Vol. 58, No. 2 (2021) pp. 130-142, https://doi.org/10.32390/ksmer.2021.58.2.130

ISSN 2288-0291(print) ISSN 2288-2790(online)

기술보고

탄산염암 저류층에서 유화산을 이용한 산처리 공법 기술 특성 및 현장사례 분석

송차영¹ · 유현상² · 이정환³*

¹전남대학교 에너지자원공학과 학사과정, ²전남대학교 에너지자원공학과 박사후연구원, ³전남대학교 에너지자원공학과 교수

Investigation on the Technical Characteristics and Field Cases of Matrix Acidizing Treatment Using Emulsified Acid in Carbonate Reservoirs

Chayoung Song¹, Hyunsang Yoo² and Jeonghwan Lee³*

¹Bachelor's Course, Department of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwangju, Korea ²Post-doctoral Fellow, Department of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwangju, Korea ³Professor, Department of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwangju, Korea

*Corresponding Author. Jeonghwan Lee, jhwan@jnu.ac.kr, Department of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwangju, Korea

Received

14 December 2020

Final version Received 18 January 2021

Accepted 27 April 2021

Abstract

In this study, the technical characteristics and mechanisms of matrix acidizing treatments in carbonate reservoirs using emulsified acid were analyzed, and field applications were investigated. As the results, stable W/O (water-in-oil) emulsified acid, which is stable at room temperatures for 24 hours and at high temperatures for 4 hours, should be prepared, also the optimum injection rate through a rotating disk apparatus test and core-flood test would be designed to conduct a successful acid treatment. In the field cases of multi-layered or heterogeneous carbonate reservoirs, the emulsified acid generated effective wormholes retarding the reaction between the acid and rock, and improved the overall permeability of the reservoir in comparison with HCl. Therefore, the proposed results can be utilized as a basic guideline for the design of matrix acidizing using emulsified acid in carbonate reservoirs.

Key words : Carbonate reservoirs, Matrix acidizing, Emulsified acid, Stability test

요약

본 연구에서는 탄산염암 저류층의 유화산 산처리 공법 기술 특성 및 메커니즘을 조사하고 공법이 수행된 현장사례를 분석하였다. 조사 결과, 성공적인 유화산 산처리 공법을 수행하기 위해서는 안 정성 평가(stability test)를 통해 상온에서 24시간 이상, 고온에서 4시간 이상 안정성을 확보한 W/O (water-in-oil) 유화산이 제조되어야 하며, 회전식 디스크 실험 및 산처리 코어유동 실험을 통한 최적 주입조건이 설계되어야 한다. 현장사례의 경우, 다층(multi-layered) 또는 불균질한 탄산염암 저류 층에서 산처리 공법 수행 시 염산보다 유화산을 사용하였을 때 산과 암석의 반응을 지연시켜 효율 적인 웜홀을 형성하였고, 저류층의 투과도를 전반적으로 개선하는데 용이함을 보였다. 제시된 결 과는 향후 탄산염암 저류층에서 유화산 산처리 공법을 적용한 유정의 생산성 개선 프로젝트 설계 를 위한 기초자료로 활용될 수 있을 것으로 기대된다.

주요어: 탄산염암 저류층, 암체 산처리 공법, 유화산, 안정성 평가

서 론

탄산염암 저류층에는 전 세계 오일의 60% 이상이 부존 된 것으로 알려져 있지만 공극률과 투과도의 불균질성 (heterogeneity)이 크고 2차 공극구조(secondary porosity) 의 발달로 인해 유동 특성이 복잡하다(Schlumberger, 2020). 따라서 개발과 생산이 쉬운 사암 저류층보다 1차 회수율이 현저히 낮게 나타나며, 석유개발 현장에서는 이러한 탄산 염암 저류층의 투과도를 개선하고 생산성을 증진하기 위해 암체 산처리 공법(matrix acidizing)을 주로 수행한다(Yousufi et al., 2018; Sidaoui et al., 2018; Jafarpour et al., 2019). 암 체 산처리 공법은 Fig. 1과 같이 지층의 파쇄압(fracture pressure)보다 낮은 압력으로 저류층에 산(acid)을 주입하여 유 정 주변의 손상된 영역을 개선하고 웜홀(wormhole)이라 불 리는 고투과성 통로를 형성하는 유정자극법(well stimulation) 중하나이다(Lund et al., 1973; Sokhanvarian et al., 2019). 이때, 암체의 파쇄를 피하기 위해서는 저류층에 주입하는 유체의 주입률(injection rate)을 낮게 유지하는 것이 중요 하다(Zakaria and Nasr-El-Din, 2016).

염산(HCl)은 가격이 저렴하고 방해석(calcite)과 백운석 (dolomite)으로 이루어진 탄산염암과의 반응성이 좋아 암 체 산처리 공법에 널리 사용된다. 하지만 염산은 점성도가 낮아 저류층에 주입 시 투과도가 높은 지층으로만 흐르게 되어 부분적인 산처리를 하게 되고 저류층의 전체적인 투 과도를 개선하기 어려운 단점이 있다(Nasr-El-Din *et al.*, 1999; Daeffler *et al.*, 2018). 또한, Fig. 2와 같이 낮은 주입 률에서는 염산의 강한 반응성 때문에 암석의 주입부만 암 석이 용해되는 표면용해(face dissolution) 현상이 일어나 게 되며, 고온에서는 생산설비에 대한 부식성이 매우 높아 이를 보호하기 위해 고가의 부식방지제(corrosion inhibitor) 를 대량으로 사용해야 하는 문제가 있다(Sayed and Nasr-El-Din, 2013; Carins *et al.*, 2016; Sidaoui *et al.*, 2018).

염산을 이용한 기존의 암체 산처리 공법의 한계점을 보 완하기 위해 산의 점성도를 높여 체적접촉효율(volumetric sweep efficiency)을 개선하고 산과 암석의 반응을 지연시



Fig. 1. Conceptual diagram of matrix acidizing (BJ Services, 2012).

켜 효율적인 웜홀을 형성하는 산 혼화(acid divergent) 기법 들이 연구되어 왔다(Nasr-El-Din et al., 2001; Carins et al., 2016). 폴리머(polymer)를 기반으로 한 겔화산(gelled acid) 은 산의 점성도를 증가시켜 산과 암체의 체적접촉효율을 높이고 투과도가 상이한 저류층에 골고루 웜홀을 생성하여 산처리 공법의 효율을 높인다(Zakaria and Nasr-El-Din, 2016). 하지만 겔화산은 치밀한 탄산염암(tight carbonate) 저류층에 주입 시 염산과 폴리머가 분리되며, Fig. 3의 (a) 와 같이 암석 주입부의 투과도를 낮추는 폴리머 필터-케익 (filter-cake)을 형성함으로 공법이 실패하는 문제점이 있 다(Gomaa and Nasr-El-Din, 2010; Zakaria and Nasr-El-Din, 2016). 또한, 불완전한 폴리머 중합(polymerization) 으로 인해 염산에 완전히 용해되지 않은 폴리머가 Fig. 3의 (b)와 같이 젤라틴(gelatin) 형태로 뭉쳐져 저류층에 유체의 주입이 불가능하게 된다(Mark and Kroschwitz, 1985; Wang et al., 2020).



Fig. 2. Wormhole morphologies as a function of injection rate (Daeffler *et al.*, 2018).



Fig. 3. Limitations of polymer-based acid, (a) Polymer filter-cake at core inlet part (Zakaria and Nasr-El-Din, 2016), (b) Inhomogeneous polymerization problem (Mark and Kroschwitz, 1985).

유화신(emulsified acid)은 염산에 오일과 유화제(emulsifier) 를 함께 혼합하여 산의 점성도를 증가시킨 것으로 저류층 에 유체의 주입압력을 낮게 유지한다. 특히, 유화산 내의 오 일이 산과 암석의 반응을 지연시키는 장점이 있으며, 생산 설비의 부식을 방지하기도 한다(Kasza *et al.*, 2006; Madyanova *et al.*, 2012; Sarma *et al.*, 2012). 이러한 특징으로 인해 중동지역의 탄산염암 저류층에서 유화산 산처리 공법 에 대한 관심이 계속 증가하고 있으나 아직 국내에서는 이 에 대한 연구가 전무한 상황이다(Sidaoui and Sultan, 2016). 따라서 본 연구에서는 탄산염암 저류층에서 유화산 산처리 공법의 기술 특성 및 메커니즘을 조사하고 현장사례를 분 석함으로써 향후 유화산 산처리 공법을 적용한 유정의 생 산성 개선 프로젝트 설계를 위한 기초자료를 제시하고자 한다.

유화산 산처리 공법 기술 특성

에멀젼(emulsion)은 Fig. 4와 같이 수상(water phase)이 연속상(continuous phase)을 이루는 O/W(oil-in-water) 에 멀젼과 유상(oil phase)이 연속상을 이루는 W/O (water-in-oil) 에멀젼으로 나뉜다(Sidaoui and Sultan, 2016). 탄산염암 저류층의 암체 산처리 공법에서 사용하는 유화산은 염산이 오일 내에 액적(droplet)으로 분산되어 있는 W/O 에멀젼으 로, 이때 사용하는 오일은 염산과 탄산염암이 빠르게 반응 하는 것을 막는 확산장벽(diffusion barrier) 역할을 한다 (Al-Anazi et al., 1998; Sayed and Nasr-El-Din, 2013; Carins et al., 2016; Sokhanvarian et al., 2019). 유화산의 확산장벽으로 인해 산과 암석의 반응 속도가 지연되어 저 류층 내에 깊은 웜홀을 생성할 수 있게 되며, 염산이 생산 설 비와 직접 접촉하지 않아 설비의 부식이 최소화되어 부식 방지제의 첨가를 최소화 할 수 있다(Sidaoui and Sultan, 2016). 유화제는 친수성(hydrophilic)인 머리(head)와 친 유성(hydrophobic)인 꼬리(tail)로 구성되어 있으며, 수상 인 염산과 유상인 오일 사이의 계면에 흡착하여 계면장력 (interfacial tension)을 낮추고 유화산을 형성하게 하는 중 요한 첨가제이다(Fig. 4).



Fig. 4. O/W emulsion and W/O emulsion.

친수성-친유성 밸런스(hydrophile-lipophile balance, HLB) 값은 유화제의 친수성 및 친유성 정도를 나타내는 특성으 로, 0에 가까울수록 친유성, 20에 가까울수록 친수성을 띈 다. 이를 통해 유화산의 형태(W/O emulsion, O/W emulsion) 를 결정되므로 W/O 유화산을 제조하기 위해서는 HLB 값 을 고려하여 알맞은 유화제를 선택하여야 한다. Table 1은 HLB 값 범위에 따른 대표적인 유화제의 종류와 용도를 나 타낸 것이다(Setiati *et al.*, 2018).

유화산은 염산의 낮은 점성도를 보완하기 위해 염산에 오일과 유화제를 첨가하여 점성도를 높인 것으로 저류층에 주입하는 유체의 주입률을 낮출 수 있다. 이러한 특징은 산 과 암체 사이의 체적접촉효율을 증가시키고 투과도가 불균 질한 탄산염암 저류층에서 투과도가 낮은 지층까지 골고루 산처리 공법을 수행할 수 있게 한다(Jafarpour et al., 2019). 하지만 점성도가 증가하면 주입압력이 지층의 파쇄압 이상 으로 상승하는 문제점이 발생하여, 유화산의 점성도에 대 한 이해가 필요하다(Daeffler et al., 2018). 유화산은 전단 응력(shear stress)과 전단속도(shear rate)의 관계가 일정하 지 않은 비뉴턴유체(non-Newtonian fluid)이다. 전단속도 가 증가할수록 점성도가 감소하는 전단감소(shear thinning) 현상이 나타나며, 이는 식(1)과 같이 나타낼 수 있다(Sayed and Nasr-El-Din, 2013). 따라서, 유화산의 겉보기 점성도 (apparent viscosity)는 전단속도와 함께 제시되어야 하고, 일반적으로 유화산은 전단속도가 10 s⁻¹일 때 겉보기 점성 도는 약 100 cp, 전단속도가 1000 s⁻¹일 때 겉보기 점성도를 약 10 cp를 갖는다(Sayed et al., 2013; Cairns et al., 2016).

Table 1. Required HLB value for multiple applications (Setiati et al., 2018)

Application	Range HLB	Emulsifier	
Anti-Foaming	1 ~ 3	Sorbitan Esters, Acetylated Monoglycerides	
W/O emulsification	3 ~ 6	Sorbitan Esters, Glycerly Stearate	
Wetting	$7 \sim 9$	Sorbitan Esters	
O/W emulsification	$8 \sim 20$	Polyglycerol Esters, Polyethylene glycol	
Solubilization	$11 \sim 18$	Polyglycerol Esters, Polysorbate	
Detergency and Cleaning	12 ~ 15	Polyglycerol Esters, Polysorbate	

(1)

 $\mu = k \gamma^{(n-1)}$

- μ = apparent fluid viscosity, poise
- k = power-law consistency factor, g/cm·s⁽²⁻ⁿ⁾

 $\gamma = \text{shear rate, s}^{-1}$

n =power-law index

또한, 탄산염암 저류층에 유화산 주입 시 유화산의 안정성 과산-암석 반응을 필수적으로 고려해야 한다. 따라서 효율 적인 웜홀을 형성하기 위해서는 목표 저류층에 적합한 유 화산을 제조하고 유화산 산처리 공법의 핵심 메커니즘을 분석하는 것이 필요하다.

유화산의 제조 및 안정성 평가

유화산 제조

유화산은 경제적이고 손쉽게 구할 수 있는 재료를 활용 할수 있어 준비 절차와 제조가 간단하다. 일반적으로 W/O 유화산은 염산에 오일, 유화제, 철-제어제, 부식방지제를 혼합하여 제조한다(Carins et al., 2016). 암체 산처리 공법 에서 사용되는 염산은 보통 15%의 농도를 사용하며, 이때 부식방지제와 같은 첨가물들이 최대의 호환성을 발휘한다 (Al-Mutairi et al., 2009; Hong et al., 2018). 하지만 유화산 을 사용하는 산처리 공법은 고온에서도 염산의 강한 반응 성을 보호할 뿐만 아니라 생산설비의 부식성을 낮출 수 있 어 비교적 고농도(20~28%)의 염산을 사용할 수 있다 (Al-Mutairi et al., 2009; Jafarpour et al., 2019). 염산의 빠 른 반응성을 지연시키기 위해 확산장벽으로 디젤(diesel) 을 일반적으로 사용하며, 현장에서 생산된 원유를 활용하 여 경제적인 제조도 가능하다(Kasza et al., 2006). 산-오일 비율(acid-oil ratio)은 70:30이 주로 사용되며, 이는 산의 비율을 최대로 유지하면서 유화산의 안정성이 오랫동안 지 속되는 최적의 비율로 알려져 있다. 이때, 오일의 비율이 높 아질수록 유화산의 점성도가 낮아지고 액적 크기 또한 작 아지는 경향이 있다(Xiong et al., 2010; Zakaria and Nasr-El-Din, 2016).

유화산을 제조함에 있어 가장 중요한 첨가제는 유화제이 다. 유화산의 액적 크기와 형태, 안정성 등을 포함한 물리적 성질은 유화제의 종류, HLB 값, 첨가량에 따라 결정된다. 유화제의 종류는 헤드의 이온성에 따라 세 가지로 나뉜다. 양이온성 유화제는 다중 사슬구조로 시간에 따른 유화산의 안정성을 높이는 특징이 있으며, 양이온을 띄는 탄산염암 에 흡착이 적어 유화산 제조에 자주 사용된다(Nasr-El-Din et al., 2001). 또한 저류층 내에서 탄산염암에 흡착된 오일 을 탈착시킴으로써 친유성인 탄산염암의 습윤도(wettability)

를 친수성으로 변환시키는 성질이 있다. 하지만 양이온성 유화제는 대개 HLB 값이 높아 O/W 에멀젼을 형성하기 때 문에 HLB 값이 낮은 비이온성 유화제와 혼합하여 사용하 기도 한다. 음이온성 유화제는 탄산염암 저류층에 흡착하 는 성질 때문에 음이온을 띄는 사암 저류층에 주로 사용되 며, 보통 양이온성 유화제나 비이온성 유화제와 혼합하여 사용된다(Jarrahian et al., 2012). 비이온성 유화제는 직선 형 사슬구조 형태로 HLB 값의 범위가 넓어 다양한 형태의 에멀젼을 제조하는데 널리 사용되며 고온에서 에멀젼의 안 정성을 증가시키는 성질이 있다(Alabdulmohsen, 2015). 또한, 서로 다른 두 종류 이상의 유화제를 HLB 값이 3~6이 되도록 혼합하여 사용할 때 W/O 유화산이 형성되고 시간 에 따른 안정성이 높아지게 되므로 혼합 유화제의 사용에 대한 연구가 필요하다(Yeon et al., 2014; Mohamed et al., 2017; Choi and Jin, 2019). 또한 유화제의 첨가량이 증가할 수록 유화산의 점성도가 증가하고 액적 크기는 작아지는 경향이 있어 유화산 제조 후 안정성 평가(stability test)를 통해 유화제의 종류와 적절한 첨가량을 도출해야 한다 (Al-Mutari et al., 2007; Sidaoui and Sultan, 2016).

산처리 공법에 사용되는 염산은 생산설비를 부식시키는 성질이 있어 부식방지제와 철-제어제가 일반적으로 첨가 된다. 하지만 유화산은 디젤이 염산과 생산설비가 직접 접 촉하는 것을 막아 부식방지제와 철-제어제의 첨가가 최소 화되거나 첨가하지 않기도 한다(Nasr-El-Din *et al.*, 1999).

안정성 평가

유화산을 제조한 후 액적 시험(droplet test)과 상분리 시 험(separation test)을 진행하여 유화산의 안정성을 평가한 다. 먼저 유화산의 형태를 확인하는 액적 시험을 수행하여 탄산염암 저류층에 주입하기 적합한 W/O 유화산이 형성 됨을 확인한다. 유화산 액적을 물에 떨어뜨렸을 때, Fig. 5



Fig. 5. Droplet test, (a) W/O emulsion, (b) O/W emulsion (Mohamed *et al.*, 2017).

의(a)와 같이 물에서 분리되지 않고 액적 모양을 그대로 유지할 때 W/O 유화산이 형성된 것으로 판단한다(Sidaoui and Sultan, 2016; Mohamed *et al.*, 2017; Sokhanvarian *et al.*, 2019). 반대로(b)와 같이 유화산 액적이 물에 풀어지면 O/W 유화산이 형성된 것으로, 이는 유화산 산처리 공법에 적합하지 않다.

W/O 유화산의 형성이 확인되면, 상분리 시험을 통해 온 도와 시간에 따른 상대부피(relative volume)를 측정하고 유화산의 안정성을 파악한다(Sidaoui and Sultan, 2016). 현장적용에 있어 염산과 오일의 분리를 방지하기 위해 유 화산의 온도와 시간에 대한 안정성 파악은 매우 중요하다 (Nasr-El-Din *et al.*, 1999). 상대부피는 전체 유체의 부피 (total volume)에 대한 안정한 유화산(phase volume)의 부 피의 비율을 나타낸 것으로, 식 (2)와 같이 나타낼 수 있다. 유화산은 제조 직후부터 운반을 위한 상온(25°C)에서 24 시간, 저류층 주입을 위한 고온(70°C 이상)에서 4시간 이상 상대부피가95% 이상으로 유지될 때 안정한 유화산이라고 판단한다(Mohamed *et al.*, 2017; Sidaoui *et al.*, 2018).

$$relative \ volume = \frac{phase \ volume}{total \ volume} \times 100\%$$
(2)

Fig. 6은 시간에 따른 유화산의 상대부피를 측정한 것이 다. 그림 (a)는 유화산의 제조 직후이며, (b), (c)와 (d)의 순 서로 일정 시간의 경과에 따른 유화산의 형태를 나타낸다. 이때, (a)와 (b)는 상대부피가 95% 이상 유지되어 안정한 유화산으로 평가 될 수 있으며, (c)와 (d)는 에멀젼의 상분 리가 일어난 상태이므로 불안정한 유화산이라 판단된다. 따라서 시간이 지남에 따라 유화산 내의 오일과 염산이 분 리되며, 상대적으로 W/O 에멀젼의 상대부피가 감소하는 것을 알 수 있다.

유화산 산처리 공법 메커니즘

암체 산처리 공법을 통해 형성되는 웜홀의 직경, 길이, 분 포와 같은 형태가 유정의 생산성에 큰 영향을 미친다(Yoo and Lee, 2018). 웜홀의 형태는 산과 암석의 반응에서 산의 확산계수와 주입률에 의해 결정되고, 이를 도출하기 위해 유화산과 탄산염암 사이의 반응 과정에 대한 분석을 수행 한다. 탄산염암의 주 구성요소는 탄산염(CO₃²⁻)이며, 칼슘 이온(Ca²⁺) 및 마그네슘 이온(Mg²⁺) 등과 결합한 상태로 존 재한다. 염산과 탄산염암의 반응식은 식 (3)과 식 (4)와 같 이 나타낼 수 있다.

$$C_{a}CO_{3} + 2HC \rightarrow Ca^{2+} + 2C^{-} + CO_{2} + H_{2}O$$
 (3)

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HC \rightarrow Ca^{2+} + Mg^{2+} + 4C^- + 2CO_2 + 2H_2O$$

(4)

확산계수는 산과 암석간의 고유한 반응 특성으로, 암체 산처리 공법 설계 시 유체의 최적 주입조건을 설계하는데 사용되는 필수적인 인자이다. 확산계수를 산출하기 위해 대표적으로 회전식 디스크(rotating disk apparatus, RDA) 실험을 수행하며, Fig. 7의 (a)는 RDA 실험 장치의 모식도 이다(Taylor *et al.*, 2004; Taylor and Nasr-El-Din, 2007, Reyath *et al.*, 2015; Yoo *et al.*, 2019). RDA 실험은 제한된 물질 이동 상태를 묘사하여 물질의 이동 속도와 관련성이 있는 용해도 및 확산계수를 측정하는 실험으로, 반응기에 암석 디스크를 장착한 후 산 용액을 주입하고 디스크를 회 전 시켜 반응을 유도하는 원리이다. 일정한 시간 간격으로 암석과 반응한 샘플을 채취하고 샘플 내 이온 분석(Ca²⁺, Mg²⁺)을 통해 암석의 용해도와 확산계수를 얻는다. Fig. 7

(a) (b) (c) (d)

Fig. 6. Relative volume of W/O emulsions with time (Mohamed et al., 2017).



Fig. 7. (a) Schematic diagram of rotating disk apparatus (Reyath et al., 2015), (b) Ca and Mg ions concentration (Yoo et al., 2018).

의 (b)와 같이 RDA 실험을 통해 반응 시간에 따른 칼슘 이 온과 마그네슘 이온 농도를 그래프로 도시한 후 기울기를 산출한다. 이때 그래프의 기울기를 암석 디스크의 표면적 으로 나누어 용해도를 구할 수 있으며, 암석 디스크의 표면 적은 식 (5)와 같이 나타낼 수 있다.

$$A = \frac{A_c}{1 - \phi} \tag{5}$$

A = the initial surface area of the disk, cm²

 A_c = the disk cross-sectional area, cm²

 ϕ = the initial porosity of the disk

유화산을 사용한 RDA 실험은 암석 표면에서 반응물의 확산이 표면 반응속도보다 느린 제한된 물질 이동상태 (mass transfer limited regime)일 때 이루어지며, 용해도는 식 (6)과 같이 나타낼 수 있다.

$$J_{H+} = k_{mt}(C_b - C_s)$$
(6)

- J_{H^+} = the mass transfer rate of H⁺ from the bulk to the disk, moles/cm² ·s
- k_{mt} = the mass transfer coefficient, cm/s
- C_b = the concentration of H⁺ in the solution, mole/cm³
- C_s = the concentration of H⁺ in the core surface, mole/cm³

여기서 물질 이동 계수인 kmt는 de Rozieres et al.(1994)이 제안한 식(7)과 같이 나타낼 수 있으며, 비뉴턴유체의 확산 계수 D로도 표현이 가능하다. 이때, 멱급수 점조도지수 (power-law consistency factor) k와 멱급수 지수(power-law

index) n은 비뉴턴유체의 점성도를 구하는 식(1)에서 구할 수 있다.

$$k_{mt} = \phi(n)D^{2/3} \left(\frac{k}{\rho}\right)^{\frac{-1}{3(1+n)}} a^{\frac{1-n}{3(1+n)}} \omega^{\frac{1}{(1+n)}}$$
(7)

 $\varphi(n)$ = an empirical function D = diffusion coefficient, cm²/s ρ = the fluid density, g/cm³ a = disk radius, cm ω = the disk rotational speed, rad/s

RDA 실험을 통해 얻은 용해도와 식(7)을 이용하여 확산 계수를 산출할 수 있으며, 제시된 산-암석 반응 분석 방법은 유체의 특성과 실제 산-암석 반응 실험결과를 적용하여 정 확도가 매우 높다(Yoo *et al.*, 2018).

암체 산처리 공법에서 최적 주입률은 목표 길이의 웜홀 을 형성하는데 필요한 산의 양이 최소가 될 때의 주입률을 의미하며, 이때 공법의 효율이 극대화된다. 즉, 동일한 양의 산을 주입할 경우 최적 주입률 조건에서 웜홀이 가장 깊이 형성될 수 있다. 최적의 웜홀을 형성하기 위해서는 최적 주 입률 산출에 대한 연구가 진행되어야 하며, 주로 산처리 코 어유동 실험을 통해 이루어진다. Fig. 8의 (a)는 산처리 코 어유동 실험장치의 모식도이며, 산처리 코어유동 실험은 코어 내에 일정한 속도로 산을 주입하여 산이 주입되는 시 접부터 시간에 따른 주입부와 배출부의 압력 차를 통해 코 어내 돌파(breakthrough)가 일어난 시간을 측정한다. 웜홀 이 생성된 시간과 산의 주입속도를 이용하여 산의 총 주입 량을 계산하고, 코어 공극부피(pore volume)로 나누어 산 처리 공법의 효율을 나타내는 지표인 무차원 돌파지수(pore volume to breakthrough, PVBT)를 산출한다. 이때 저류층



Fig. 8. (a) Schematic diagram of matrix acidizing system (Yoo and Lee, 2019), (b) Pore volume to breakthrough by the injection rate with various stimulation fluids at 22°C (Fredd and Fogler, 1998).

의 온도 및 압력 조건에서 산의 주입률을 달리하여 여러 차 례의 코어유동 실험을 진행하고, 산출한 PVBT를 (b)와 같 이 그래프로 도시하여 가장 낮은 PVBT를 나타낸 주입률을 최적 주입률로 선정한다(Fredd and Fogler, 1998; Al-Harthy *et al.*, 2009; Yoo and Lee, 2019).

현장 적용사례 분석

Sungai Kenawang 가스전

Sungai Kenawang 유전은 Fig. 9와 같이 인도네시아의 남수마트라 Jambi Merang 분지의 북쪽에 위치하고 있으 며, 주요 생산 저류층은 석회이암(lime-mudstone), 와케스 톤(wackestone), 석회입자암(lime-grainstone)이 주를 이 루고 있는 Baturaja 지층이다(Madyanova *et al.*, 2012; Petrominer, 2019). 심도 7,000 m에 위치한 저류층의 온도 는최대176°C이며, 투과도는 10~350 mD, 공극률은 10~17% 로 불균질한 성질을 가지고 있는 고온 불균질 가스저류층 적용사례이다.

Talisman사와 Schlumberger사는 Sungai Kenawang 유 전 중 SKN-A 유정의 시추액에 의한 유정손상을 개선하기 위해 15% 염산을 사용한 겔화산을 이용하여 암체 산처리 공법을 진행하였다. 하지만 공법의 수행결과 유정손상지 수(skin)가+19에서+14로 감소하여 유정손상의 개선이 효 과적으로 이루어지지 않았다. 따라서 SKN-A 유정에는 15% 염산을 단독으로 사용하여 암체 산처리 공법을 다시 진행하였다. 또한, SKN-B 유정에는 염산과 고온의 탄산염 암 사이의 강한 반응을 방지하는 효과를 가지며, 높은 점성



Fig. 9. Location of Sungai Kenawang field, Indonesia (Petrominer, 2019).

도로 인해 저류층 전반적으로 산처리 공법을 수행할 수 있 는 유화산을 사용하여 산처리 공법을 진행하였다. 현장 수 행에 앞서 SKN-B 유정의 코어를 사용하여 X선 회절(X-ray diffraction, XRD)분석을 통해 코어의 광물학적 분석을 수 행하였으며, 현장 시료는 95% 이상이 탄산염암으로 이루 어져 있음을 확인하였다. 유화산은 15%의 염산과 디젤의 비율을 70:30으로 0.6%의 유화제와 3%의 부식방지제, 1% 의 철 제어제를 혼합하여 제조하였다. 제조된 유화산은 상 온에서 3시간, 고온에서 1.5시간 이상의 시간에 따른 안정 성을 확보하였으며, 상온에서 82 cp(170 s⁻¹)의 점성도를 보 였다.

Sungai Kenawang 유전의 SKN-A 유정과 SKN-B 유정 의 산처리 공법 수행결과는 Table 2와 같다. 염산을 사용하

We	11	P _{wh} (psi)	P _{wf} (psi)	Q _g (mmscfd)	Q _o (bopd)	°API
before	SKN-A	3,100	3,922	7.98	206	45
stimulation	SKN-B	3,305	3,920	7.96	137	49
after	SKN-A	2,580	3,877	18.59	386	47
stimulation	SKN-B	3,221	3,901	22.15	440	49

Table 2. Well performance of SKN-A and SKN-B before and after stimulation (Madyanova et al., 2012)



Fig. 10. Production comparison between SKN-A and SKN-B after stimulation (Madyanova et al., 2012).

여산처리 공법을 수행한 SKN-A 유정의 오일과 가스의 유 동량(Qg, Qo)은 약 2배 이상, 유화산을 사용하여 산처리 공 법을 수행한 SKN-B 유정은 약 3배 이상 개선되어 두 공법 모두 성공적임을 보였다. Fig. 10은 두 유정의 개선된 생산 성을 비교한 것으로, 염산을 사용하여 공법을 진행한 SKN-A 유정은 지층의 상부를 중심으로 투과도 개선이 이루어졌 다. 반면에 유화산을 사용한 SKN-B 유정은 상부와 하부 모 두 생산량이 증가하여 저류층의 투과도가 전반적으로 개선 되었다(Madyanova *et al.*, 2012). 따라서 고온의 불균질한 가스저류층에서 겔화산을 사용할 경우 저류층의 투과도 개 선에 실패하여 추가적인 공법을 수행해야 하지만 유화산의 경우 단번의 공법 수행으로도 성공적으로 저류층 개선이 가능하다. 또한 투과도 범위가 넓은 저류층의 전반적인 개 선을 위해서는 유화산을 적용하는 것이 효율적인 것으로 판단된다.

BMB 유전

BMB 유전은 Fig. 11과 같이 폴란드 북서부에 위치하고 있으며, 백운암이 주성분인 탄산염암으로 구성되어 있다 (Jedrzejowska *et al.*, 2004; Kasza *et al.*, 2006). 심도 약 3,000 m에 위치한 저류층의 초기 압력은 약 8,000 psi이며, 평균 온도는 약 120°C, 투과도는 9~28 mD, 평균 공극률은 14%인 고압의 오일저류층 적용사례이다. BMB 유전은 2000년 3월부터 생산이 시작되었으나 유정 주변의 높은 손



Fig. 11. Location of BMB field, Poland (Jedrzejowska et al., 2004).

상 때문에 오일과 가스의 생산량이 낮아 염산과 아세트산 (acetic acid)를 혼합하여 산처리 공법을 진행하였다. 하지 만 고온의 저류층에서 탄산염암과 산의 빠른 반응성으로 인해 유정의 투과도을 개선하는데 실패하였다. 따라서 탄 산염암과 산의 빠른 반응성을 보완하고 효율적인 웜홀을 형성하여 유정의 투과도를 개선하기 위해 유화산을 사용한 산처리 공법을 진행하였다.

	Before stimulation			After stimulation		
Well no.	Q	Δp	PI	Q	Δp	PI
	[bopd]	[psi]	[bopd/psi]	[bopd]	[psi]	[bopd/psi]
BA-5	628	1450	0.43	880	986	0.89
Bu-9	471	1015	0.46	691	113	6.11
Bu-17	522	1711	0.30	628	696	0.90

Table 3. Production performance of BMB oil wells before and after stimulation (Kasza et al., 2006)

염산 15%에 생산한 원유를 1:1 비율로 혼합하고 2%의 유화제와 0.2%의 부식방지제를 첨가하여 유화산을 제조 하였으며, 저류층의 고온 고압 조건에서 3시간 이상 안정 함을 보였다. 현장 적용에 앞서 BMB 유전의 코어와 유화산 을 사용하여 120°C에서 RDA 실험과 산처리 코어유동 실 험을 진행하였다. 실험 결과, 염산 15% 보다 유화산 사용 시 생성된 웜홀의 길이와 형태가 더 우수함을 확인하였다 (Kasza et al., 2006). BMB 유전의 오일 유정인 Ba-5, Bu-9, Bu-17에 유화산 산처리 공법 적용 결과는 Table 3과 같다 (Kasza et al., 2006). 유화산 산처리 공법 수행 전, 후 비교 결과, 오일의 유동량(Q)은 약 1.2~1.4배의 개선을 보였으 며, 생산성 지수(productivity index, PI)는 2배에서 최대 13 배까지 증가함을 보였다. 또한, Table 3에서 △p는 저류층 압력과 공저 압력(bottom-hole pressure)의 차를 나타내며, 유화산 산처리 공법 후 저류층 내의 Ap가 감소하는 것을 보 아 투과도 개선이 효과적으로 이루어짐을 확인할 수 있다. 특히, 공법 수행 후 모든 유정에서 오일의 유동량과 생산성 지수(productivity index, PI)가 전반적으로 증가하였으므 로 고온·고압 저류층의 유정손상을 개선하기 위해서는 염 산과 아세트산을 혼합하여 사용하는 것보다 산과 암석의 반응성을 지연시키는 효과를 가진 유화산을 사용하는 것이 효율적이다.

Mumbai High 유전

Mumbai High 유전은 Fig. 12와 같이 인도 서부 연안에 위치하고 있다(Moitra *et al.*, 2007). 주요 생산 저류층은 석 회암과 셰일로 이루어져 있는 신생대 제 3기의 불균질한 탄 산염암이 2~4개의 층으로 생성되어 있으며, 투과도의 범위 는 5~500 mD로 투과도 편차가 큰 다층(multi-layered) 저류 층 적용사례이다(Sarma *et al.*, 2012). 1974년에 발견되어 1976년 생산을 시작한 Mumbai High 유전은 Oil & Natural Gas Corporation(ONGC)사에 의해 개발되었다.

해당 유전은 각 층의 높은 투과도 편차로 인해 저류층의 생산량이 낮은 문제가 있어 유정의 생산성을 개선하기 위 한 암체 산처리 공법을 진행하였다. 하지만 투과도 편차가 큰 저류층에서 염산만을 사용하여 암체 산처리 공법을 수 행하게 되면 투과도가 높은 지층으로만 유체가 흐르게 되



Fig. 12. Location of Mumbai High field, India (Moitra *et al.*, 2007).

어 저류층의 투과도를 부분적으로만 개선하여 공법이 실패 하는 문제가 발생하였다. 따라서 저류층의 전반적인 투과 도 개선을 위하여 투과도가 낮은 지층부터 투과도가 높은 지층까지 유체가 균일하게 주입할 수 있는 산 혼화 기법이 필요하였다. Mumbai High 유전에서는 염산 15%에 0.75% 의 겔화제(hydroxyethyl cellulose, HEC), 0.75%의 잔탄검 (xanthan gum), 2%의 유화제와 오일을 혼합하여 SDA(selfdiverting acid)를 제조하였다(Sarma et al., 2012). Fig. 13 의 (a)는 Well A2의 생산 이력을 나타낸 결과로 SDA 산처 리 공법 적용 이후 오일의 생산량이 약 100 bopd에서 300 bopd까지 3배 이상 증가하였으며, 개선된 생산량이 지속적 으로 유지되었음을 보여준다(Sarma et al., 2012). Fig. 13 의 (b)는 Well A16의 생산 이력을 나타내며, 공법 적용 이 후 오일의 생산량이 약 480 bopd에서 650 bopd까지 1.3 배 이상증가하였다. 또한, 물 생산율(water cut)이 감소하거나 일정하게 유지됨을 보아 전체 유체의 생산량 증가는 오일 의 생산량 증가가 원인임을 알 수 있다. 따라서 투과도의 편 차가 큰 다층 저류층을 개선하고자 할 때 혼화산을 사용하 여 암체 산처리 공법을 수행하는 것이 효과적이다.



Fig. 13. Production status of wells A2 and A16 (Sarma *et al.*, 2012).

결 론

본 연구에서는 탄산염암 저류층에서 유화산을 이용한 산 처리 공법 기술 특성 및 메커니즘을 분석하였고 현장사례 를 조사하였다. 이를 통해 얻은 결론은 다음과 같다.

- (1) 유화산을 이용한 암체 산처리 공법은 오일의 확산장 벽으로 인해 염산과 탄산염암 사이의 강한 반응성과 생산 설비에 대한 부식을 방지함으로써 효율적인 공 법 수행이 가능하며, 치밀 탄산염암 저류층에서 폴 리머산과 겔화산의 주입문제를 보완하는데 효과적 이다.
- (2) 성공적인 유화산 산처리 공법 수행을 위해서는 안정 성 평가를 통해 상온과 고온 조건에서 시간에 따른 안정성을 확보한 W/O 유화산이 제조되어야 하며, 공법 설계 시 RDA 실험 및 산처리 코어유동 실험을 통해 유화산과 탄산염암 사이의 반응 메커니즘을 분 석하고 최적 주입률을 선정하는 것이 필요하다.

- (3) 현장사례 분석 결과, 유화산 산처리 공법은 고온의 불균질한 탄산염암 저류층에서 염산의 빠른 반응성 을 보완하여 수배의 유정 개선 효과를 나타냈으며, 투과도 편차가 큰 다층 저류층에서도 생산성을 전반 적으로 개선하는데 용이함을 확인하였다.
- (4) 제시된 유화산 산처리 공법 기술 특성 및 메커니즘 과 현장사례는 향후 탄산염암 저류층에서 유화산 산 처리 공법을 적용한 유정의 생산성 개선 프로젝트의 설계를 위해 기초자료로 활용될 수 있을 것으로 사료 된다.

사 사

이 논문은 2020년도 정부(교육부)의 재원으로 한국연구 재단의 지원을 받아 수행된 기초연구사업이며(NRF-2020 R111A3060663), 또한 전남대학교 연구년교수 연구비 지 원에 의하여 연구되었음(관리번호: 2019-3942).

References

- Alabdulmohsen, A., 2015. Experimental study of crude oil emulsion stability by surfactants and nanoparticles, MS Thesis, Missouri University of Science and Technology, USA, p.9-18.
- Al-Anazi, H.A., Nasr-El-Din, H.A., and Mohamed, S.K., 1998. Stimulation of tight carbonate reservoirs using acid-in-diesel emulsions: Field application. *Proc. of the SPE Formation Damage Control Conference*, SPE, Lafayette, Louisiana, USA, p.9-17.
- Al-Harthy, S., Bustos, O.A., Samuel, M., Still, J., Fuller, M.J., Hamzah, N,E., Ismail, M.I.P., and Parapat, A., 2009. *Options* for High-Temperature Well Stimulation, Schlumberger, Huston, Texas, USA, p.52-62.
- Al-Mutairi, S.H., Aramco, S., Nasr-El-Din, H.A., and Hill, A.D., 2009. Droplet size analysis of emulsified acid. *Proc. of* the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, SPE, AlKhobar, Saudi Arabia, p.1-13.
- Al-Mutairi, S.H., Hill, A.D., and Nasr-El-Din, H.A., 2007. Effect of droplet size, emulsifier concentration, and acid volume fraction on the rheological properties and stability of emulsified acids. *Proc. of the SPE European Formation Damage Conference*, SPE, Scheveningen, The Netherlands, p.1-16.
- BJ Services, 2012. *Acidizing Concepts and Design*, Acidizing Seminar, BP Indonesia, Limkokwing University of Creative Technology, Jakarta, Indonesia, p.13-42.
- Cairns, A.J., Al-Muntasheri, G.A., Sayed, M., Fu, L., and

Giannelis, E.P., 2016. Targeting enhanced production through deep carbonate stimulation: Stabilized acid emulsions. *Proc. of the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, SPE, Lafayette, Louisiana, USA, p.1-24.

- Choi, J.S. and Jin, B.S., 2019. Changes in rheological properties of O/W emulsions according to the type of nonionic surfactant and emulsion stabilizer. *Journal of the Korea Society of Industrial and Engineering Chemistry*, 30(4), p.415-420.
- Daeffler, C.S., Valle, J.F., Kariampally, J., Elkhoury, J.E., Max, N., and Panga, M., 2018. Improving wormholing efficiency in carbonates with a novel system based on hydrochloric acid. *Proc. of the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, SPE, Lafayette, Louisiana, USA, p.1-8.
- de Rozieres, J., Chand, F.F., and Sullivan, R.D., 1994. Measuring diffusion coefficients in acid fracturing fluids and their application to gelled and emulsified acids. *Proc. of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE, New Orleans, USA, p.373-385.
- Fredd, C.N. and Fogler, H.S., 1998. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media. *Journal of American Institute of Chemical Engineers*, 44(9), p.1933-1949.
- Gomaa, A.M. and Nasr-El-Din, H.A., 2010. New insights into the viscosity of polymer-based in-situ-gelled acids. *Journal* of the Society of Petroleum Engineers, 25(3), p.367-375.
- Hong, S., Kim, W., Choi, J., Lee, C., and Jeong, S., 2018. Field application study of matrix acidizing in Alderson oil field, Canada. *Journal of the Korea Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, 55(4), p.323-332.
- Jafarpour, H., Moghadasi, J., Khormali, A., Petrakov, D.G., and Ashena, R., 2019. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-bached acid system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, p.50-59.
- Jarrahian, K., Seiedi, O., Sheykhan, M., Sefti, M.V., and Ayatollahi, S., 2012. Wettability alteration of carbonate rocks by surfactants: A mechanisitic study. *Journal of Colloids* and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 410, P.1-10.
- Jedrzejowska, H., Barton, R., Zulawinski, K., and Misiarz, P., 2004. T-11 First experience with 4D seismic in Poland; Feasibility studies of BMB field. Proc. of the European Association of Geoscientists and Engineers 66th Conference and Exhibition, EAGE, Paris, France, p.1-4.
- Kasza, P., Dziadkiewicz, M., and Czupski, M., 2006. From laboratory research to successful practice: A case study of carbonate formation emulsified acid treatments. *Proc. of the* SPE International Symposium and Exhibition on Formation

Damage Control, SPE, Lafayette, Louisiana, USA, p.1-7.

- Lund, K., Fogler, H.S., and MaCune, C.C., 1973. Acidization-I. The dissolution of dolomite in hydrochloric acid. *Journal of* the Chemical Engineering Science, 28, p.691-700.
- Madyanova, M., Hezmela, R., Artola, P., Guimaraes, C.R., and Iriyanto, B., 2012. Effective matrix stimulation of high-temperature carbonate formations in south Sumatra through the combination of emulsified and viscoelastic self-diverting acids. *Proc. of the SPE International Symposium* and Exhibition on Formation Damage Control, SPE, Lafayette, Louisiana, USA, p.1-13.
- Mark, H.F. and Kroschwitz, J.I., 1985. Encyclopedia of Polymer Science and Engineering, Cellular Materials to composites (2th Ed.), Vol. 3, John Wiley and Sons, New York, USA, p.1-848.
- Mohamed, A.I.A., Sultan, A.S., Hussein, I.A., and Al-Muntasheri, G.A., 2017. Influence of surfactant structure on the stability of water-in-oil emulsions under high-temperature high-salinity conditions. *Journal of Chemistry*, 2017, p.1-11.
- Moitra, S.K., Chand, S., Barua, S., Adenusi, D., and Agrawal, V., 2007. A fieldwide integrated production model and asset management system for the Mumbai High Field. *Proc. of the Offshore Technology Conference*, OTC, Huston, Texas, USA, p.1-12.
- Nasr-El-Din, H.A., Al-Anazi, H.A., and Mohamed, S.K., 1999. Stimulation of water-disposal wells using acid-in-diesel emulsion: Case histories. *Proc. of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, SPE, Huston, Texas, USA, p.1-12.
- Nasr-El-Din, H.A., Solares, J.R., Al-Mutairi, S.H., and Mahoney, M.D., 2001. Field application of emulsified acid-based system to stimulate deep, sour gas reservoirs in Saudi Arabia. *Proc. of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE, New Orleans, Louisiana, USA, p.1-16.
- Petrominer, 2020.11.19., https://petrominer.com/pertaminakelola-100-persen-blok-jambi-merang/
- Reyath, S.M., Nasr-El-Din, H.A., and Rimassa, S., 2015. Determination of the diffusion coefficient of methanesulfonic acid solutions with calcite using the rotating disk apparatus. *Proc. of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, SPE, The Woodlands, Texas, USA, p.1-18.
- Sarma, D.K., Rao, Y.R.L., Mandal, B., and Bhargava, P.K., 2012. Application of self-diverting acid system for stimulation of multilayered wells in carbonate reservoir : A case study. *Proc. of the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, SPE, Mumbai, India, p.1-10.
- Sayed, M.A., Nasr-El-Din, H.A., and Nasrabadi, H., 2013. Reaction of emulsified acids with dolomite. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52, p.164-175.

- Sayed. M.A.I. and Nasr-El-Din. H.A., 2013. Acid treatments in high temperature dolomitic carbonate reservoirs using emulsified acids : A coreflood study. *Proc. of the SPE Production and Operations Symposium*, SPE, Oklahoma, USA, p.1-13.
- Schlumberger, 2020.10.08., http://www.slb.com/services/technical_ challenges/carbonates.aspx#.
- Setiati, R., Siregar, S., Marhaendrajana, T., and Wahyningrum, D., 2018. Challenge sodium lignosulfonate surfactants synthesized from bagasse as an injection fluid based on hydrophil liphophilic balance. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Volume 434, AASEC 2018, Bandung, Indonesia.
- Sidaoui, Z. and Sultan, A.S., 2016. Formulating a stable emulsified acid at high temperatures : Stability and rheology study. Proc. of the International Petroleum Technology Conference, IPTC, Bangkok, Thailand, p.1-17.
- Sidaoui, Z., Aly, M.T., Al-Murisi, M.A., and Qiu, X., 2018. Achieving higher retardation of emulsified acid by additive optimization. *Proc. of the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, SPE, Dammam, Saudi Arabia, p.1-13.
- Sokhanvarian, K., Stanciu, C., Fernandez, J.M., Ibrahim, A., and Nasr-El-Din, H.A., 2019. Novel non-aromatic non-ionic surfactants to target deep carbonate stimulation. *Proc. of the SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE, Galveston, Texas, UAS, p.1-16.
- Taylor, K.C. and Nasr-El-Din, H.A., 2007. Measurement of acid reaction rates with the rotating disk apparatus. *Proc. of* the Canadian International Petroleum Conference, SPE, Calgary, Alberta, Canada, p.1-7.
- Taylor, K.C., Nasr-El-Din, H.A., and Mehta, S., 2004. Anomalous acid reaction rates in carbonate reservoir rocks. *Proc. of the SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery*, SPE, Tulsa, Oklahoma, USA, p.1-17.
- Wang, F., Yang, H., Jiang, H., Kang, X., Hou, X., Wang, T., Zhou, B., Sarsenbekuly, B., and Kang, W., 2020. Formation mechanism and location distribution of blockage during polymer flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*,

194, p.1-10.

- Xiong, C., Zhou, F., Liu, Y., Yang, X., Liu, X., Shi, Y., Tan, Y., Zhang, F., Ji, X., Qin, S., Huang, S., and Wang, X., 2010. Application and study of acid technique using novel selective emulsified acid system. *Proc. of the International Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE, Beijing, China, p.1-6.
- Yeon, J.Y., Shin, B.R., Kin, T.G., Seo, J.M., Lee, C.H., Lee, S.G., and Pyo, H.B., 2014. A study on emulsion stability of O/W and W/S emulsion according to HLB of emulsifier. *Journal of the Society of Cosmetic Scientists of Korea*, 40(3), p.227-236.
- Yoo, H. and Lee, J., 2018. Investigation on the technical characteristics and field cases of matrix acidizing treatment in carbonate reservoirs. *Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, 55(2), p.147-158.
- Yoo, H. and Lee, J., 2019. An experimental study on the optimum injection rate for matrix acidizing in carbonate reservoirs. *Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, 56(3), p.227-238.
- Yoo, H., Kim, Y., Lee, W., and Lee, J., 2018. An experimental study on acid-rock reaction kinetics using dolomite in carbonate acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 168, p.478-494.
- Yoo, H., Park, J., Lee, Y., and Lee, J., 2019. An experimental investigation into the effect of pore size distribution on the acid-rock reaction in carbonate acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, p.504-517.
- Yousufi, M.M., Elhaj, M.E.M., Moniruzzaman, M., Ayoub, M.A., Nazri, A.B.M., Husin, H.B., and Saaid, I.M., 2018. Synthesis and evaluation of jatropha oil-based emulsified acids for matrix acidizing of carbonate rocks. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, p.1119-1133.
- Zakaria, A.S. and Nasr-El-Din, H.A., 2016. A novel polymerassisted emulsified-acid system improves the efficiency of carbonate matrix acidizing. *Journal of the Society of Petroleum Engineers*, 21(3), p.1061-1074.



송 차 영

현재 전남대학교 에너지자원공학과 학사과정 (E-mail; 175232@jnu.ac.kr)

이 정 환

현재 전남대학교 에너지자원공학과 교수 (本 學會誌 第56券 第3号 參照)



유 현 상

2015년 전남대학교 공과대학 에너지자원 공학과 공학사 2017년 전남대학교 공과대학 에너지자원 공학과 공학석사 2020년 전남대학교 공과대학 에너지자원 공학과 공학박사

현재 전남대학교 에너지자원공학과 박사후연구원 (E-mail; rlgud18@nate.com)