



해저 오일 저류층 내 오일 및 주입가스 조성에 따른 가스리프트 공법의 최적 설계

김영민 · 신창훈* · †이정환

전남대학교 에너지자원공학과, *한국가스공사 가스연구원
(2018년 6월 12일 접수, 2018년 8월 16일 수정, 2018년 8월 17일 채택)

An Optimal Design of Gas Lift in Offshore Oil Reservoirs Considering Oil and Injected Gas Composition

Young-Min Kim · Chang-Hoon Shin* · †Jeong-Hwan Lee

*Dept. of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwangju
61186, Korea*

**Gas Research Institute, Korea Gas Corporation, Ansan 15328, Korea*

(Received June 12, 2018; Revised August 16, 2018; Accepted August 17, 2018)

요약

가스리프트(gas lift) 설계 영향인자인 오일 조성 및 주입가스 조성에 따라 해저 오일 저류층(offshore oil reservoir) 내 가스리프트 최적 설계를 수행하였다. 이를 위해 오일의 API 비중에 따라 구축된 저류층 모델을 이용하여 생산 시뮬레이션을 수행하였다. 저류층의 지속적인 생산성 감소 시, 가스리프트 적용에 의한 오일 생산증진 효과가 크게 나타남을 확인하였다. 생산정 모델을 이용하여 가스리프트 반응곡선을 분석한 결과, 오일의 API 비중이 감소하고 주입가스의 비중이 증가할수록 생산량 증진에 필요한 주입 가스량이 높게 산출되었다. 다중 밸브를 이용하여 가스리프트 최적 설계를 수행하였으며, 단일 밸브 설계와 비교했을 때 가스 주입압도 감소로 인해 상대적으로 낮은 주입압력으로도 가스리프트 공법 운영이 가능하였다. 저류층 모델과 생산정 모델을 연계하여 가스리프트 적용에 따른 오일 생산증진을 분석한 결과, API 비중이 낮은 중질유 저류층에 천연가스를 주입했을 때 가스리프트에 의한 생산효율이 극대화될 수 있다.

Abstract - This study presents optimal design of gas lift considering composition of reservoir oil and injected gas which can affect gas lift performance in offshore oil reservoir. Reservoir simulation was conducted by using reservoir models which were built in accordance with API gravity of oil. The results of simulation reveal that oil production rate is considerably increased by gas lift when the reservoir productivity decrease. As a results of response curve analysis for gas lift using well models, gas injection rate to improve the production rate increases as the API gravity of oil decreases and the specific gravity of injected gas increases. The optimal design of gas lift was carried out using multiple lift valves. Consequently, gas lift can be operated at relatively low injection pressure because of decrease in injection depth in comparison to the single lift valve design. The improved oil production rates were analyzed by coupling between reservoir model and well model. As a results of the coupling, it is expected that natural gas injection in the heavy oil reservoir is the most efficient method for improving oil production by gas lift.

Key words : Gas lift, Oil composition, Injected gas composition, Offshore oil reservoir

†Corresponding author:jhwan@jnu.ac.kr

Copyright © 2018 by The Korean Institute of Gas

I. 서론

대규모 심해 유전 개발이 증가함에 따라 해저 저류층의 인공채유법(artificial lift)에 대한 연구가 가속화되고 있다. 인공채유법은 공저압력을 감소시키거나 유체유동 효율을 높이기 위해 생산정에 인공적으로 채유장치를 설치하여 저류층의 생산성(productivity)을 향상시키는 방법이다. 인공채유법 중 가스리프트는 추가설비 구축비용이 상대적으로 낮고 적용심도의 범위가 넓어 해양 유전에 대한 적용성이 매우 높다. 해양 유전의 경우, 생산처리시설이 있는 해상플랫폼의 크기가 제한적이기 때문에 추가설비 구축비용이 상대적으로 낮고, 부지 소모가 적은 가스리프트나 ESP(electrical submersible pump) 공법을 활용하는 것이 유리하다. 특히 운영 유전 인근에 불필요한 가스전이 존재한다면 가스리프트의 경제성이 높은 것으로 평가되고 있다. 가스리프트 공법은 크게 간헐적 주입법(intermittent gas lift)과 연속 주입법(continuous gas lift)으로 구분된다. 간헐적 주입법은 고압의 가스를 간헐적으로 주입함으로써 상대적으로 생산성이 낮은 유전에 집적되어 있는 유체를 제거하기 위해 주로 사용되는 공법이다. 반면에 연속 주입법은 사전에 설정된 주입 심도에 가스를 연속적으로 주입하여 공저압력을 감소시키는 공법으로, 오일 생산량 증진을 위해 주로 적용되고 있다[1].

연속 주입법을 이용한 가스리프트 설계 시, 생산정 내로 가스를 주입하는 공법의 특성상 주입가스의 종류, 주입량, 주입 심도 등의 다양한 운영조건을 고려하여 설계를 수행해야 하며, 이에 대한 연구가 일부 수행된 바 있다[2,3,4]. 선행연구에서는 주입가스 조성, 가스 주입량, 주입 압력에 대한 민감도 분석이 이루어졌으며[2], 물 생산비율(water cut), 정두 압력(wellhead pressure)에 따른 가스리프트 거동 분석이 이루어졌다[3]. 그러나 생산정에 주입된 가스는 오일 밀도와 공저압력을 감소시켜 저류층의 생산을 증진시키기 때문에 가스리프트 최적 설계를 위해서는 주입가스 조성뿐만 아니라 저류층 내 오일 조성도 함께 고려해야 한다. 또한 선행연구에서는 생산정 모델 내 유동 안정성 분석에만 국한되어 있어 가스리프트 적용에 따른 오일 생산증진 분석은 이루어지지 않았다. 이를 보완하기 위해서는 생산정 유동뿐만 아니라 저류층 내 유동도 복합적으로 고려해야 한다.

이에 본 연구에서는 오일 조성별 해저 저류층 모델을 구축하고 1차 회수에 따른 유체 생산량을 분석하고자 한다. 또한 생산정 모델을 이용하여 주입

가스 조성별 가스리프트 공법의 최적 설계를 수행하고, 저류층 모델과 생산정 모델의 연계를 통해 해저 저류층의 오일 조성과 주입가스 조성에 따른 오일 생산 증진량을 분석함으로써 가스리프트 공법의 효율성을 평가하고자 한다.

II. 이론배경

2.1. 가스리프트 생산증진 메커니즘

가스리프트는 가스를 주입함으로써 생산관 내 유체의 밀도를 감소시켜 오일 생산을 증진시키는 방법으로[5], 가스리프트가 운영될 수 있는 일반적인 조건과 적용범위는 Table 1과 같다. 가스리프트 공법은 해양 유전에 대한 적용성이 매우 높으며, 운영 가능 생산량이 10,000 STB/day에 달해 다른 인공채유법에 비해 많은 유체를 생산할 수 있다.

가스리프트를 적용하기 위해 주입된 가스는 특정 심도에 설치된 밸브를 통해 생산관 내로 주입되게 된다. 생산정 내로 가스가 유입될 경우, 주입심도 상부의 압력구배를 떨어뜨리며, 이는 공저압력 감소로 이어진다. 공저압력이 감소할 경우, 생산정 내 압력강하가 발생되고 이를 통해 오일의 생산이

Table 1. General guidelines for gas lift [6]

Typical Operating Depth	5,000 to 10,000 ft	Gas Handling	Excellent
Maximum Operating Depth	15,000 ft	Solids Handling	Good
Typical Operating Volume	100 to 10,000 STB/day	Fluid Gravity	> 15° API
Maximum Operating Volume	30,000 STB/day	Servicing	Wireline or Workover Rig
Typical Operating Temp.	100-250°F [40-120°C]	Prime Mover	Compressor
Maximum Operating Temp.	400°F [205°C]	Offshore Application	Excellent
Corrosion Handling	Good to Excellent	System Efficiency	10% - 30%

유발되거나 생산 속도를 증가시킬 수 있다. 가스리프트 밸브의 심도는 가스의 주입압력에 따라 결정되며, 높은 압력으로 가스를 주입할수록 더 깊은 심도에 밸브 설치가 가능하다. 또한 가스 주입심도가 증가할수록 더 적은 양의 가스를 이용하여 가스리프트를 설계할 수 있다.

Fig. 1은 압력구배, 생산정 심도, 주입심도에 따른 가스리프트 유정 내 압력 변화를 이론적으로 도시한 것이다. 점선으로 표기된 직선은 가스리프트 적용 전 기존의 유체 압력구배인 $(dP/dz)_b$ 를 나타내고 있으며, 그래프 상에서 저류층 압력(P_r)과 공저압력(P_{wf})이 동일하기 때문에 유정 내 압력이 현 상태를 유지할 경우, 유정에서의 오일 유동은 발생하지 않는다.

반면에 Fig. 1에 설계된 심도와 주입압력에 따라 가스리프트를 수행할 경우, 튜빙에서의 심도 대비 압력은 $(dP/dz)_a$ 와 같이 변화될 수 있다. 주입점(injection point)에서 가스가 연속적으로 주입됨에 따라 주입점 상부의 압력구배는 $(dP/dz)_a$, 주입점 하부는 기존의 압력구배인 $(dP/dz)_b$ 를 유지하게 된다. 이에 따라 공저압력과 저류층 압력간의 차이로 인해 추가적인 압력강하(drawdown)가 발생되어 생산정 내의 유체 생산을 증진시킬 수 있다. 이때 유량(Q_L)은 IPR(inflow performance relationship) 곡선과 공저압력의 교차점에 의해 도출할 수 있다. 또한 케이싱의 압력구배와 주입점 이하의 $(dP/dz)_b$ 에 대한 직선간의 교차점을 밸런스 포인트(balance point)라고 한다. 주입가스가 리프트 밸브를 지날 때 압력 손실(dP_{valve})이 발생하기 때문에 리프트 밸브는 밸런스 포인트보다 더 얕은 심도에 위치해야 한다. 여기서 심도가 0일 때 케이싱의 압력은 주입압력과 동일하며, 주입가스와 환체공간(annulus)에 따라 케이싱의 압력구배가 결정된다.

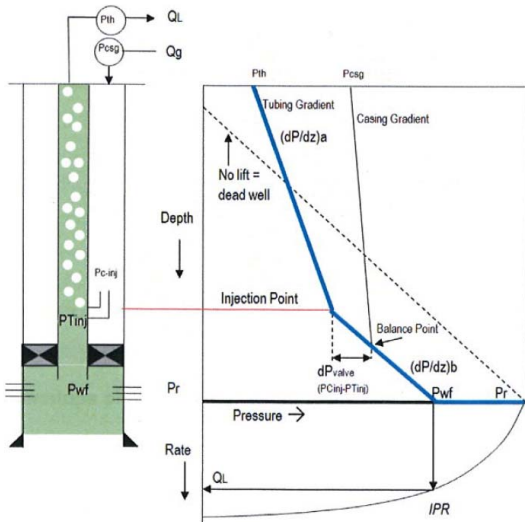


Fig. 1. Pressure profile of a gas lifted well [7].

트(balance point)라고 한다. 주입가스가 리프트 밸브를 지날 때 압력 손실(dP_{valve})이 발생하기 때문에 리프트 밸브는 밸런스 포인트보다 더 얕은 심도에 위치해야 한다. 여기서 심도가 0일 때 케이싱의 압력은 주입압력과 동일하며, 주입가스와 환체공간(annulus)에 따라 케이싱의 압력구배가 결정된다.

2.2. 가스리프트 설계

가스리프트를 설계하기 위해서는 생산정 모델링 과정이 필요하며, 해저 오일 저류층의 경우 생산정 뿐만 아니라 매니폴드(manifold)에서 해수면 플랫폼까지의 파이프라인도 고려해야 한다. 또한 생산정 모델을 이용하여 가스리프트 설계를 수행하기 위해서는 가스리프트를 수행할 최적 주입심도를 도출해야 한다. 이때 파이프라인 생산압력은 플랫폼에서 요구되는 최소 압력 이상으로 설정하며, IPO(injection pressure operated) 밸브와 PPO(production pressure operated) 밸브 중 운영방법에 따라 선택된 밸브의 개방을 위해 필요한 최소 압력차이 값 파악이 필요하다. 그리고 최대 주입가능 위치와 언로딩(unloading) 조건, 킥오프(kickoff) 압력, 저류층 압력 등을 이용하여 가스리프트 설계를 수행해야 한다.

가스 주입량 및 주입압력에 대한 최적 값을 산출하기 위해서는 저류층 및 생산현장에서 주어진 자료를 기반으로 민감도 분석을 수행해야 한다. 일반적으로 가스의 주입량이 증가할수록 공저압력이 낮아지기 때문에 오일의 생산량이 높아지지만 이에 따라 생산관 내에서 발생하는 마찰 압력구배도 증가하게 된다. Fig. 2는 가스리프트 주입 가스량에 따른 생산 유량을 나타낸 가스리프트 반응곡선이다. 주입 가스량이 증가할수록 공저압력이 낮아지기

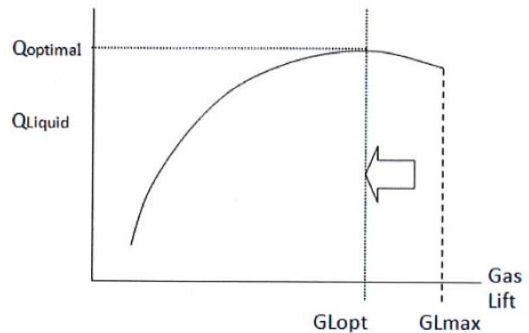


Fig. 2. Liquid production rate versus lift gas injection rate [7].

때문에 생산량이 높아지지만, 이에 따라 생산정 내에서 발생하는 마찰 압력구배도 증가하게 된다.

주입 가스량이 일정량 이상 증가하게 되면 공저 압력 변화로 인한 유량 증가와 마찰 압력구배로 인한 유량 감소가 동일해지는 점에 도달한다. 이때의 가스 주입량을 최적 가스리프트 주입량(optimal unconstrained gas lift injection rate, GL_{opt})이라고 한다. 따라서 최적 가스리프트 주입량 이상으로 주입량을 증가시킬 경우, 오일의 생산량은 오히려 감소하게 된다.

III. 저류층 및 생산정 시뮬레이션

3.1. 가스리프트 영향인자

가스리프트 공법 특성상 주입가스의 종류, 주입량, 저류층 유체 조성 등의 운영조건에 따라 가스리프트 설계 결과와 오일 생산량이 상이하다. 따라서 저류층 유체 조성과 주입가스 조성을 가스리프트 설계 영향인자로 선정하였으며, 각 설계조건에 따라 저류층 및 생산정 시뮬레이션 모델을 구축하였다.

저류층 유체 조성에 따른 가스리프트 생산증진 분석을 위해 Burke 등[8]의 실험에 사용된 오일을 활용하여 모델링을 수행하였다. 오일은 Table 1에서 나타낸 바와 같이 15 °API 이상인 조건에서 조성에 따라 경질유(light oil, OIL-1), 중(中)질유(intermediate oil, OIL-2), 중(重)질유(heavy oil, OIL-3)로 분류하였다. Table 2와 같이 OIL-1은 40.8°API로 경질유에 해당하며, 메탄(methane, C1)의 함량이 30.9%에 이르는 비교적 가벼운 오일 조성을 가지고 있다. OIL-2는 30°API로 중(中)질유이며, 메탄의 함량이 9.58%로 다소 낮고 비탄화수소인 이산화탄소(carbon dioxide, CO₂)가 6.47%로 비교적 높다. OIL-3는 메탄 함량이 가장 낮고 헵탄+(heptane+, C7+)가 66.68%로 중(重)질유에 해당한다. 유체 성분 중 C7+를 제외한 질소(nitrogen, N₂), CO₂, 메탄, 에탄(ethane, C2), 프로판(propane, C3), i-부탄(i-butane, iC4), n-부탄(n-butane, nC4), i-펜탄(i-pentane, iC5), n-펜탄(n-pentane, nC5), 헥산(hexane, C6)의 물리화학적 특성은 모두 동일하다.

또한 주입가스 조성이 가스리프트 생산증진에 미치는 영향을 분석하고자 가스 비중에 따라 천연가스(natural gas), 메탄, 에탄을 선정하였다. 천연가스의 비중은 0.64이며, 주요 조성은 메탄 93.59%, 에탄 3.75%, 프로판 0.92%이다. 또한 메탄과 에탄은 각각 C1과 C2가 100%이며, 비중은 Table 3과 같다. 주입 가스 조성에 따른 가스리프트 설계 시, 생산가스로

Table 2. Oil Properties

Comp.	Composition(%)		
	OIL-1, Base (40.8°API)	OIL-2 (30°API)	OIL-3 (24°API)
N ₂	0.2	0.05	0.51
CO ₂	5.45	6.47	1.42
C1	30.9	9.58	6.04
C2	18.04	12	7
C3	5.45	6.83	6.86
iC4	1.11	0.87	0.83
nC4	2.56	3.78	3.35
iC5	0.38	1.42	0.7
nC5	2.18	2.62	3.46
C6	1.93	4.95	3.16
C7+ (MW)	31.8 (197)	51.43 (271)	66.68 (281)

Table 3. Gas Properties

Gas type	Specific gravity
Natural Gas, Base	0.64
Methane(C1 100%)	0.55
Ethane(C2 100%)	1.04

부터 메탄과 에탄의 분리공정에 대해서는 고려하지 않았다.

3.2. 해저 저류층 생산 시뮬레이션

본 연구에서는 Schlumberger사의 다성분 시뮬레이터인 ECLIPSE 300을 이용하여 배사구조를 갖는 해저 오일 저류층 모델을 구성하였다. Fig. 3은 저류층 모델을 도시한 것이며, 저류층 모델 특성은 Table 4와 같다. Fig. 3에서 생산정이 위치한 중앙 영역은 오일층이며, 주변 영역은 대수층을 의미한다. 해저면으로부터 저류층 상단부까지의 심도는 약 7,500 ft이며, 저류층 하부까지의 심도는 8,020 ft이다. 저류층의 공극률은 19%이며, 수평 투과도와

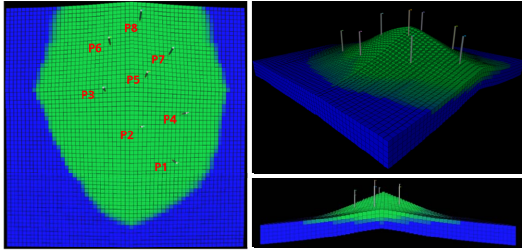


Fig. 3. Oil reservoir model.

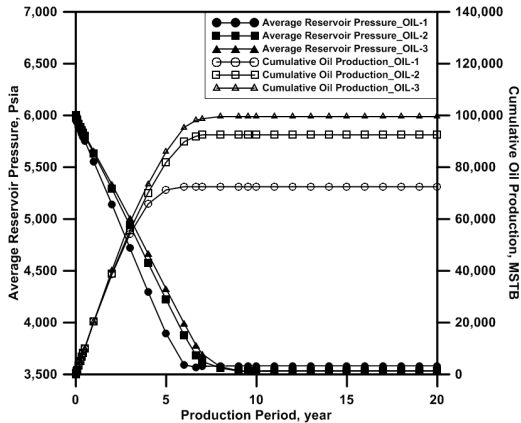


Fig. 4. Cumulative oil production and average reservoir pressure.

수직 투과도는 각각 300 md, 80 md로 설정하였다. 그리고 Fig. 3과 같이 총 8개의 생산정을 설치하고, 생산정의 최대 오일 생산량 평균값은 7,000 STB/day, 최저 공저압력은 3,500 psi로 설정하여 시뮬레이션을 수행하였다. 이때 OIL-1 저류층을 기본 모델로 설정하였으며, Table 2에서 주어진 오일 조성별 저류층을 구성하고 동일 기간 시뮬레이션을 수행하여 생산 결과를 비교 분석하였다.

Fig. 4는 20년간 오일 조성별 저류층의 누적 오일 생산량과 저류층 평균압력을 도시한 것이다. OIL-1 저류층의 누적 오일 생산량은 72,463 MSTB 이었으며, OIL-2와 OIL-3의 누적 오일 생산량은 각각 92,505 MSTB, 99,564 MSTB로 분석되었다. 따라서 저류층 오일의 API 비중이 낮을수록 생산 가능 기간과 누적 오일 생산량이 증가하는 것으로 나타났다. 반면에 오일의 API 비중이 높을수록 구성성분 중 C1과 C2와 같은 가벼운 성분들의 비율이 높아 가스-오일 생산비(Gas to Oil Ratio; GOR)가 증가하는 결과를 보였다.

Table 4. Reservoir properties

Parameter	Values
Dimension	60(X)×60(Y)×5(Z)
Grid Size, ft	260(X)×260(Y)×50(Z)
Depth(Top), ft	7,500
Thickness, ft	500
Oil-Water Contact, ft	8,020
Porosity, %	19
Vertical Permeability, md	300
Horizontal Permeability, md	80
Initial Pressure, psi	6,000
Number of Well	8
Avg. Max. Oil Production in Well, STB/day	7,000
Min. Bottomhole Pressure, psi	3,500
Oil Composition	OIL-1, OIL-2, OIL-3

또한 저류층 평균압력은 생산개시 후 OIL-1의 경우 6년, OIL-2의 경우 7.3년, OIL-3의 경우 7.8년까지 지속적으로 감소하였다. 이 시점 이후로 공저압력이 생산 제한조건인 3,500 psia에 도달하여 각 저류층의 유체 생산이 현저하게 감소하였다. 이러한 조건에서 저류층을 운영할 경우, 생산정을 통해 유체를 생산시킬 수 있는 충분한 포텐셜을 갖지 못하기 때문에 추가적인 유체 회수를 기대하기 어렵다. 따라서 공저압력을 낮출 수 있는 인공채유법을 통해 생산량을 증진시켜야 하며, 특히 해저 오일 저류층임을 고려하면 가스리프트의 적용 가능성이 높음을 알 수 있다.

3.3. 생산정 모델을 이용한 가스리프트 최적 설계

가스리프트 반응 분석을 위한 생산정 모델은 Schlumberger사의 PIPESIM 시뮬레이터를 이용하여 구축하였다. 해저 저류층임을 고려하여 생산정, 매니폴드, 파이프라인, 라이저(riser)를 포함하여 생산 플랫폼으로 연결되도록 생산정 모델을 구성하였다. Fig. 5는 모델링된 유정의 구조를 나타낸 것이며, 모델 물성은 Table 5와 같다.

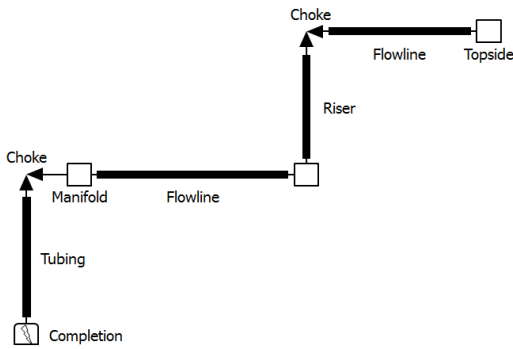


Fig. 5. Schematic diagram of well model.

Table 5. Well and pipeline properties

Parameter	Values
Tubing ID, inch	3.658
Casing ID, inch	6.184
Tubing TVD, ft	7,800(P1), 7,740(P4), 7,720(P7), 7,720(P8)
Bottomhole Temperature, °F	175
Flowline Length, ft	42,240
Riser Elevation, ft	3,280
Outlet Pressure, psi	200
Surface Temperature, °F	60

OIL-1, OIL-2, OIL-3 저류층에 관계없이 전체 생산정 구조는 동일하나 유정으로 유입되는 유체 조건, 즉 물 생산비율과 GOR은 유정 폐쇄시점에서의 값을 적용하였다. 또한 각 생산정의 완결층 심도를 고려하여 생산정 길이를 설정하였다. 이 때 생산정의 GOR이 높을 경우, 가스리프트 적용에 따른 공저압력 변화가 크지 않기 때문에 가스리프트 적용성이 낮다. 또한 생산성이 높은 유정에서는 별도의 인공 채유법을 적용해야 할 필요성이 낮다. 따라서 저류층 구조의 영향을 받아 생산성이 낮은 P1, P4, P7, P8 생산정에 대해 가스리프트 설계를 수행하였다.

가스리프트 공법에 의한 생산량 변화는 가스 주입량 및 주입압력에 따른 가스리프트 반응곡선을 통해 파악할 수 있다. OIL-1 저류층 P1 생산정에 천연가스를 주입하였을 경우의 가스리프트 반응곡

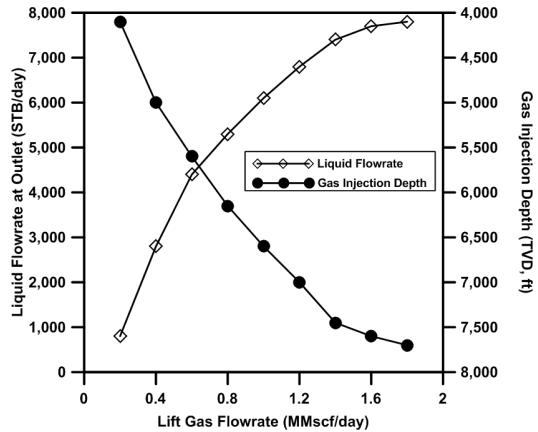


Fig. 6. Gas lift response curve for P1 well in OIL-1 reservoir.

선을 산출하기 위해 주입 가스량 범위와 주입압력을 각각 0.2~1.8 MMscf/day, 800 psia로 설정하여 분석을 수행하였다. 이때, 플랫폼 생산압력은 200 psia, 최대 주입가능 심도는 튜빙심도와 동일하게 설정하였다. 그리고 가스리프트를 통한 목표 생산량은 저류층 모델에서 설정한 최대 오일 생산량과 같이 6,800 STB/day로 설계하였다.

Fig. 6은 단일밸브를 이용한 가스리프트 반응곡선을 나타낸다. 그림을 통해 목표 생산량 달성에 필요한 가스 주입량은 약 1.2 MMscf/day임을 알 수 있다. 또한 가스 주입심도는 약 7,000 ft로 확인되었으며, 해당 조건에서의 최대 주입심도 분석결과도 동일하였다.

OIL-1 저류층의 P4, P7, P8 생산정별 목표 생산량 도달을 위한 가스 주입량 및 주입압력은 Table 6과 같다. OIL-1 저류층에서 모든 생산정의 주입압력은 800 psi로 동일하지만 P4, P7, P8 생산정에 비해 P1 생산정의 GOR이 상대적으로 높아 목표 생산량이 가장 낮음에도 불구하고 생산량 증진에 필요한 주입 가스량이 높게 산출되었다. OIL-2와 OIL-3의 각 생산정에 천연가스 주입을 통한 가스리프트 반응곡선 분석 결과, 목표 생산량이 동일함에도 불구하고 OIL-1에 비해 OIL-3에서 더 높은 주입 가스량과 주입압력이 요구됨을 확인하였다. 따라서 저류층 유체의 API 비중이 감소할수록 밀도가 증가하며, 유체 밀도를 감소시키기 위해서는 많은 양의 가스가 높은 압력으로 주입되어야 한다.

OIL-1 저류층에 메탄과 에탄 주입 시, 플랫폼 생산압력, 주입심도, 목표 생산량은 천연가스 주입조건과 동일하며, 각각 설정된 주입 가스량과 압력

Table 6. Results of gas lift response curve according to oil composition in case of natural gas injection

Well No.	Target Liquid Prod. Rate, STB/day	OIL-1		OIL-2		OIL-3	
		Inj. Surface Pressure, psia	Inj. Gas Rate, MMscf/day	Inj. Surface Pressure, psia	Inj. Gas Rate, MMscf/day	Inj. Surface Pressure, psia	Inj. Gas Rate, MMscf/day
P1	6,800	800	1.2	1,000	2.5	1,000	2.5
P4	7,200	800	0.5	1,200	2	1,500	2
P7	7,200	800	0.5	1,200	1.5	1,500	2
P8	7,000	800	0.45	1,200	1.5	1,400	2.5

Table 7. Results of gas lift response curve according to injected gas composition in case of OIL-1 reservoir

Well No.	Target Liquid Prod. Rate, STB/day	Natural Gas		Methane		Ethane	
		Inj. Surface Pressure, psia	Inj. Gas Rate, MMscf/day	Inj. Surface Pressure, psia	Inj. Gas Rate, MMscf/day	Inj. Surface Pressure, psia	Inj. Gas Rate, MMscf/day
P1	6,800	800	1.2	1,000	1	800	1.9
P4	7,200	800	0.5	1,000	0.4	800	0.7
P7	7,200	800	0.5	1,000	0.4	800	0.7
P8	7,000	800	0.45	1,000	0.4	800	0.6

범위에 따라 생산정별 가스리프트 반응곡선을 분석하였다(Table 7). 분석 결과, 주입가스의 비중이 증가할수록 혼합 유체 밀도를 감소시키는데 필요한 가스량이 비례적으로 증가하는 것으로 나타났다. 생산정별로 살펴보면 주입가스의 종류에 관계없이 GOR이 높은 P1 생산정의 주입 가스량이 가장 많다. 특히 에탄의 경우, 메탄에 비해 약 2배의 가스량이 필요함을 확인하였다.

Table 6과 Table 7의 가스리프트 반응곡선은 단일밸브 즉, 하나의 주입점만을 고려하여 가스리프트 주입량과 주입압력을 산출한 결과이다. 하지만 단일밸브만을 이용해서는 초기에 생산정 전체의 유체를 정두로 상승시키기 어렵기 때문에 여러 주입점을 통해 가스를 주입해야 한다. 이와 같이 다중밸브를 이용하게 되면 가스리프트 공법에 필요한 가스 주입량이나 주입압력을 감소시켜 경제적인 공법 운영이 가능하다. 다중밸브 가스리프트 설계에 필요한 자료 중 가스 주입량 및 주입압력은

가스리프트 반응곡선 산출 결과를 통해 취득할 수 있다. 이 밖에 키포프 압력은 주입압력을 고려하여 설정할 수 있으며, 최소 밸브 간격은 언로딩 압력 구배와 가스리프트 밸브 개방에 필요한 최소 압력 차이 값을 통해 계산할 수 있다. 이러한 입력자료를 바탕으로 가스리프트 밸브 수와 설치 지점, 포트 크기(port size), 주입점별 주입량 등을 분석하여 가스리프트 최적 설계를 수행할 수 있다.

Fig. 7은 OIL-1 저류층 P1 생산정에 천연가스를 주입하였을 경우의 가스리프트 최적 설계 결과를 도시한 것이다. 이때, 주입압력에 의해 주입심도를 결정하고, 밸브 개폐를 조절할 수 있도록 가스리프트 밸브는 IPO 밸브로 선택하였다. 키포프 압력은 가스 주입압력을 고려하여 1,000 psi로 설정하고, 최소 밸브 간격은 322.6 ft임을 고려하여 다중밸브 가스리프트 최적 설계를 수행하였다.

가스리프트 최적 설계를 통해 P1 생산정에는 총 6개의 가스리프트 밸브가 설치되었으며, 밸브의 포트

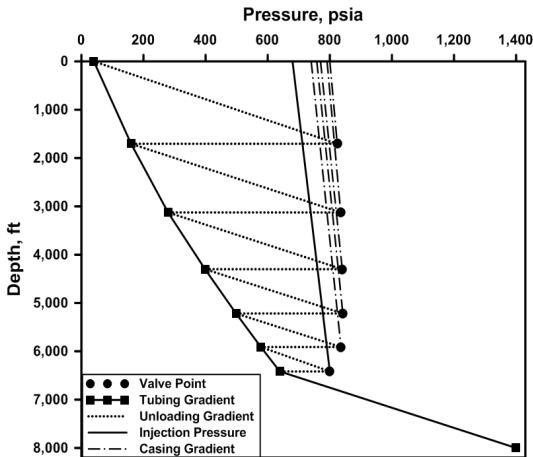


Fig. 7. Results of gas lift optimization for PI well in OIL-1 reservoir.

크기는 1/8~5/16 inch 범위로 설계되었다. 가스리프트 밸브는 1,704 ft에서 6,417 ft 사이에 설치되어, 단일밸브를 이용했을 때보다 가스 주입심도가 감소하였다. 가스 주입량은 1.2 MMscf/day로 가스리프트 반응곡선 분석결과와 동일했으나, 주입압력은 680 psi로 단일밸브 가스리프트에 비해 약 120 psi 감소하였다. 따라서 다중밸브를 이용할 경우, 가스리프트 공법 운영에 필요한 주입압력이 감소됨을 알 수 있다.

Fig. 7과 동일한 방법으로 저류층 오일 조성에 따른 다중밸브 가스리프트 설계 결과, 4~6개 위치에 가스리프트 밸브가 설치되었다. 이때 밸브의 포트 크기는 1/8~1/2 inch이었으며, 가스리프트 주입량이 높을수록 밸브 포트 크기가 증가하는 경향을 나타내었다. 주입가스 종류에 따른 설계 결과, 가스리프트 밸브 수 범위는 오일 조성별 결과와 동일했으나, 밸브의 포트 크기는 1/8~5/16 inch로 확인되었다. 따라서 주입 가스량이 감소할 경우 가스리프트 밸브 포트 크기도 감소하는 것을 알 수 있다. 또한 다중밸브 설치 시, 최대 가스 주입심도가 감소하여 지표에서의 가스 주입압력이 단일밸브를 설치했을 때의 압력보다 낮게 산출되었다.

IV. 가스리프트 적용에 따른 오일 생산증진

가스리프트 적용에 따른 오일 생산 증진량을 분석하기 위해서는 저류층 모델과 생산정 모델의 연계가 필요하다. 저류층 시뮬레이션은 저류층에서

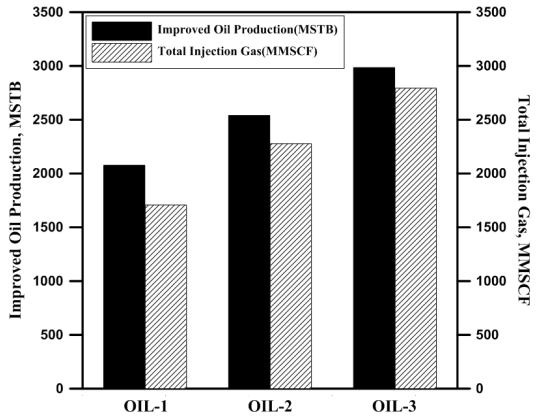


Fig. 8. Improved oil production in accordance with oil composition.

Table 8. Cumulative oil production by gas lift in accordance with oil composition

Type	Artificial Lift Period, year	Total Injection Gas, MMscf	Cumulative Production, MSTB	Improved Oil Production, MSTB
OIL-1	2.41	1,708	74,539	2,076
OIL-2	2.98	2,278	95,045	2,540
OIL-3	3.52	2,794	102,549	2,985

공저로의 유입거동을 분석할 수 있으며, 생산정 시뮬레이션은 공저에서 정두로의 유체거동을 분석할 수 있다. 따라서 생산정 조건에 따라 계산된 공저압력을 저류층 시뮬레이션에 반영하면 두 모델의 연계가 가능하다. 이때, 생산정 조건에 따라 계산된 공저압력은 수직거동관계(vertical flow performance)로 나타낼 수 있다. 수직거동관계 산출에 필요한 자료는 유체 생산량, 정두압력, 가스-오일 생산비, 물 생산비율, 주입 가스량 등이다. 가스리프트 최적 설계 결과를 바탕으로 각 입력 자료의 범위를 설정하여 수직거동관계를 도출하였다. 그리고 이를 저류층 시뮬레이션에 적용하여 가스리프트에 의한 오일 생산 증진 분석을 수행하였다.

Table 8과 Fig. 8은 OIL-1, OIL-2, OIL-3 저류층에 천연가스 주입을 통해 가스리프트를 적용했을 때 증가된 오일 생산량을 나타낸다. OIL-1 저류층의 경우, 생산개시 후 약 6년이 지난 시점부터 약

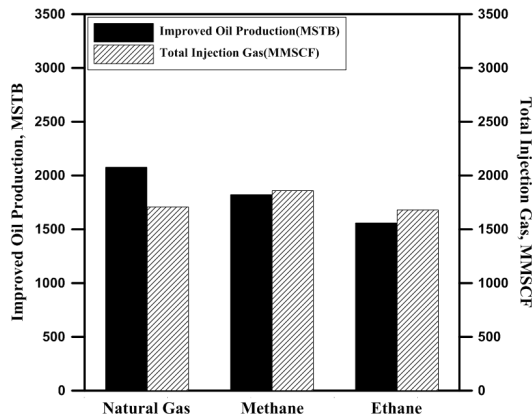


Fig. 9. Improved oil production in accordance with injected gas composition.

Table 9. Cumulative oil production by gas lift in accordance with injected gas composition

Type	Artificial Lift Period, year	Total Injection Gas, MMscf	Cumulative Production, MSTB	Improved Oil Production, MSTB
Natural Gas	2.41	1,708	74,539	2,076
Methane	2.59	1,859	74,284	1,821
Ethane	2.32	1,680	74,021	1,558

2.4년 동안 가스리프트가 적용되어 2,076 MSTB의 오일이 추가로 생산되었다. 이를 통해 공저압력이 생산 제한조건에 가까워졌을 때부터 가스리프트가 적용되는 것을 확인하였다. OIL-2 저류층과 OIL-3 저류층은 각각 3년과 3.5년 동안 가스리프트가 적용되어 각각 2,540 MSTB, 2,985 MSTB만큼 오일 생산증진이 발생하였다. 따라서 API 비중이 낮을수록 가스리프트 적용기간과 오일 생산량이 증가하였으며, 누적 주입 가스량도 증가하였다. 그 결과, API 비중이 낮은 OIL-3 저류층의 생산 증진량이 기존 누적 생산량 대비 약 3%로 가장 높게 발생하였다.

Table 9와 Fig. 9는 OIL-1 저류층을 대상으로 주입가스 조성에 따른 가스리프트 오일 생산 증진량을 나타낸 것이다. 주입가스 조성에 따른 오일 생산증진 분석 결과, 평균적으로 약 2.5년 동안 가스

리프트가 적용되었다. 비중이 높은 에탄을 주입했을 때 가스리프트 적용기간이 가장 짧았으며, 가스리프트 적용기간에 주입된 누적 가스량(total injection gas) 또한 낮게 산출되었다. 이에 따라 오일 생산량도 가장 적게 증진되었음을 확인하였다. 비중이 낮은 메탄을 주입했을 때 가스리프트의 적용기간이 가장 길었으며, 누적 주입 가스량도 가장 높게 산출되었다. 누적 오일 생산량도 1,821 MSTB로 에탄에 비해 약 263 MSTB가 증가하였다. 반면에 가스리프트 적용기간 대비 오일 생산량을 비교했을 때, 가장 높은 효율을 나타낸 것은 천연가스로 확인되었다. 천연가스 주입 시, 메탄 주입에 비해 저류층 상부에 위치한 P7 생산정의 오일 생산량과 생산기간이 증가하였으며 주변 생산정에도 영향을 미쳐 누적 오일 생산량이 2,076 MSTB 증가하였다. 또한 가스리프트 미적용 저류층 대비 누적 생산 증진율도 천연가스를 주입했을 때 2.7%로 가장 높았으며, 메탄과 에탄이 각각 2.5%, 2.2%로 확인되었다. 가스리프트 적용에 따른 오일 생산량 분석 결과, API 비중이 낮은 저류층에 천연가스와 유사한 비중의 가스를 주입할 때 가스리프트를 통한 오일 생산 증진량이 극대화될 수 있다.

VI. 결론

본 연구에서는 해저 저류층의 오일 조성과 가스리프트 주입가스 조성을 고려하여 가스리프트 설계를 수행하고, 저류층 모델과 생산정 모델을 연계하여 가스리프트 적용에 따른 저류층 오일 생산 증진량을 분석하였다. 연구를 통해 도출된 결론은 다음과 같다.

(1) 저류층 오일 조성에 따라 생산특성을 분석한 결과, API 비중이 낮을수록 생산기간과 누적 오일 생산량이 증가함을 확인하였다. 이때 최소 6년에서 최대 7.8년까지 저류층 압력이 지속적으로 감소하였으며, 이 후 시점부터 공저압력이 생산 제한조건에 도달하여 유체 생산량이 급감하였다. 이를 통해 오일 조성과 관계없이 가스리프트의 적용 가능성이 높음을 확인하였다.

(2) 가스리프트 반응곡선 분석 결과, 저류층 유체의 API 비중이 감소할수록 유체 밀도를 감소시키기 위해 필요한 가스량과 주입압력이 높게 산출되었다. 또한 주입가스의 비중이 증가할수록 혼합 유체 밀도를 감소시키는데 필요한 가스량이 비례적으로 증가하였다.

(3) 다중밸브를 이용한 가스리프트 최적 설계를

통해 주입지점별 가스 주입량과 주입압력을 분석하였다. 단일밸브 결과와 비교했을 때, 가스 주입심도와 주입압력이 감소함을 확인하였다.

(4) 저류층 모델과 생산정 모델 연계를 통해 가스리프트 적용에 따른 오일 생산증진 효율을 분석하였다. 그 결과, API 비중이 낮을수록 가스리프트 적용기간과 오일 생산량이 증가하였으며, 천연가스 주입 시 가스리프트에 의한 생산효율이 가장 크게 나타났다.

감사의 글

본 연구는 2017년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20172510102150).

REFERENCES

- [1] Jung, S.Y., Lim, J.S. "Optimization of Gas Lift Allocation for Improved Oil Production under Facilities Constraints", *Geosystem Engineering*, 19(1), pp. 39-47, (2016)
- [2] Maijoni, A., Hamouda, A.A. "Effect of Gas Lift Gas Composition on Production Stability/Instability by Dynamic and Steady State Simulation for Continues Gas Lift Injection Mode", *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 1-16, (2011)
- [3] Shedid, S.A., Yakoot, M.S. "Simulation Study of Technical and Feasible Gas Lift Performance", *International Journal of Petroleum Science and Technology*, 10(1), pp. 21-44, (2016)
- [4] Souza, J.N.M., Medeiros, J.L., Costa, A.H.L., and Nunes, G.C. "Modeling, Simulation and Optimization of Continuous Gas Lift Systems for Deepwater Offshore Petroleum Production", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(3-4), pp. 277-289, (2010)
- [5] Clegg, J.D., Bucaram, S.M., and Heln Jr.N.W. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-lift Methods," *Journal of Petroleum Technology*, 45(12), pp. 1128-1167, (1993)
- [6] Weatherford. *Artificial Lift Methods Lecture 3: Artificial Lift*, Unpublished presentation, (2005)
- [7] Schlumberger. *PIPESIM Artificial Lift Design and Optimization*, Schlumberger, (2013)
- [8] Burke, N.E., Hobbs, R.E., and Kashou, S.F., "Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation", *Journal of Petroleum Technology*, 42(11), pp. 1440-1446, (1990)