류층은 스팀주입에 의한 암체내의 수직유동 및 자발적 오일 생산을 모사 가능한 DK 모델이 적합하다. 이러한 균열모델은 실제 암체 및 균열시스템을 개념적으로 단순화한 모델로, 균열 저류층에서 스팀주입 및 이에 따른 열전달 양상이 복잡한 경우 현장데이터와 비교분석을 통한 적절한 모델선정이 필요로 한다.

2. Grosmont 탄산염 균열 저류층에 SAGD 기법 적용 시 상업성을 확보할 수 있는 최소기준을 마련하기 위해 다양한 암체투과도와 균열투과도 범위에 따른 민감도분석을 수행하였다. 그 결과 균열투과도가 1,000 md인 경우에는 암체투과도가 500 md까지 증가하더라도 경제성이 없는 것으로 분석되었고, 3,000~5,000 md 범위에서는 암체투과도가 130 md 보다 큰 경우부터 경제성을 가지게 되었다. 균열투과도가 6,000 md 이상인 경우 암체투과도는 80 md 이상일 때 경제성이 있는 것으로 나타났다. 다양한 암체투과도를 기준으로 하여 균열투과도 변화에 따른 결과는

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

암체투과도가 50 md인 경우에는 균열투과도가 10,000 md까지 증가하더라도 STEP 값이 최대 1.26으로 도출되어 경제성이 없는 것으로 판단된다. 100~200 md 범위에서는 균열투과도가 3,200 md 보다 큰 경우부터 경제성을 가지기 시작했다. 또한, 암체투과도가 300 md 이상인 경우에는 균열투과도가 2,800 md 이상부터 경제성이 있는 것으로 판단된다.

3. 수직투과도 비에 대한 민감도 분석을 수행한 결과, 균열투과도비가 2.5:1 그리고 5:1 일 때 STEP 값이 비슷하게 도출되었다. 이는 균열투과도 자체가 충분히 커서, 유동이 제약조건으로 작용하지 않는 것으로 판단된다.

4. 균열거리 변화에 따른 민감도분석 결과 균열거리가 증가할수록 SAGD 상업성이 감소하였다. 전반적으로 균열거리가 3 m까지는 SAGD 상업성의 감소가 작게 나타났고, 5 m 이상부터는 상업성이 크게 감소하는 것을 확인하였다. 이는 균열거리가 증가하면 암체의 부피가 커져 암체 내부까지 효과적인 열전달이 어려워지기 때문이다. 또한 DK 모델 적용에 있어 중요한 인자인 형상함수는 균열거리가 증가하면 값이 작아져 암체와 균열 간의 유체유동 및 열전달이 감소해 SAGD 기법 효율성이 감소하기 때문이다.

5. 암체투과도는 50~500 md이고 균열투과도가 1,000~10,000 md 범위를 가지는 Grosmont 탄산염 균열 저류층에서의 SAGD 최적운영조건은 스팀주입압력이 3,500~4,000 kPa이고, 스팀주입량은 300~400 m^3/day임을 확인하였다.

이 연구에서 수행한 결과로부터 탄산염 균열 저류층의 비튜멘 개발을 위한 SAGD 기법 적용성을 확인하였으며, 향후 탄산염암 내 비튜멘이 주요개발대상이 될 때 상업적 생산을 위한 기준자료로 활용될 수 있다.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

참고문헌

감동재, 민배현, 정성훈, 박창협, 강주명, 김지영, 장일식, 최영락, 2009, “인공신경망을 이용한 SAGD 증기주입압력 최적화”, 한국지구시스템공학회지, Vol. 46, No. 2, pp. 143-150.

신현돈, 이근상, 이대성, 장일식, 박창협, 2015, “비전통자원개발공학”, 도서출판 씨아이알, pp. 29-50.

이원석, 이영수, 성원모, 2009, “탄산염암 중질유전의 열주입 생산거동 예측을 위한 변수민감도 분석”, 한국지구시스템공학회지, Vol. 46, No. 4, pp. 466-473.

이원석, 김현태, 2011, “자연균열 저류층 특성화를 위한 현장 분석기술”, 한국지구시스템공학회지, Vol. 48, No. 2, pp. 211-225.

최영락, 김유리, 감현진, 신국선, 전재호, 장일식, 2014, “균열 특성을 반영한 캐나다 Grosmont 탄산염 저류층 모델에 대한 SAGD 시뮬레이션 연구”, 한국자원공학회지, Vol. 51, No. 4, pp. 549-562.

Al-Hadhrami, H.S. and Blunt, M., 2001, “Thermally Induced Wettability Alteration To Improve Oil Recovery in Fractured Reservoirs”, Journal of SPE Reservoir Evaluation and Engineering, June 2001, pp. 179-186.

Barenblatt, G.E., Zheltov, I.P., and Kochina, I.N., 1960, “Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks”, J. Appl. Math. and Mech., English translation, pp. 1286-1303.

Batycky, J., 1997, “An Assessment of In Situ Oil Sands Recovery Processes”, Journal of Can. Pet. Tech., Vol. 36, No. 9, pp. 15-19.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Bratton, T., Canh, D.V., Que, N.V., Duc, N.V., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew, R., Ray, S., Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D., and Sonneland L., 2006, "The Nature of Naturally Fractured Reservoirs", Oilfield Review, pp. 4-23, Schlumberger.

Buschkuehle, B.E., Frances, J.H., and Grobe, M., 2007, "An Overview of the Geology of the Upper Devonian Grosmont Carbonate Bitumen Deposit, Northern Alberta, Canada", The Journal of Natural Resources Research, Vol. 16, No. 1, pp. 4-7.

Choquette, P.W. and Pray, L.C., 1970, "Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates", AAPG Bull. 54, pp. 207-250.

Choi, J., Kim, J.H., Kil, Y.W., Lee, S.D., and Park, M.H., 2011, "Inorganic and Organic Geochemical Characteristics of Devonian Bitumen Carbonate in Alberta, Canada", Econ. Environ. Geol., Vol. 44, No. 1, pp. 21-35.

CMG, 2016, "CMG STARS USER GUIDE, ADVANCED PROCESSES & THERMAL RESERVOIR SIMULATOR", Appendix E.8 Naturally Fractured Reservoirs.

Dreher, K.D. and Kenyon, D.E., 1986, "Heat Flow during Steam Injection into a Fractured Carbonate Reservoir", SPE 14902, presented at SPE/DOE 5th Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 20-23 April.

Downs, H.H. and Hoover, P.D., 1989, "Oil Field Chemistry: Enhanced Recovery and Production Stimulation", ACS Symposium Series 396, J.K. Bouchardt and T.F. Yen, American Chemical Society, Washington DC.

Ehrlich, R., 1970, "The Effect of Temperature on Water-Oil Imbibition Relative Permeability", SPE 3214, presented at Eastern Regional Meeting of the SPE,

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

AIME, Pittsburgh, Pennsylvania, 5-6 November.

Edmunds, N.R., 2000, "Investigation of SAGD Steam Trap Control in Two and Three Dimensions", Journal of Can. Pet. Tech., Vol. 39, No. 1, pp. 30-40.

Ezeuko, C.C., Kallos, M.S., and Gates, I.D., 2013, "Object Characterisation and Simulation of Thermal Recovery from Karstified, Brecciated and Fractured Bitumen Carbonate Reservoirs", IPTC 1680, presented at International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26-28 March.

Ghoodjani, E., Kharrat, R., Vossoughi, M., and Bolouri, S.H., 2012, "A Review on Thermal Enhanced Heavy Oil Recovery from Fractured Carbonate Reservoirs", SPE 150147, presented at SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June.

Ghedan, S.G. and Kumar, A., 2014, "Impact of Fractures Characterization, Wettability and Hysteresis on Thermal Recovery Processes in Carbonate Naturally Fractured Reservoirs", SPE 170189-MS, presented at SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, 10-12 June.

Ito, Y. and Suzuki, S., 1996, "Numerical Simulation of the SAGD Process in the Hangingstone Oil Sands Reservoir", CIM 96-57, presented at CIM 1996 Annual Technical Conference, Calgary, Alberta, June.

Jardine, J., Andrews, D.P., Wishart, J.W., and Young, J.W., 1977, "Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs", Journal of Petroleum Technology, pp. 873-885.

Kyte, J.R., Naumann, V.O., and Matiax, C.C., 1961, "Effect of Reservoir Environment on Water-Oil Displacements", Journal of Petroleum Technology, pp. 579-582.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Lo, H.Y. and Mungan, N., 1973, “Effect of Temperature on Water-Oil Relative Permeability in Oil-Wet and Water-Wet Systems”, SPE 100533, presented at SPE Annual Meeting, Las Vegas, Nevada, Sep. 30-Oct. 3.

Long, J.C.S., 1982, “Porous Media Equivalents for Networks of Discontinuous Fractures”, Water Resources Res., pp. 645-658.

Maini, B. and Okazawa, T., 1987, “Effect of Temperature on Heavy Oil-Water Relative Permeability of Sand”, Journal of Canadian Petroleum Technology.

Miller, M.A. and Ramey, H.J.Jr., 1985, “Effect of Temperature on Oil/Water Relative Permeabilities of Unconsolidated and Consolidated Sands”, Journal of Petroleum Technology, pp. 945-953.

Mollaei, A. and Maini, B., 2007, “Steam Flooding of Naturally Fractured Reservoirs: Basic Concepts, Recovery Mechanisms, process Improvements, Mechanism and Optimization of In-Situ CO2 Generation”, Paper 2007-128, presented at Petroleum Society’s 8th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June.

Narr, W., Schechter, D.S., and Thompson, L.B., 2006, "Naturally Fractured Reservoir Characterization", Society of Petroleum Engineers.

Qi, J. and Yuan, J.Y., 2013, “History Matching Grosmont C Carbonate Thermal Production Performance”, SPE 165560, prepared for presentation at the SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada, 11-13 June.

Rassenfoss, S., 2013, “Finding Pathways to Produce Heavy Oil From Canadian Carbonates”, The Journal of Petroleum Technology Magazine, Vol. 65, Issue 08, pp. 58-67.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Reis, J.C., 1990, "Studies of Fractures Induced during Cyclic Steam Injection", SPE 20033, presented at California Regional Meeting, Ventura, California, 4-6 April.

Reis, J.C., 1990, "Oil Recovery Mechanism in Fractured Reservoirs During Steam Injection", SPE 20204, presented at SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22-25 April.

Sadaee, S.B. and Rashidi, F., 2006, "Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir", SPE 100533, presented at SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/ GSA Cordilleran Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska, 8-20 May.

Shahin, G.T. and Moosa, R., 2006, "The Physics of Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs: Engineering Development Options That Minimize Risk", SPE 102186, presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24-27 September.

Shin, H. and Polikar, M., 2005, "New economic indicator to evaluates SAGD performance", SPE 94024, presented at SPE Western Regional Meeting, Irvine, CA, U.S.A, 30 March.

Shin, H. and Polikar, M., 2005, "Simple Thermal Efficiency Parameter as an Economic Indicator for SAGD Performance", SPE 94630, prepared for presentation at the 2005 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, TX, U.S.A., 3 - 5 April.

Shin, H. and Polikar, M., 2006, "A Dynamic Economic Indicator To Evaluate SAGD Performance", SPE 100525, presented at SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting held in Anchorage, Alaska, U.S.A., 8 - 10 May.

Collection @ chosun

조선대학교
CHOSUN UNIVERSITY

Shin, H. and Polikar, M., 2007, "Review of reservoir parameters to optimize SAGD and Fast-SAGD operating conditions", Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 46, No. 1, January 2007, pp. 35-41.

Singhal, A.K., Ito, Y., and Kasraie, M., 1998, "Screening and Design Criteria for Steam-Assisted Gravity Drainage Projects", SPE 50410, presented at SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada, 1-4 November.

Sufi, A.H., Ramey, H.J.Jr., and Brigham, W.E., 1982, "Temperature Effects on Relative Permeabilities of Oil-Water", SPE 11071, presented at 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of SPE, New Orleans, Louisiana, 26-29 September.

Sumnu, M.D., Brigham, W.E., Aziz, K., and Castanier, L.M., 1996, "An Experimental and Numerical Study on Steam Injection in Fractured Systems", SPE 35459, presented at SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 21-24 April.

Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright R.S., 1997, "EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and EOR Field Projects", SPE Reservoir Engineering, August.

Wayne, M.A., 2008, "Geology of Carbonate Reservoirs", The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks, A John Wiley & Sons, Inc.

Zhang, P. and Austad, T., 2005, "Relative Effects of Acid Number and Temperature on Chalk Wettability", SPE 92999, presented at SPE International Symposium on Heavy Oil Chemistry, Houston, 2-4 February.

Collection @ chosun