

工學碩士學位 論文

석유회수증진을 위한 도데실 알킬 황산염의
Surfactant Flooding 특성

**Surfactant Flooding Characteristics of
Dodecyl Alkyl Sulfate for Enhanced Oil Recovery**

2012年 02月

仁荷大學校 大學院

에너지資源工學科

高 寬 敏

工學碩士學位 論文

석유회수증진을 위한 도데실 알킬 황산염의
Surfactant Flooding 특성

**Surfactant Flooding Characteristics of
Dodecyl Alkyl Sulfate for Enhanced Oil Recovery**

2012年 02月

指導教授 全 普 鉉

本 論 文 을 碩 士 學 位 論 文 으 로 提 出 함

本 論文을 高寬敏의 碩士學位 論文으로 認定함

2012 年 02 月



主審 _____ 印

副審 _____ 印

委員 _____ 印

요 약 문

Surfactant Enhanced Oil Recovery는 석유회수증진기술(EOR)의 한 종류로서 저류층에 계면활성제 수용액을 주입하여 잔류 오일을 생산하는 방법이다. 하지만 현재 계면활성제만 주입을 하는 것보다는 두 개 이상의 화학 혼합물을 주입을 하는 것이 더욱 효과적인 것으로 보고되어 있다. 한 예가 Alkaline-Surfactant-Polymer(ASP)를 주입하는 것이다.

ASP를 적용하기 위해서는 화학물질(알칼리, 계면활성제, 고분자)의 복잡성을 이해하여야 한다. 특히, 계면활성제의 구조와 상거동에 대한 이해는 잔류오일을 원활하게 생산하기 위해서는 필수적이다. 따라서 본 연구에서는 ASP 연구를 위한 전 단계로 상거동 실험을 통해 도데실 알킬 황산염 계면활성제와 특정한 원유간의 상관관계를 알아보았다. 실험결과 측쇄 배열이 직쇄 배열보다 효과적이며 활발한 반응을 보임을 알았다. 염수는 3 wt.%까지 마이크로-에멀션 상태가 안정적으로 관찰되었다. 비중이 다른 오일을 대상으로 한 실험에서도 염수에 대한 결과가 비슷하였으므로 유체주입 실험에서는 쿠웨이트산 원유만 사용하였다. Co-surfactant를 첨가하면 에멀션 활동이 더욱 활발해지지만, 0.25 wt.% 이상 첨가하면 에멀션에서 상 변화가 일어나지 않았다.

다공질 매체에서 도데실 알킬 황산염에 의한 잔류오일 생산 가능성을 알아보기 위해 Gravity Drainage Flooding Test (GDFT)를 실시하였고, 60°C가 넘는 조건에서만 다공질 매체에서 수용

액이 투과되는 것을 확인하였다. 상거동 실험 결과를 기반으로 실시한 유체주입 실험에서는 3 wt.%의 염수와 2 wt.%의 계면활성제를 사용할 경우 계면활성제 수용액의 단위 공극부피당 평균 26.6%의 오일 생산량이 증가하는 것으로 나타났다. 미세한 양의 사용만으로도 오일 생산량의 증가가 일어나는지를 알아보기 위해 0.01 wt.%의 co-surfactant를 적용하였다. 실험결과 0.01 wt.%의 co-surfactant 사용만으로도 생산량이 1.6% 증가하였다. 한편, 상거동 실험과는 상반되게 유체주입 실험에서는 직쇄 배열이 측쇄 배열보다 1.3% 더 많은 오일을 생산하는 것으로 나타났다.



Abstract

Surfactant Enhanced Oil Recovery is a type of Enhanced Oil Recovery (EOR) which is a method of producing residual oil by injecting surfactant solution into the reservoir. However, it has been reported that injecting a mixture of two or more chemicals is more effective than injecting just one chemical. One example is injecting Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP).

The application of ASP requires knowledge of the complexity of chemicals (alkali, surfactant, and polymer). In particular, knowledge on the structure of surfactants and phase behavior is required for more efficient production of residual oil. Therefore, in this study, as a preliminary step for researching ASP, the relationships between the Dodecyl Alkyl Sulfate and specific crude oils were examined through phase behavior test. In the experiment, it was found that the branched type surfactant was more effective and more active reaction than the linear type surfactant. It was stable until 3 wt.% of salinity. Since the salinity results were similar for different oils with different specific gravity, only the Kuwait crude oil was used for the core flooding test. It was found that adding a co-surfactant increased the emulsion activity; however, adding a co-surfactant of 0.25 wt.% or more did not make any change in the phase of emulsion.

To find out the possibility of producing residual oil with Dodecyl Alkyl Sulfate in porous media Gravity Drainage Flooding Test (GDFT) was performed and found that the solution could be flooded in porous media only at 60°C or higher temperatures. In the core flood test with a saline solution of 3 wt.% and a surfactant of 2 wt.% based on the phase behavior test, 26.6 % more oil was produced on average through the use

of 1 pore volume of surfactant solution. Co-surfactant of 0.01 wt.% was used to investigate the possibility of increased oil production with small amount of co-surfactant. The experimental result showed that oil production was increased by 1.6% with adding only 0.01 % of co-surfactant. Contrary to the phase behavior test, the linear type surfactant produced more oil than the branched type surfactant by 1.3% in core flood test



Table of Contents

요 약 문	i
Abstract	iii
Table of Contents.....	v
List of Tables.....	vii
List of Figures	viii
1. 서 론	1
2. 문 헌 연 구	3
2.1. 석유회수증진기술	3
2.2. Chemical EOR (CEOR).....	5
2.2.1. 배 경	5
2.2.2. Surfactant EOR.....	6
3. 실 험	18
3.1. 실 험 장 비.....	18
3.1.1. 상거동(Phase Behaviour) 실험	18
3.1.2. 유체주입 실험(Core Flooding)	19
3.2. 실 험 재 료.....	22
3.2.1. 계면활성제	22
3.2.2. 원유	22
3.2.3. 코어(Core).....	23
3.3. 실 험 방 법.....	24
3.3.1. 마이크로-에멀션 상거동 실험	24
3.3.2. 유체주입 실험	25
3.4. 유체주입 실험 계산법.....	27
3.4.1. 공극 부피	27

3.4.2. 가용적과 공극률.....	27
3.4.3. 절대 투과도.....	28
3.4.4. 유효 오일 투과도.....	28
3.4.5. 유효 물 투과도.....	28
3.4.6. 최초 오일 포화율.....	29
3.4.7. 잔류 오일 포화율.....	29
3.4.8. 계면활성제 수용액 주입 후 잔류 오일 포화율.....	29
3.4.9. 회수율.....	30
3.4.10. 3 차 회수율.....	30
4. 실험 결과 및 고찰.....	31
4.1. 상거동 실험.....	31
4.1.1. 마이크로-에멀션 상거동 실험.....	31
4.1.2. Small Scale Gravity Drainage Flooding Test (GDFT).....	39
4.1.3. 유체주입 실험 준비.....	41
4.2. 유체주입 실험.....	42
4.2.1. 염수 주입.....	42
4.2.2. 오일 주입.....	42
4.2.3. 물 주입.....	43
4.2.4. 계면활성제 수용액 주입.....	43
4.2.5. 회수율 및 3 차 회수율.....	44
5. 결 론.....	46
사용문자의 정의 및 단위.....	49
참 고 문 헌.....	50

List of Tables

Table 1 Core flooding procedure.....	19
Table 2 Surfactant types used in the experiment.....	22
Table 3 Crude oil types used in the experiment	22
Table 4 Composition of Berea SS in this experiment	24
Table 5 Phase Behavior Test 1 without Salinity in light oil.....	33
Table 6 Phase Behavior Test 2 without Salinity in heavy oil.....	34
Table 7 Phase Behavior Test 3 without Salinity in light oil.....	35
Table 8 Phase Behavior Test 4 with Salinity in light oil	36
Table 9 Phase Behavior Test 5 with Salinity in heavy oil.....	37
Table 10 Phase Behavior Test 6 with Salinity & Co-surfactant in light oil.....	38
Table 11 Absolute permeability and porosity calculated by brine flooding	42
Table 12 Summary of Oil Saturation in these experiments.....	43
Table 13 Summary of Residual Oil Saturation in these experiments....	43
Table 14 Summary of Residual Oil Saturation after Surfactant flooding in these experiments	44
Table 15 Summary of Recovery Factor and Tertiary Recovery Factor	45
Table 16 Comparison between Absolute permeability and Permeability after test	45

List of Figures

Figure 1 Classification of EOR Methods	3
Figure 2 Schematic of macroscopic displacement efficiency improvement with polymer-augmented waterflood (quarter of a 5-spot pattern).....	5
Figure 3 Surfactant EOR drive mechanism.....	6
Figure 4 Schematic of surface active molecule	8
Figure 5 Representative surfactant molecular structures: (a) sodium dodecyl sulfate, (b) Texas No.1 sulfonate, and (c) commercial petroleum sulfonate	8
Figure 6 Wettability contact line	11
Figure 7 Types of Micelle Structure.....	14
Figure 8 Schematic definition of the critical micelle concentration.....	14
Figure 9 IFT as a function of surfactant concentration.....	15
Figure 10 Schematic plots of microemulsion (a) oil-in-water contact, (b) water-in-oil contact.....	16
Figure 11 Winsor type.....	17
Figure 12 Schematic of core saturation system.....	19
Figure 13 Schematic of core flooding experimental set up	20
Figure 14 Viscosity vs. temperature of Kuwait crude oil.....	23
Figure 15 Overall Experiment procedures.....	24
Figure 16 Result of after GDFT in room temperature.....	39
Figure 17 Result of gravity drainage flooding test in 60°C	40
Figure 18 Result of gravity drainage flooding test with 2% of Surfactant	40

1. 서 론

석유회수증진기술(Enhanced Oil Recovery, EOR)은 저류층에 존재하는 자연적 압력으로 생산을 하는 1 차 생산과 물이나 가스를 이용하여 저류층 압력을 유지시켜주는 2 차 생산(수공법/가스공법, water/gas flooding) 이후에 저류층에 남아있는 석유를 생산하는 방법을 말하며 3 차 생산이라고도 한다. 즉, EOR 은 저류층에 일반적으로 존재하지 않는 물질을 주입하여 잔류오일(residual oil; 저류층에 잔류되어 있는 오일)을 생산하는 방법을 말한다. 지난 몇 년 동안 유가상승으로 인하여 잔류오일에 대한 시장가치가 상승하면서 많은 연구기관과 기업에서 EOR 에 대한 관심이 점차 높아지고 있다. 그 이유는 첫째로 추가적인 탐사비용이 들지 않고 둘째로 1, 2 차 생산을 통하여 저류층에 대한 특성을 이해하고 있기 때문이다. 특히 EOR 은 수공법의 변형된 형태라고 할 수 있기 때문에 추가적인 탐사비용이 적게 들어가며, 여기서 축적된 자금으로 EOR 과정에 들어가는 많은 비용을 감당할 수 있다.

일반적으로 석유 산업에서 저류층에 잔류되어 있는 오일을 생산하는 방법으로 사용되는 EOR 방법으로는 역학적인 방법(mechanical; thermal/CO₂)과 화학적인 방법(Chemical EOR; 고분자/계면활성제)으로 구분할 수 있다. 본 연구에서는, 화학적인 방법 중에서 계면활성제를 이용한 방법(Surfactant EOR)을 연구하였다.

Surfactant EOR 의 주 목적은 잔류오일을 생산하기 위해 계면활성제(surface active agent)을 사용하여 저류층 내에서의 계면장력(interfacial tension, IFT)을 낮추고 잔류오일이 유동할 수 있도록 저류층의 환경을

조성하는데 있다. 수공법시 저류층에 물을 주입을 하면 암석내의 공극 사이에 존재하는 모세관압(capillary pressure)이 오일의 점성력(viscous force)보다 크기 때문에 저류층에 오일이 남아있게 된다. 일반적으로 2차 생산 후 모세관압에 의하여 50 ~ 70%의 잔류오일이 남아있다. (Chun, 2009)

Surfactant EOR 에서 계면활성제를 통하여 4 가지 환경을 조성해야 한다. ①오일과 물 사이의 매우 낮은 IFT($<10^{-3}$ mN/m)을 만들어야 한다. ②잔류오일과 물 사이에 자연스러운 에멀션(emulsion)과 마이크로-에멀션(micro-emulsion)을 만들어야 한다. ③잔류오일과 물의 계면의 유변학적 특성(interfacial rheological properties)을 감소시켜야 한다. ④암석내의 습윤성(wettability)을 제어할 하여 잔류오일의 유동을 최적화해야 한다. (Drew, 2006)

본 연구의 목적은 현재 현장에서 많이 시도하고 있는 화학적인 EOR 방법 중 하나인 ASP(Alkaline-Surfactant-Polymer) EOR 방법을 고안하기 위해 실시되었다. ASP 을 디자인하기 위해서는 세 가지의 화학물질(알칼리, 계면활성제, 고분자)의 복잡성을 이해하여야 하며, 특히 계면활성제의 구조에 대한 지식 및 상거동(phase behavior)에 대해 자세히 알아야 한다. 이러한 정보를 획득하기 위해 상거동 실험에서 얻은 결과물을 이용하여 실험실 규모의 유체주입 실험을 통해 다공성 매체에서의 오일과 계면활성제의 유동을 확인할 수 있다.

2. 문헌 연구

2.1. 석유회수증진기술

석유회수증진기술은 저류층에 존재하지 않는 물질을 저류층에 주입하여 잔류오일을 회수하는 방법을 말한다. 이 방법은 모든 생산 방법(drive, push-pull, and well treatment) 및 사용되는 물질들을 포함하고 있으며, 열(thermal), 가스(gas), 화학물(chemical) 및 기타방법 등으로 나눌 수 있다. (Figure 1) (Larry, 1989)

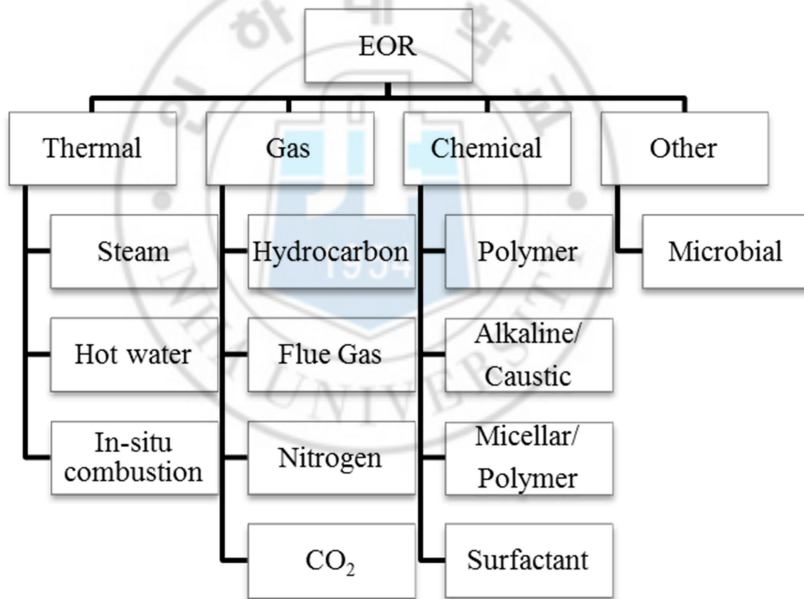


Figure 1 Classification of EOR Methods

뜨거운 물이나 증기를 주입하는 열 주입법(thermal injection)은 저류층에 열을 가해서 석유를 생산하는 방식이다. 열 주입법은 석유를 생산하기 위해 여러 변수의 메커니즘에 의존하고 있으며(Liu, 2007), 이 가운데 가장 중요한 메커니즘은 고온의 열이 주입되면서 오일의

점성을 낮추는 것이다. 따라서 열 주입법은 중질유(heavy oil)나 역청(bitumen) 같은 점성이 높은 부류에 속하는 석유 생산에 적합하다. 경질유(light oil)의 경우에는 열은 가하여도 점성의 변화가 크지 않으므로(Speight, 2009) 경질유에서 열을 이용한 생산 방식은 적합하지 않다(Liu, 2007).

가스 주입법은 주로 이산화탄소(CO₂)를 저류층에 주입하여 석유를 생산을 하는 것이다. 가스 주입법은 용매(solvent)나 혼화(miscible; 두 개 이상의 물질이 혼합되어 생산하는 방법) 방법이라고도 한다. 최근 들어 가스 주입 방식은 EOR 을 통한 생산량의 대부분을 차지하고 있으며, 낮은 투과도와 높은 압력에서 잔류되어 있는 경질유 경우에 아주 성공적인 사례들을 많이 볼 수 있다. (Lake, 1989; Don, 1998) 하지만 저류층 압력이 낮거나 가스 공급이 어려운 지역에서는 적합하지 않다.

화학물 주입방법은 폴리머(polymer), 계면활성제(surfactant), 거품(foam), 알칼리(alkaline)등으로 분리할 수 있으며 화학적인 고유의 특성을 이용하여 저류층에 잔류오일과 반응을 일으켜 생산하는 방식이다. 이러한 화학물질의 특성에 의해 하나 또는 여러 가지의 효과를 가져올 수 있다. 예를 들면, 계면장력(interfacial tension; IFT) 감소, 습윤성(wettability)의 변화, 에멀션(emulsion) 작용과 유동도 제어(mobility control) 등을 들 수 있다. 화학물 주입방법은 메커니즘의 이해와 실험실 규모에서 현장 규모의 적용(scale-up)에 기술적인 한계가 있으며, 화학물질의 주입 비용을 고려한 경제성을 고려해야 한다.

2.2. Chemical EOR (CEOR)

2.2.1. 배경

CEOR 방법은 물에 하나 또는 여러 화학물이 희석된 용액을 주입하여 석유를 생산하는데 사용되고 있다. 알칼리 같은 부식성의 용액은 오일에서 발생하는 유기 지방산과 반응을 하여 IFT 을 충분히 낮출 수 있는 거품을 발생시켜 오일을 생산을 하며, 물의 유동성을 제어하기 위해 물의 점도를 높이는 방식으로 수용성 고분자를 이용하면서 저류층의 수지현상(fingering, Figure 2)을 제어하는데 사용하기도 한다.

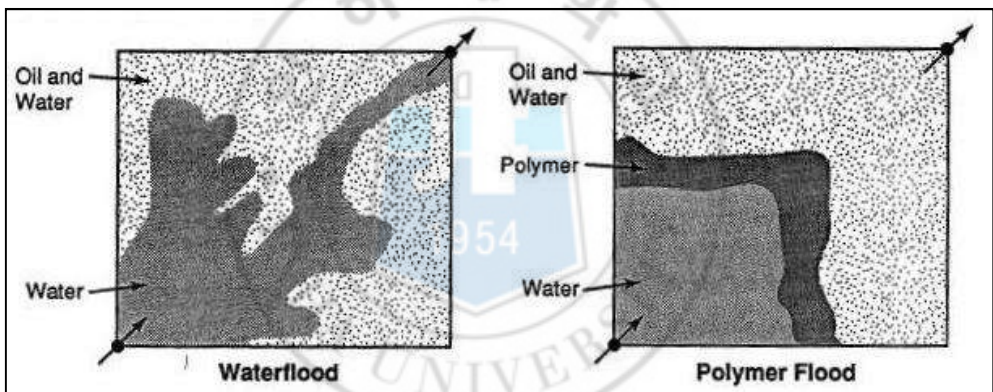


Figure 2 Schematic of macroscopic displacement efficiency improvement with polymer-augmented waterflood (quarter of a 5-spot pattern)

Source: Aneuk Gampoeng's Reservoir Blog

본 연구의 주제인 계면활성제는 석유로부터 정제되어 나온 sulfonates 이나 박테리아의 한 종류인 람노리피드(rhamnolipid, Figure 1 에서 Microbial EOR 에 포함됨)를 물에 희석하여 저류층에 주입하는 방식으로 주 목적은 IFT 를 낮추어 모세관압에 의해 남아있는 오일을 더 작은 오일방울로 만들어 추가적인 생산을 유도하는 방법을 사용하는 것이며 다음의 특성을 고려하여야 한다.

- 화학물질을 사용을 할 때에는 그에 따르는 비용을 고려하여야 한다.
- 화학물질과 지층과의 흡착으로 인한 화학물질의 손실에 대해 고려하여야 한다.

이러한 방법은 모든 화학물질을 주입정에 주입하여 인근의 생산정쪽으로 오일을 몰아 생산하는 메커니즘을 사용한다. (Figure 3)

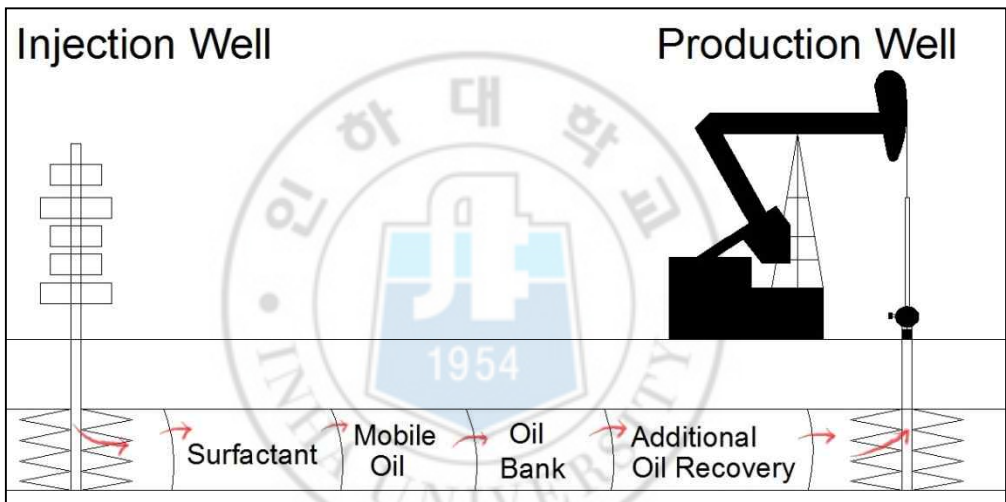


Figure 3 Surfactant EOR drive mechanism

2.2.2. Surfactant EOR

이 방법은 석유를 생산하는 과정에서 잔류오일을 밀어내는 유체 (displacing fluid)가 오일과 접촉하면서 발생하는 IFT 를 낮추어 석유 생산량을 증진시키는 방법이다. 생산과정에서 발생하는 IFT 의 효과는 Figure 3 에서 보여주고 있으며, 잔류오일은 모세관압(capillary pressure) 과 유체의 점성력과 함수관계를 가지고 있다. 전형적인 수공법 적용 이후에 잔류되어 있는 오일의 IFT 는 약 10 ~ 30 dynes/cm 이지만 잔류

오일 포화율(residual oil saturation)에 영향을 주기 위해서는 IFT 를 10^{-3} dynes/cm 까지 줄어야만 한다. (Drew, 2006)

Surfactant EOR 은 계면활성제를 포함하는 화학 시스템을 생산하는 것이다. 여기서 화학 시스템이라고 하면 미셀(micelle)이나 마이크로-에멀션을 말하며, 일반적으로 계면활성제, co-surfactant (알코올 또는 다른 계면활성제), 탄화수소, 물, 전해질(electrolytes) 등을 포함하고 있다.

계면활성제

계면활성제(surfactant or surface active agent)는 묽은 용액 속에서 낮은 농도로 농축되어 있는 화합물로서 표면이나 액체와 액체의 계면에서 반응하는 화학물질이다. 이것의 가장 중요한 성질은 접촉면의 속성을 변화시키는 것이며 액체의 표면 장력을 낮추고, 두 개의 서로 다른 액체나 액체와 고체 사이의 IFT 을 낮추는 역할을 한다. 이와 같은 성질을 통하여 계면활성제는 세제(detergent), 습윤제(wetting agent), 유화제(emulsifier), 발포제(foaming agent), 유처리제(dispersant)와 같은 역할을 할 수 있다.

대부분의 계면활성제는 탄화수소로 되어 있는 무극성(nonpolar) 부분과 이온으로 되어 있는 극성(polar) 부분으로 구성되어 있다. Figure 4 에서 보이는 것과 같이 탄화수소 부분은 “꼬리”라고 불리고 이온 부분은 “머리”라고 불린다. 탄화수소 부분은 직쇄(linear type)나 측쇄(branched type)로 나누어지며 무극성과 극성을 다른 말로 친유성(lipophilic)과 친수성(hydrophilic)으로 부르기도 한다. 가끔 모든 분자를 양친매성 물질(amphiphile)로 부르는데 이 것은 Figure 5 에서 보는 것과 같이 극성과 무극성을 같이 포함하기 때문이다.

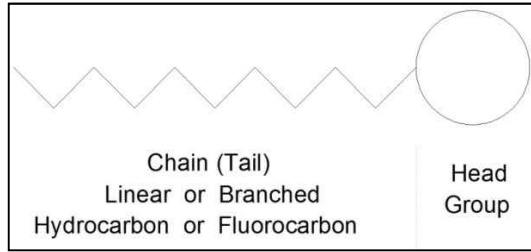


Figure 4 Schematic of surface active molecule

Source: primary

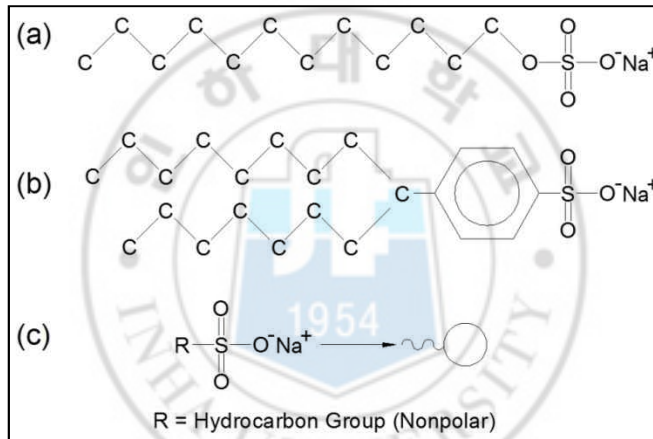


Figure 5 Representative surfactant molecular structures: (a) sodium dodecyl sulfate, (b) Texas No.1 sulfonate, and (c) commercial petroleum sulfonate.

Source: Lake, p.356

계면활성제의 구분과 구조

계면활성제는 이온의 특성에 따라서 다음과 같이 음이온(anionic), 양이온(cationic), 비이온(nonionic), 양쪽성이온(zwitterionic) 등으로 분류할 수 있다.

- a. 음이온: 수용액 내에서 이온화(ionizes)되었을 때 계면활성을 나타내는 부분이 음전하(-)를 띠고 있다. 합성세제의 주 원료로 사용된다. (예 알킬 황산염, 도데실 벤젠 술폰산염, 알킬 아미노산)
- b. 양이온: 수용액 내에서 이온화되었을 때 계면활성을 나타내는 부분이 양전하(+)를 띠고 있다. 섬유유연제, 윤활제, 제초제 등에서 사용된다. (예 리니어 알킬-아민, n-도데실 피리디늄 클로라이드, 알카놀 아마이드)
- c. 비이온: 이 분자 형태는 한 분자 내에 친수성 부분과 소수성 부분이 존재하지만 수용액 내에서 이온화되지 않는 성질을 띠고 있다. 특히 생분해성이 우수하여 주방용 및 세탁용 액체세제와 같은 각종 액체세제 및 안정제로 사용된다. (예 에톡시레이트드 알코올, 폴리에톡시 에스테르, 3 차 산화아민)
- d. 양쪽성이온: 이 계면활성제는 수용액 내에서 이온화되었을 때 계면활성을 나타내는 부분이 양전하(+)와 음전하(-)를 모두 포함하고 있다. (예 코코 베타인)

Surfactant EOR에서는 음이온과 비이온 계면활성제가 주로 쓰여지고 있으며, 대표적으로 음이온 계면활성제가 잔류오일을 생산을 하는데 주로 사용이 된다. 이는 다른 계면활성제에 비해 안정성이 뛰어나고 저류층의 암석과 흡착성이 낮기 때문에 경제적으로 오일생산을 가능하게 한다. 비이온 계면활성제는 염도가 높은 염수에서 음이온 계면활성제보다 안정적이지만 접촉면에서의 IFT 을 감소시키는 능력은 음이온 계면활성제보다 못하다. 하지만 계면활성 시스템을 도와주는 역할을 하는 co-surfactant 로는 자주 사용된다. 양이온 계면활성제가

Surfactant EOR 시스템에서 잘 쓰지 않는 이유는 저류층에서 암석과의 흡착성이 강하게 때문이다. 따라서 Surfactant EOR 에서 자주 사용되는 계면활성제로는 탄화수소의 계열로 sulfonated hydrocarbon 종류의 계면활성제를 주로 사용하고 있다.

계면장력

계면장력(IFT)는 표면장력 (surface tension)과 다소 유사하다고 할 수 있는데, IFT 에는 응집력(cohesive force)이 관여하고 있다. 그러나 계면장력에 관여된 주된 힘은 액체/고체, 액체/액체, 액체/가스 사이의 장력(tension)이며, 각각의 접촉면에 대한 상호작용을 말한다. 이를 통하여 계면활성제는 계면장력을 감소시킬 수 있으며, 온도나 염분을 통하여 계면장력에 대한 성질을 변화시킬 수도 있다.

(식 1)은 Young-Laplace 공식으로써 계면장력을 측정하는 여러 가지 장비에 적용이 가능하다. 예를 들면, sessile bubble, pendant bubble, spinning drop 등과 같은 방법들이 있다.

$$P_A - P_B = -2H\sigma \quad (\text{식 1})$$

Where; P_A and P_B : two bulk phase pressures

$2H$: the mean curvature of interface

σ : Interfacial tension between two fluid phases

습윤성

습윤성은 혼합되지 않는 유체가 단단한 표면에 부착되거나 번지는 현상을 말한다(Craig, 1971). 저류층에 존재하는 원유-염수-암석 3상 시스템에서 습윤성은 원유를 생산하는 과정에서 잔류오일의 용량과 분

포도에 영향을 줄 수 있다(Norman, 1990). 이는 광물 및 암석의 성분, 원유와 물의 성분, 최초 물 포화율, 저류층 온도에 따라 좌우된다.

(식2)는 Figure 6에서 보는 바와 같이 접촉각을 정의한 것이다.

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (\text{식2})$$

Where; θ : equilibrium contact angle,

σ_{ow} : interfacial tension between oil and water phases,

σ_{ws} : surface energy between water and substrate,

σ_{os} : surface energy between phase oil and substrate,

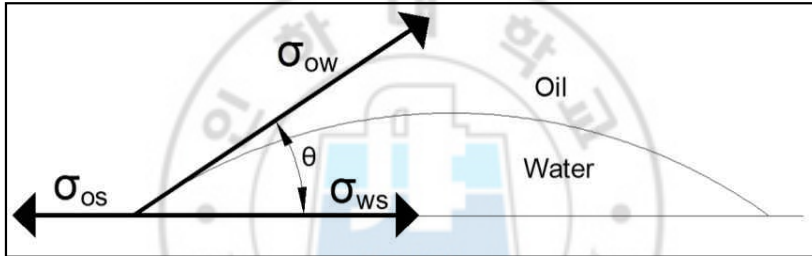


Figure 6 Wettability contact line

전진 접촉각(advancing contact angle)은 물이 displacing phase로써 생기는 물의 상을 통해 측정된 접촉각이다. 반대의 의미로는 후진각(receding angle)이 있으며, 이는 물이 displaced phase로써 생기는 물의 상을 측정한 접촉각을 말한다. 암석의 습윤성은 전진 접촉각에 따라서 water-wet, intermediate-wet, preferentially oil-wet으로 분류된다. (Norman, 1991)

모세관압

저류층에서의 모세관압은 다상흐름(multiphase flow) 또는 유동에서의 암석과 유체간의 특성을 말한다. (식 3)에서 보여준 것과 같이 모세

관압은 두 개의 혼합되지 않은 유체간의 계면의 압력 차이로 정의가 된다. 이것은 계면장력, 습윤성, 다른 균질한 상 사이의 접촉면과 연관된다. Young-Laplace 공식을 적용하면 구 모양의 접촉면에 대한 원형 튜브 모세관 압력을 (식 4)를 통하여 계산을 할 수 있다.

$$P_c = P_{non-wetting} - P_{wetting\ phase} \quad (식3)$$

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{R} \quad (식4)$$

Where; P_c : capillary pressure,

P_{nw} : pressure in the non-wetting phase,

P_w : pressure in the wetting phase,

σ : interfacial tension between two fluid phase,

θ : contact angle, measured in wetting phase,

R : radius of the tube,

Flooding and Imbibition

Flooding 은 원유를 생산하는 방법으로 저류층에 물 또는 계면활성제, 알칼리와 같은 유체를 주입하여 원유생산을 증가시키는 기술이다. 이미 알려진 것과 같이 수공법은 2 차 생산 방법이고, 압력구배 (pressure gradient)는 flooding의 원동력(driving force)이라 할 수 있다.

Imbibition 은 습윤상(wetting phase) 포화율이 증가하고 비습윤상(non-wetting phase) 포화율이 감소하는 유체의 흐름이다. 또한 습윤상 포화율이 다공성 매체에서 증가하는 과정을 말하기도 한다. 자연스러운 imbibition 은 외부의 압력이 없이 암석 안으로 습윤상의 포화율이 증가하는 것을 나타낸다. water-wet 저류층에서 수공법은 물이 자연적으로 작은 공극으로 이동하여 원유를 생산하지만 oil-wet 저류층에서

는 모세관압력에 의하여 물이 원유를 밀어내지 못하여서 imbibition 이 제한된다.

본 연구에서는 flooding 과정에 초점을 맞추고 있으나 투과도가 낮은 균열 저류층(fractured reservoir)에서와 같이 flooding 이 효과를 보지 못하는 곳에는 자연스러운 imbibition 방법이 아주 유용하게 사용되고 있다.

미셀과 마이크로-에멀션

매우 낮은 농도에서 계면활성제 용액의 분자는 단량체(monomer)의 농도와 계면활성제의 농도가 동일하여 단량체로 흩어져있다. 계면활성의 특성으로 인해 인접해 있는 물, 오일, 공기와 같은 유체의 계면에서 단량체가 축적이 되고 단분자막(monolayer)을 형성한다. 계면활성제가 어느 정도의 농도까지 증가를 하면 단량체는 자신들과 연결을 통하여 미셀(micelles)을 형성한다. 미셀은 콜로이드분산 상태의 하나이며, 용액에서 계면활성제가 어느 정도의 농도에 도달하여 만들어진 회합체(associate body)이다. 1 개의 미셀은 수개에서 수백 개에 달하는 계면활성제가 회합하여 형성하는 것으로 그 형태로는 구상, 판상, 막대상 등이 있다. (Figure 7)

미셀 형성이 시작하는 시점을 임계미셀농도(critical micelle concentration, CMC)라 부르며, 이는 온도, 압력, 용액내의 이온강도나 유기물의 농도 등 많은 인자의 영향을 받는다. 임계미셀농도 이상으로 계면활성제의 농도를 증가를 시키면 미셀 농도만 증가시킬 뿐, 단량체 농도는 변화하지 않는다. Figure 8 은 계면활성제 단량체 농도와 총 계면활성제 농도를 비교한 그래프이며, 여기서 미셀 구조는 간략하게 구

상으로 가정하였다. 하지만 실제상황에서는 미셀 구조는 고정되지 않고 다양한 형태를 취한다.

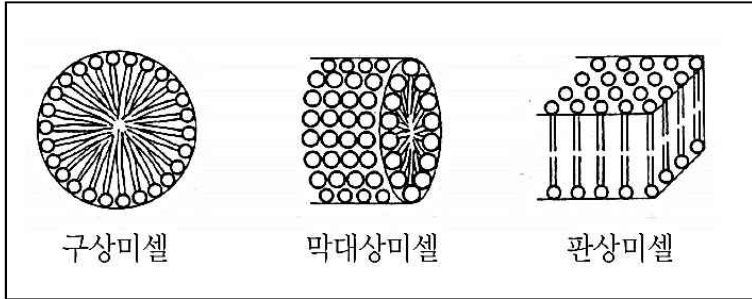


Figure 7 Types of Micelle Structure

Source: 강영희

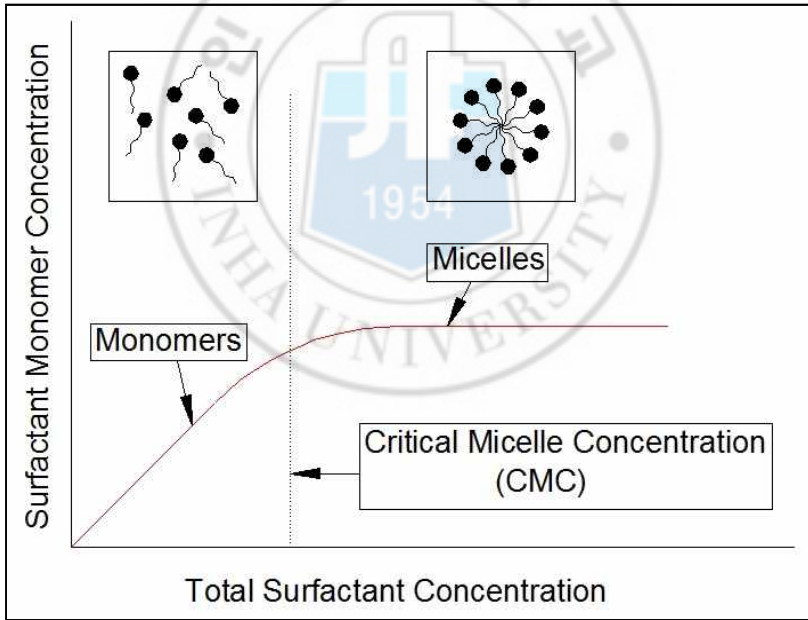


Figure 8 Schematic definition of the critical micelle concentration

Source: Lake, 1989

CMC 는 계면활성제 용액에서 가장 중요한 요소 중 하나이다. Figure 9 에서 보는 바와 같이 수용액 내에서 계면활성제 농도가 증가

할수록 IFT 가 감소되지만, CMC 이후에는 계면활성제의 농도가 증가하더라도 IFT의 변화가 일어나지 않으며, IFT의 감소는 CMC까지 급격하게 변화하는 것을 알 수 있다. CMC는 주변의 많은 요소들에 의하여 변화하는 것으로 알려져 있다. 예를 들면, 밀도, 용해성(solubility), 삼투압, 전기 저항, 광산란(light scattering) 특성, 정화력(detergency)에 영향을 받는다. 특히 온도는 미셀을 형성하는데 있어 중요한 역할을 한다. 매우 낮은 온도에서는 계면활성제는 주로 crystalline state나 단량체와 같은 형태로 분산되어 있다. CMC는 수용액 내에서 충분한 단량체와 어느 정도까지 온도가 높아져야 도달할 수 있다. 이번 연구에서는 온도의 변화에 따른 효과는 고려하지 않았다.

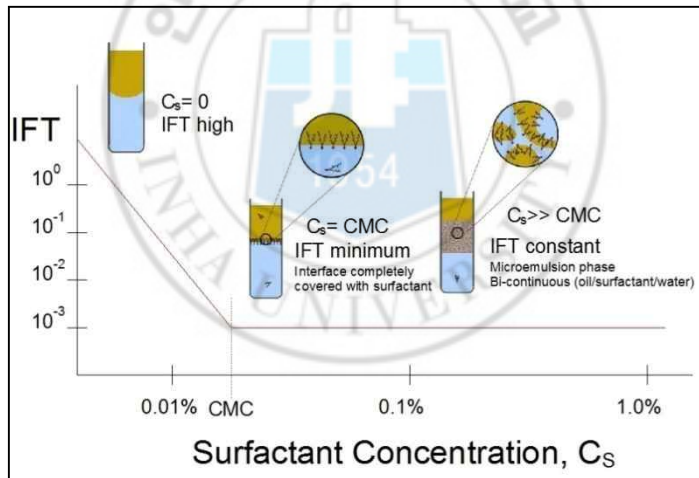


Figure 9 IFT as a function of surfactant concentration

Source: Marten, 2011

일반적으로 계면활성제는 수용액 내에서 용매의 종류를 따지지 않고 미셀을 형성하고 용해되어 있다. 예를 들면, 물이 용매로 사용되면 수용액 내부의 미셀들이 유기성분을 가용화시킬 수 있는 능력을 가지고 있기 때문에 계면활성제 농도가 CMC 이상일 때 다량의 유기물질

을 용해시킬 수 있다. 또한 미셀의 표면은 친수성인데 반하여 그 내부
 는 용매에 소수성 성질의 잔기(미셀 유용액으로서는 친수기)로 구성되
 어 있으므로, 미셀 내부에는 용매에 녹지 않은 액체가 상당한 양이 용
 해하여 상평형을 이룬다. 이것을 가용화 현상이라고 부르지만 현재 개
 념으로는 이러한 가용화의 모든 부분이 micro-emulsion(마이크로-에멀
 션)에 해당한다. 용매는 종류의 따라 oil-in-water 와 water-in-oil 상태의
 마이크로-에멀션으로 각각 분류된다. (한국식품과학회, 2008)

마이크로-에멀션은 계면활성제에 의하여 물과 오일의 안정화를 가
 져다 주며, 적정한 양으로 열역학적으로도 안정화를 가져다 준다. 마
 이크로-에멀션은 투명 또는 반투명의 액체이며 지름이 약 100 nm 나
 그 이하로 존재하며, 마이크로-에멀션과 용매 사이의 계면장력은 매우
 낮을 수 있다. 최종 마이크로-에멀션 상태는 혼합의 순서에는 의존하
 지 않으며, 상평형에 도달하는데 걸리는 시간에 의하여 결정이 된다.
 Figure 10 은 마이크로-에멀션의 도식을 나타낸 것이다.

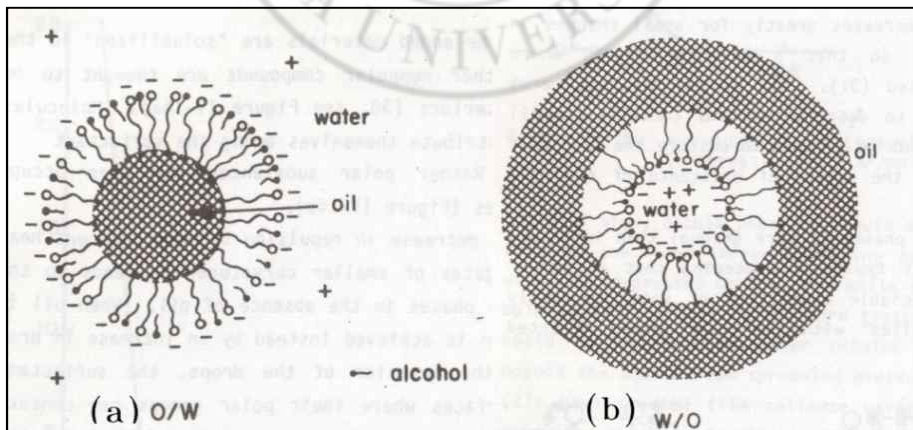


Figure 10 Schematic plots of micro-emulsion
 (a) oil-in-water contact, (b) water-in-oil contact

Source: Miller, 1985

마이크로-에멀션은 가끔 에멀션이라고 부르기도 하지만 에멀션은 열역학적으로 불안정한 상태이다. 분산 입자의 지름은 보통 200nm 이상이며 우유 같이 희부연 형태의 색깔을 형성한다.

마이크로-에멀션 상거동

앞에서 언급을 했듯이 마이크로-에멀션은 열역학적으로 안정화되어 있고, 물, 오일, 계면활성제, co-surfactant의 혼합물로 다양각색의 미세구조를 보인다. 이 혼합물에 대한 상평형은 Winsor가 제시한 네 가지 종류가 있다: Type I (excess oil), Type II (excess water), Type III (middle phase microemulsion) 그리고 Type IV (isotropic micellar solution). Type I과 Type II는 2상 시스템, Type III는 3상 시스템 그리고 Type IV는 단상 시스템이다. (Winsor, 1954) 우선적으로 계면에서의 분자배열에 따라 Winsor Type I, II, III, IV 등의 형태로 나누어지고 계면활성제의 종류와 환경의 영향을 받게 된다. 온도가 상승하면서 수용액 내에서의 염분에 의하여 계면활성제 시스템이 Winsor Type I → III → II 형태로 변화가 되는 것을 Figure 11 같이 확일 할 수 있다. (Krister, 2003)

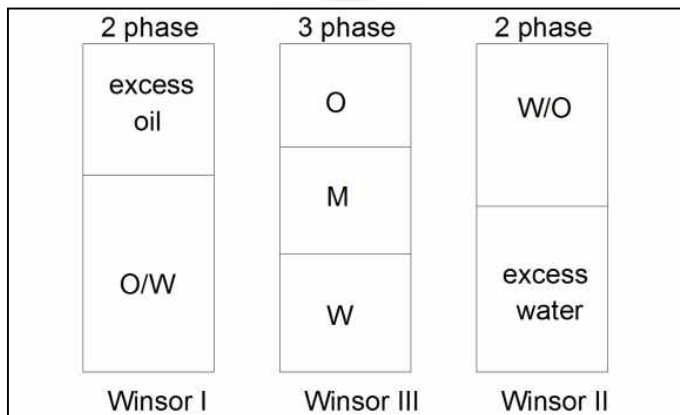


Figure 11 Winsor type

3. 실험

3.1. 실험 장비

3.1.1. 상거동(Phase Behavior) 실험

Aqueous solubility 실험 및 마이크로-에멀션 상거동 실험에 필요한 장비 및 재료가 설명되어 있다.

초순수제조장치

물 속에 존재하는 이온과 유기물 및 미세입자를 제거하기 위해서 Human RO 180 water purification system 을 사용하였으며, 염수나 실험에 사용되는 수용액 및 모든 물은 초순수로 만들어 사용하였다.

Sterile Polypropylene Centrifuge Tube (SPC Tube)

마이크로-에멀션 상거동 실험은 15ml SPC Tube 에서 실시하였다. 원유, 계면활성제, 물 등을 혼합한 일정한 양의 용액을 튜브 안에 넣고 쉽게 뚜껑을 봉인할 수 있다.

Micropipette

일정하고 정확한 용량을 분배하기 위해서 WITEG WITOPET™ micropipette 이 사용되었다. Micropipette 의 용량의 허용범위는 0.1ml 에서 5 ml 까지 이다.

3.1.2. 유체주입 실험 (Core Flooding)

유체주입 실험의 절차는 Table 1 과 같은 순서로 요약될 수 있으며 Figure 12 과 Figure 13 는 유체주입 실험에 적용된 장비의 도식을 보여주는 것이다.

Table 1 Core flooding procedure

순서	방법	목적	
1	Preparing	Cleaning core Core Saturation Porosity	
2	Brine flooding	Absolute Permeability Stabilize the pressure	
3	Oil flooding	<i>Drainage</i>	Oil saturation Connate water saturation Aging
4	Water flooding	<i>Imbibition</i>	Secondary recovery Residual oil saturation
5	Surfactant flooding	<i>Surfactant injection</i>	Tertiary recovery Recovery by surfactant

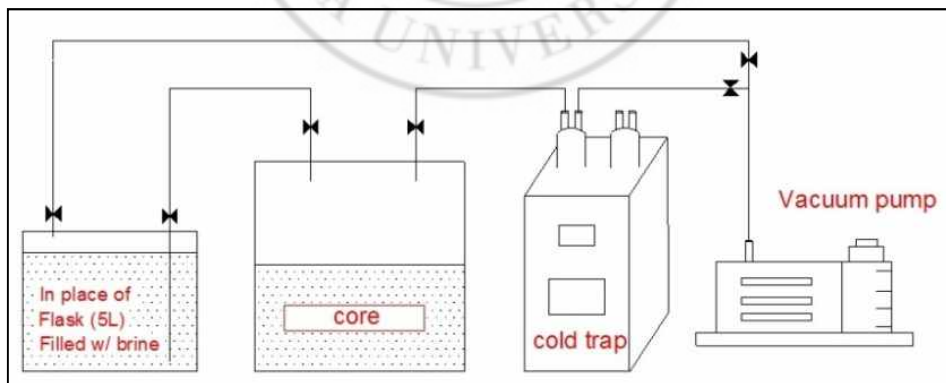


Figure 12 Schematic of core saturation system

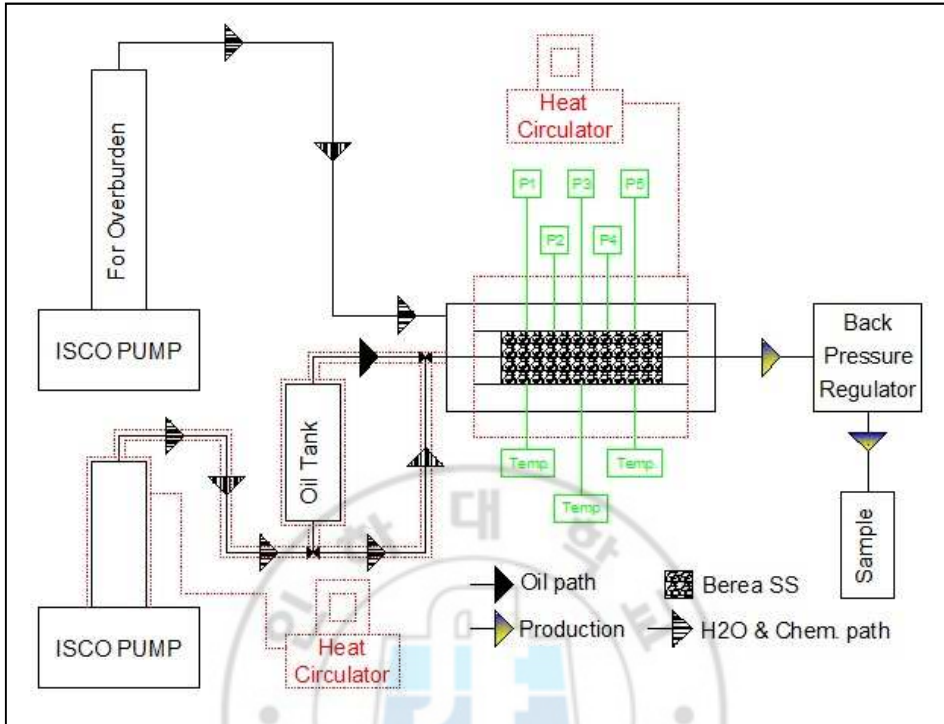


Figure 13 Schematic of core flooding experimental set up

펌프

일정한 속도와 양의 액체를 코어에 주입하기 위해서 500D syringe pump (ISCO)와 1000D ISCO 을 사용하였다. 사용하기 전에 펌프 내에 공기를 빼내야 하며, 유출되는 유체의 양을 측정하고 사용해야 한다.

열 순환 장치 (Heat Circulator)

유체주입 실험 장비에서 코어 홀더와 ISCO 펌프의 온도를 일정하게 유지하기 위해 CW-50G 을 사용하였다. 이는 점도계 측정에서도 사용이 되었다.

속슬레 추출기 (Soxhlet extractor)

코어를 세척하기 위해 속슬레 추출기가 사용되었고, 세척 용매는 톨루엔과 메탄올을 1:1 로 혼합하여 사용하였다. 또한 비등석을 넣어 유리가 깨지는 것을 예방하였다.

오븐

코어 세척 후 100℃에서 24 시간 정도 건조하여 코어 내부에 남아 있는 톨루엔을 완전히 제거하기 위해 WOF-155 (Horizontal-flow type oven)이 사용되었다.

압력트랜스미터

코어 내에 서로 다른 지점에서의 압력 강하는 압력트랜스미터에 의해 측정되었다. 측정되는 압력은 압력트랜스미터에 의해 전압으로 변환 후 컴퓨터에서 데이터 수집 프로그램을 사용하면 자동으로 보정되어 실제 압력을 읽을 수 있다. 유체주입 실험을 시작하기 전에 압력트랜스미터와 연결되어 있는 모든 선은 DI water 를 사용하여 씻어내고 작동이 되는지 확인을 해야 한다.

데이터 수집 프로그램(Data Acquisition Recorder)

압력트랜스미터에서 보내온 신호가 데이터 수집 카드에 의해 수집이 되면 CIMON-SCADA 소프트웨어로 전송하게 된다. 이렇게 수집되는 정보는 마이크로소프트 엑셀 파일로 1 초에서 60 초 간격으로 저장이 가능하다.

점도계

점도는 Brookfield 의 DV-II+Pro 를 사용하여 측정하였고, 점도를 측정하기 위해서는 7ml 의 샘플이 필요하다.

3.2. 실험 재료

3.2.1. 계면활성제

이번 연구에서 사용되었던 계면활성제는 Table 2 에 나타나 있으며, 재료는 일심정밀화학으로부터 제공받았다.

Table 2 Surfactant types used in the experiment

Surfactant	Product Name	CAS Number	Content	Note
OSR 100L	Dodecyl Alkyl Sulfate	27176-87-0	100%	Linear type
OSR 100D				Branch type
OPS 600	Polyoxyalkylene Glycol	9003-11-06	95%	Co-surfactant

3.2.2. 원유

이번 연구에서 사용되었던 원유는 Table 3 에 나타나 있으며, 재료는 SK Energy 로부터 제공 받았다.

Table 3 Crude oil types used in the experiment

	From	Kuwait	Australia
	API	30.6 °API	17.1°API
	Specific gravity [60/60°F]	0.873	0.952
	Total Sulfur	2.67	0.38

SK Energy로부터 제공 받은 원유에 대한 정보와 실험실의 환경이 다르기 때문에 Figure 14 에서 보는 바와 같이 점도와 온도에 대한 상관관계를 다시 측정하였다. 유체주입 실험에서는 경질유만 사용을 하였기 때문에 온도에 따른 점도 측정은 쿠웨이트산 원유에 대해서만 실시하였고 유체주입 실험의 환경은 60℃였으며 점도는 11.5cp 로 계산법에 적용시켰다.

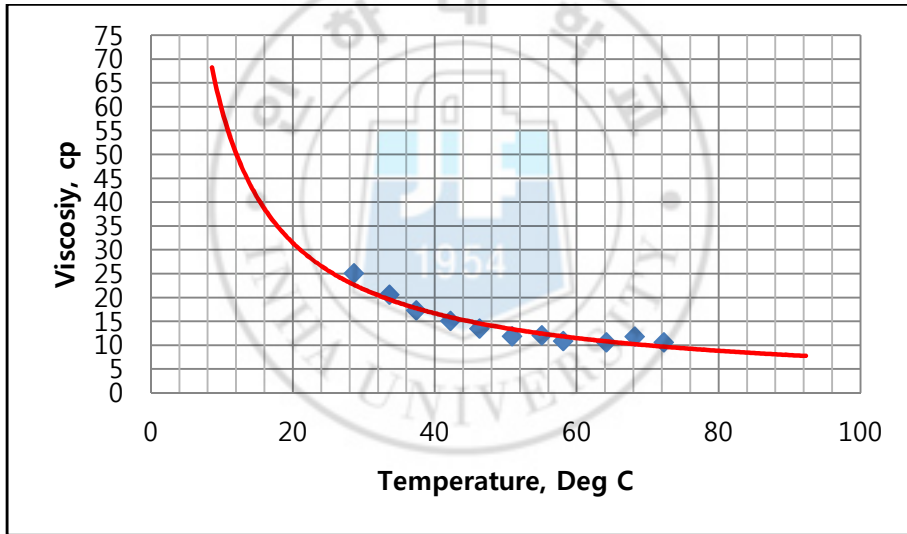


Figure 14 Viscosity vs. temperature of Kuwait crude oil

3.2.3. 코어(Core)

유체주입 실험에서 사용된 코어는 베레아 사암(Berea Sandstone)을 사용을 하였으며 사암의 성분은 Table 4 에서 보여준다.

Table 4 Composition of Berea SS in this experiment

Component	Element Symbol	Content
Silica	SiO ₂	93.13%
Alumina	Al ₂ O ₃	3.86%
Ferric Oxide	Fe ₂ O ₃	0.11%
Ferrous Oxide	FeO	0.54%
Magnesium Oxide	MgO	0.25%
Calcium Oxide	CaO	0.1%

3.3. 실험 방법

전체적인 실험 순서는 Figure 15 같은 순서로 진행이 되었다.

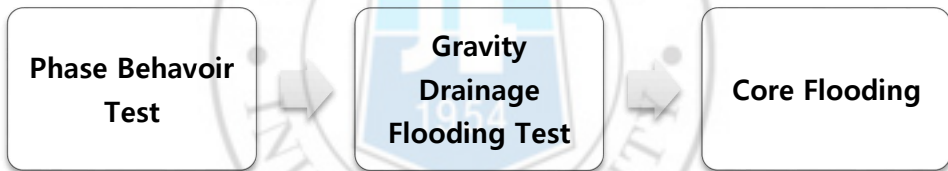


Figure 15 Overall Experiment procedures

3.3.1. 마이크로-에멀션 상거동 실험

마이크로-에멀션 상거동 실험은 특정 원유와 계면활성제간의 반응을 알아보기 위해서 가장 먼저 실시하는 실험이다. 원유의 복잡한 성분과 구성으로 인하여 계면활성제를 주입하려는 모든 현장에서는 이 실험을 하여야 한다. 마이크로-에멀션 상거동 실험 방법은 aqueous solubility 실험과 비슷하고 간단한 실험 방법이다. 염수, 계면활성제, 원유, 전해액을 포함한 용액을 일정한 양으로 담아내면 되는 실험이다. (Adam, 2006) 먼저 물이나 염수를 계면활성제와 같이 혼합한다. 계면

활성제가 염수와 접촉하게 되면 계면활성제의 성능이 변할 수 있기 때문에 혼합하는 순서가 매우 중요하다. 계면활성제가 염수에 완벽히 용해되었다고 판단되면, 수용액의 양을 기록하고 원유는 마지막에 넣고 다시 혼합한다. 그리고 SPC tube에 일정한 양을 집어넣고 공기와 반응을 방지하기 위해서 뚜껑을 사용하여 봉인을 하였다. 봉인을 할 때, 누수가 생기지 않게 SPC tube을 부드럽게 다루어야 한다. 이 후, 실온(평균 14.6°C)에 보관을 하여 수용액의 변화를 관찰하였다.

3.3.2. 유체주입 실험

유체주입 실험은 계면활성제를 주입하기 이 전에 필요한 모든 유체 실험을 포함한다.

염수 주입

코어 전처리(세척, 염수 포화), 장비 세팅, 코어 숙성(aging) 등이 모두 끝나면, 염수를 주입한다. 염수를 주입하는 주 목적은 절대 투과도를 측정하는데 있다. 염수를 0.5 ~ 1.0ml/min 정도의 유속으로 적절한 양을 주입을 하여 코어내의 압력이 안정될 때까지 주입한다. 코어 내에서의 압력 강하를 측정하여 절대 투과도를 계산한다.

오일 주입

염수 주입 후, 오일 주입은 저류층 압력과 온도로 조건을 설정하여 실시하였다. 이 과정에서의 주요 목적은 오일 포화율, 잔류 물 포화율, 유효 오일 투과도, 상대 오일 투과도를 측정하는 데에 있다. 하지만 이번 실험에서 상대 투과도는 생산되는 물의 양이 작아 실시

간으로 측정하기에는 어려워 측정하지 못하였다. 약 1.5 PV의 오일이 주입되었고, 유출되는 물과 오일은 100ml의 메스 실린더에서 수집하여 물의 양을 측정하고 최초 오일 포화율을 계산하였다. 실험 중에 압력 강하를 측정하여 오일 투과도를 계산하였다. 주입이 끝난 후 코어 공극 내부에 있는 오일과 물의 분포를 동일한 수준으로 습윤도를 회복(wettability resoration)시키기 위해 30시간 정도 숙성(aging)시켰다.

물 주입

숙성이 끝난 후에 전단계인 오일 주입과 같은 방법으로 물 주입을 실시하였다. 이 단계에서 주 목적은 잔류 오일 포화율, 유효 물 투과도, 물 주입 이후의 상대 물 투과도를 계산하는데 있다. 여기서도 이 전과 똑같은 문제로 상대 투과도는 측정에 어려움이 있어 실시하지 못하였다. 대략 0.8 PV의 염수가 0.4 ~ 0.5 ml/min의 일정한 유속으로 주입이 되었으며, 유출되는 물과 오일은 25ml의 메스 실린더에서 수집을 하여 오일의 양을 측정하고 잔류된 오일 포화율을 계산하였다. 또한 압력 강하를 측정을 하여 유효 물 투과도를 계산하였다.

계면활성제 수용액 주입

물 주입 이후 3차 생산에서의 잔류오일을 생산하기 위해 계면활성제를 주입하여 생산 능력을 확인하기 위한 절차이다. 일반적으로 2.2 PV에 달하는 계면활성제를 주입하였으며, 저류층 온도를 60°C로 설정하여 진행하였다(이전 단계에서도 같은 온도로 실시 하였음). 이 또한 0.4 ~ 0.5 ml/min의 유속을 유지하고 코어를 통하여 생긴 마이크로-에멀션이 상거동 실험 때와 비슷하게 결과를 나타내는지 확인하기 위해 유출물은 이전보다 작은 10ml 메스 실린더에서 수집하였다. 오

일 생산능력을 확인하게 위해서 이전과 같은 물질수지방식으로 측정을 하였으며, 압력 하강을 통하여 유효 물 투과도를 계산을 하여 계면활성제가 염도에 의해서 변화되는 암석과의 흡착현상을 간접적으로 계산하였다.

3.4. 유체주입실험 계산법

유체주입실험에서 이론적인 계산은 pore volume, 공극률, 절대 투과도, 포화율, 회수율 등이 포함되어 있다.

3.4.1. 공극 부피

공극 부피는 물질균형식에 의해서 다음과 같은 식으로 계산된다.

$$V_p = \frac{M_{sat} - M_{dry}}{\rho_w} \quad (\text{식5})$$

Where; V_p : Pore volume

M_{sat} : Mass of brine saturated core

M_{dry} : Mass of evacuated core

3.4.2. 가용적과 공극률

코어에 대한 가용적과 공극률은 다음과 같다.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p - V_s}{V_b} \quad (\text{식 6})$$

Where; $V_b = \pi R^2 L$ (Bulk volume = total volume of the bare core)

R : Radius of core

L : Length of core

3.4.3. 절대 투과도

염수로 포화된 코어에서 절대 투과도를 측정하기 위해 같은 농도의 염수를 사용하여 염수 주입을 실시한다. 염수의 투과도 또는 절대 투과도는 Darcy 방정식(single phase, steady-state, & horizontal flow)에 의해 계산된다.

$$q = \frac{kA \Delta P}{\mu \Delta x} \rightarrow k_{abs} = \frac{q\mu \Delta x}{A \Delta P} \quad (\text{식7})$$

Where; $V_b = \pi R^2 L$

k_{abs} : Absolute permeability

3.4.4. 유효 오일 투과도

오일 주입을 통하여 유효 오일 투과도를 계산할 수 있다. 오일 주입 실험 시 압력이 코어의 상부와 하부에서 측정되는데, 여기서 일정 시간 측정되는 유동량과 압력의 차를 가지고 유효 오일 투과도를 계산한다.

3.4.5. 유효 물 투과도

물 주입 후, 압력의 차이를 이용하여 유효 물 투과도를 계산한다. 코어 내에서 압력이 안정화가 되고 oil cut이 1% 미만일 때, Darcy 공식을 사용하여 상대 투과도를 계산할 수 있다. 유체의 흐름은 end point에서 steady state으로 가정하였다.

3.4.6. 최초 오일 포화율

염수로 포화된 코어에서 물에 의해 더 이상 오일이 생산되지 않을 때까지 주입한다. 물질수지법을 이용하여 최초 오일 포화율을 계산을 하였으며, 생산되어 나온 물의 양이 곧 코어의 오일 포화율이다. 이는 생산된 물의 양을 공극 체적으로 나눈 값으로 계산 가능하다.

$$\text{Where; } S_{oi} = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{식 8})$$

S_{oi} : Initial oil saturation

V_w : Volume of produced water from oil flood

3.4.7. 잔류 오일 포화율

물 주입을 실시하고 더 이상 오일이 생산이 되지 않으면, 코어 내에 잔류되어 있는 오일의 양을 계산을 할 수 있다. 물 주입에서 생산된 오일의 양을 유동 오일 포화율(mobile oil saturation)이라고 하고 다음과 같은 식으로 잔류 오일 포화율을 계산할 수 있다.

$$S_{orw} = \frac{V_w - V_o}{V_p} \quad (\text{식9})$$

Where; S_{orw} = residual oil saturation

V_w = volume of produced water from oil flood

V_o = volume of produced oil from water flood

3.4.8. 계면활성제 수용액 주입 후 잔류 오일 포화율

계면활성제 수용액 주입 후 잔류 오일 포화율은 물 주입 이후의 오일 잔류량과 계면활성제 수용액 주입 이후에 생산된 오일의 양을 비교한 것이다. 계면활성제 수용액 주입 후 잔류 오일 포화율은 다음

과 같은 식으로 계산할 수 있으며, 이는 모든 3차 생산 방법에서 사용이 가능하다.

$$\text{Where; } S_{orc} = \frac{S_{orw} * V_p - V_{oc}}{V_p} \quad (\text{식 } 10)$$

S_{orc} = residual oil saturation after chemical flood

V_{oc} = volume of produced oil from chemical flood

3.4.9. 회수율

계면활성제에 의한 대체효율성을 나타내기 위한 방법으로 물 주입 후 잔류 오일에 대한 오일 회수량을 나타낸다. 이는 주입한 계면활성제 양이 아닌 총 주입한 유체량(계면활성제+물)에 대한 인자로서, 동일한 계면활성제 사용량에 대한 비교는 힘들지만 생산시간에 따른 오일 회수율을 표현해준다. (차지홍, 2011)

$$RF, \% = \frac{\text{Vol. of produced oil from chemical flood}}{\text{Vol. of produced water from oil flood}} \quad (\text{식 } 11)$$

3.4.10. 3차 회수율

각각의 다른 계면활성제와 염수의 농도에 대한 실험에서 총 주입 유체량(계면활성제+물) 대비 주입한 계면활성제 양과 회수되는 오일의 양과의 관계를 비교하기 위해선 이를 동일한 조건에서 비교할 필요가 있다. 이를 위해 오일 회수율을 계면활성제 주입량으로 나누어준 것을 3차 회수율이라고 하며 무차원으로 표현된다. (Madhav, 2005)

$$\text{Tertiary RF (unitless)} = \frac{RF}{\text{injecting chemical Pore Volume}} \quad (\text{식 } 12)$$

4. 실험 결과 및 고찰

4.1. 상거동 실험

4.1.1. 마이크로-에멀션 상거동 실험

상거동 실험를 통하여 특정한 계면활성제와 원유에 대한 반응을 알아보고 염수에서의 상의 변화를 알아보기 위해 실시하는 것이다. 특히 계면활성제의 농도가 짙어질수록 CMC 이후에는 IFT 에 영향을 주지 못하면서 상이 변하는 시점을 색깔로 구분할 수 있기 때문에 필요한 최소양의 계면활성제를 알 수 있다. (Figure 9) 또한 염수와 반응의 반응을 알아보고 계면활성제의 최대 염수농도에 대해서도 알 수 있다.

CMC 가 시작하는 정확한 시점을 육안으로 확인하기는 불가능하며 이를 확인하기 위해서는 특수한 장비가 필요하다. 하지만 계면활성제의 농도변화를 미세하게 주면 미셀이 변화면서 물과 오일 사이에 색깔이 변하기 때문에 정확한 CMC 는 알지 못하지만 에멀션의 활동 시점은 예상할 수 있다.

이번 연구에서는 30.6°API 비중과 60°C에서 11.5cp 의 점성도를 갖는 쿠웨이트산 원유를 사용하였으며 상거동 실험에서는 17.1°API 중질유를 이용하여 실험을 실시한 후 경질유로부터 얻은 결과와 비교하였다. 계면활성제는 Table 2 에서 언급되었던 OSR 100L 과 OSR 100D 를 사용하였으며, co-surfactant 로 OPS 600 을 사용하였다.

상거동 실험를 통하여 OSR 100D 가 OSR 100L 보다 계면활성제의 상변화가 조금 먼저 나타나는 것을 볼 수 있었는데 이는 CMC 가 조금 더 낮은 계면활성제 농도에서 형성이 되기 때문이다. 염수의 변화

에 따른 실험에서도 OSR100D 와 OSR 100L 은 5% 농도의 염수를 만나면 에멀션이 깨지는 현상을 관찰할 수 있었으며, 이 때문에 유체주입 실험에서는 안정화를 위해 3%의 염수를 사용하였다. 경질유와 중질유에서도 비슷한 반응을 보였기 때문에 유체주입 실험에서는 효율성을 위해 경질유로 실험을 하였다. Table 5 에서 Table 10 은 상거동 실험을 통한 결과를 보여준다.



Table 5 Phase Behavior Test 1 without Salinity in light oil

Test #	Primary surfactant	wt.%	Co-surfactant	wt.%	Water w/ NaCl (wt.%)	Surfactant reaction (cm)	Comment
1	OSR 100L	0.01	-	-	-	0	Normal water & oil
2	OSR 100L	0.10	-	-	-	0	
3	OSR 100L	0.50	-	-	-	0	Oil & water contact getting flat
4	OSR 100L	1.00	-	-	-	1	Indicate brownish color
5	OSR 100L	1.50	-	-	-	Completely	Completely changed to emulsion phase
6	OSR 100L	2.00	-	-	-	Completely	
7	OSR 100L	3.00	-	-	-	Completely	
8	OSR 100L	4.00	-	-	-	Completely	
9	OSR 100L	5.00	-	-	-	Completely	
10	OSR 100L	6.00	-	-	-	Completely	
11	OSR 100L	7.00	-	-	-	Completely	
12	OSR 100L	8.00	-	-	-	Completely	
13	OSR 100L	9.00	-	-	-	Completely	
14	OSR 100L	10.00	-	-	-	Completely	

Table 6 Phase Behavior Test 2 without Salinity in heavy oil

Test #	Primary surfactant	wt.%	Co-surfactant	wt.%	Water w/ NaCl (wt.%)	Surfactant reaction (cm)	Comment
1	OSR 100D	0.01	-	-	-	0	Normal water & oil
2	OSR 100D	0.10	-	-	-	0	
3	OSR 100D	0.50	-	-	-	0	Oil & water contact getting flat
4	OSR 100D	1.00	-	-	-	0.3	Indicate brownish color
5	OSR 100D	1.50	-	-	-	2	
6	OSR 100D	2.00	-	-	-	3.2	
7	OSR 100D	3.00	-	-	-	Completely	Completely changed to emulsion phase
8	OSR 100D	4.00	-	-	-	Completely	
9	OSR 100D	5.00	-	-	-	Completely	
10	OSR 100D	6.00	-	-	-	Completely	
11	OSR 100D	7.00	-	-	-	Completely	
12	OSR 100D	8.00	-	-	-	Completely	
13	OSR 100D	9.00	-	-	-	Completely	
14	OSR 100D	10.00	-	-	-	Completely	

Table 7 Phase Behavior Test 3 without Salinity in light oil

Test #	Primary surfactant	wt.%	Co-surfactant	wt.%	Water w/ NaCl (wt.%)	Surfactant reaction (cm)	Comment
1	OSR 100D	0.50	-	-	-	0	Normal water & oil
2	OSR 100D	0.70	-	-	-	0	Oil & water contact getting flat
3	OSR 100D	0.90	-	-	-	1	Indicate brownish color
4	OSR 100D	1.00	-	-	-	3	
5	OSR 100D	1.10	-	-	-	5	
6	OSR 100D	1.30	-	-	-	Completely	Completely changed to emulsion phase
7	OSR 100D	1.50	-	-	-	Completely	
8	OSR 100L	0.50	-	-	-	0	Normal water & oil
9	OSR 100L	0.70	-	-	-	0	
10	OSR 100L	0.90	-	-	-	0	
11	OSR 100L	1.00	-	-	-	0	
12	OSR 100L	1.10	-	-	-	0.2	Indicate brownish color
13	OSR 100L	1.30	-	-	-	0.5	
14	OSR 100L	1.50	-	-	-	2	

Table 8 Phase Behavior Test 4 with Salinity in light oil

Test #	Primary surfactant	wt.%	Co-surfactant	wt.%	Water w/ NaCl (wt.%)	Surfactant reaction	Comment
1	OSR 100D	2.0	-	-	0.5	Stable	
2	OSR 100D	2.0	-	-	1.0	Stable	
3	OSR 100D	2.0	-	-	1.5	Stable	
4	OSR 100D	2.0	-	-	2.0	Stable	
5	OSR 100D	2.0	-	-	3.0	Milky	Still stable
6	OSR 100D	2.0	-	-	4.0	Separating	Start to break the emulsion
7	OSR 100D	2.0	-	-	5.0	Completely	Completely break
8	OSR 100L	2.0	-	-	0.5	Stable	
9	OSR 100L	2.0	-	-	1.0	Stable	
10	OSR 100L	2.0	-	-	1.5	Stable	
11	OSR 100L	2.0	-	-	2.0	Milky	Still stable
12	OSR 100L	2.0	-	-	3.0	Separating	Start to break the emulsion
13	OSR 100L	2.0	-	-	4.0	Separating	Break slowly
14	OSR 100L	2.0	-	-	5.0	Completely	Completely break

Table 9 Phase Behavior Test 5 with Salinity in heavy oil

Test #	Primary surfactant	wt.%	Co-surfactant	wt.%	Water w/ NaCl (wt.%)	Surfactant reaction	Comment
1	OSR 100D	2.0	-	-	0.5	Stable	
2	OSR 100D	2.0	-	-	1.0	Stable	
3	OSR 100D	2.0	-	-	1.5	Stable	
4	OSR 100D	2.0	-	-	2.0	Stable	
5	OSR 100D	2.0	-	-	3.0	Milky	Still stable
6	OSR 100D	2.0	-	-	4.0	Separating	Start to break the emulsion
7	OSR 100D	2.0	-	-	5.0	Completely	Completely break
8	OSR 100L	2.0	-	-	0.5	Stable	
9	OSR 100L	2.0	-	-	1.0	Stable	
10	OSR 100L	2.0	-	-	1.5	Stable	
11	OSR 100L	2.0	-	-	2.0	Milky	Still stable
12	OSR 100L	2.0	-	-	3.0	Separating	Start to break the emulsion
13	OSR 100L	2.0	-	-	4.0	Separating	Break slowly
14	OSR 100L	2.0	-	-	5.0	Completely	Completely break

Table 10 Phase Behavior Test 6 with Salinity & Co-surfactant in light oil

Test #	Primary surfactant	wt.%	Co-surfactant	wt.%	Water w/ NaCl (wt.%)	Surfactant reaction	Comment
1	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.01	3.0	Stable	
2	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.05	3.0	Stable	Gets more emulsion
3	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.1	3.0	Stable	
4	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.15	3.0	Stable	
5	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.2	3.0	Stable	
6	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.25	3.0	Stable	No effects
7	OSR 100D	2.0	OPS 600	0.3	3.0	Stable	Loss bit emulsion
8	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.01	3.0	Stable	
9	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.05	3.0	Stable	
10	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.1	3.0	Stable	Gets more emulsion
11	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.15	3.0	Stable	
12	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.2	3.0	Stable	
13	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.25	3.0	Stable	No effects
14	OSR 100L	2.0	OPS 600	0.3	3.0	Stable	No effects

4.1.2. Small Scale Gravity Drainage Flooding Test (GDFT)

유체주입 실험(core flooding) 전에, 본 연구에 사용된 계면활성제가 공극내에서 투과능력이 있는지를 확인하기 위해 상거동 실험 결과를 기반으로 GDFT 을 실시하였다. 본 실험에서는 80 ~ 100 mesh 크기의 유리구슬을 사용하였고 먼저 상온에서 실험하였다. 그 결과 염수로 인한 침전물이 생기면서 중력에 의해 계면활성제 수용액이 유리구슬의 공극사이에 잘 침투되지 않아 계면활성제 원래의 역할을 하지 못하는 것을 확인하였다. Figure 16 에서 보는 바와 같이 우유 빛 색깔로 보이는 부분이 침전물이다.



Figure 16 Result of after GDFT in room temperature

온도를 30°C로부터 10°C씩 올리면서 같은 실험을 반복 실시하였는데 온도가 약 60°C이상 되어야만 상거동의 변화에서 침전물이 생기지 않고 모든 수용액이 공극을 통과하는 것을 알 수 있었다. Figure 17 는 GDFT를 60°C에서 실시한 결과이며 계면활성제의 농도가 높아질수록 생산량이 많아지는 것을 육안으로 확인할 수 있었다. 계면활성제 수용액이 유리구슬의 공극을 통과하면서 공극내에 있는 오일과 수용액이 마이크로-에멀션 형태로 형성되어 생산되었다. 계면활성제의 농도가 2%일 때 Figure 18에 보이는 것과 같이 경계의 구분이 확실하고

원유 생산비율은 약 50%정도 되었다. 이 결과를 바탕으로 유체주입 실험 온도를 60°C로 설정하고 계면활성제 농도를 2%로 사용하였다. 실험결과를 통하여 계면활성제를 주입을 하기 위해서는 저류층의 온도가 60°C 이상이어야 하며 계면활성제의 농도는 원유의 성분에 따라 다르기 때문에 상거동 실험을 해야 한다는 결론을 내릴 수 있다.

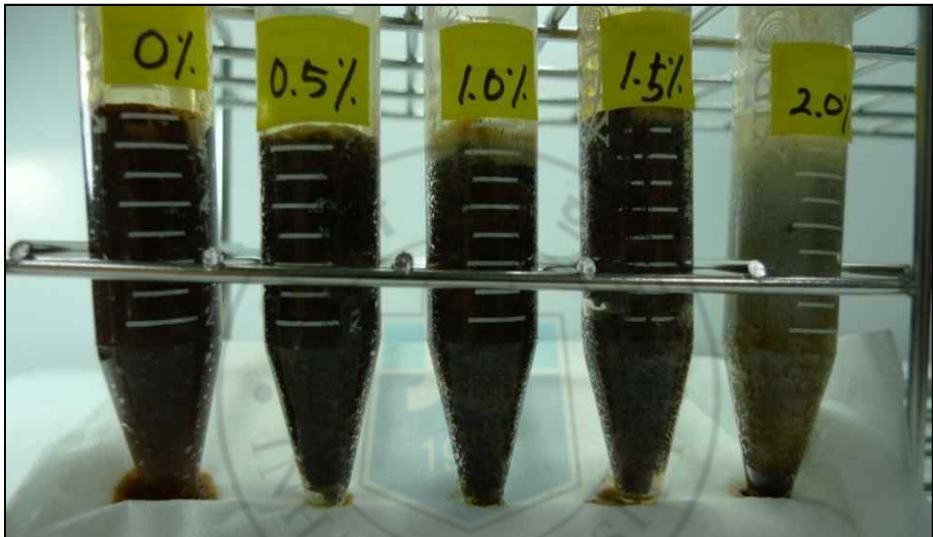


Figure 17 Result of GDFT in 60°C



Figure 18 Result of gravity drainage flooding test with 2% of Surfactant

4.1.3. 유체주입 실험 준비

상거동 실험을 통하여 아래와 같은 결과를 도출하였으며, 이 결과를 기반으로 유체주입 실험을 준비하였다.

- CMC 는 Branch type 인 OSR 100D 가 OSR 100L 보다 더 낮은 농도에서 나타났으며, 경질유에서 더욱 활발하게 반응하는 것으로 나타났다.
- 염수의 농도가 5%이상이면 OSR 100D 와 OSR 100L 은 상거동 변화로 인해 계면활성제가 활성화되지 않으며 에멀션 현상이 깨지는 것으로 나타났다.
- 염수의 농도가 3%까지는 에멀션이 안정적인 것으로 확인되었다.
- 상거동을 통하여 Winsor type 이 I 에서 III 을 거쳐 II 로 변하는 것을 확인하였다.
- 안정적인 3%의 염수를 포함한 계면활성제 수용액을 사용할 시에는 에멀션은 60℃ 이상의 환경에서 실시하여야만 수용액이 모세관압을 증가하는 것이 GDFT 을 통하여 확인되었다.

이 모든 상거동 실험의 결과를 기반으로 유체주입 실험을 하였다. 염수로는 3%의 NaCl 을 정수에 용해시켜 사용하였으며 저류층의 온도를 60℃로 설정하여 상거동에서 안정된 환경을 조성하였다. 계면활성제는 2%의 염수를 사용하였다. 여기서 계면활성제를 2%이상 사용하여도 무방하나 계면활성에 특별한 영향을 주지 않기 때문에 2%를 사용하였다.

4.2. 유체주입 실험

4.2.1. 염수 주입

염수 주입에 사용한 물은 미리 만들어둔 3wt.% 농도의 염수를 사용하였다. Table 11 은 염수 주입을 통하여 계산한 절대 투과도를 보여 준다. 실험에서 사용된 코어의 투과도는 구입처로부터 가스를 사용하여 측정하였을 때 75 md ~ 125 md 의 범위임을 확인하였다. 또 실험에서는 같은 샘플에서 4 개의 코어를 채취하였고 코어의 평균 투과도값이 115 md 임으로 미루어 측정장비에는 별 문제가 없는 것으로 판단하였다. 여기서 염수의 밀도는 CSGNetwork 라는 정보공유 사이트에서 계산을 하였으며 본 연구에 사용된 염수의 밀도는 60℃에서 0.985 의 값을 사용을 하였다(CGSNetwork, 2011).

Table 11 Absolute permeability and porosity calculated by brine flooding

Core #	Absolute Permeability	Porosity	Pore Volume (PV)
Core #1	114 md	18.4%	63.00ml
Core #2	116 md	18.8%	63.46ml
Core #3	116 md	18.8%	63.43ml
Core #4	115 md	18.4%	62.11ml

4.2.2. 오일 주입

오일 주입은 Drainage 과정이라 할 수 있다. 오일 주입 결과는 Table 12 에 나타나 있으며, 오일 주입은 물이 더 이상 나오지 않을 때 까지 진행하였다.

Table 12 Summary of Oil Saturation in these experiments

Core #	Initial Oil Saturation (S_{oi})
Core #1	88.9%
Core #2	91.4%
Core #3	88.3%
Core #4	91.8%

4.2.3. 물 주입

물 주입은 Imbibition 이라 할 수 있다. 이 실험에서 사용한 물은 코어를 포화시킬 때와 염수 주입을 할 때에 사용한 3wt.% 농도의 염수를 사용하였다. 이 과정에서도 오일이 더 이상 나오지 않을 때까지 물 주입을 하였으며, 평균적으로 0.62 PV 을 주입을 하였다. 이번 실험의 결과는 Table 13 에 나타나 있다. 이 실험에서 물 주입에 의한 평균 오일 생산량은 25.1%이며, 이는 투과도가 100md 인 사암 저류층에서의 물 주입에 의한 생산량과 흡사하다.

Table 13 Summary of Residual Oil Saturation in these experiments

Core #	Residual Oil Saturation After water flooding (S_{orw})	Oil Recovery By water flooding
Core #1	67.6%	23.9%
Core #2	67.3%	26.4%
Core #3	66.1%	25.2%
Core #4	68.9%	24.9%

4.2.4. 계면활성제 수용액 주입

계면활성제 수용액 주입에서 주입된 각각의 수용액은 Table 14 에서 나타난 바와 같이 Core # with Surfactant type 에 설명되어 있다. 여기서 사용된 계면활성제 수용액의 농도는 4.1.3. 상거동 실험 결론에서 언급이 되었듯이 2 wt.%의 계면활성제를 사용하였다. Core #3 과 Core #4 에서는 계면활성제와 co-surfactant 의 합으로 2 wt.%를 사용하였

고 co-surfactant 의 양은 0.1 wt.%(±0.01 wt.%)를 사용하였다. 이 실험에서는 평균 2.2PV 의 계면활성제 수용액을 사용하였으며, OSR 100L 수용액이 OSR100D 수용액 보다 더욱 효과적인 것으로 나타났다. 또한 co-surfactant 인 OPS 600 를 첨가하면 생산량을 향상시키는 것으로 나타났다으며, 이는 염분에서 강한 비이온 계면활성제인 OPS 600 이 상대적으로 염분에 음이온 계면활성제의 계면활성 시스템을 보조하기 때문이다. 하지만 비이온 계면활성제는 염분에서 강한 성질을 갖지만 가격이 비싸기 때문에 많은 양을 첨가하지 않는다.

Table 14 Summary of Residual Oil Saturation after Surfactant flooding in these experiments

Core # with Surfactant type	Residual Oil Saturation After surfactant flooding (S_{ors})	Oil Recovery By surfactant flooding
Core #1 with OSR 100D	30.8%	41.4%
Core #2 with OSR 100L	25.2%	46.0%
Core #3 with OSR 100D & OPS 600	27.4%	43.8%
Core #4 with OSR 100L & OPS 600	23.7%	49.3%

4.2.5. 회수율 및 3 차 회수율

앞에서 진행한 유체주입 실험을 통하여 얻은 총 회수율과 3 차 회수율, 즉, 계면활성제에 의한 추가 생산량의 비율은 Table 15 에 나타나 있다. 특히 3 차 회수율은 무차원으로 표현되기 때문에 계면활성제를 통한 총 생산량을 PV 로 나누어 PV 당 오일 회수율을 알아보았다. co-surfactant 를 첨가하였던 코어는 첨가하지 않은 코어보다 PV 당 평균 1.6%의 증진 효과를 가져오는 것을 알 수 있고 상거동 실험과는 다르게 유체주입 실험에서는 Linear type 이 Branched type 보다 더 효과

적인 것을 알 수 있었다. 유체주입 실험이 끝난 코어에 다시 염수를 주입시켜 투과도를 측정하였으며 그 결과 처음에 측정된 절대 투과도 보다는 4% ~ 11% 의 변화가 일어나는 것을 알 수 있었다. 이러한 결과는 계면활성제가 염수를 만나면서 생기는 침전물에 의해 코어의 투과 능력이 저하되는 것으로 판단된다. (Table 16)

Table 15 Summary of Recovery Factor and Tertiary Recovery Factor

Core # with Surfactant type	Total RF	Tertiary RF	Tertiary RF per PV (unitless)
Core #1 with OSR 100D	65.4%	54.5%	25.9
Core #2 with OSR 100L	72.4%	62.5%	27.2
Core #3 with OSR 100D & OPS 600	68.9%	58.5%	27.8
Core #4 with OSR 100L & OPS 600	74.2%	65.7%	28.5

Table 16 Comparison between Absolute permeability and Permeability after test

Core # with Surfactant type	Absolute Permeability	Permeability after test	Δ md
Core #1 with OSR 100D	114 md	101 md	-13 md
Core #2 with OSR 100L	116 md	107 md	-9 md
Core #3 with OSR 100D & OPS 600	116 md	108 md	-8 md
Core #4 with OSR 100L & OPS 600	115 md	110 md	-5 md

5. 결 론

본 연구에서는 계면활성제의 상거동 실험 결과를 바탕으로 계면활성제를 측쇄(branch type)와 직쇄(linear type)로 나누어 비교하고 그에 따른 co-surfactant의 영향을 실험을 통해 알아보았다. Surfactant EOR을 적용하기 위한 장치를 제작하여 계면활성제가 오일 회수에 어떤 식 영향을 미치는지에 대해 알아 보았으며, 연구결과는 다음과 같이 요약할 수 있다.

1. 서로 다른 필드와 원유에 대해 Surfactant EOR을 적용하기 위해서는 상거동 실험을 반드시 실시하여야 한다. 이를 위해 문헌 연구를 통해 간단히 할 수 있는 상거동 실험을 PSC tube를 이용하여 실시하였다. 그 결과를 기반으로 CMC의 정확한 시점을 찾지는 못하였지만 계면활성의 활성 시점을 예측할 수 있었다.
2. 상거동 실험은 OSR 100D(측쇄)와 OSR 100L(직쇄)을 가지고 0.5, 0.7, 0.9, 1.0, 1.1, 1.3, 1.5 wt.%의 농도를 가지고 경질유과 중질유에 대해 각각 실시하였다. 그 결과 경질유와 중질유에 대해 같은 반응을 보였지만 중질유를 사용하면, 많은 계면활성제가 필요한 것으로 나타났다. 또한 Winsor type I → III → II의 상거동 변화가 관측되었고 각각의 원유에서 OSR 100D가 조금 더 낮은 계면활성제의 농도로 CMC에 도달하는 것을 알 수 있었다.
3. 경질유와 중질유를 대상으로 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 3.0, 4.0, 5.0 wt.%의 NaCl을 사용하여 염수 농도에 대한 상거동 실험을 실시한 결과 5 wt.% 이상에서는 에멀션이 형성되지 않는 것으로 관찰이

되었으며, 염도가 3 wt.% 까지는 에멀션이 안정적인 것으로 확인되었다.

4. 3 번과 같은 실험에 대해 co-surfactant 를 0.01, 0.05, 0.1, 0.15, 0.2, 0.25, 0.3 wt.%로 추가하여 실시한 실험에서는 비이온인 co-surfactant 가 계면활성 시스템에서 에멀션을 도와주는 역할을 하는 것을 알 수 있었다. 하지만 co-surfactant 의 농도가 0.25 wt.%보다 클 경우에는 이전 단계보다 에멀션 상의 변화가 크지 않음을 확인하였다.
5. 상거동 실험 결과를 가지고 3 wt.% 염수와 2 wt.% 계면활성제를 함유한 수용액에 대해 Gravity Drainage Flooding Test 를 통해 공극에서의 투과성을 알아보았다. 그 결과 계면활성제 수용액이 상온에서는 상거동의 변화에 의해 침전물이 생기는 것을 발견하였고 온도가 60°C를 넘는 조건에서만 다공성 매체에서 계면활성제 수용액이 투과되는 것을 확인하였다.
6. 상거동 실험결과를 기반으로 유체주입 실험을 실시하였으며, 실험 조건은 2 wt.% 계면활성제와 3 wt.% 염수를 사용하였다. co-surfactant 는 0.1 wt.%를 사용하였고 계면활성제와의 총 합이 2 wt.%가 되도록 조절을 하였다. 또한 실험 조건은 계면활성제가 공극에서 유동성 가질 수 있도록 GDFT 를 통한 결과인 60°C로 설정하여 실시하였다.
7. Co-surfactant 가 계면활성을 도와 생산량을 증대시키며, 상거동 실험과 반대로 직쇄인 OSR 100L 계면활성제가 유체주입 실험에서 더 많은 회수율을 보여주는 것으로 확인되었다. 이는 계면활성제가 공극 내에서 염수를 만나면서 생기는 침전물에 의해 코어 내에서의 유체 투과능력이 저하되는 것으로 판단된다.

8. 상거동 실험과 반대로 유체주입 실험에서는 OSR 100L 이 OSR 100D 보다 더 많은 회수율을 보여 주었다. Co-surfactant 를 이용하면 이를 극복할 수 있지만 비이온 계면활성제가 많이 들어가게 되면 에멀션을 방해하기 때문에 이를 고려해 적절한 양을 넣어야 한다. 또한 비이온 계면활성제는 가격 면에서도 음이온 계면활성제보다 비싸기 때문에 경제성에 많은 영향을 받는 Chemical Flooding 에서는 주의해야 할 항목이다.

본 연구는 실제 현장에서 많은 관심을 가지고 있는 ASP 에 대한 기본적인 이해를 위해 실시하였다. 본 연구에서 진행된 실험 외에 계면활성제와 원유와의 상관관계에 대한 분석을 위해 상거동 실험에 대한 지속적인 연구가 필요하다. 또한 그 결과에 따라 코어 내에서의 수용액에 의한 투과성을 측정해야 할 것이다. 한편, 석회암과 같이 투과도가 낮아 생산이 어려운 지층에서 생산을 증진시키기 위해 Surfactant Flooding 을 적용시키는 시도와 이에 관한 연구도 필요할 것이다.

사용문자의 정의 및 단위

A	Area, mm ²
R	Radius, mm
L	Length, mm
V_p	Pore volume (PV), ml
V_b	Bulk volume, ml
M_{sat}	Mass of brine saturated core, g
M_{dry}	Mass of evacuated core, g
μ	Viscosity, cp
Q	Flow rate, ml/min
P_c	Capillary pressure, dyne/cm
θ	Equilibrium contact angle
σ_{ow}	Interfacial tension between oil and water phases
σ_{ws}	Surface energy between water and substrate
σ_{os}	Surface energy between phase oil and substrate
P_{nw}	Pressure in the non-wetting phase
P_w	Pressure in the wetting phase
k_{abs}	Absolute permeability, md
k_r	Relative permeability, fraction
S_{or}	Residual oil saturation, fraction
S_{orw}	Residual oil saturation after water flood, fraction
S_{orc}	Residual oil saturation after chemical, fraction
S_{oi}	Initial oil saturation, fraction
V_w	Volume of produced water from oil flood, ml
V_o	Volume of produced oil from water flood, ml
V_{oc}	Volume of produced oil from chemical flood, ml
RF	Recovery Factor, %ROIP
TRF	Tertiary Recovery Factor, fraction
%ROIP	Percentage of residual oil in place

참 고 문 헌

1. 강영희, 2008, “생명과학대사전”, 아카데미서적.
2. 차지홍, 2011, “슬러그 사이즈가 CO₂ 주입에 의한 오일 회수능력에 미치는 영향에 대한 실험적 고찰”, 인하대학교, 2011 년 2 월.
3. 한국식품과학회, 2008, “식품과학기술대사전”, 광일출판사.
4. Adam C. J., 2006, “Experimental Study of the Benefits of Sodium Carbonate on Surfactants for Enhanced Oil Recovery”, The University of Texas at Austin, December 2006.
5. Aneuk G., Reservoir Blog, <http://randomwave.wordpress.com>, July 12, 2011
6. Bourrel, M. and Schechter, R. S., 1988, “Microemulsions and Related Systems”, Marcel Dekker, Inc., New York, New York.
7. Chun H., 2009, “Current Trends in Petroleum Engineering Research: Enhanced Oil Recovery and Nanotechnology”, 2009 symposium on Oil and Gas Exploration and Production , May 7.
8. CSGNetwork, 2011, “Water Density Calculator; Version 1.6.4”, <http://www.csgnetwork.com/h2odenscalc.html>, May 2, 2011.
9. Craig, F. F. Jr., 1971, “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph V.3 of Henry L. Doherty series”, Society of Petroleum Engineering of AIME, Dallas, USA.
10. David B. L., 2006, “Experimental Evaluation of High Performance EOR Surfactants for a Dolomite Oil Reservoir”, The University of Texas at Austin, December 2006.
11. Don W. G. and Paul G. W., 1998, “Enhanced Oil Recovery”, SPE Textbook Series, Volume 6, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas USA, pp. 1-10, 239-295

12. Drew M., 2006, "Surfactant Science and Technology - Third Edition", John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, pp 364-367.
13. Enhanced Oil Recovery, http://en.wikipedia.org/wiki/Enhanced_oil_recovery, May 2, 2011.
14. James G. S., 2009, "Enhanced Recovery Methods For Heavy Oil And Tar Sands", GULF publishing company, Houston, Texas, pp 1-26
15. Dake L. P., 2001, "Development in Petroleum Science 8 – Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier Science, Denver, USA.
16. Janes. W. A., Daniel M. B. Jr., and Robert L. W., 1960, "Petroleum Reservoir Engineering – Physical Properties", McGraw-Hill Book Company Inc., USA.
17. Lissnt K. J., 1974, "Emulsions and Emulsion Technology, Part I", Marcel Dekker, Inc., New York, pp. 1-10.
18. Krister H., Bo J., Bengt K., and Björn L., 2003, "Surfactant and Polymers in Aqueous Solution", Jhon Wiley & Sons, Ltd., West Sussex, England.
19. Larry W. L., 1989, "Enhanced Oil Recovery", Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, pp 1-42, pp 354-449
20. Laurier L. S., 1992, "Emulsions: fundamentals and applications in the petroleum industry", American Chemical Society, Washington, DC, pp. 37-40.
21. Madhav M. K. and Dandina N. R., 2005, "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas(WAG) process performance", Journal of Petroleum Science and Engineering 48, pp. 1-20.
22. Marten B., Shell, 2011, "Chemical EOR Surfactant design and crude oil compatibility for ASP" *SPE Chemical EOR Workshop*, Penang, Malaysia.
23. Miller C. A., 1985, "Interfacial Phenomen; Equilibrium & Dynamic Effects", Marcel Dekker, Inc., New York, pp. 160-163.
24. Norman R. M., 1991, "Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery", Marcel Dekker, Inc., New York, pp. 13, 24, 158-161.