



전기공저펌프/가스리프트 혼합시스템이 오일 생산성에 미치는 영향 분석

이혜수 · Joseph Iranzi* · 왕지훈** · †손한암***

에코시안, *부경대학교 에너지자원공학과 박사과정, **한양대학교 자원환경공학과 교수,

***부경대학교 에너지자원공학과 교수

(2022년 7월 8일 접수, 2022년 8월 16일 수정, 2022년 8월 17일 채택)

An Analysis for the Effect of ESP/gas Lift Hybrid System on Oil Productivity

Hyesoo Lee · Joseph Iranzi* · Jihoon Wang** · †Hanam Son*

Ecosian, Seoul, Korea

**Dept. of Energy Resources Engineering, Pukyong National University, Busan, Korea*

***Dept. of Natural Resources and Environmental Engineering, Hanyang University, Seoul, Korea*

(Received July 8, 2022; Revised August 16, 2022; Accepted August 17, 2022)

요약

적합한 인공채유법의 선정은 유정의 효율적인 운영과 경제성의 측면에서 중요하다. 일반적으로 인공채유법의 선정은 유정 설계에 포함되는 과정이며, 저류층의 상황이나 유정의 생산 조건에 따라 두 가지 이상의 인공채유법을 적용한 혼합시스템을 활용하여 오일생산량을 증가시킬 수 있다. 대표적인 인공채유법 중 하나인 전기공저펌프(Electric submersible pump, ESP)는 전기 에너지를 이용한 다단계 원심분리형 펌프를 이용하여 유정 하부에서 압력을 공급하는 방식으로 오일생산량을 증대시킨다. 그러나 이 방식은 펌프의 수명과 연관된 결함에 의해 적용 기간에 한계를 가지는 단점이 있다. 이에 전기공저펌프/가스리프트 혼합시스템(ESP/Gas lift hybrid system)을 적용하여 전기공저펌프의 결함 발생 시에는 바로 가스리프트로 전환하여 오일생산이 중단되는 시간을 감소시킬 수 있다. 본 연구에서는 퍼미안 분지에 있는 육상 수평정을 대상으로 전기공저펌프/가스리프트 혼합시스템을 적용했을 때의 생산 중단시간의 감소에 따른 오일생산량 차이 및 경제성 분석을 수행하였다. 전기공저펌프/가스리프트 혼합시스템은 전기공저펌프의 단독 적용에 비교하여 더욱 효율적인 오일 생산성을 나타냄을 확인하였다. 또한 이 연구에서는 혼합시스템을 적용했을 때 얼마나 경제적 이득이 있는지를 정량적으로 예측함을 나타냈다.

Abstract - Selection of a suitable artificial lift is important in terms of efficient operation and economics for oil production. In general, process of well design includes the selection of artificial lift, but the oil recovery could be enhanced by use of hybrid system combined with two types of artificial lift method according to reservoir condition for oil production. Electric submersible pump (ESP), as a presentative artificial lift method, is a manner for supplying the pressure in the lower part of oil well by using of a multi-stage centrifugal pump with an electric energy. However, there is a disadvantage that has a limit to the application period because of mechanical defection on ESP. Accordingly, it is possible to reduce the shutdown time of production well by applying the ESP/Gas lift hybrid system, which is to switch to a gas lift when an ESP is defective. This study describes the effect of ESP/gas lift hybrid system compared with ESP method for a onshore horizontal well locating in the of Permian basin, USA. As a result of study, ESP/gas lift hybrid system could make more effective productivity than ESP method. Also, we quantitatively predicted how much economic benefit would be obtained when the hybrid system was applied in the production well.

Key words : artificial lift, electrical submersible pump, gas lift, hybrid system

†Corresponding author:hason@pknu.ac.kr

I. 서론

인공채유법은 저류층의 자체 에너지로 원유의 생산이 어려울 때 원유를 지표까지 끌어올리기 위해 추가 에너지를 공급하는 일련의 시스템이다. 일반적으로 인공채유법의 선정은 유정 설계 과정에서 이루어지며 유전에 적합한 인공채유법의 선정은 유정의 효율적인 운영과 경제성의 측면에서 중요하다. 대표적인 인공채유 방법으로는 흡입로드펌프(Sucker rod pump), 가스리프트, 전기공저펌프(Electrical submersible pump, ESP)가 있다[1]. 가장 많이 사용되는 흡입로드펌프는 기계적인 힘으로 오일을 저류층에서 지상까지 끌어올리는 역할을 하며, 낮은 압력에서도 생산속도를 끌어올릴 수 있고 다중완결(multiple completions), 고온저류층(high temperature reservoir), 고점도 오일(viscous oil)에서 사용될 수 있다는 장점이 있으나 대형 해상 플랫폼이나 경사정에서 사용이 어려운 단점이 있다[2].

그밖에 많이 사용되는 인공채유법 중 하나로 가스리프트가 있다. 이 방법은 생산튜빙 하단부에 가스를 주입하여 가스주입에 의한 압력상승, 가스포화에 의한 밀도 감소효과를 통해 저류층 유체가 효율적으로 지상으로 유동할 수 있도록 도와주는 방법으로 생산정의 심도에 제한이 없고 해상에서도 사용이 가능하다는 장점이 있으나 생산유전 인근에서 충분한 양의 가스가 필요하다는 단점이 있다[3]. 또한 전기공저펌프는 단단계 원심분리형 펌프를 통해 압력을 공급해 줌으로써 많은 양의 유체를 생산할 수 있는 방법으로 생산량이 많은 저류층에서 사용가능하며, 경사정이나 해상에서 사용가능하다는 장점이 있으나 높은 전압을 사용하므로 전기가 지워지지 않는 곳에서 적합하지 않으며, 고온/고심도 저류층에 제한적이며, 장치의 결함이 발생하여 장비 수리 및 부품교체작업 동안 생산이 중단되는 문제를 가지고 있다[4,5].

최근에는 해상유전에서 오일 생산이 많아지면서 가스리프트나 전기공저펌프의 사용이 증가하고 있으며, 가스리프트와 전기공저펌프의 단점을 보완하고자 두 가지를 혼합사용하는 하이브리드기술이 이용되고 있다[6-10]. 그 작동원리는 전기공저펌프 내부에 가스유동이 가능한 개폐식 밸브를 부착하여 평시에는 전기공저펌프를 사용하다가 펌프의 결함으로 인해 생산중단 발생 시에 즉시 가스리프트로 전환할 수 있도록 한다. 이러한 혼합기술적용을 위한 장비개발이 수행되었으며, 최초로 인도네시아 남수마트라 지역의 Kaji Semoga 유전, 자바 북서지역의 X-ray 등에서 현장적용되었다[11,12]. 특히 X-ray의 경우, 전기공저펌프/가스리프트 혼합법을 사용하여 생산효율을 높였으며, 전기공저펌프만을 사용했을 때보다 17%의

수익을 증가시킬 것으로 예상했다[11,13].

이러한 전기공저펌프/가스리프트 혼합법에 대한 연구는 장비 설비 및 제작에 대해서는 다양한 연구가 수행되지만 최근에는 현장 적용사례가 증가하고 있다[6-9]. 또한 시뮬레이션 분석 및 생산 설계에 대한 분석이 많이 이루어지지 않아 앞으로는 전기공저펌프/가스리프트 혼합법에 대한 생산설계 및 경제성 분석에 대한 연구가 필요한 실정이다.

이 연구에서는 미국 퍼미안 분지에 위치한 소규모 육상저류층의 수평정을 대상으로 하여 전기공저펌프/가스리프트 혼합법에 대한 시뮬레이션 연구를 통해 생산 및 경제성 분석에 대한 연구를 수행하였다. 이를 위해 먼저, 저류층 조건에서 전기공저펌프를 통해 펌프의 결함이 발생하기 전까지 생산하였으며, 그 이후 생산이 중단되는 기간 동안 가스리프트를 통해 추가적으로 생산되는 오일의 생산량을 예측하였다. 특히 이 연구에서는 가스리프트 활용 시 IPR곡선과 TPR곡선을 이용하여 오일의 양을 예측했다는 점에서 이전 연구들과는 차이가 있다. 이러한 가스리프트 생산기간동안의 추가적으로 생산되는 오일의 양을 예측하고, 이에 대한 경제성 분석을 수행했다. 이러한 연구는 아직까지 인공채유법에 대한 연구가 많이 수행되지 않은 국내 현실을 고려할 때 의미가 있을 것으로 판단되며, 해외 중소규모 유전에서 인공채유법을 사용할 경우 참고사항으로 활용할 수 있는 케이스 스터디로서의 의미가 있을 것이다.

II. 전기공저펌프/가스리프트 혼합 인공채유법

2.1. 전기공저펌프

지상의 모터조절장치로부터 전기케이블을 통해 유정 내 모터에 전기가 공급되며 분당 회전수(rpm)가 조

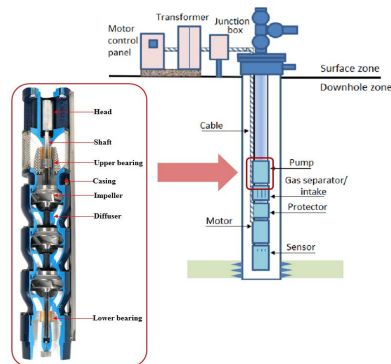


Fig. 1. Schematic diagram of ESP system[14].

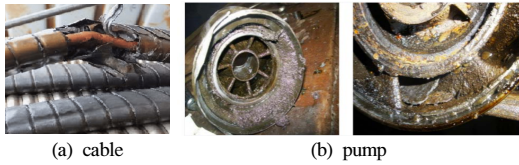


Fig. 2. Examples of ESP failure (Fakher et al., 2021; Samieh et al., 2014).

절되고 모터는 축(shaft)에 의해 연결된 원심분리형 펌프 내부의 임펠러가 회전을 하면서 상부로의 일정한 압력을 가해준다. 이러한 펌프작동은 압력차를 발생시켜 유정 내 유체를 상부로 유동하게 도와준다(Fig. 1).

원심분리형 펌프를 통해 증가된 압력(Δp)은 펌핑에 의한 수두 (pumping head) (h)와의 관계를 현장단위(field unit)으로 나타내면 식 (1)과 같이 표현할 수 있다. 식에서 볼 수 있듯이 펌프 회전에 의한 압력차(Δp)가 증가할수록 이에 비례하여 상부로 유동 가능한 액체상의 수두(h)는 증가하게 되며, 유동하는 액체상의 비중(γ_L) 낮을수록 수두는 증가하게 된다[15].

$$h = \frac{\Delta p}{0.433\gamma_L} \quad (1)$$

h : pumping head, ft
 Δp : pump pressure differential, psi.
 γ_L : specific gravity of the liquid

전기공저펌프 설계를 위해서는 펌프의 속도, 펌프 스테이지(임펠러의 수), 생산유체의 비중, 전기공저펌프의 외경, 펌프위치에서의 압력차 등이 고려되어야 한다. 이러한 설계요소는 저류층 조건에 맞는 펌프 선택에 있어 중요하다. 전기공저펌프는 장시간 장비를 사용할 경우, 부식(corrosion)이나 마모로 인한 생산 오일의 누출(leaking)이 펌프 내에서 발생할 수 있다. 또한 생산과정에서 전기케이블 끊어지거나 수압 파쇄 과정에서 주입된 모래나 미고결 점토광물 등이 역류하여 모터나 펌프에 퇴적되어 펌프의 결함(pump failure)을 발생할 수도 있다(Fig. 2). 이러한 펌프의 결함은 펌프의 교체 등으로 유정의 생산을 중단시켜 경제적 손실을 발생시킬 수 있다. 인도네시아 자바 북서 지역의 X-ray의 경우 펌프 결함으로 인하여 3개월 간의 생산중단이 발생하여 한 사례가 있다[11].

2.2. 가스리프트

가스리프트 시스템은 가스압축설비, 가스주입장치, 주입체크, 지상제어장치, 생산튜빙, 배출밸브, 작

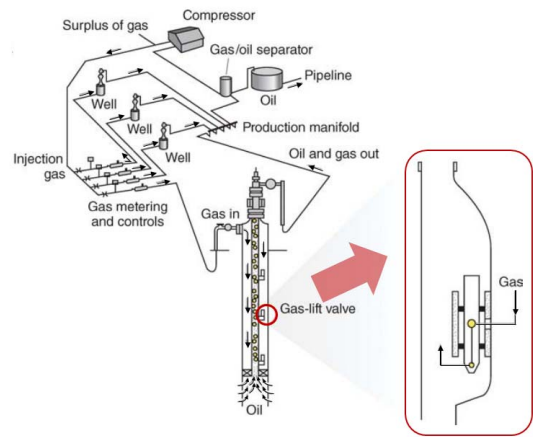


Fig. 3. Schematic diagram of gas lift system [19].

동밸브, 공저밸브로 구성되어 있다. 가스리프트에 의해 주입된 가스는 지상에서 정압의 압력으로 주입되어 케이싱과 생산튜빙 사이의 환체공간(annulus zone)을 따라 하부로 유동하다가 가스조절밸브를 통해 생산튜빙으로 유입된다(Fig. 3). 그 후 주입된 가스는 생산튜빙 내 오일과 혼합되어 밀도를 감소시켜 생산성을 증가시키는 역할을 한다. 가스리프트 설계를 위해서는 가스리프트 생산성 평가를 위한 유체의 유동분석, 주입 가스 압력측정을 위한 가스 유동 분석, 스페이싱(spacing) 공저 밸브를 위한 배출 과정 분석, 지상 밸브 선정을 위한 밸브 특성 분석 등이 수행된다[17]. 이러한 가스리프트는 지속적인 가스공급이 필요하기 때문에 인근 유전에서 가스공급이 원활히 이루어져야 한다[18].

2.3. 전기공저펌프/가스리프트 혼합

전기공저펌프는 장비의 결함으로 인해 발생하는 생산중단이 나타날 수 있으며, 가스리프트의 경우 지속적인 가스주입을 위해 충분한 양의 가스가 필요하므로 두 가지 단점을 극복하고자 전기공저펌프와 가스리프트를 혼합하는 기술이 적용되고 있다[1]. 혼합 기술은 전기공저펌프에 가스밸브를 부착하여 평시에는 전기공저펌프를 이용하다가 펌프의 결함 발생 시에는 펌프는 회전을 멈추고, 생산튜빙에 설치된 가스밸브를 열고 가스를 튜빙내로 주입하여 가스리프트 기법을 사용한다[9].

III. 시뮬레이션 모델

3.1. 현장조건

연구를 위해서 사용된 유정(oil well)은 미국 멕시코

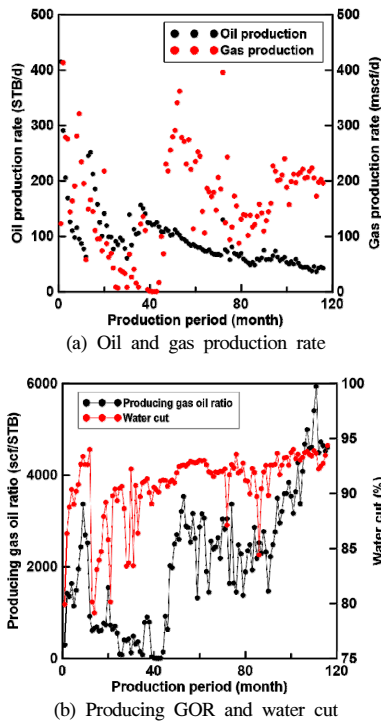


Fig. 4. Production data of Sandy #3 well.

Table 1. Input data for simulation model[20]

Parameter		Value
Reservoir data	Initial pressure, psia	3,378
	Temperature, °F	206
	Reservoir thickness, ft	68
	Porosity, %	6.4
	Horizontal permeability, md	0.5
	Vertical permeability, md	0.05
Wellbore data	Tubing diameter, inch	2.875
	Casing diameter, inch	7.8
	True vertical depth, ft	7,715
	Measured depth, ft	12,200
Fluid data	Gas specific gravity	0.65
	Water specific gravity	1.01
	API gravity, °API	42.9
	Bubble point pressure, psia	5058
Production data	Water cut, %	93.3
	Producing gas oil ratio, scf/STB	4,769

주 퍼미안 분지에 위치한 Sandy #3이며, Strata Production은 수평정을 통해서 2012년부터 현재 (2022년 6월 기준)까지 오일과 가스를 생산하고 있다. 초기 오일 생산량과 가스의 생산량은 각각 300 bbl/d, 400 mscf/d에 이르렀으나 지금은 생산량이 감소하여 오일생산량은 40-50 bbl/d, 가스 생산량은 약 150-250 mscf/d 이다(Fig. 4 (a)). 또한 현시점에서의 생산에 따른 생산가스오일비(producing gas oil ratio)는 약 4,500-4,700 scf/stb, 물생산비(Water cut)은 약 92-94%이다 (Fig. 4 (b)). 저류층과 유정의 정보, 저류층의 유체 및 생산자료는 Table 1과 같다. 이 저류층의 공극률과 수평 투과도는 각각 6.4 %, 0.05 md로 저투과도 치밀 저류층에 해당하며, 심도는 7,715 ft, 두께는 68 ft이며, 초기압력과 온도는 각각 3,378 psia, 206 °F에 해당한다.

3.2. 시뮬레이션 모델

전기공저펌프 및 가스리프트 인공채유법을 시뮬레이션하기 위해서 Fig. 5와 같은 현장조건을 모사하였다. 수평정과 이어진 유정으로부터 오일과 가스, 물이 생산되어 지상으로 도달하면 유체상 분리기(separator)에서 분리되어 오일과 가스는 탱크에 저장되고, 가스는 배관망을 통해서 타지역으로 공급된다. 만약 전기공저펌프가 정상적으로 작동하지 않을 경우에는 유체상 분리를 통해서 분리된 가스는 가스리프트(Gas lift)의 주입 밸브를 통과하여 생산튜빙 내부로 재주입이 가능하다. 재주입된 가스는 생산관을 통해 유동하는 오일과 함께 지상으로 다시 생산하며 순환한다. Fig. 5에서 볼 수 있듯이 전기공저펌프 상부에는 가스주입이 가능한 주입 밸브가 부착되어 있다.

3.3. 전기공저펌프 및 가스리프트 펌프 조건

전기공저펌프의 위치는 심도 7,021 ft 지점 위치하는 것으로 설정을 하였다. 사용펌프는 Reda의

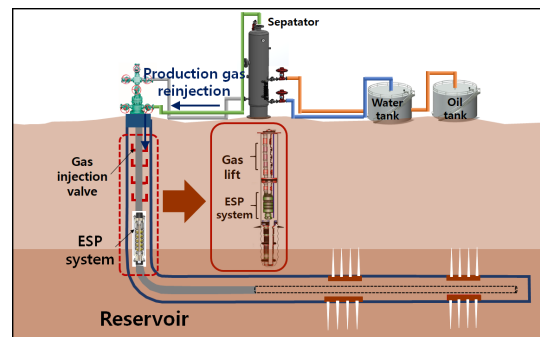


Fig. 5. Schematic diagram of ESP/Gas lift hybrid system for Sandy #3 well.

Table 2. Input data for ESP operating simulation

Properties	Values
Selected pump	Reda: H28000N
Pump depth, ft	7,021
Stage number	45
ESP speed, Hz	60
Pump efficiency, %	53.31
Pump power, Hp	7.64
Pump diameter, inch	5.63

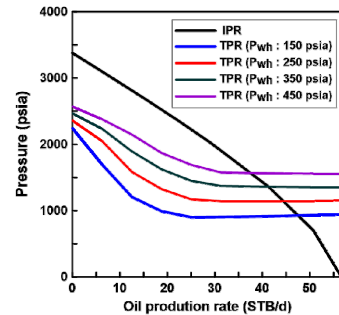
Table 3. Input data for gas lift simulation

Properties	Values
Depth of injection point, ft	2,000 / 3,000 5,000 / 6500
Gas injection rate, mmscf/d	0.2, 1.0
Surface pressure for gas injection, psia	1800
Surface temperature for gas injection, °F	180
Specific gravity of injection gas	0.65

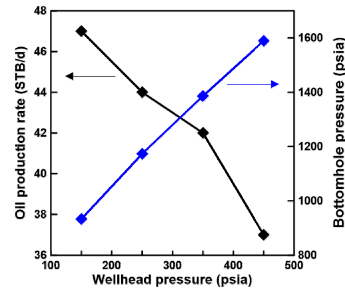
H28000N으로 직경이 5.63 인치이며, 펌프는 60 Hz의 속도로 작동하며, 지상설비 생산압력을 130 psi로 설정하였다(Table 2). 가스리프트 펌프는 심도 2,000-6,500 ft 구간에 4개 지점을 통해 가스가 주입되며, 총 가스 주입유량은 0.2 mmscf/d, 지상 주입압력은 1,800 psi 으로 설정하였다(Table 3). 이러한 시뮬레이션은 슬럼버저의 파이프심을 이용하였다. 생산정 하부(bottom-hole) 지점에서의 노달분석을 수행하였으며, IPR곡선과 TPR곡선을 통해 생산량을 예측하였다. 생산기간 동안의 유체의 유동은 정상상태로 가정하였다.

IV. 시뮬레이션 결과 및 해석

Fig. 6은 Sandy #3 유정을 대상으로 펌프의 결함(pump failure)이 발생하기 전의 전기공저펌프가 정상적으로 작동했을 때의 유정상부압력(wellhead pressure, P_{wh})에 따른 IPR(Inflow performance relationship) 곡선과 TPR(Tubing performance relationship) 곡선을 보여준다. 유정상부의 압력을 450 psia 조건으로 생산할 경우에는 오일의 생산량이 약 37 bbl/d로 공저압력(Bottomhole pressure)는 1,589 psia로 예상된다. 생산 밸브를 추가로 열어 유정상부 압력을 150 psia로 감소



(a) IPR and TPR curve



(b) Oil production rate and bottomhole pressure

Fig. 6. Production data for ESP operation at Sandy #3 well.

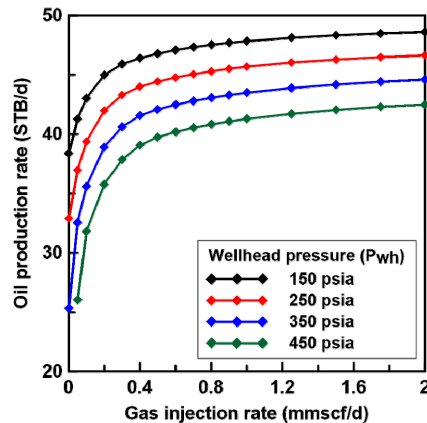
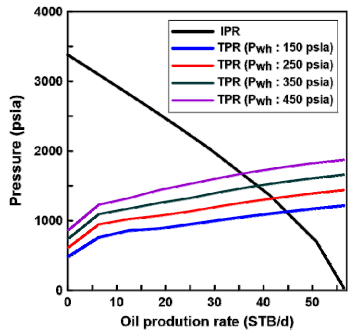


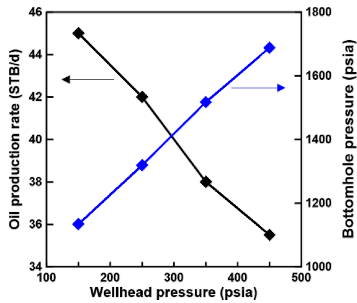
Fig. 7. Oil production rate according to gas injection rate at Sandy #3 well.

시킬 경우에는 생산량은 47 bbl/d 까지 증가하고, 생산량 증가로 인한 공저압력은 933 psia 로 감소될 것으로 예측되었다.

이번에는 펌프의 결함이 발생하여 ESP 작동이 정지되었을 때, 임시적인 조치로서 가스리프트로 전환



(a) IPR and TPR curve



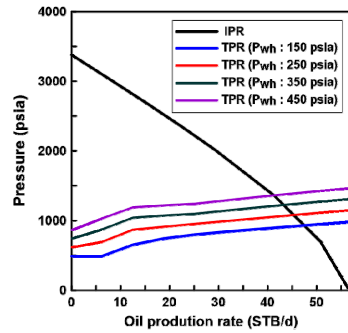
(b) Oil production rate and bottomhole pressure

Fig. 8. Production data for gas lift system (gas injection rate : 0.2 mmscf/d) at Sandy #3 well.

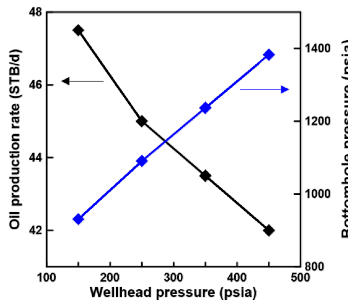
되었을 때 오일생산량 변화를 예측하기 위한 시뮬레이션을 수행하였다(Fig. 7). 그 결과 지상상부 압력이 450 psia이고, 가스주입량이 0.05 mmscf/d 일때는 약 26 bbl/d의 오일이 생산 가능할 것으로 예측되었다. 생산밸브를 추가로 열어 지상상부 압력감소 시키고, 가스주입량을 2 mmscf/d까지 증가시킬 경우에는 약 48.6 bbl/d까지 오일의 생산량이 증가될 것으로 예측되었다. 시뮬레이션 결과, 가스주입량이 1.0 mmscf/d 이상의 조건에서는 오일의 생산량 증가가 크게 나타나지 않으므로 1.0 mmscf/d의 이내로 설정하는 것이 바람직하다고 판단된다.

22년 6월 현재 유정으로부터 생산되는 가스의 생산량은 약 0.2 mmscf/d이며, 이 양을 그대로 생산튜빙으로 재주입할 경우 IPR과 TPR곡선의 결과는 Fig. 8 과 같았다. 유정상부 압력이 450 psia 조건에서의 오일 생산량은 35.5 bbl/d, 공저압력은 1,688 psia로 예측되었고, 생산밸브를 열어 유정상부 압력을 150 psia로 감소할 경우에는 오일 생산량은 45 bbl/d로 증가하고, 공저압력은 1,134 psia로 감소하는 것으로 예측되었다.

이번에는 가스의 생산량은 1.0 mmscf/d로 증가시켜 생산튜빙으로 주입할 경우의 생산량과 공저압력



(a) IPR and TPR curve



(b) Oil production rate and bottomhole pressure

Fig. 9. Production data for gas lift system (gas injection rate : 1.0 mmscf/d) at Sandy #3 well.

Table 4. Gas capacity of vertical low pressure separators [21]

Operation pressure (psig)	Gas storage capacity			
	Separator size (Diameter × Height)			
100	24 in × 5 ft	36 in × 10 ft	48 in × 10 ft	60 in × 20 ft
	1.7	5.1	13	30
	Separator size (Diameter × Height)			
150	24 in × 5 ft	36 in × 10 ft	48 in × 10 ft	60 in × 20 ft
	2.1	7.6	16	35

변화를 살펴보았다. Table 4에서 볼 수 있듯이 저압용 수직 유체상 분리기(Low pressure vertical separator)의 경우에 가스 저장용량은 최소 1.7 mmscf/d 이므로 현장에서 1.0 mmscf/d의 가스주입이 가능하다고 볼 수 있다.

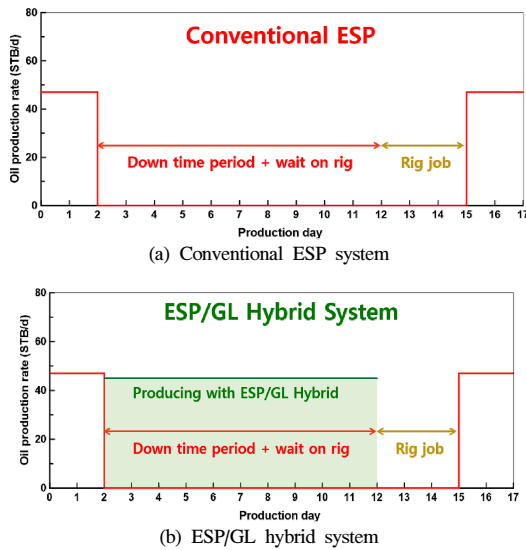


Fig. 10. Comparison of production illustration using ESP only and ESP/GL hybrid system.

시뮬레이션 결과 유정상부 압력이 450 psia 조건에서의 오일 생산량은 42 bbl/d, 공저압력은 1,382 psia로 예측되었고, 생산밸브를 열어 유정상부 압력을 150 psia로 감소할 경우에는 오일 생산량은 47.5 bbl/d로 증가하고, 공저압력은 930.8 psia로 감소하는 것으로 예측되었다(Fig. 9).

지금까지 살펴본 시뮬레이션 결과를 토대로 유정상부 압력을 150 psia, 가스주입압력을 0.2 mmscf/d 조건으로 설정하고, 전기공저펌프-고장으로 인한 생산이 중단될 것으로 예상되는 13일 중에서 10일을 가스리프트로 전환하여 생산을 한다고 가정했을 때의 경제성 평가를 수행했다(Fig. 10; Table 5). 가스리프트로 전환되어 생산하는 10일간의 시간은 고장 난 전기공저펌프를 교체하기 위해서 준비에 소요되는 기간이며, 추가적으로 소요되는 3일은 교체기간에 해당한다. 여기서 생산 중단기간으로 선정된 13일은 이전 연구에서의 현장사례를 살펴볼 때 (해상유전의 경우 3개월, 육상유전의 경우 7-75일) 합리적인 수준으로 볼 수 있다[10-12]. 현장조건에 따라서 차이는 있으나 현재 Sandy #3 인근 육상유전에서 전기공저펌프 교체를 위한 생산중단이 1-2주정도 소요되고 있는 실정이며, 해당연구와 유사한 사례인 미국 수평정 육상유전의 경우 생산중단이 약 2-4주정도 소요된 사례가 있다[22]. 또한 가스리프트 전환을 위해 추가적으로 소요되는 비용은 가스주입밸브로서 Sliding Side Door (SSD)를 사용할 수 있으며, 유사한 현장사례를 바탕

Table 5. Economic evaluation of ESP/GL hybrid system

Spending		Earning	
Item	US\$	Item	US\$
Sliding side door (SSD)	\$ 1,500	Loss saving during workover	100\$/bbl × 45bbl/day × 10 dyas = 45,000\$

으로 예상되는 비용은 1,500 US\$이다[12]. 가스주입에 사용되는 가스는 유체상분리기를 통해 지속적으로 순환되며 재생산되며, 추가적인 소요비용을 무시할 수 있다. 생산광구에 대한 운영권 및 지분거래가 활발한 미국을 기준으로 생산기간이 계약기간동안 한정되어 생산중단 없이 지속적으로 오일을 생산하는 것이 유리하다. 이러한 가정조건 및 경제성 판단의 기준은 이전 연구에 사용한 방법을 그대로 적용하였다[10]. 이러한 종합적인 사항을 고려한 경제성 평가결과 ESP만을 사용했을 경우에는 현재 유가로 (22년 6월 기준) 100\$/bbl를 가정했을 때 sand #3 유정에서만 약 45,000 US\$를 이익을 얻을 수 있으며, 순이익은 43,500 US\$로 예상된다. 따라서 Sandy #3에서 ESP와 가스리프트를 혼합 사용할 때 충분한 경제성이 있다고 판단된다.

V. 결론

본 연구에서는 전기공저펌프의 결함에 의한 생산중단을 고려하여 전기공저펌프/가스리프트 혼합 적용 시 오일 생산성을 분석하였다. 전기공저펌프/가스리프트 혼합 시스템에서 가스리프트는 전기공저펌프의 결함 발생 시 백업 리프트의 역할을 수행하였으며, 이를 통해 전기공저펌프의 단독 적용 시 발생하는 생산중단 기간 중 가스리프트로 전환하여 생산이 가능하기에 오일 생산량을 증진시킬 수 있었다. 미국 퍼미안 분지에 위치한 육상 저류층인 Sandy #3 (수평정)을 대상으로 적용한 결과 10일간 가스리프트 전환하여 sand #3 유정에 적용된다고 가정할 때 약 450 bbl (22년 6월 100\$/bbl 기준으로 43,500 US\$ 상당 순이익)을 추가생산할 수 있었다. 전기공저펌프/가스리프트 혼합 적용을 위한 설비 및 운영비용과 추가 생산 가능한 오일에 대한 경제성 분석을 통해 더욱 효과적인 혼합 시스템의 설계가 가능할 것으로 판단된다.

감사의 글

이 논문은 부경대학교 자율창의기술연구비(2020년)에 의하여 연구되었습니다. 시뮬레이션을 위한 자료를 제공하신 미국 뉴멕시코광산공과대학(New Mexico Institute of Mining and Technology)에 감사드립니다.

REFERENCES

- [1] Kolawole, O., Gamadi, T.D., and Bullaed, D., “Artificial Lift Systems Applications in Tight Formations: The State of Knowledge”, *SPE Prod. Oper.*, 35(02), 422-434, (2020)
- [2] Guo, B., Lyons, W.C., and Ghalambor, A., *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*, 1st ed., Gulf Professional Publishing, Houston, (2007)
- [3] Kim, Y.M., Shin, C.H., and Lee, J.H., “An Optimal Design of Gas Lift in Offshore Oil Reservoirs Considering Oil and Injected Gas Composition”, *KIGAS*, 22(4), 39-48, (2018)
- [4] Julian, J.Y., Patterson, J.C., Yingst, B.E., and Dinkins, W.R., “World’s Deepest Through-Tubing Electrical Submersible Pumps”, *SPE Prod. Oper.*, 26(04), 330-336, (2011)
- [5] Liu, P., Wang, Y., Yan, F., Nie, C. Ouyang, X., Xu, J., and Gong, J., “Effects of Fluid Viscosity and Two-Phase Flow on Performance of ESP”, *Energies*, 13, 5486, (2020)
- [6] Le, V., and Tran, S., “Hybrid Electrical-Submersible Pump/Gas Lift Application to Improve Heavy Oil Production: From System Design to Field Optimization” *J. Energy. Resour. Technol.*, 144(8), 1-28, (2022)
- [7] Pham, S., and Tran, D.H., “Production Optimization of a Network of Multiple Wells Each Well Using a Combination of Electrical Submersible Pump and Gas Lift” *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, 12, 631-659, (2022)
- [8] Zhao, R., Sun, Y., Zhao, H., Shi, J., Zhang, X., Wang, P., Ren, L., Wang, C., Deng, F., Chen, S., Chen, G., and Yanping, L., “System Analysis and Application of Combined System of ESP and Gas Lift” SPE 204703 presented at *the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*, November 26-27. (2021)
- [9] Tran, S.T., Vu, H.V., Le, V.M., Nguyen, T.N., Nguyen, L.H., Prajunla, P., and Dong, H.M., “Hybrid System of ESP and Gas Lift Application from Conceptual Design Pilot Test to System Analysis” SPE 184215 presented at *the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*, November 30, (2016)
- [10] Samieh, A., Kamel, I., and Metwally, A., “Intelligent Production Application {ESP/GL Hybrid System (Electro-Gas)}”, SPE 173696 presented at *the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*, November 26-27, (2014)
- [11] Santoso, B.T., Priyandoko, P., and Harahap, B., “Gas-Lift Hybrid Application in Offshore Northwest Java Production Sharing Contract”, SPE 56665 presented at *the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, October 3-6, (1999)
- [12] Prakoso, N.F., “Single String Packerless ESP GAS Lift Hybrid; Optimizing Production and Minimizing Loss”, SPE 128374 presented at *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, January 20-22, (2010)
- [13] Denney, D., “Hybrid Gas-Lift Application Offshore Northwest Java”, *J. Pet. Technol.*, 52(02), 30, (2000)
- [14] Zhu, J., and Zhang, H.Q., “A Review of Experiment and Modeling of Gas-Liquid Flow in Electrical Submersible Pumps”, *Energies*, 11(1), 180, (2018)
- [15] Pandit, A.L., Abdelaziz, I.Y.M., Khamis, M.B., Quttainah, R., and Rajan, A.A., “Economic Comparison Between ESP and Rod Pump for Same Rate Wells”, SPE 176386 presented at *the SPE/IATMI Asia Pacific Oil&Gas Conference and Exhibition*, October 20-22, (2015)
- [16] Fakher, S., Khlaifat, A., and Nameer, H., “Rigorous Review of Electrical Submersible Pump Failure Mechanisms and Their Mitigation Measures”, *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, 11(10), (2021)
- [17] Hernandez, A., *Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design and Troubleshooting*, 1st ed., Gulf Professional Publishing, Houston, (2016)
- [18] Sylvester, J.I., Nwosi, A.S., and Ehirim, E.O., “Cost Control in Offshore Oil and Gas Operations”, SPE 211950 presented at the *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*,

- August 1-3, (2022)
- [19] Guet, S., and Ooms, G., “Fluid Mechanical Aspects of the Gas-Lift Technique” *Annu. Rev. Fluid Mech.*, 38(1), 226-249, (2006)
- [20] New Mexico Tech., *PVT Analysis of Surface Sample from Sandy Federal #3 Well*, (2020)
- [21] Sivalls, C.R., *Oil and Gas Separation Design Manual*, 2nd ed., Silvalls INC., Odessa, (2009)
- [22] Kennedy, S.C., Madrazo, Z.T., Rhinehart, C., Hill, B., Grimm, C.M., and Smith, C., “New ESP Gas Separator for Slugging Horizontal Wells”, SPE 185147 presented at *the SPE Electric Submersible Pump Symposium*, April 24-28, (2017)