고온 고압 스팀을 주입하는 SAGD 공정에서 CO₂ 주입이 오일샌드 역청 회수율에 미치는 영향

송병진*, **, 유난숙*, 이재훈***, 이철위*†

*한국화학연구원 그린화학공정연구본부, **성균관대학교 화학과, ***에너지관리공단
(2014년 2월 20일 접수, 2014년 3월 24일 심사, 2014년 4월 29일 채택)

Effect of CO₂ Injection in SAGD Process for Oil Sand Bitumen Recovery

Byung Jin Song*, **, Nansuk You*, Jae Hoon Lee***, and Chul Wee Lee*†

*Division of Green Chemistry & Engineering Research, Korea Research Institute of Chemical Technology (KRICT), Daejeon 305-600, Korea

**Department of Chemistry, Sungkyunkwan University, Gyeonggi-do 440-746, Korea

***Korea Energy Management Corporation, Gyeonggi-do, 448-994, Korea

(Received February 20, 2014; Revised March 24, 2014; Accepted April 29, 2014)

오일샌드에서 비투멘(bitumen)을 회수하는 지하회수방식 중 가장 많이 사용하는 기술인 SAGD (steam assisted gravity drainage) 공정으로부터 비투멘의 회수율을 향상시키고자 스팀과 함께 주입한 첨가제의 효과와 매커니즘에 대해서 연구하였다. 실제 광구에서 쓰이는 SAGD 공정을 150 : 1로 축소한 실험실 규모의 모사장비가 사용되었으며, 지하 박층을 모사할 수 있는 장치(이하 GM, geological model)가 사용되었다. 초중질유와 글래스비드(glass bead 1.5 mm)의 혼합물은 오일샌드의 모사재료로 사용되었다. 첨가제로서 CO₂가 사용되었으며, 스팀 챔버(steam chamber)의 성장 변화를 비교 분석하였다. CO₂의 주입방식에 따른 효과를 확인하기 위하여 스팀과 CO₂를 연속 주입하는 실험(cCO₂-SAGD)과 순차적으로 주입하는 실험(sCO₂-SAGD)을 실시하였다.

그 결과 sCO₂-SAGD 실험의 경우 Control 실험 대비 오일 회수율은 60.2%에서 69.3%로 향상되었으며 cSOR의 경우 7.1에서 6.0으로 낮아졌다. 반면에 cCO₂-SAGD 실험의 경우 60.2%에서 57.6%, 7.1에서 7.3으로 증가 되었다.

SAGD (steam assisted gravity drainage) process is the most commonly used in-situ technology for the recovery of bitumen from oil sand. It was investigated that the effects of different additives on bitumen recovery rate from oil sand in SAGD process among many possible mechanisms studied throughout the study. Bitumen recovery from thin layer oil sand reservoirs was simulated by using an experimental SAGD apparatus with scale of 150:1. To improve the simulation accuracy of thin layer oil reservoir, we have attached geological model (GM). Oil sand was simulated by using a mixture of extra heavy oil and glass beads with a diameter of 1.5 mm. CO₂ was used as an additive and the evolution of steam chambers were closely monitored, and the effects of CO₂ as an additive was investigated. Two types of injection methods were tested; continuous (cCO₂-SAGD) and sequential interruption (sCO₂-SAGD) CO₂ injection.

For the sCO₂-SAGD experiment, it was observed that the recovery rates and CSOR were efficiently improved control experiment from 60.2% to 69.3% and 7.1 to 6.0, respectively, whereas cCO₂-SAGD experiment decreased from 60.2% to 57.6% and 7.1 to 7.3.

Keywords: Oil sand, SAGD, Bitumen, Additives, CO₂

1. 서 론

현재 세계 각국은 에너지 자원의 점차적인 고갈에 따른 자원문제의

위험에 직면해 있으며, 에너지 자원 중 화석에너지 석유에 대한 의존도는 계속 늘어가고 있다. 따라서 지속되는 유가 상승과 매장량의 한계로 인해 세계 각국은 대체에너지와 비재래 석유에 대한 연구가 활발히 진행되고 있다. 비재래 석유란 기존의 석유와 유사한 탄화수소의 형태를 하고 있는 에너지원으로 오일샌드(oil sand), 가스하이드레이트(gas hydrate), 석탄층메탄(coal bed methane), 오일셰일(oil shale), 치밀가스(tight gas) 등이 있다[1-2].

그중 오일샌드는 1973년 제1차 오일쇼크 이후 석유를 대신할 화석 연료의 하나로 주목받게 되었다. 오일샌드의 매장량은 재래형 석유를

† Corresponding Author: Korea Research Institute of Chemical Technology
Division of Green Chemistry & Engineering Research
100 Jang-dong, Yuseong-gu, Daejeon 305-600, Korea
Tel: +82-42-860-7381 e-mail: chulwee@kRICT.re.kr

밀도는 매장량을 가지고 있으며 매장량의 분포는 대부분 캐나다와 베네수엘라에 있다. 또한 2020년경의 비재래형 원유의 총 생산량은 약 650만 배럴/일 정도로 예측되고 있으며, 이 중에서 캐나다에서 생산되는 비투멘(bitumen) 및 합성원유와 베네수엘라에서 생산되는 초중질유를 원료로 하는 합성원유의 생산량을 합친 양이 450만 배럴/일로서 전체 비재래형 원유 생산량의 70% 정도를 점유할 것으로 전망되고 있다[3-4].

비투멘, 모래, 물, 점토의 혼합물로 구성되어 있는 오일샌드는 매장 위치에 따라 성분이 다를 수 있으나 보통 75~85%의 무기물질(모래, 점토, 미네랄 등), 3~5%의 물과 1~18%의 비투멘으로 이루어져 있다. 오일샌드가 석유로서의 의미를 갖는 것은 합성원유(SCO, synthetic crude oil)로 고부가가치가 가능한 비투멘 성분을 함유하고 있기 때문이다[5].

보통 원유는 25°~45°정도의 API (american petroleum institute) 값을 나타낸다. 이 중에서도 35°~45° API인 오일은 경질유(lightoil), 25°~35° API인 오일은 중질유(medium oil), 25° API 이하의 오일을 중유(heavy oil)라고 한다. 이 중에서 특히 14° API 이하의 오일을 비투멘이라고 한다. 점성도는 상온에서의 물의 점도를 1 cp, 꿀의 점도를 3000 cp, 토마토 케첩의 점도를 50000 cp로 보았을 때 비투멘의 점도는 최대 5000000 cp 정도를 갖는다[5].

지하에 매장되어 있는 오일샌드 내의 비투멘은 점도가 높고, 무겁기 때문에 자연 상태에서는 시추공이나 송유관 내에서 흐르지 않는다. 따라서 적절한 방법으로 끓히거나, 화학적인 방법을 사용하여 점도를 낮추어 회수한 다음 수송관을 통하여 정제소까지 이동시켜야 한다. 오일샌드에서 비투멘을 뽑아내는 방법은 대부분이 인시추(in-situ) 기술인데 이 기술의 중요한 목표는 경제적인 방법으로 비투멘의 점도를 낮추어 이동이 용이하게 만드는 일이다[6]. 인시추 기술 중 SAGD (steam assisted gravity drainage)는 가장 일반적인 기술로서 오일샌드로부터 비투멘을 회수할 수 있는 전체 기술 중 약 80%는 이 기술에 의하여 오일샌드를 회수하는 것으로 알려져 있다[7].

SAGD는 두 개의 평행하고 수평적인 우물을 굴착하여, 상단의 우물에는 고온, 고압의 스팀을 주입하여 더운 열을 발생시키고, 이로 인하여 높은 비투멘의 점도를 낮추어 아래로 흘러 내려오게 하여 하단부에 위치한 우물에 고이게 하여 지상으로 퍼올리는 방식이다[8-10].

높은 회수율의 장점으로 상업적으로 가장 많이 사용하는 방식인 SAGD 공정은 주입되는 과량의 스팀을 생산하기 위해 소모되는 많은 연료 사용으로 인한 CO₂의 발생이 단점으로 알려져 있다[11]. 이러한 단점을 극복하고자 CO₂를 스팀과 함께 주입하여 비투멘의 회수율을 높이는 다양한 연구결과가 진행되고 있는바 스팀발생기에서 발생하는 CO₂가 포함된 배기가스를 오일샌드 매립지에 주입하는 방법[12]과 비투멘의 개질을 동시에 할 수 있는 기술로서 회수된 비투멘을 아스팔텐과 비아스팔텐 성분으로 분리하여 아스팔텐을 연소시켜 스팀을 발생시키고 이때 연소 가스 중 CO₂를 회수하여 스팀과 함께 주입하는 방법 등[13]이 연구되고 있다. 또한 SAGD 기술 적용 시 스팀과 CO₂를 동시에 주입하는 기술에 대하여 STARS (a three phase, multi components reservoir simulator)를 사용하여 기술의 가능성을 조사한 선행연구에서는 주어진 시뮬레이션 조건에서 일반 SAGD 방법과 CO₂를 동시에 주입한 시뮬레이션 결과 CO₂를 동시에 주입하였을 때 일반 SAGD 방법 보다 향상된 회수율을 보였다[14]. 더 나아가 스팀과 동시에 CO₂와 계면활성제를 동시에 주입하는 방법이 있다. 이 연구결과에서는 CO₂가 오일에 일부 용해되면 겔보기 부피가 증대되면서 물-오일 간의 에멀전에 영향을 주어 오일의 점도를 저하시켜 비투멘 회수

율이 개선되는 것으로 보고되어 있다[15-16].

이처럼 SAGD 공정에서 발생하는 CO₂의 문제점을 해결하기 위해 다양한 연구가 진행되고 있지만 아직까지 CO₂를 사용하는 데 있어서 다양한 사용방식과 최적의 조건에 대해서는 연구되어야 할 공정 인자 및 조건들이 많이 남아있다.

본 논문에서는 SAGD 공정에서 가장 큰 단점인 CO₂ 배출문제를 보완함과 동시에 스팀과 함께 주입하는 첨가제로 활용함에 있어서 CO₂의 주입방식에 따른 비투멘 회수율의 최적화 연구를 수행하였다. 스팀만을 주입하는 Control 실험을 비롯한 CO₂의 연속주입(이하 cCO₂-SAGD)과 CO₂의 순차주입(이하 sCO₂-SAGD) 실험을 실시하였으며 그 영향을 알아보기 위하여 스팀 챔버(steam chamber)의 성장 및 오일회수율과 cSOR (cumulative steam to oil ratio) 값을 비교, 분석하였다.

2. 실험

2.1. SAGD 모사장치 설계 및 오일샌드 모사를 위한 재료 선정

본 실험에서 사용한 실험장비 규모의 SAGD 모델의 설계인자는 이론적 배경과 실제 지질학적인 현장 데이터를 기반으로 산출되어졌으며 축소율은 150 : 1이다. 또한 오일샌드를 모사하기 위하여 비투멘과 화학적 조성과 온도에 따른 점도변화가 유사한 초중질유를 선정하였으며 모래와 자갈 등의 역할을 하는 재료로는 직경 1.5 mm의 글래스 비드(glassbead)를 사용하였다. 각각의 자세한 설계 인자들과 모사재료 선정근거는 본 연구진들의 사전 연구 결과에 소개하였다[17].

2.2. SAGD 모사장치의 구성

SAGD 모사장치는 총 7개의 부분으로 나누어진다. (1) 물탱크에서 스팀 발생기(이하 SG, steam generator)로 펌프를 이용하여 물을 넣어 주는 장치, (2) 스팀을 발생시키는 SG로 특히 이 장치는 첫 번째 부분(이하 SG1)에서 물을 끓여준 후 두 번째 부분(이하 SG2)에서 포화증기를 발생시킬 수 있어 steam quality를 100% 유지할 수 있게 해주며, 생성된 스팀을 분배할 수 있는 스팀 분배기(이하 SV, steam valve)가 설치되어 있다. (3) 지질학적 모델(이하 GM, geological model)은 지하 박층 모사실험을 수행할 수 있는 장치이며 열전쌍과 열전교신을 할 수 있는 스팀 순환 밸브가 장착되어 있다. (4) GM을 높은 압력으로부터 보호하여주는 GM 보호 장치(이하 PV, product vessel) (5) 생성물 받개(이하 PC, product cylinder)로 스팀이 GM을 지나오며 점도가 낮아진 비투멘을 모으는 곳, (6) PC의 압력을 조절하여 주는 장치로서 스팀을 흐르게 하기 위해서는 PC의 압력이 SG의 압력보다 0.1 kgf/cm² 낮아야 하지만 PC가 SG 보다 높게 되면 자동으로 압력을 알맞게 조절하여 주는 장치로 구성되어 있다. 자세한 SAGD 모사장치의 구조와 상세한 작동 방법은 본 연구진들의 사전 연구 결과에 소개되어 있다[18-19].

2.3. 실험방법

먼저 물탱크에서 SG로 물을 공급하여 준 다음 SG 1에서 물을 180 °C로 끓여 준 후 SG 2에서 300 °C의 과열증기로 만들어 준다. 이로 인해 생성된 압력과 PC와의 압력이 0.1 kgf/cm² 정도 차이가 나도록 질소를 이용하여 PC의 압력을 높여주며 또한 이와 비슷하게 PV의 압력도 높여준다. GM으로 향하는 SV를 열어주어 실험을 시작한다. 이때 GM 안에서의 스팀 순환을 위해 GM에 연결되어 있는 스팀 순환 밸브를 약 5 min 열어주어 IW (injection well)과 PW (production well) 사이의 온도를 80~90 °C 정도 올려준 후 실험을 진행한다. 약 5 min

Figure 1. Flow chart about experiment.

Figure 2. Variation of (a) steam temperature, (b) steam pressure, (c) pressure of geological model(G.M) and product vessel(P.V), (d) steam flow rate as a function of time during Control experiment.

후 스팀 순환 밸브를 닫아주고 실험을 진행하여 PC로 생성물을 받게 된다. 15 min 마다 한 번씩 PC에 저장되어있는 생성물의 샘플링을 위해 PC의 압력을 2 kgf/cm²으로 낮추어준다. 총 10회의 샘플링이 끝난 후 실험을 종료한다. CO₂는 MFC (mass flow controller)를 이용하여

Figure 3. Variation of (a) steam temperature, (b) steam pressure, (c) pressure of geological model(G.M) and product vessel(P.V), (d) steam flow rate as a function of time during sCO₂-SAGD.

스팀과 함께 주입 하였으며 스팀 대비 CO₂의 부피비가 1 : 0.5~1 : 3이 되도록 조절 하였다. 스팀 → 스팀 · CO₂ → 스팀 → 스팀 · CO₂ 형식으로 주입되는 sCO₂-SAGD 실험은 15 min 간격으로 CO₂의 주입과 중단을 반복하였다. 스팀 · CO₂ → 스팀 · CO₂ → 스팀 · CO₂ 형식으로 주입되는 cCO₂-SAGD 실험에서 CO₂의 주입은 중단 없이 연속으로 스팀과 함께 주입하였다. 위에서 설명한 CO₂ 주입방식에 따른 실험방법을 Figure 1에 정리하여 명시하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1. 온도와 압력의 영향

Figure 2의 (a)와 (b)는 실험에서 사용한 스팀의 온도와 압력변화를 나타낸 그래프이다. GM에 주입되는 스팀의 온도를 170~180 °C로 만들어주기 위해서 약 2000 s 동안 SG로부터 물을 240 °C로 가열하였다. 생성된 스팀은 실험이 종료될 때까지 일정한 온도(170~180 °C)를 유지하며 GM에 주입되었다. main의 압력(이하 Main P.T)은 안정적인 스팀온도의 영향으로 일정한 압력(8~9 kgf/cm²)이 유지되었음을 보여준다. PC의 압력(이하 P.C P.T)은 주기적으로 낮아졌다가 다시 올라가는 변화를 보여주는데, 그 이유는 15 min 간격으로 진행되는 샘플링 과정에서 발생하는 현상 때문이다. PC의 압력을 낮추어주지 않고 샘플링을 진행하게 되면 8~9 kgf/cm²의 높은 압력으로 인해 회수된 물과 초중질유가 고압으로 분사되어 샘플링이 불가능하다. 따라서 PC의 압력을 2 kgf/cm² 정도로 낮추어준 다음, 회수된 초중질유와 물이 PC로 이동되어지는 관의 밸브를 잠근 후 샘플링을 진행하였다. 샘플링 완료 후 질소를 이용하여 낮아진 PC의 압력을 샘플링 이전의

Table 1. Recovered Amount of Water and Extra Heavy Oil and cSOR : Initial Amount of Extra Heavy Oil for the Simulation was 1545 mL

Method	Control		sCO ₂ -SAGD		cCO ₂ -SAGD	
	Water (mL)	Extra heavy oil (mL)	Water (mL)	Extra heavy oil (mL)	Water (mL)	Extra heavy oil (mL)
Recovered amount (Total)	6650	930	6390	1070	6540	890
cSOR		7.1		6.0		7.3
Oil recovery (%)		60.2		69.3		57.6

Figure 4. Variation of (a) steam temperature, (b) steam pressure, (c) pressure of geological model(G.M) and product vessel(P.V), (d) steam flow rate as a function of time during cCO₂-SAGD.

압력까지 올려주었으며, 회수된 초중질유와 물이 다시 PC로 모일 수 있도록 잠귀 두었던 밸브를 열어주었다.

Figure 2의 (c)에서는 실험이 진행되는 동안 GM을 압력으로부터 보호해주는 PV의 압력변화를 나타낸다. 전체적으로 GM보다 높게 유지되어 압력으로부터 GM을 보호하고 있음을 확인할 수 있다. (d)는 스팀유량의 변화를 나타낸 것이다. SG로부터 240 °C까지 스팀온도가 도달하는 시간(약 2000 s) 후 SV를 열어 실험을 시작한다. 스팀이 흐르는 초기 시간대에 스팀의 유량이 평균유량보다 다소 높아지는 현상을 확인할 수 있다. 이는 실험 시작단계에서 상온의 실험장비에 스팀이 흐르면서 발생하는 일시적인 현상으로서, 안정적으로 유지되는 압력(8~9 kgf/cm²)보다 순간적으로 약 2 kgf/cm² 가량 높아지면서 PC의 압력이 순간적으로 높아지는 압력을 따라가지 못해서 일어나는 현상이다. 안정화 이후에 스팀유량은 평균 35 g/min 수준으로 유지됨을 확인하였다.

스팀만을 사용한 Control 실험 이외에 CO₂를 이용한 sCO₂-SAGD과

Figure 5. Evolution of steam chambers during Control experiment as a function of time, in which temperature distributions are indicated. IW = injection well and PW = production well.

cCO₂-SAGD 실험에 대한 온도와 압력의 영향을 확인할 수 있는 결과 그래프를 각각 Figures 3, 4에 도시하였다.

모든 실험의 경우 일정한 온도(170~180 °C)의 스팀이 GM에 주입되었고, 압력 또한 안정적으로(8~9 kgf/cm²) 유지되었으며, 스팀 유량 역시 평균 35 g/min의 유속으로 주입되었음을 확인하였다.

3.2. GM 내부에서 발생하는 스팀 챔버의 시간에 따른 온도 및 크기 변화

Control 실험의 경우 스팀 주입시간에 따른 GM내부의 스팀 챔버 형태와 크기를 Figure 5에 도시하였으며, 평균 2500 s 간격으로 실험 종료 시까지의 스팀 챔버 성장 변화를 (a)~(f)로 나타내었다. (a)의 경우 스팀 챔버 크기는 GM 내부가 40 °C 미만의 낮은 온도를 보이는 구간이 대부분인 것을 확인하였다. 이는 스팀 챔버가 아직 완전히 발달하지 않은 초기상태라고 보여진다. 스팀이 주입되는 시간이 길어질수록 스팀 챔버의 크기는 성장하였고, 초중질유의 점도가 낮아져 흐름성을 갖는 80 °C 이상 범위의 스팀 챔버 크기가 가장 큰 시간대는 (e) 이다. (f)는 실험종료 후 스팀 챔버 모습을 나타낸 것이며 스팀이 주입되지 않기 때문에 스팀 챔버 중앙부분의 온도는 다른 시간대에 비하여 많이 낮아진 것을 확인할 수 있었다.

Table 1에는 본 논문에서 수행한 실험에 대한 초중질유의 회수율과

Figure 6. Evolution of steam chambers during sCO₂-SAGD as a function of time, in which temperature distributions are indicated. IW = injection well and PW = production well.

cSOR 값이 명시되어 있다. 회수율의 경우 넣어준 초중질유의 양과 회수된 초중질유를 나누어주어 값을 얻었으며, cSOR 값은 경제성을 확인할 수 있는 값으로서 회수된 물의 양과 초중질유의 비로 계산되어졌다. Control 실험의 경우 초중질유의 회수율은 약 60.2 %를 얻었으며, 경제성을 평가하는 cSOR의 경우 약 7.1의 값을 얻었다.

sCO₂-SAGD의 경우 스팀 챔버 성장 변화를 스팀 주입 시간별로 조사하여 Figure 6에 (a)~(f)까지 도시하였다. Figure 6에서 확인할 수 있듯이 sCO₂-SAGD의 경우 스팀과 CO₂의 영향으로 인해 스팀 챔버의 성장 속도와 크기는 모든 실험보다 가장 빠르고 크게 성장하였으며 특히 초기부터 빠르게 성장하는 것을 확인하였다. 또한 스팀이 주입되는 시간에 따라 성장하는 스팀 챔버의 형태를 살펴보면 다른 실험들과는 다르게 주입정의 위쪽으로 스팀이 퍼져나가게 되고 시간이 지날수록 역삼각형 모양의 스팀 챔버가 성장하는 것을 확인할 수 있다. 역삼각형 모양의 스팀 챔버는 끝부분에서도 스팀과 CO₂의 영향으로 인해 점도가 낮아진 비투맨이 생산정을 향하는 과정이 반복되면서 비투맨의 점도를 낮추는데 가장 효율적인 스팀 챔버의 형태로 성장하였다.

Table 1에서 확인할 수 있듯이 sCO₂-SAGD의 경우 모든 실험들 중 가장 높고 경제적인 회수율(69.3%)과 cSOR 값(6.0)을 얻었으며, 이러한 결과는 스팀과 CO₂를 오일샌드에 주입하는 방식을 순차적으로 반복하면 스팀이 먼저 주입되어 스팀 챔버를 발달 및 성장시켜주고 그 다음으로 스팀과 CO₂가 주입되어 초중질유에 CO₂가 용해되면서 초중질유의 점도를 낮추어 스팀챔버가 효율적인 모양으로 성장하는데 기여함으로써 최종적으로 회수율과 cSOR 값을 향상 시켰다고 사료된다.

Figure 7에 (a)~(f)는 cCO₂-SAGD의 스팀 챔버 형성 과정을 스팀 주입 시간별로 도시한 것이다. Figure 7에서 확인할 수 있듯이 cCO₂-SAGD의 경우 초기에는 스팀과 CO₂의 영향으로 Control 실험보다 빠르게 성장 하지만 스팀 챔버가 성장한 형태를 살펴보면 다른 실험들의 스팀 챔버와는 다르게 불균형한 형태로 성장되었음을 확인할 수 있다. 스팀주입시간이 길어질수록 스팀 챔버의 불균형 성장은 뚜렷해졌다. 다른 실험들의 스팀 챔버 성장 과정과 차이점을 보이는 또 다른 현상은 Figure 6에 (e)의 스팀 챔버 성장 중 온도가 가장 높은 중앙부분에서 같은 온도범위의 구역이 연결되지 않고 끊어진 것을 확인

Figure 7. Evolution of steam chambers during cCO₂-SAGD as a function of time, in which temperature distributions are indicated. IW = injection well and PW = production well.

Figure 8. Variation of steam chamber area of higher than 120 °C as a function of time. This plot was estimated based on figures 5, 6 and 7.

할 수 있다. 이러한 현상의 원인은 스팀과 동시에 주입된 CO₂가 필요 이상으로 주입되어 발생하는 가스 채널링에 의한 현상으로 사료된다.

가스 채널링이란 지층에 생성된 채널을 통해 유체가 순식간에 흐르게 되는 현상이다. GM 내부에 주입되는 스팀은 스팀 챔버를 형성하며 초중질유의 점도를 낮추어 함께 생산정을 통해 PC로 모여야 하지만, GM 내부의 주입정과 생산정 사이에 가스 포화도에 의한 가스 채널이 생기면 주입되는 스팀은 스팀 챔버를 형성하기 전에 채널을 통해 빠져 나오게 되고 그림과 같은 스팀 챔버의 불균형 성장이 이루어지며, 온도의 끊어짐 현상도 일으키게 된다.

가스 채널링으로 인한 스팀 챔버의 불균형 성장은 최종적으로 회수율과 cSOR 값에도 영향을 끼쳐 Table 1에서 확인할 수 있듯이 회수율과 cSOR 값은 각각 57.6% 와 7.3으로 Control 실험의 회수율과 cSOR 보다도 낮은 결과를 얻었다. CO₂ 순차주입의 경우 스팀이 단독으로 주입되는 시간 동안 CO₂에 의해 발생하는 가스 채널링의 채널생성을 방지하는 역할을 한다고 사료되며, 이는 CO₂를 연속으로 주입하는 공정에서 CO₂의 주입량을 CO₂의 영향을 확인할 수 있을 만큼의 최소량으로 낮추어 주어도 스팀만이 단독으로 주입되어 채널생성을 방지하

는 시간이 없기 때문에 CO₂ 연속공정에서 발생하는 가스 채널링에 의한 스팀 챔버의 불균형 성장 및 회수율의 감소는 변하지 않을 것이라고 사료된다.

Figure 8은 각각의 실험마다 동일한 시간대에서 측정된 스팀 챔버의 크기와 성장 모습을 기초로 하여 초중질유의 회수에 적합한 온도인 120 °C 이상 구간에 대한 스팀 챔버 면적을 계산하여 도시한 그래프이다.

CO₂가 스팀과 함께 주입되면 주입방식과는 상관없이 컨트롤 실험 대비 모든 시간대에서 스팀 챔버 면적은 크게 성장한 것을 확인할 수 있으며 그중 sCO₂-SAGD 실험의 스팀 챔버가 가장 효율적으로 성장한 결과를 보여준다.

4. 결 론

본 논문에서는 오일샌드에서 비투멘을 추출하는 SAGD공정에서 CO₂ 배출에 대한 단점 보완과 동시에 고점도성을 갖는 비투멘의 점도를 효과적으로 낮추어 향상된 회수율과 cSOR 값을 얻기 위해 CO₂를 첨가제로 활용하여 그 효과와 메커니즘에 대해서 연구하였다.

CO₂의 주입 방식에 따른 첨가제로서의 효과를 확인한 결과 CO₂를 순차적으로 주입하는 sCO₂-SAGD의 경우 스팀 챔버는 모든 실험들에 비해 약 3배 이상 크게 성장하는 것을 확인하였으며, 스팀 챔버의 형태 또한 이상적인 역삼각형의 모양으로 발달하였다. 이는 먼저 주입된 스팀의 영향으로 점도가 낮아진 초중질유에 순차적으로 주입되는 CO₂가 용해되면서 스팀 챔버의 성장에 영향을 주었다고 사료된다. sCO₂-SAGD의 경우 모든 실험 중 가장 높은 회수율(69.3%)과 cSOR 값(6.0)을 얻었다. 이와는 반대로 CO₂를 연속으로 주입하는 cCO₂-SAGD의 경우 스팀 챔버는 스팀만을 주입하는 Control 실험에 비해 약 2배 크게 성장하였으나 필요 이상의 CO₂가 주입되면서 모사된 오일샌드 내의 지층 또는 주입정과 생산정 사이에 가스 포화도에 의한 채널링이 발생하는 것을 확인할 수 있었다. 그 영향으로 인해 스팀 챔버는 스팀과 CO₂의 주입시간이 늘어날수록 불균형하게 성장하였으며 회수율과 cSOR 값은 각각 57.6%와 7.3으로 모든 실험 중 가장 낮은 값을 얻었다.

본 논문에서의 실험결과를 통해서 오일샌드로부터 경제적이면서도 높은 비투멘의 회수율을 얻기 위하여 스팀과 함께 사용된 첨가제들은 대부분 회수율과 cSOR 값에 긍정적인 효과를 보인다고 보고되어 있지만 같은 물질의 첨가제라도 주입하는 방식 또는 스팀과 함께 주입되었을 때의 거동 특성에 따라 부정적인 효과 또한 발생할 수 있음을 확인하였다.

따라서 CO₂ 이외에도 SAGD 공정에서 스팀과 함께 사용할 수 있는 첨가제들에 대한 주입 방식 최적화와 다양한 활용방안이 지속적으로 연구되고 실제 현장에 적용된다면 단점으로 지적되고 있는 환경문제 해결뿐만이 아닌 비투멘의 회수율 또한 증가시킬 수 있으리라 사료된다.

감 사

본 연구는 미래창조과학부/산업기술연구회 융합연구사업의 지원으로 수행되었음(B551179-12-07-00).

References

1. I. D. Gates and N. Chakrabarty, Design of the Steam and Solvent Injection Strategy in Expanding Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage, *J. Can. Pet. Technol.*, **47**, 12-20 (2008).
2. K. B. Lee, S. G. Jeon, N. S. Nho, K. H. Kim, D. H. Shin, S. W. Kim, and Y. H. Kim, Patent Analysis of Oil Sands Bitumen Upgrading Technologies, *J. Korean Ind. Eng. Chem.*, **19**, 592-599 (2008).
3. K. Y. Park, S. D. Han, H. J. Han, K. S. Kang, W. S. Bae, and Y. W. Rhee, A Study on the Trend of Technology for the Treatment of Oil from Oilsands by Patent Analysis, *Clean Tech.*, **15**, 210-223 (2009).
4. J. K. Lee and H. C. Ko, Oil Sand Development and Future Projects in Canada, *Regional Economic Focus*, **1**, 1-13 (2007).
5. Y. K. Park, W. C. Choi, S. Y. Jeong, and C. W. Lee, High Value-added Technology of Oil Sand, *Korean Chem. Eng. Res.*, **45**, 109-116 (2007).
6. Y. K. Kwon, Geology of Athabasca Oil Sands in Canada, *Korean Jour. of Petrol. Geol.*, **14**, 1-11 (2008).
7. S. H. Yoon, N. S. You, D. P. Upare, and C. W. Lee, Improved method for recovery and upgrading of oil sand, *KR Patent* 1,020,130,028,743 (2013).
8. R. M. Butler, A New Approach to the Modeling of Steam-Assisted Gravity Drainage, *J. Can. Pet. Technol.*, **24**, 42-51 (1985).
9. K. Sasaki, S. Akibayashi, N. Yazawa, Q. T. Doan, and S. M. Ali, Experimental Modeling of the SAGD Process-Enhancing SAGD Performance with Periodic Stimulation of the Horizontal Producer, *SPE J.*, **6**, 89-97 (2001).
10. J. S. Shin, Y. K. Sun, Y. C. Park, D. H. Bae, S. H. Jo, and D. W. Shun, Study of Pyrolysis Behavior of Alberta Oil Sand by Continuous Operation of Fluidized-Bed Reactor, *Korean Chem. Eng. Res.*, **48**, 68-74 (2010).
11. S. H. Yoon, N. S. You, and C. W. Lee, Method for recovering bitumen from oil sand by injecting gas, *KR Patent* 1,020,130,128,228 (2013).
12. K. Steve and B. Gary, Fuel gas injection for heavy oil recovery, *US Patent* 7,341,102 (2008).
13. T. A. Halim and S. Murugesan, Field upgrading of heavy oil and bitumen, *US Patent* 6,357,526 (2002).
14. A. S. Bagci, O. G. Sotuminu, and E. J. Mackay, Performance Analysis of SAGD Wind-Down Process With CO₂ Injection, *SPE J.*, **11**, 32-46 (2008).
15. A. P. Sullivan and P. K. Kilpatrick, The Effects of Inorganic Solid Particles on Water and Crude Oil Emulsion Stability, *Ind. Eng. Chem. Res.*, **41**, 3389-3404 (2002).
16. N. N. Zaki, P. K. Kilpatrick, and R. G. Carbonell, Methods of demulsifying emulsions using carbon dioxide, *US Patent* 6,566,410 (2003).
17. N. S. You, S. H. Yoon, K. W. Lee, H. Y. Lee, S. Y. Park, J. H. Shim, J. S. Kim, and C. W. Lee, Design, construction and operation of lab scale cylindrical steam assisted gravity drainage model for heavy oil recovery, *Korean J. Chem. Eng.*, **27**, 1718-1724 (2010).
18. N. S. You, S. H. Yoon, and C. W. Lee, Steam chamber evolution during SAGD and ES-SAGD in thin layer oil sand reservoirs using a 2-D scaled model, *J. Ind. Eng. Chem.*, **18**, 2051-2058 (2012).
19. B. J. Song, N. S. You, J. M. Kim, and C. W. Lee, Effect of FeOX Inorganic Additive in SAGD Process for Oil Sand Recovery, *Appl. Chem. Eng.*, **25**, 113-115 (2014).