

## 유동안정성과 생산량을 고려한 2단 생산튜빙 디자인

김성일<sup>1</sup> · 조경남<sup>2</sup> · 최종근<sup>†</sup>

(원고접수일 : 2013년 4월 17일, 원고수정일 : 2013년 6월 5일, 심사완료일 : 2013년 7월 11일)

### Tapered production tubing design considering flow stability and production rate

Sung-Il Kim<sup>1</sup> · Gyung-Nam Jo<sup>2</sup> · Jonggeun Choe<sup>†</sup>

**요약:** 생산량 증대를 위한 방법으로 다른 두 내경의 2단 튜빙을 이용한 기법이 제안되고 있다. 본 연구에서는 다양한 2단 튜빙조합을 고려하여 각 목적에 부합하는 조합들을 제시하였다. 기존연구에서 고려한 생산량뿐만 아니라 유동안정성을 확보하는 결과를 제시하였다. 유동안정성은 tubing pressure traverse, 액체부피비, 운영조건 안정성을 통해 분석되었다.

본 연구에서 분석한 가상유전의 경우 순현재가치가 가장 큰 2단 튜빙은 하단이 4.5 in 내경에 길이가 2000 ft이며 상단은 5.5 in 내경에 길이가 8000 ft인 조합이다. 2단 튜빙간 마찰압력손실 차이는 크지 않았기 때문에 단일튜빙과 비교했을 때보다 다양한 조합이 가능하였다. 튜빙하단에선 liquid loading을 방지하기 위해 작은 액체부피비를 유지하는 것이 중요한데, 이는 2단 튜빙 하단에서 작은 내경을 사용함으로써 가능하였다. 생산운영의 분석결과로부터 다양한 튜빙 디자인이 가능함을 확인하였다.

**주제어:** 2단 튜빙, 튜빙조합, 유동안정성, 액체부피비, 마찰압력손실

**Abstract:** A tapered production tubing with two different inner diameters has been suggested to increase production rates. In this research, various tapered tubing combinations are taken into account and possible tubing combinations are proposed to satisfy each objective. In previous studies, production enhancement was the main goal. However, this research also considers flow stability by analyzing tubing pressure traverse, liquid holdup, and operating conditions.

For a reservoir assumed in this research, a tapered tubing of, 4.5 inch inner diameter(ID) and 2000 ft in length in the lower part and 5.5 inch ID and 8000 ft in the upper part, shows the highest net present value. Compared to a mono tubing, tapered tubings enable various tubing designs because they have smaller differences in frictional pressure loss. It is important to maintain low liquid holdup to prevent liquid loading. Smaller ID of tapered tubing in the lower part enables to achieve the object. In conclusion, it is identified that various tubing designs are achievable from the analyses of overall production operations depending on purposes specified.

**Keywords:** Tapered tubing, Tubing combinations, Flow stability, Liquid holdup, Frictional pressure loss

<sup>†</sup>Corresponding Author: Department of Energy Resources Engineering, Seoul National University, Gwanak-ro 1, Gwanak-gu, Seoul 151-744, Korea, E-mail: johnchoe@snu.ac.kr, Tel: 02-880-8081

1 Department of Energy Systems Engineering, Seoul National University, E-mail: rhfuakdgofk@snu.ac.kr, Tel: 02-880-1497

2 DSME, E-mail: oceanpow@dsme.co.kr, Tel: 02-2129-3622

## 1. 서론

해저 생산처리기술은 최근 심해저 유/가스전 개발의 핵심요소로 부각되고 있다. 고도의 해저 생산처리기술을 이용하면 해저 유정에서 직접 전처리하여 원유나 가스를 생산하므로 생산량과 회수율을 동시에 증가시킬 수 있다. 또한 이를 통해 기술적 또는 경제적 한계로 생산하기 어려웠던 유전의 개발도 기대할 수 있다.

이런 추세에 부합하여 석유공학에서는 누적생산량이나 초기생산량을 증대시키는 방법이 시도되고 있다. 그 중 하나가 상단과 하단의 내경이 다른 2단 생산튜빙을 사용하는 것이다. 전통적인 석유생산방식에선 내경이 일정한 단일튜빙을 사용했지만 최근에는 효과적인 석유회수를 위해 2단 튜빙을 사용하고 있다.

초기 2단 튜빙은 다양한 이유로 사용되었지만 최근에는 생산량 증대 목적에 초점을 맞춘 2단 튜빙이 제시되었다[1][2]. 2단 튜빙기법은 하단의 작은 내경과 상단의 큰 내경으로 구성된 튜빙을 사용함으로써 유속을 증대시킬 수 있다. 적용결과로 단일튜빙을 쓸 때보다 더 큰 순현재가치(net present value, NPV)를 얻을 수 있다.

Affanaambomo는 하나의 튜빙을 기준으로 절반 윗부분의 내경을 증가시킬 때 드는 비용과 생산속도 증대를 모두 고려하였다[1]. 하지만 2단 튜빙에서 내경이 바뀌는 지점을 튜빙 중간지점으로 고정시켰다는 한계가 있다.

Awal과 Heinze는 2단 튜빙에서 내경 변경지점을 바꾸면서 생산량을 최적화하여 Affanaambomo 연구의 한계를 개선하였다[2]. 그 과정은 Figure 1을 통해 알 수 있다. 단일튜빙의 내경을 점점 증가시키면서 생산량 추이를 분석한다. 각 튜빙의 생산량은 검은 점으로 표시되어 있듯이  $a < c < b$  순이다. 그 중 가장 큰 생산량을 보이는 내경(b)과 바로 그 다음 내경(c)을 선정하여 둘 중 작은 것은 하단으로 큰 것은 상단의 내경으로 하는 2단 튜빙(b, c)을 결정한다. 내경 변경지점을 바꾸면서 가장 큰 생산량을 보이는 경우를 찾는다. 이렇게 정해진 2단 튜빙은 작은 내경이나 큰 내경을 각각의 내경으로 갖는 단일튜빙과 비교했을 때 더 큰 생

산량을 보였다.

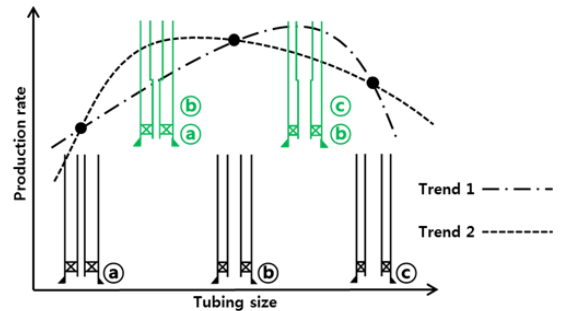


Figure 1: Production trends of mono tubings with different inner diameter

하지만 언급한 두 연구는 다음과 같은 한계가 있다. Affanaambomo[1]의 경우 단일튜빙에 비해 2단 튜빙이 갖는 유체거동의 특성에 대한 고려가 부족하다. 튜빙 크기와 유량에 따른 관내 손실압력의 변화 양상은 유체거동 특성 중 하나다. 또한 Awal과 Heinze[2]의 연구는 2단 튜빙을 하나의 조합에서만 고려했다는 한계가 있다. Figure 1을 통해 기존연구의 한계를 확인할 수 있다. Figure 1의 trend 1과 2는 단일튜빙 직경에 따른 생산량의 경향이다. 만일 trend 1이라면 두 번째와 세 번째 내경조합(b, c)에서 최적화된 생산량을 얻는다. 하지만 trend 2라면 첫 번째와 두 번째 조합(a, b)에서 최적화가 될 것이다. 또한 생산전반에 걸쳐 중요한 관내 다상거동에 따른 운영조건의 안정성에 대한 고려가 없었다.

공저유동압력(flowing bottom hole pressure, FBHP)과 유량은 IPR(inflow performance relationship)과 TPR(tubing performance relationship)이 만나는 운영조건에서 결정된다(Figure 2). IPR은 저류층에서 공저로 흘러 들어오는 유량과 FBHP 간의 관계이고 TPR은 공저에서 유정상단으로 흘러나가는 유량과 FBHP 간의 관계이다. 저류층에서 유정으로 유입된 유체는 유정을 통해 생산되어야 하기 때문에 두 곡선이 만나는 지점이 운영조건이 된다.

본 연구에서는 생산전반에 걸쳐 운영조건의 안정성이 확보되는 조건 하에 2단 튜빙의 생산거동

을 분석하고자 한다. 순현재가치, 마찰압력손실, 액체부피비(liquid holdup)를 고려하여 생산안정성을 도모하면서 단일튜빙보다 향상된 생산성을 갖는 여러 튜빙조합을 제시하고자 한다.

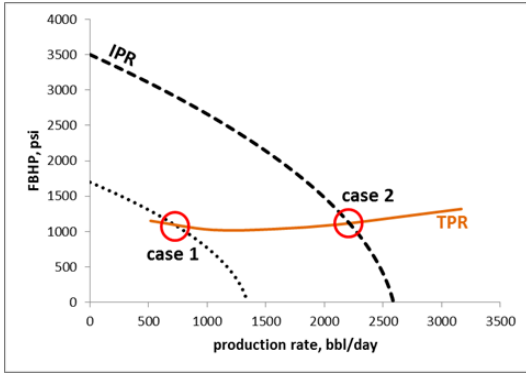


Figure 2: Stability of operating points by IPR and TPR

## 2. 저류층 정보와 튜빙조합

저류층에서 유정으로 들어오는 유량은 저류층 압력과 공저유동압력의 차이가 클수록 증가한다. 반대로 압력차이가 작으면 유량은 작아진다. 압력과 유량의 관계는 저류층의 유체거동이 유사정상 상태일 때 식 (1)로 표현된다.

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)} \quad (1)$$

$q$ 는 생산량(STB/day),  $\bar{p}$ 는 저류층 압력(psi),  $p_{wf}$ 는 공저유동압력(psi),  $k$ 는 수평유체투과율(md),  $h$ 는 저류층두께(ft),  $B_o$ 는 석유용적계수(rb/STB),  $\mu_o$ 는 점성도(cp),  $r_e$ 는 배수구역의 반지름(ft),  $r_w$ 는 유정 반지름(ft),  $S$ 는 유체투과율감소인자이다.

Table 1과 같은 저류층과 유체 정보를 알면 식 (1)을 통해 유량을 계산할 수 있다. 초기 저류층 압력은 6500 psi이며 생산이 중단되는 생산종료압력은 3500 psi이다. 저류층조건에서 저류층 압력과 기포점압력이 6500 psi로 같기 때문에 식 (2)의 보겔방정식을 적용하였다. 보겔방정식은 액체와 기

체의 2상 유동에서 IPR을 모델링할 수 있는 대표적인 방정식이다.

$$q = q_{\max} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{p} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p} \right)^2 \right] \quad (2)$$

여기서  $q_{\max}$ 는 공저압력이 0일 때 발생하는 최대 생산유량(STB/day)이며 이를 구하면  $p_{wf}$ 와  $q$ 의 관계를 통해 IPR을 계산할 수 있다.

Table 1: Reservoir and fluid properties used to calculate IPR

(a) Reservoir properties

IPR conditions (Vogel's equation)	
Reservoir pressure, psi	6,500
Bubble point pressure, psi	6,500
Viscosity, cp	1.5
Skin factor, unitless	0
Pay zone thickness, ft	50
Horizontal permeability, md	50
Drainage area, ft	2,980
Wellbore, ft	0.75
Productivity index, STB/day/psi	P <sub>r</sub> dependent
Formation volume factor, rb/STB	

(b) Fluid properties

P <sub>res</sub> , psi	B <sub>o</sub> , rb/STB	B <sub>g</sub> , rb/scf	R <sub>s</sub> , rb/scf
6,500	1.2500	0.00045	3,000
6,200	1.2425	0.00048	2,900
5,900	1.2350	0.00051	2,800
5,600	1.2275	0.00055	2,700
5,300	1.2200	0.00059	2,600
5,000	1.2125	0.00063	2,500
4,700	1.2050	0.00067	2,400
4,400	1.1975	0.00071	2,300
4,100	1.1900	0.00074	2,200
3,800	1.1825	0.00081	2,100
3,500	1.1750	0.00085	2,000

TPR 계산은 다상거동을 종합적으로 해석할 수 있는 대표적인 시뮬레이터인 OLGA로 하였다. OLGA는 유정, 파이프라인, 라저의 유체흐름을 분석하고 주어진 온도, 압력에서 하이드레이트, 왁스 등 운영방해요소들의 발생유무를 알 수 있게 한다. 또한 압력, 생산량, 액체부피비 등의 인자를

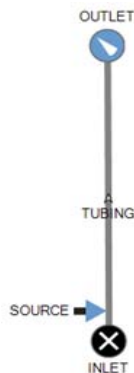
용이하게 비교할 수 있는 장점이 있다.

튜빙 관련 조건은 **Table 2**와 같다. 정두압력은 1000 ft의 수심과 분리기에서 필요한 압력을 고려하여 400 psi로 설정했다. 튜빙길이는 총 10000 ft이며 가스오일비는 3000 scf/STB이다. 튜빙은 10개 구간으로 나누어 1000 ft 단위로 변화시켜 분석하였다.

**Table 2:** Tubing properties and related information used

Factors	Value
Wellhead pressure, psi	400
Bubble point pressure, psi	6,500
Wellhead temperature, °C	10
Tubing length, ft	10,000
Tubing size, inch	(change)
Oil specific gravity, unitless	0.85
GOR, scf/STB	3,000
Fluid temperature, °C	85
Gas specific gravity, unitless	0.65
Water cut, %	0

이 조건들을 OLGA에 적용하여 **Figure 3**처럼 두 개의 노드로 구성된 관을 설계하였다. 두 노드 중 INLET은 저류층위치, OUTLET은 정두위치로 설정하였다. SOURCE는 유동을 발생시킬 수 있도록 질량, 압력, 부피 기준으로 유량을 설정하는 항목이다. SOURCE에서 유량을 설정하고 공저압력을 계산하는 방식으로 TPR을 얻었다.



**Figure 3:** Simulation model of OLGA

본 연구에서 모든 TPR은 OLGA의 블랙오일 모델을 이용하여 계산하였다. 블랙오일 모델은 유체를 물, 오일, 가스로 구분하고 각 물성이 압력의 함수라고 가정하여 유동을 모사한다. 물성을 간단히 설정할 수 있기 때문에 인자변화의 영향분석이 용이하지만 실제 오일이나 가스 구성성분에 따른 특성을 반영하지 못하는 한계가 있다.

노달분석은 대상시스템을 몇 개의 노드로 분리 후 분석대상 노드의 유량과 압력을 결정하는 기법이다[4]. 공저압에 따라 저류층으로부터 유입되는 유량과 튜빙을 따라 흘러나가는 유량이 관심대상이므로 튜빙의 제일 밑부분인 공저를 중심노드로 설정하였다. 운영조건은 **Figure 2**와 같이 IPR과 TPR이 만나는 지점에서 정해지고 이때 생산압력과 생산량이 결정된다.

**Figure 2**의 case 2처럼 운영조건에서 TPR 기울기가 양이면 안정적 운영조건이 되지만 case 1처럼 기울기가 음이면 불안정한 운영조건이 된다. TPR 기울기가 음이면 공저유동압력이 증가해도 유량이 감소하는 것으로 생산정 하부에 액체가 누적됨 (liquid loading)을 의미한다. 이러한 현상이 심해질 경우 유량이 진동하여 원활한 생산이 일어나지 않는다[3].

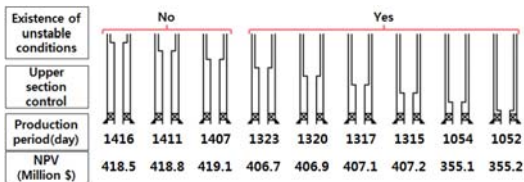
불안정한 운영조건에서 유동이 발생하지 않는 것은 아니지만 튜빙하부에 누적된 액체량과 튜빙 조건에 따라 생산량이 진동하고 유동이 불안정해진다. 따라서 본 연구에서는 불안정한 운영조건 발생 이전까지의 생산량만을 이용하여 순현재가치를 계산하였다.

최적의 튜빙조합은 모든 경우의 생산량을 분석해야 찾을 수 있다. 우선 단일튜빙의 생산량을 모두 분석한다. 이 중 불안정한 운영조건이 발생하지 않는 단일튜빙의 내경들만 2단 튜빙조합에 고려한다(**Table 3**). 튜빙조합은 하단과 상단의 내경으로 구분하였고 내경의 단위간격은 0.5 in로 하였다. 일반적인 시추공 설계임을 고려하여 하단과 상단 내경 차이는 최대 2 in로 설정하였다. 분석대상은 약 500 가지의 튜빙조합이며 생산기간 동안 불안정한 운영조건을 보인 단일튜빙의 경우를 색인으로 표시하였다.

**Table 3:** Tubing ID combinations

Tubing ID combinations (inch)									
Lower part ID	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	...	7
Upper part ID	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	...	7
	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	...	7.5
	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	...	8
	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	...	8.5
	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	...	9

총 10000 ft를 10개 구간으로 구분하여 2단 튜빙 상단과 하단 길이를 조절하였다. 따라서 하나의 2 단 튜빙조합에서 9개 경우가 생긴다. 예를 들어 4.5 & 6.5 in의 경우 **Figure 4**와 같은 결과를 얻는다. **Table 1**의 저류층 정보와 저류층 압력(6500 psi부터 3500 psi까지 300 psi 간격)에 따라 11개의 IPR을 구할 수 있다. TPR은 **Table 2**의 조건을 OLGA에 적용하여 구한다. 표준조건(14.7 psi, 60 °F)에서 부피기준의 유량을 설정할 수 있는 항목인 FEEDSTDFLOW에서 유량을 500부터 5000 STB/day까지 500씩 증가시키며 공저유동압력을 계산하였다.



**Figure 4:** Analysis of operating point, stability, production period, and NPV

저류층 압력은 생산이 진행됨에 따라 감소하며 이에 따라 변하는 IPR을 고려하였다. 또한 내경에 따라 변하는 TPR을 모두 계산하였다. 이를 합계 도시하면 각 튜빙조합의 생산량, 생산압력과 운영 조건의 안정성을 분석할 수 있다. 또한 Guo et al. [4]이 제시한 유정생산 예측법으로 누적생산량과 생산기간을 알 수 있다. 유정생산 예측법은 초기부존량(oil initial in place, OIIP)에서 생산에 따라 압

력이 떨어지는 거동을 물질평형방정식을 통해 계산하는 방식이다. 계산된 누적생산량과 생산기간의 예는 **Table 4**와 같으며 다른 경우에도 동일한 방식으로 순현재가치를 산출하였다.

**Table 4:** Cumulative production and production time of tubing diameter 4.5 inch by a well performance forecast program

Reservoir pressure (psi)	Production rate (STB/day)	Cumulative production (STB)	Time (month)
6,500	0	0	0.00
6,200	4,359	1,321,742	10.11
5,900	4,176	2,254,153	17.55
5,600	3,990	2,922,574	23.13
5,300	3,803	3,429,375	27.58
5,000	3,611	3,832,481	31.30
4,700	3,416	4,164,932	34.54
4,400	3,219	4,435,610	37.34
4,100	2,814	4,662,316	40.03
3,800	2,607	4,887,224	42.90
3,500	2,396	5,069,138	45.44

### 3. 튜빙조합의 시뮬레이션 결과

위 결과들을 이용하여 모든 튜빙조합의 순현재가치를 **Table 5**와 같이 구하였다. 할인율은 10%, 유가는 100 \$/bbl로 가정하였다. 튜빙비용은 보통 톤으로 계산하며 1000 \$/ton 내외이다. 이 가격으로 5×4.5 in(외경×내경), 6×5.5 in인 튜빙 10000 ft를 비교해 보면, 재질이 탄소강일 때 무게는 12.1톤, 비용은 12,100 달러 정도 차이가 난다. 따라서 튜빙비용은 중대요소가 아니라고 판단되고 또한 연구목적이 유동안정성을 고려하는 것이기 때문에 튜빙외경은 순현재가치 계산에 고려하지 않았다.

순현재가치 전체결과는 **Table 6**과 같다. 튜빙조합은 하단, 상단의 내경을 차례로 쓰고 괄호 안에 상단길이를 적는 방식으로 표기하였다. 예를 들어 4.5 & 6.5(6000 ft)은 하단, 상단의 내경이 각각 4.5, 6.5 in며 상단길이가 6000 ft임을 의미한다.

순현재가치는 2단 튜빙의 길이조절로 얻은 결과 중 가장 큰 값을 나타냈다. 색인으로 표시한 3.5

& 5.5(9000 ft), 4 & 5.5(9000 ft), 4.5 & 5.5(8000 ft) 는 모든 조합보다 순현재가치가 높았다. 불안정한 운영조건이 발생하지 않으면서도 일일생산량을 크게 유지하는 조합들이다. 3개 조합의 순현재가치는 단일튜빙 중 가장 큰 값을 가지는 4.5 in 경우보다 컸다. 생산성지수는 2단 튜빙끼리 비슷한 값을 보이며 단일튜빙 4.5 in의 것보다 모두 큰 값을 가진다. 조합은 달라도 생산효율이 비슷하므로 2단 튜빙의 다양한 설계가 가능함을 의미한다.

**Table 5:** NPV calculation

oil price: 100 \$/bbl, interest rate: 10 %(year) at tubing inner diameter 4.5 inch		
Time (month)	Production (STB)	production×oil price / (1+interest rate) <sup>year</sup>
10.48	1,321,742	121,581,568
18.24	932,412	80,645,848
24.02	668,421	55,199,194
28.64	506,801	40,337,622
32.53	403,106	31,107,397
35.91	332,451	24,971,827
38.84	270,678	19,682,307
41.66	226,706	16,266,044
44.70	224,908	15,751,898
47.38	181,914	12,471,185
	Sum	418,194,894

**Table 6:** Results of NPV and productivity index of tubing ID combinations

Tubing ID combinations (inch)						
mono tubing	2	2.5	3	3.5	4	4.5
tapered tubing	2.5 & 2	3 & 2.5	3.5 & 3	4 & 3.5	4.5 & 4	5 & 4.5
	3 & 2	3.5 & 2.5	4 & 3	4.5 & 3.5	5 & 4	5.5 & 4.5
	3.5 & 2	4 & 2.5	4.5 & 3	5 & 3.5	5.5 & 4	6 & 4.5
	4 & 2	4.5 & 2.5	5 & 3	5.5 & 3.5	6 & 4	6.5 & 4.5

NPV (million \$)					
370.1	395.3	407.4	412.8	416.5	418.2
392.2	406.4	412.4	416.2	418.1	419.1
404.5	412.0	416.0	417.9	419.0	419.6
410.1	415.4	417.7	418.8	419.6	419.4
413.3	417.0	418.6	419.4	419.3	419.1

Productivity index (STB/day/psi)					
0.707	0.910	1.042	1.109	1.162	1.189
0.885	1.030	1.103	1.159	1.187	1.203
1.007	1.097	1.155	1.184	1.201	1.209
1.072	1.146	1.180	1.198	1.209	1.206
1.117	1.170	1.194	1.206	1.205	1.201

**Figure 5**와 **Figure 6**은 FEEDSTDFLOW를 2000, 4000 bbl/day로 설정했을 때 각 튜빙에서 tubing pressure traverse를 나타낸 것이다. 본 연구의 모든 튜빙조합에서는 시간에 따라 대략 4000에서 2000 bbl/day로 유량이 감소되면서 생산이 이뤄진다. 유량에 따른 다상유체의 압력거동이 매우 유사한 경향을 보이므로 대표적으로 4000, 2000 bbl/day에 대해서만 결과를 제시하였다.

**Figure 5(a)**의 왼쪽에서부터 첫째 선은 정두압력, 둘째 선은 정두압력과 정수압의 합, 셋째 선은 정두압력, 정수압, 마찰압력손실의 합을 나타낸다. 정두압력은 튜빙 처음부터 끝까지 가해지므로 첫째 선은 수직으로 그려진다. 둘째 선은 심도에 따른 오일가스 부피비의 변화로 구간별 정수압이 다르기 때문에 곡선으로 나타난다. 둘째, 셋째 선 간의 차이는 마찰압력손실이다. 유량이 2000에서 4000 bbl/day로 커지면 가스속도가 빨라지고 난류유동이 발생한다. 이는 마찰압력손실을 증가시켜 둘째, 셋째 선 간의 큰 차이로 나타난다. **Figure 5(a)**와 **Figure 6(a)**를 비교하면 이를 쉽게 확인할 수 있다.

유량이 2000 bbl/day일 때보다 4000 bbl/day일 때 내경 변경지점의 기울기 변화가 두드러졌다. 이는 내경이 큰 곳보다 작은 곳에서 마찰손실이 더 크기 때문이다. 이런 현상은 내경이 작아질수록 유량이 커질수록 뚜렷해진다.



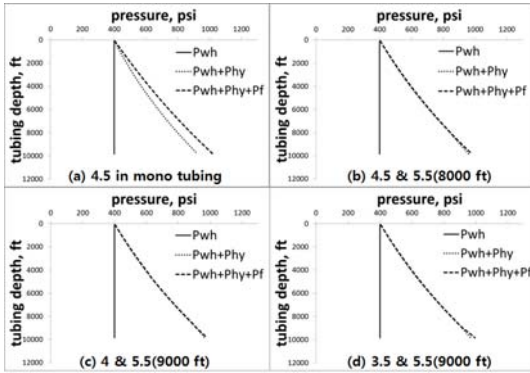


Figure 5: Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 2000 bbl/day

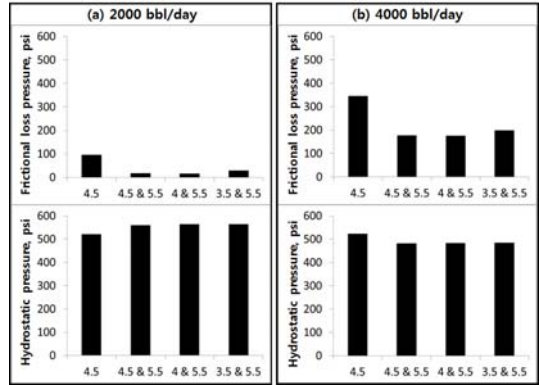


Figure 7: Comparison of frictional loss pressure and hydrostatic pressure at different tubing combinations

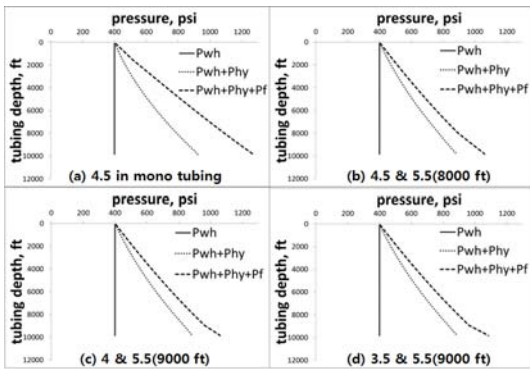


Figure 6: Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 4000 bbl/day

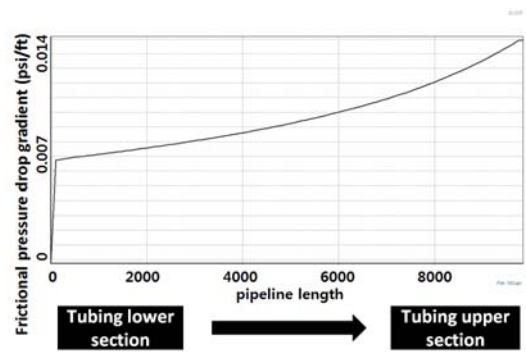


Figure 8: Frictional pressure drop gradient at tubing inner diameter 4.5 inch (2000 bbl/day)

유량이 2000에서 4000 bbl/day로 증가할 때 정수압은 평균 0.9배, 마찰손실은 평균 8.1배가 된다 (Figure 7(a), Figure 7(b)). 정수압은 관내 액상이 차지하는 비율에 따른 영향이 큰데 반해 유량에 의한 영향은 크지 않다. 하지만 마찰은 유속에 민감하므로 마찰손실압력이 정수압보다 큰 변화를 보였다. 전체압력손실에서 주요인은 정수압이지만[5] 튜빙 간 전체압력차이의 원인은 주로 마찰압력손실에 의한 것이었다.

마찰손실은 가스유속이 빠른 튜빙상부에서 커진다. 이는 내경이 4.5 in이고 FEEDSTDFLOW가 2000 bbl/day일 때 마찰손실압력경사를 나타내는 Figure 8을 통해 확인할 수 있다. 2단 튜빙 상부는 내경이 크기 때문에 마찰손실의 급격한 증가를 방

지한다. 2단 튜빙 하부의 내경은 작지만 가스발생이 많지 않고 유속도 빠르지 않기 때문에 상부에 비해 마찰손실이 심하지 않다. 이러한 특징 때문에 2단 튜빙은 단일튜빙보다 평균적으로 작은 마찰압력손실을 유지할 수 있다.

액체부피비는 관의 전체 단면적 중 액상이 차지하는 비율을 의미한다. 식 (3)에서와 같이 액체부피비는 평균유체밀도를 구할 때 액체밀도에 곱해서 가중치로 쓰인다. 액체부피비가 크면 관내를 액상이 채운다는 것이므로 liquid loading의 문제를 일으킬 수 있다.

$$\bar{\rho} = \rho_L y_L + (1 - y_L) \rho_G \quad (3)$$

여기서  $\bar{\rho}$ 는 유체평균밀도(lbm/ft<sup>3</sup>),  $\rho_L$ 은 액체밀도(lbm/ft<sup>3</sup>),  $y_L$ 은 액체부피비,  $\rho_G$ 는 가스밀도(lbm/ft<sup>3</sup>)이다.

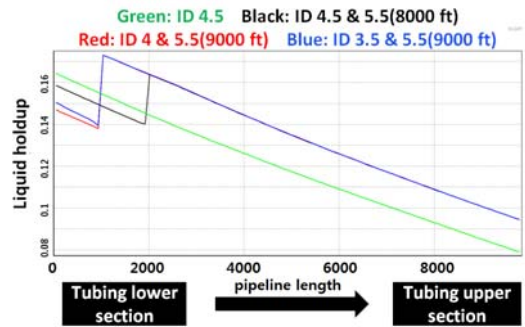
Liquid loading은 액체와 기체의 밀도차이에 의해 기체가 먼저 유동하고 액체가 정체되어 튜빙하단에 쌓이는 현상이다. 심해질 경우 유동이 발생하지 못한다. 공저압력이 저류층 압력으로 인해 증가하다가 마찰압력손실과 정수압의 합보다 커질 때 유동이 다시 발생할 수 있다. 하지만 liquid loading 현상은 다시 일어날 수 있으며 유동의 발생과 중단이 반복될 수 있다.

Liquid loading으로 인해 유동 발생과 중단이 반복되면 생산유량 변화가 커진다. 유량의 급격한 변화는 장비고장으로 이어질 수 있고 결과적으로 운영이 불안정해진다. 이를 방지하려면 튜빙하단에서 낮은 액체부피비를 유지해야 한다. 관내 액상비율을 작게 유지함으로써 liquid loading의 발생가능성을 낮출 수 있다. 이를 통해 생산안정성을 도모할 수 있다.

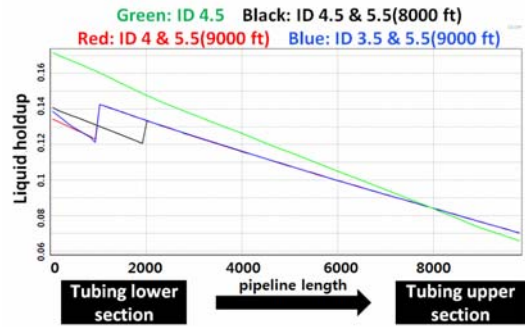
Figure 9는 유량 2000, 4000 bbl/day에 따라 튜빙 프로파일에서 액체부피비를 나타낸 것이다. FEEDSTDFLOW가 2000 bbl/day일 때 액체부피비는 약 0.08 ~ 0.17의 값을 가진다(Figure 9(a)). 튜빙하단에서 상단 기준으로 1000 ft 이상에서는 단일 튜빙보다 2단 튜빙의 액체부피비가 크다. 하지만 1000 ft 이하에서는 2단 튜빙의 액체부피비가 단일 튜빙의 것보다 작다. 2단 튜빙 중 4 & 5.5(9000 ft)의 액체부피비가 가장 작았으며 결론적으로 유동안정성에 기여한다. 4000 bbl/day일 때는 단일튜빙보다 2단 튜빙의 액체부피비가 전체적으로 작았다(Figure 9(b)). Figure 9의 (a), (b)를 비교했을 때 유량이 클수록 2단 튜빙의 액체부피비 감소효과가 두드러졌다.

단일튜빙과 비교했을 때 2단 튜빙 하부의 액체부피비가 작은 이유는 관 내경에 따른 유속의 차이 때문이다. 생산유량은 같고 내경이 작은 경우에 유체속도가 더 빨라진다. 작은 내경의 압력증가는 마찰로 인한 것이고 유체속도 증가는 같은 유량 대비 작은 단면적 때문이다. 이 때 증가된 유속으로 인한 효과로 액체부피비가 감소한다.

Figure 9의 (a)와 (b)를 볼 때 단일튜빙에서는 액체부피비가 계속 감소하는 경향을 보인다. 튜빙 상부로 갈수록 유체압력이 점점 감소하고 용해되어 있던 가스가 방출되면서 액체가 차지하는 부피가 줄어들기 때문이다. 2단 튜빙에서도 액체부피비가 감소하는 경향을 보이지만 내경 변화지점(심도 1000, 2000 ft)에서는 비연속적 증가를 보인다. 이는 내경이 커짐에 따라 유체속도가 감소하기 때문이다.



(a) 2000 bbl/day



(b) 4000 bbl/day

Figure 9: Liquid holdup of tubing combinations

#### 4. 결론

기존 2단 튜빙 연구는 제한된 튜빙조합에서 생산량만 분석하는 한계가 있었다. 기존연구의 한계를 극복하기 위해 다상기동을 고려하였다. 그 결과 유동안정성이 고려된 다양한 2단 튜빙조합을 제시할 수 있었다. 또한 연구결과를 통해 다음과 같은



결론을 도출하였다.

1. 운영조건외 안정성을 유지하면서 더 큰 순현재가치를 얻을 수 있는 방법 중의 하나로 2단 튜빙 적용이 가능함을 확인하였다. 본 논문에서 사용한 자료에서 단일튜빙과 2단 튜빙으로 얻을 수 있는 최대 순현재가치의 차이는 140만 달러였다.

2. 2단 튜빙을 이용하여 작은 마찰압력손실을 유지할 수 있었다. 또한 선택사항이 없는 단일튜빙과 비교했을 때 작은 마찰압력손실을 유지할 수 있는 다양한 조합이 가능하였다. 이는 2단 튜빙 간 마찰압력손실 차이가 크지 않았기 때문이다.

3. 튜빙하단에서 liquid loading 현상을 방지하기 위해 작은 액체부피를 유지하는 것이 중요하다. 이는 2단 튜빙 하단에서 상대적으로 작은 내경을 사용함으로써 가능함을 확인하였다.

## 후 기

본 연구는 연구과제(10038618, 2010201010092C, 2011201030001C, 10042556)로 수행된 연구결과이며 김성일의 석사학위논문(“유동 안정성과 생산량을 고려한 2단 생산튜빙 디자인”[6])을 개선한 것이다. 또한 연구과제를 관리하는 공학연구소에 감사드립니다.

## 참고문헌

- [1] B. O. Affanaambomo, Study of Tapered Internal Diameter Tubing String Well Completion for Enhanced Production, MS Thesis, Petroleum Engineering, Texas Tech University, USA, 2008.
- [2] M. R. Awal and L. R. Heinze, “A new nodal analysis technique helps improve well completion and economic performance of matured oil fields,” SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, OK, pp. 556-566, 2009.
- [3] M. J. Economides, A. D. Hill, and C. Ehlig-Economides, Petroleum Production Systems, New Jersey: PTR Prentice Hall, pp. 159-170, 1993.
- [4] B. Guo, W. C. Lyons, and A. Ghalambor,

Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, Burlington: Gulf Professional Publishing, pp. 88-92, 2007.

- [5] A. R. Hasan and C. S. Kabir, “A study of multiphase flow behavior in vertical wells,” SPE Production Engineering, vol. 3, no. 2, pp. 263 - 272, 1988.
- [6] S. I. Kim, Dual Production Tubing Design Considering Flow Stability and Production Rate, M.S. Thesis, Department of Energy Systems Engineering, Seoul National University, Korea, 2013 (in Korean).