



### 저작자표시-비영리-동일조건변경허락 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.
- 이차적 저작물을 작성할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



동일조건변경허락. 귀하가 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공했을 경우에는, 이 저작물과 동일한 이용허락조건하에서만 배포할 수 있습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

# 해양 가스 생산시스템의 유동안정성 확보 연구

A Study on Flow Assurance for Offshore  
Natural Gas Production System



지도교수 임종세

2016년 2월

한국해양대학교 대학원

해양에너지자원공학과

백 승 영

본 논문을 백승영의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장      장 원 일      (인)

위 원      임 종 세      (인)

위 원      신 성 렬      (인)



2016년 2월

한국해양대학교 대학원

# 목 차

List of Tables .....	iii
List of Figures .....	iv
Abstract .....	vi
1. 서 론 .....	1
2. 해양 가스 생산시스템 .....	4
2.1 해양 가스 생산시스템 개요 .....	4
2.2 해양 가스 생산시스템 분석 기법 .....	6
2.2.1 유체특성화 분석 기법 .....	6
2.2.2 임계 가스 생산량(Critical gas rate) 분석 기법 .....	7
2.2.3 노달 분석 기법(Nodal analysis) .....	10
2.2.3.1 유입 유동 곡선 (Inflow performance relationship) .....	12
2.2.3.2 유출 유동 곡선 (Tubing performance relationship) .....	14
2.3 해양 가스 생산시스템 유동안정성 확보 분석 기법 .....	16
2.3.1 생산 관내 다상 유동 분석 기법 .....	16
2.3.2 유동안정성 확보 분석 기법 .....	18
3. 적용대상 해양 가스 생산시스템 분석 .....	22
3.1 적용대상 개요 .....	22
3.2 해양 가스 생산시스템 분석 결과 .....	23
3.2.1 유체특성화 분석 결과 .....	23
3.2.2 임계 가스 생산량(Critical gas rate) 분석 결과 .....	26
3.2.3 노달 분석 (Nodal analysis) 결과 .....	27
3.2.4 생산 관내 유동 모델 분석 결과 .....	30

3.5 해양 가스 생산시스템 유동안정성 확보 분석 결과 .....	35
3.5.1 하이드레이트 막힘 분석 결과 .....	35
3.5.2 하이드레이트 감압 분석 결과 .....	39
4. 결 론 .....	43
참고문헌 .....	45



# List of Tables

Table 1 Fluid component .....	23
Table 2 Validation results for production gas well .....	27
Table 3 Liquid loading results in production line .....	28
Table 4 Simulation results for transient multiphase flow model .....	31



# List of Figures

<b>Fig. 1</b>	Flow assurance workflow .....	3
<b>Fig. 2</b>	Subsea production system .....	4
<b>Fig. 3</b>	Fluid characterization workflow .....	6
<b>Fig. 4</b>	Liquid loading point from nodal analysis .....	8
<b>Fig. 5</b>	Mechanism of gas well liquid loading .....	8
<b>Fig. 6</b>	Liquid loading workflow .....	9
<b>Fig. 7</b>	Schematic diagram of components for subsea well production system .....	10
<b>Fig. 8</b>	Workflow of nodal analysis .....	11
<b>Fig. 9</b>	Determination of nodal analysis .....	15
<b>Fig. 10</b>	Workflow of transient multiphase flow model .....	17
<b>Fig. 11</b>	Graph on hydrate inhibitor effect .....	19
<b>Fig. 12</b>	Workflow for hydrate depressurization analysis .....	21
<b>Fig. 13</b>	Schematic diagram of subsea production gas field .....	22
<b>Fig. 14</b>	Relative volume( $V/V_{sat}$ ) matching result .....	24
<b>Fig. 15</b>	Liquid volume(% of $V_{sat}$ ) matching result .....	25
<b>Fig. 16</b>	Z-factor matching result .....	25
<b>Fig. 17</b>	Coleman correlation results .....	26
<b>Fig. 18</b>	Nodal analysis results .....	28
<b>Fig. 19</b>	Schematic diagram of transient multiphase flow model .....	30
<b>Fig. 20</b>	Simulation validation result .....	31
<b>Fig. 21</b>	Simulation results of riser .....	32
<b>Fig. 22</b>	Simulation results of flowline .....	33
<b>Fig. 23</b>	Simulation results of production tubing .....	33
<b>Fig. 24</b>	Simulation results on all of flowline .....	34
<b>Fig. 25</b>	Operation results for offshore natural gas production system .....	35

<b>Fig. 26</b> Simulation results for offshore natural gas production system .....	36
<b>Fig. 27</b> Hydrate curve for flowline of offshore natural gas production system .....	37
<b>Fig. 28</b> Movement for hydrate inhibitor & production gas .....	38
<b>Fig. 29</b> Hydrate plug in flowline .....	38
<b>Fig. 30</b> One-side depressurization results .....	39
<b>Fig. 31</b> Hydrate plug movement results .....	40
<b>Fig. 32</b> Hydrate plug maximum velocity .....	40
<b>Fig. 33</b> Two-side depressurization results .....	42



# A Study on Flow Assurance for Offshore Natural Gas Production System

Seung Young Back

Department of Ocean Energy & Resources Engineering  
Graduate School of Korea Maritime and Ocean University

## Abstract

Flow assurance management in natural gas production system of matured offshore field is essential since gas lifting is not enough for flow assurance due to decreased reservoir pressure. It may cause gas well shut down if gas flow rate is less than critical gas velocity in subsea system such as production tubing, flowline, riser and topside in offshore platform. This phenomenon also may cause liquid loading & hydrate plug at low temperature & high pressure in subsea production system. This study suggests three methods of offshore natural gas production system flow model and hydrate plug models in order to investigate liquid loading and hydrate depressurization analysis. The liquid loading simulation results figured out liquid loading indicate at the riser 4.4 mmscf/d of gas rate and 95 m of liquid column from riser start point. Hydrate plug result figured out 1,000 m position and 530 m length from x-mas tree. Depressurization result figured out 280 hours of two-side depressurization is best method to remove hydrate plug safely.

**KEY WORDS:** Offshore natural gas production system 해양 가스 생산시스템  
Flow assurance 유동안정성 확보; Hydrate plug 하이드레이트 집적; Depressurization  
감압법; Two-side depressurization 양방향 감압.

# 1. 서 론

최근 육·해상의 석유개발이 저유가로 인해 개발 중단 또는 지연되고 있으며, 기존의 생산 중인 유·가스전에 대해서는 생산 최적화를 통해 최소한의 운영비용으로 이윤을 극대화 하고 있는 실정이다. 이러한 상황에서 기존의 해양 가스 생산시스템은 생산 감쇄기임에도 불구하고 생산 증대를 통한 경제성 확보에 노력하고 있으며, 이에 대한 방안으로 가스 생산이 중단된 해양 가스 생산시스템의 생산 중단 원인 분석과 운영상 제약조건에서 가스 생산이 다시 재개되기 위한 방안을 연구하고 있다.

가스 생산 중단의 원인은 낮은 저류층 압력으로 생산 관내 수직구간 내 저유량의 가스로 관내 벽면에서 유동하던 액체가 낙하하는 현상인 liquid loading 으로 생산 중단됨이 대표적인 예이다. 이는 저류층 압력이 가스 생산이 가능함에도 불구하고 생산이 중단된다.

liquid loading이 발생하는 가스 유량을 임계 가스 생산량(Critical gas rate)이라하며, Turner et al. (1969)는 가스와 물이 수직정에서 다상으로 유동하는 실험을 통해 임계 가스 생산량에 대한 경험식을 산출하였고, CGR(condensate gas ratio) 약 1~130 bbl/mmscf의 범위를 가진 현장에 적용했을 때, 현장과 경험식간의 적용성이 우수함을 보였다. 그러나 Turner correlation은 저류층 압력이 500 Psi 이하의 조건에서는 그 신뢰성이 떨어졌다.

Coleman et al. (1991)은 Turner correlation의 단점을 보완하기 위해 경험 상수를 1.59로 변경하여 저류층 압력이 500 Psi 이하인 현장에 적용하였을 때 높은 신뢰도를 보였다. 하지만 이러한 경험식들은 수직정에서 가스와 물에 대한 가정으로 산출된 경험식이고, 실제 생산 관내는 다양한 경사각과 관내 직경, 다상 유체의 밀도, 속도, 마찰계수 등 다양한 변수를 가지므로 이것을 고려하지 못하는 한계를 지닌다.

Ecomomides et al. (1994), Beggs(2003)는 이러한 한계를 보다 현장과 유사한 조건에서 파악하기 위해 노달 분석(Nodal analysis) 기법을 통해 임계 가스 생산량을 도출함으로써 보다 정확도를 높일 수 있었다. 그러나 노달 분석은

정상 상태에 대한 조건만을 파악할 수 있는 방법이므로, 시간에 따른 생산 관내 최저점 구간에 액체가 쌓이는 현상인 liquid accumulation에 대한 정량적 분석에는 한계를 지니고 있다.

Yusuf et al. (2010)은 이러한 한계를 극복하기 위해 생산 관내 유동 모델을 통해 천이 다상 유동(Transient multiphase flow)에서 시간에 따른 생산 관내 liquid accumulation에 대한 정량 분석이 가능함을 확인 할 수 있게 되었다.

또한 생산 관내 유동 모델은 생산 관내의 모든 구간에서의 시간에 따른 온도·압력의 예측이 가능하여 해양 가스 생산시스템의 대표적인 유동안정성 확보 문제인 하이드레이트에 대한 위치와 길이에 대한 것도 예측이 가능하다.

Sloan et al. (2011)은 이러한 하이드레이트로 인한 막힘 현상을 파악하고 해결하기 위해 감압법(Depressurization)에 대한 실험적 연구를 수행하였고, 단방향 감압(One-side depressurization), 양방향 감압(Two-side depressurization)에 대한 계산식을 도출하여 많은 해양 광구에 적용하였다.

따라서 본 연구에서는 실제 생산이 중단되고 하이드레이트로 인한 관내 막힘이 예상되는 해양 가스 생산시스템에 대해, 생산 중단 원인 분석과 더불어 하이드레이트 배관 막힘과 감압을 통한 해결 방안을 고찰해보고자 한다. 연구 수행을 위해 해양 생산시스템의 이해와 더불어 현장 생산시스템 각 지점별 계측기로 취득한 온도·압력 자료를 기반으로 Coleman correlation을 통한 임계 가스 생산량 분석, 노달 분석, 생산 관내 유동 모델 분석 기법들을 활용하여 liquid loading 조건을 도출하였고, 생산 관내 유동 모델, 하이드레이트 감압 분석 기법을 활용하여 하이드레이트 생성 구간, 감압에 따른 하이드레이트 해리에 대해서 고찰하였다.

본 연구 수행은 크게 해양 가스 생산시스템 분석과 해양 가스 생산시스템 유동안정성 확보 분석으로 구분할 수 있다(Fig. 1). 우선 해양 가스 생산시스템은 유체특성화, 노달 분석, 임계 가스 생산량 분석, 생산 관내 유동 분석의 순서대로 liquid loading 조건을 도출하며, 해양 가스 생산 시스템 유동 안정성 확보는 생산 관내 하이드레이트 막힘과 감압법을 통한 하이드레이트 해리 분석으로 유동안정성 확보 문제를 해결하는 방안을 도출하고자 한다.

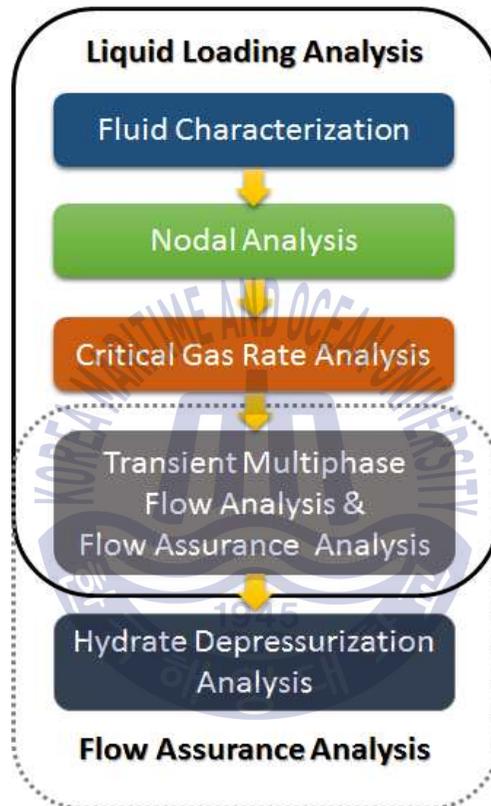


Fig. 1 Flow assurance study workflow

## 2. 해양 가스 생산시스템

### 2.1 해양 가스 생산시스템 개요

일반적인 해양 가스 생산시스템은 해저생산 유정(subsea well), 해저 정두 장치(subsea wellhead), 해저생산트리(subsea x-mas tree), 해저생산트리 감압 배관(blowdown line), 플로우라인(flowline) 및 라이저(riser) 그리고 해양플랫폼 통제 장치로 구성된다(Fig. 2). 또한 최근 해양 생산시스템 장비 개발로 보다 복잡한 장비 구성을 하고 있다(Guo et al., 2005).



Fig. 2 Subsea production system (FMC Technologies, 2012)

최근 해양 가스 생산시스템은 경제적 상황을 고려하여, 기존의 구축된 해상 플랫폼을 활용하여 플로우라인 및 라이저 설치로 원거리의 유·가스 저류층 생산이 가능하게 한다. 예를 들어 해저 수직 또는 수평 유정 개발 시 목표 저류층 깊이보다 먼 거리에 있는 해상플랫폼을 활용할 수 있으며, 북해에서 개발·생산을 진행 중인 Statoil의 경우 전세계에서 가장 긴 1,200 km의 해저 파이프라인을 통해 노르웨이에서 생산된 가스를 영국으로 수송하고 있다 (Vercruyse & Fitzsimons, 2006). 이러한 해양 가스 생산시스템의 가스 생산은 시스템 설계와 운영 제약 조건하에서 생산 가스 조성과 생산시스템 분석을 통해 생산 가능한 최대·최소 유량을 예측할 수 있다.



## 2.2 유체특성화 분석 기법

유체특성화란 생산 가스 고유의 조성에 따른 상거동(phase envelope)을 예측하고 현장 운영에 따른 유체 거동을 예측하는 방법이다. 주로 실험적 방법인 단일팽창법(constant-mass expansion experiment), 균등팽창법(constant volume depletion experiment), 차등팽창법(differential liberation experiment) 등의 분석으로 생산 가스의 상거동을 예측하여 현장 운영에 있어 중요한 인자로 작용한다. 일반적으로 해상플랫폼 분리기에서 시료를 채취하는 지상 채취(surface sampling) 방법으로 생산 가스를 취득하며, 단일팽창법을 통해 유체 특성화를 수행한다. 이에 대한 검증을 위해 유체특성화 전문 모델과 측정치간의 비교 분석을 하며, 주로 relative volume( $V/V_{sat}$ ), liquid volume(% of  $V_{sat}$ ), z-factor에 대한 검증 과정을 거친다. 이렇게 검증된 유체특성화 모델은 본 연구 수행의 기초가 된다(Fig. 3).

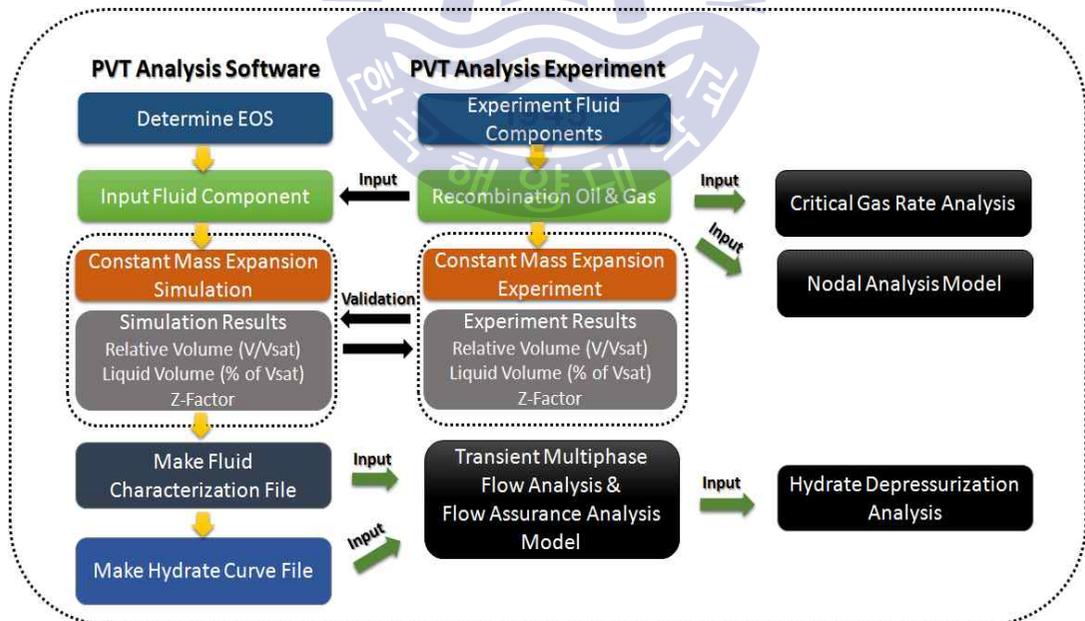


Fig. 3 Fluid characterization workflow

### 2.3 임계 가스 생산량(Critical gas rate) 분석 기법

임계 가스 생산량 분석 기법은 Turner et al. (1969), Coleman et al. (1991), Nosseir et al. (1997), Li et al. (1997), Veeken et al. (2003) 등 liquid loading에 대한 임계 가스 생산량을 계산하기 위해 많은 경험식들이 존재한다. 그 중 현장에서 주로 사용되는 방법인 Turner correlation은 생산 가스와 물이 수직정에서 다상 유동함을 가정하여 임계 가스 생산량을 예측하는 대표적인 기법이며, CGR 1~130 bbl/mmscf의 범위에서 주로 사용한다(Turner et al., 1969). 그러나 500 Psi 보다 낮은 생산 감쇄기의 저류층인 경우에는 Coleman correlation이 보다 신뢰도가 높고 liquid loading을 직관적으로 파악할 수 있다(Coleman et al., 1991). 이때 임계 가스 생산량은 식 (1)으로 표현된다.

$$U = k \frac{\sigma^{\frac{1}{4}} (\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_g^{\frac{1}{2}}} \tag{1}$$

$$Q = \frac{PT_{sc}AU}{1000P_{sc}ZT} \times 3600 \times 24$$



- $U$  : gas critical velocity (ft/s)
- $k$  : constant (Coleman correlation : 1.59)
- $\sigma$  : surface tension (dynes/cm)
- $\rho_l$  : liquid density (lbm/ft<sup>3</sup>)
- $\rho_g$  : gas gravity
- $Q$  : critical gas rate (mmscf/d)
- $T_{sc}$  : surface temperature (°C)
- $P_{sc}$  : surface pressure (psi)
- $A$  : pipe area (inch)

liquid loading은 Fig. 4, 5와 같이 가스 와 액체 사이 생성된 응축 액적의 이동 변화에 기인하며, 가스 유량이 더 낮은 경우에도 생산이 가능하지만 liquid loading으로 생산이 중단된다.

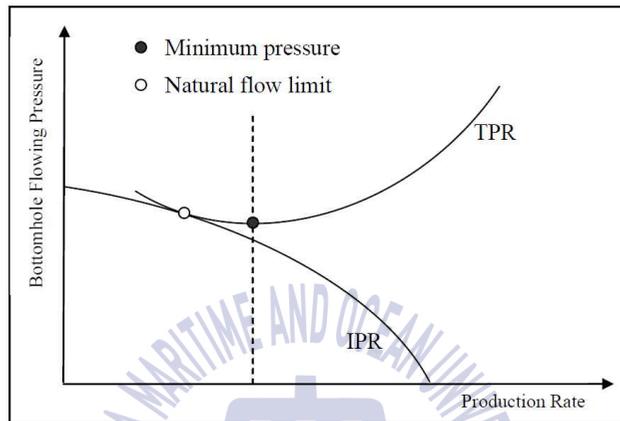


Fig. 4 Liquid loading point from nodal analysis (Yusuf et al., 2010)

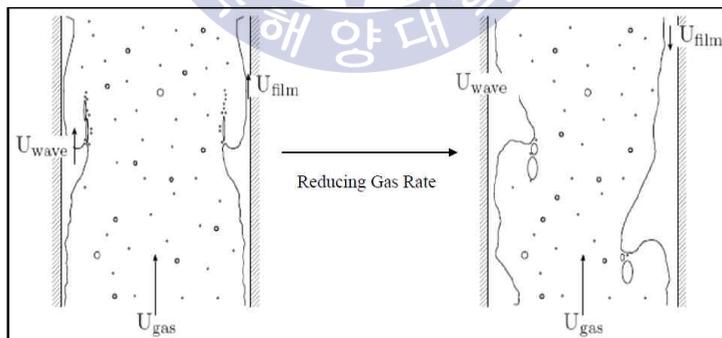


Fig. 5 Mechanism of gas well liquid loading (Yusuf et al., 2010)

Coleman correlation을 통한 liquid loading을 예측하는 방법은 공저압력 · 온도, gas gravity, z-factor, 액체 밀도, 표면 장력, 관내 직경과 black oil을 적용한 방법이다(Fig. 6). 특히 해양 가스 생산시스템은 수직 구간인 생산 튜빙과 라이저에서 liquid loading 발생이 예상 된다. 하지만 실제 생산 관내는 수직이 아닌 다양한 경사각을 가지며, 특히 해양 가스 생산시스템은 다양한 생산 관내 구간별 위치, 운동, 마찰계수를 보인다. 또한 실제 생산 관내는 다상 유체로 거동하고 생산 유체의 밀도, 속도, 마찰 계수 등의 변수는 유동형태(flow pattern), 액체점유율(liquid holdup)에 직접적인 영향을 주기 때문에 이를 고려한 노달 분석이 필요하다. 우선 Coleman correlation을 통한 liquid loading 분석을 수행하기 위해 실험적 방법으로 산출한 유체 조성, 해양 가스 생산 시스템 정보, 생산 운영 자료를 기반으로 식(4)를 이용하여 임계 가스 생산량을 도출하며, 최종적으로 liquid loading 분석을 수행한다(Fig. 6).

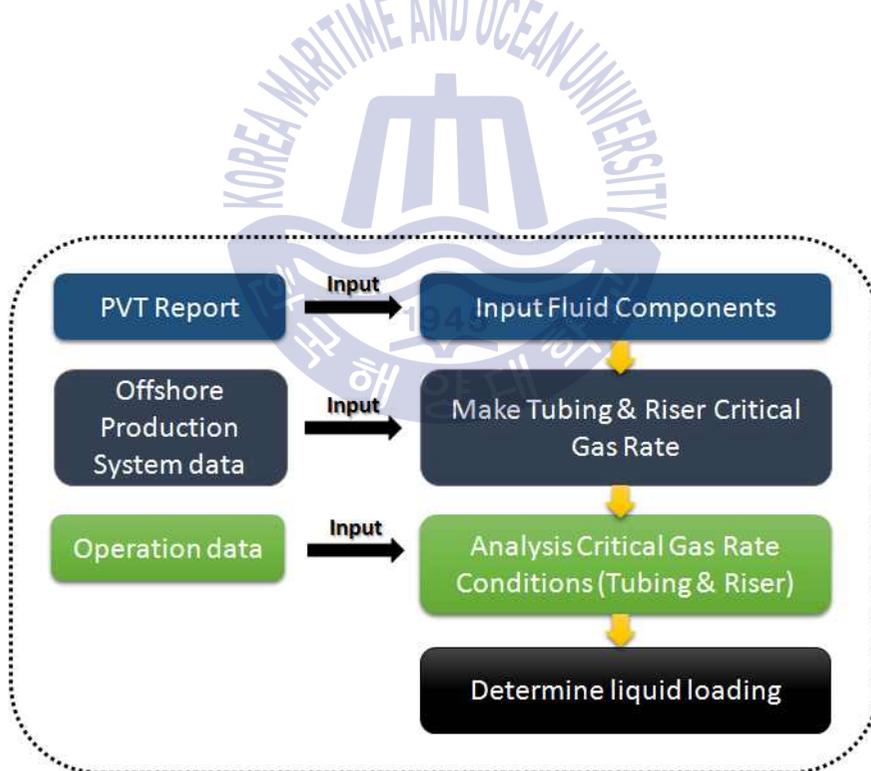


Fig. 6 Liquid loading workflow

## 2.4 노달 분석 (Nodal Analysis)

해양 가스 생산 시스템에서 생산 가스가 해상처리공정까지 도달하기 위해서는 Fig. 7과 같이 생산 저류층에서 부터 해상플랫폼 해상가압기(gas compressor module)까지 각 생산시스템 상의 다양한 노드(node)를 통과하게 되며, 각 노드 지점 전·후단에서 압력 강하가 발생한다.

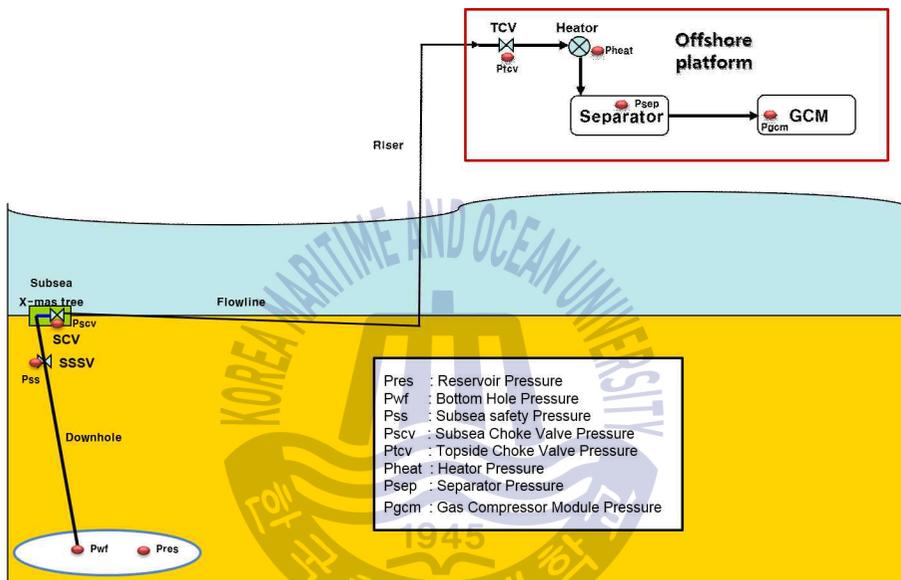


Fig. 7 Schematic diagram of components for subsea well production system

각 생산시스템 node를 기준으로 유입되는 압력·유량을 Inflow, 유출되는 압력·유량을 Outflow라 하며, 각 지점별 에너지 손실 발생 정도를 예측하는 기법을 노달 분석이라 한다(정선영, 2013). 노달 분석은 주로 공저부근 기점으로 저류층의 생산 가스가 공저로 유입되는 유입 유동 곡선(IPR), 공저부근에서 해상가압기까지 생산 가스가 이동하는 유출 유동 곡선(TPR)이 만나는 지점을 뜻하며 이를 operating point라 한다(Beggs, 2003). 해당 지점을 기준으로 저류층 압력 감소 또는 생산시스템 운영 조건이 변화할 때 생산 가스 유량 및 공저

압력 변화를 계산할 수 있다. 노달 분석을 수행하기 위해 유체조성, 저류층 압력, 생산 시스템 정보를 노달 분석 전문 모델에 입력하여 유입·유출 유동 곡선을 결정하고, 생산 운영 압력·유량 실측치와 분석 모델 간의 검증과정을 거친다. 분석 모델 검증 후 종료 시점 정상상태에서의 구간별 liquid loading을 분석하여 해양 가스 생산시스템의 생산 중단원인을 도출하는 흐름을 가진다 (Fig. 8).

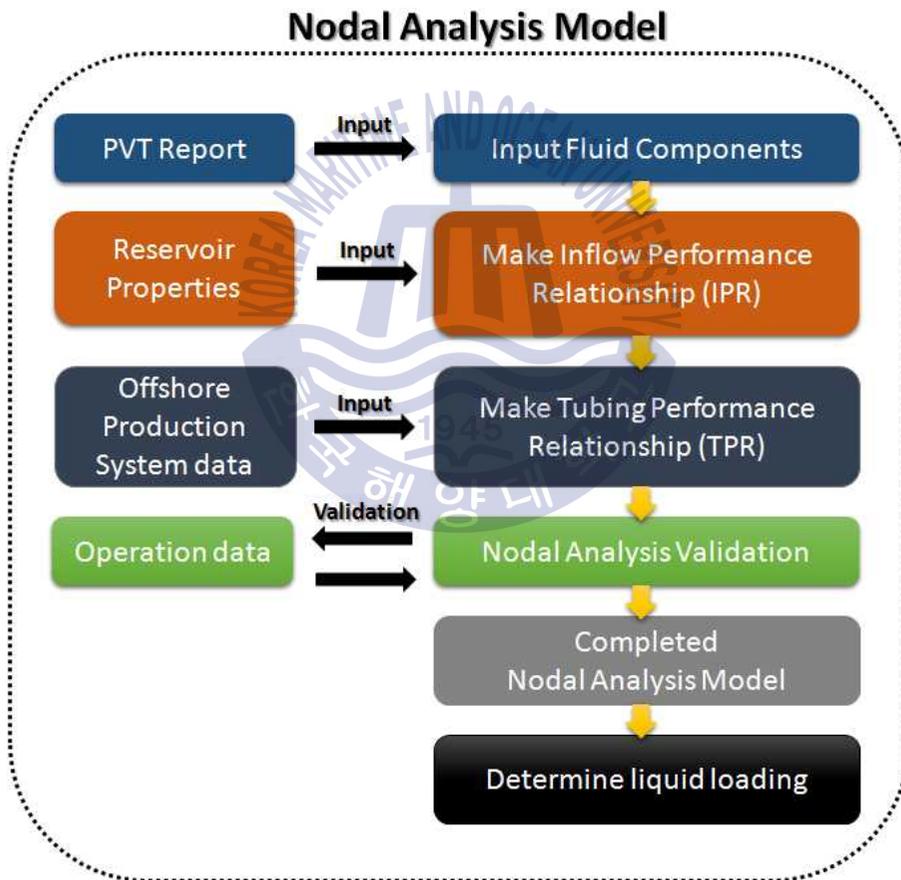


Fig. 8 Workflow of nodal analysis

### 2.4.1 유입 유동 곡선 (Inflow performance relationship)

해양 가스 생산시스템의 노달 분석은 주로 공저부근 기점으로 유입 유동 곡선을 통해 저류층의 생산가스가 공저 지점까지 도달할 때 압력 손실을 분석하는 기법이다. 저류층 물성 자료의 신뢰성이 높을 경우, 저류층 다공질 매체를 입력변수로 하는 Darcy equation을 통한 유입 유동 곡선이 있으며, 일반적으로 가스 저류층인 경우 Linear equation(식. 2), Vogel equation(식. 3) 그리고 경험적인 방법인 Back pressure equation(식. 4)을 이용한다(Economides et al., 1994).

$$PI = \frac{q_o}{(P_r - P_w)} = \frac{0.00708k_o h}{B_o \ln(0.472 \frac{r_e}{r_w})} \quad (2)$$

- PI : Productivity Index (stb/psi)
- $q_o$  : oil production rate (stb/d)
- $P_r$  : reservoir pressure (psi)
- $P_w$  : bottomhole pressure (psi)
- $k_o$  : permeability (md)
- $h$  : reservoir thickness (ft)
- $B_o$  : oil formation volume factor
- $r_e$  : drainage area (ft)
- $r_w$  : borehole radius (ft)

$$\frac{q}{q^{Max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \quad (3)$$

- $q$  : gas production rate (mmscf/d)
- $q^{Max}$  : maximum gas production rate (mmscf/d)
- $P_{wf}$  : bottomhole pressure (psi)
- $P_R$  : reservoir pressure (psi)

$$\bar{q}_s = C(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (4)$$

$$C = \frac{\bar{q}_s}{(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n}$$

- $n$  : exponent of back pressure curve
- $C$  : back pressure curve coefficient (mmscf/d/psi<sup>2n</sup>)
- $\bar{q}_s$  : average gas production rate (mmscf/d)
- $P_{wf}$  : bottomhole pressure (psi)
- $\bar{P}_r$  : average reservoir pressure (psi)

그 중 Back pressure equation 식(4)의 C, n 값은 각각 경험상수이며, 관내 유동이 난류인 경우 n 값은 0.5 와 가깝고 난류의 영향을 무시할 수 있다면 1 에 가까운 값을 가진다. 일반적으로 4 point의 가스 압력·유량을 기준으로 기울기가 1에 가까운 n 값에서 방정식 계수인 C를 계산함으로써 대상 해양 가스 생산시스템의 유입 유동 곡선을 도출할 수 있다.



## 2.4.2 유출 유동 곡선 (Tubing performance relationship)

유출 유동 곡선은 저류층의 탄화수소가 공저부근에 유입 후 유입유동 곡선을 기점으로 앞서 설명한 각 node별 압력 손실을 거치게 된다. 관내 유동에서 압력 손실은 주로 위치에너지, 운동에너지, 마찰에너지로 나눌 수 있으며, 아래 식 (5)와 같이 표현된다(Economides et al., 1994).

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} \quad (5)$$

$\frac{dP}{dL}$  : pressure gradient (psi)

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{el}$  : elevation gradient (psi)

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$  : friction gradient (psi)

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}$  : acceleration gradient (psi)

상기 식을 통해 유출 유동 곡선을 도시하며, 유입 유동 곡선과 유출 유동 곡선이 만나는 지점을 system point 또는 operating point라 하여 해양 가스 생산 시스템에서 현 운영조건을 만족하는 압력 · 유량 조건을 의미한다(Fig. 9).

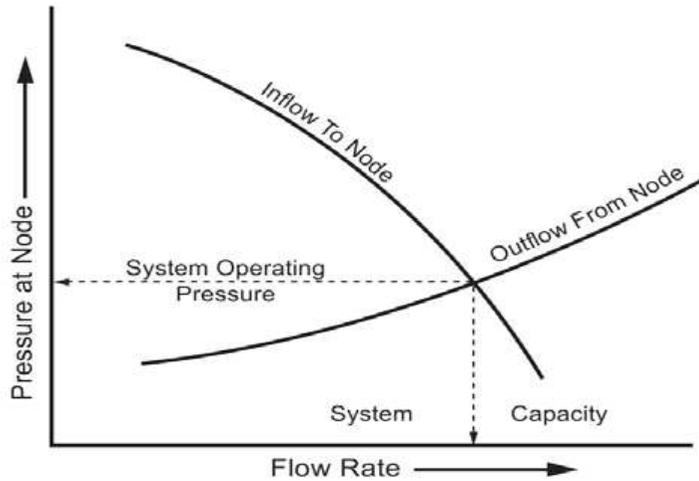


Fig. 9 Determination of nodal analysis (Beggs. 2003)

노달 분석을 활용하면, 해양 가스 생산시스템 운영 조건에 따른 생산 가스 유량·압력 예측이 가능하고 다양한 경사각과 유체 조성을 기반으로 계산하기 때문에 복잡한 검증과정이 필요하지만 신뢰도가 높은 방법이다. 그러나 노달 분석은 정상상태를 구현하는 분석 기법이므로 천이 다상유동의 구현이 가능한 생산 관내 유동 모델을 통해 구체적인 생산 중단 원인 분석을 수행할 필요가 있다.

## 2.3 해양 가스 생산시스템 유동안정성 확보 분석 기법

### 2.3.1 생산 관내 다상 유동 분석 기법

해양 가스 생산시스템에 생산 가스가 관내를 유동하면서 압력이 저하되면 생산 가스의 이슬점 압력(dewpoint pressure) 보다 낮아진 가스는 포화 원유의 응축현상이 발생하고, 저류층에서 유입되는 생산수 또한 생산 관내를 유동하여 3상인 상태로 생산 관내를 유동하게 된다. 이를 다상 유동이라 하며, 이에 대한 천이 다상 유동을 분석하는 기법이 생산 관내 유동 분석 기법이다. 생산 관내 유동 분석은 생산 관내 생산유체 고유 물성, 압력 그리고 온도에 기인하며, 생산 관내 압력 구배를 산출하는 인자로는 유체속도( $\nu$ ), 비중( $\rho$ ), 점성( $\mu$ ), 표면장력( $\sigma$ ), 등이 있다. 다양한 인자들을 바탕으로 생산 액체 점유율, 생산 점착액체 점유율(No slip liquid holdup), 생산 유체 밀도, 다상 유체 속도(Slip velocity), 생산 유체 점성도, 표면장력이 있다. 이러한 인자를 고려한 생산 관내 유동 모델은 생산 감쇄기인 해양 가스 생산시스템의 liquid loading에 대해 시간에 따른 예측이 가능 하다(Fig. 10). 또한 시간에 따른 관내 온도·압력을 파악할 수 있으므로 유동 안정성 확보 문제 발생 예측이 가능하고, 특히 해양 가스 생산시스템 저온의 상태에 대표적인 하이드레이트 배관 막힘에 관하여 정량적 예측이 가능하다(Bratland, 2010). 본 연구를 수행하기 위해 우선 검증된 유체 특성화 자료를 생산 관내 유동 모델에 입력 후 해양 가스 생산시스템 정보 및 시간에 따른 운영 조건 변화 자료와 구축 모델간의 검증을 거친다. 그 후 시간에 따른 생산 관내 liquid loading 및 liquid accumulation에 대한 정량적 분석과 더불어 생산 관내 전 구간의 온도·압력 결과와 대상 유체가 가진 하이드레이트 생성 곡선 간의 비교를 통해 하이드레이트 막힘 위치와 길이에 대한 분석이 가능하게 한다(Fig. 10).

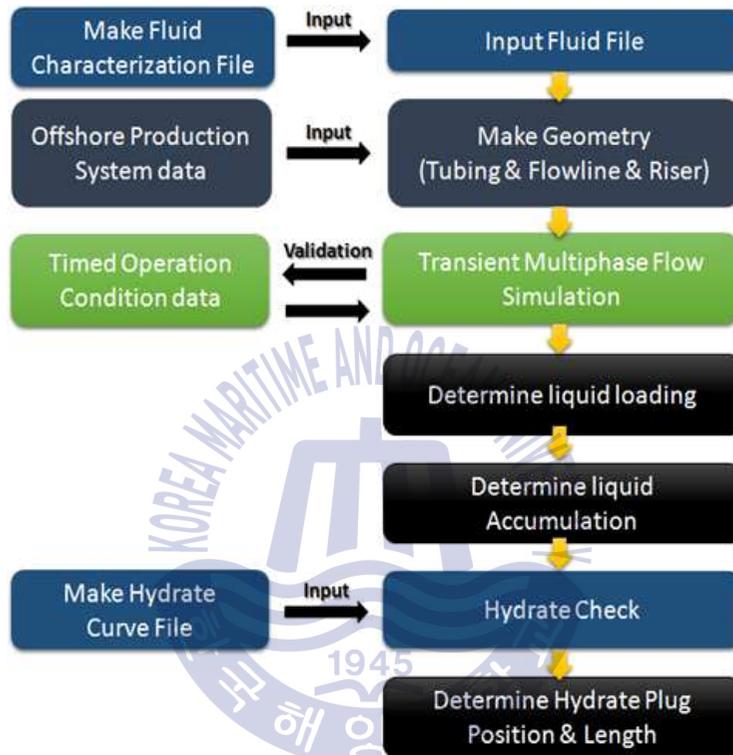


Fig. 10 Workflow of transient multiphase flow model

### 2.3.2 유동안정성 확보 분석 기법

유동안정성 확보 기술이란 유체가 저류층에서 정제시설에 이르는 동안 어떠한 방해없이 흐를 수 있게 해주는 모든 공학기술을 의미한다(O'Connor et al., 2007). 해양 가스 생산시스템에서는 가스 생산 시 기존의 저온·고압의 생산 유체가 저온의 해저 환경에 노출되면 생산 관내 불순물의 생성으로 인한 관내 막힘 현상이 발생하고 안정적인 생산을 방해하는 유동안정성 확보 문제가 발생한다(Brower et al., 2005). 특히 해양 가스 생산시스템에 주로 대두되는 유동안정성 확보 문제는 하이드레이트이며, 이는 저분자량의 기체 분자들이 낮은 온도와 높은 압력 조건에서 생성되는 물 분자들의 격자구조에 포획되는 결정물이다. 특정 온도·압력 조건하에 물 분자와 가스 분자의 종류와 생성 조건에 따라 구조-I, 구조-II, 구조-H의 종류를 가지며, 구조-I는 분자 직경이 0.4~0.55 nm의 크기를 가진 메탄과 에탄, 구조-II는 0.6~0.7 nm인 프로판과 부탄, 구조-H는 그 외 0.8~0.9 nm 분자크기를 가진다(서유탉 등, 2008). 해양 가스 생산시스템 운영에 있어 고온의 생산 유체가 저온인 해저환경에 노출되면 유체의 온도는 급격히 낮아져서 하이드레이트 생성 조건을 충족시켜 결국은 생산 관내는 하이드레이트로 막혀 생산이 중단된다. 이러한 문제는 특히 생산 초기(start-up)와 재생산(restart-up) 시 생산 관내 저온의 환경에 유입되는 고압의 생산 유체로 인하여 짧은 시간 내 문제가 발생한다. 하이드레이트 문제를 예방하는 방법은 감압법, 단열법, 코일튜빙, 하이드레이트 억제제 주입법 등의 해결방법이 있으며(임중세, 2010), 해상 운영상 경제적 요소를 감안할 때 메탄올( $M_eOH$ ) 또는 메틸에틸렌글리콜(Methyl ethylene glycol) 등의 하이드레이트 억제제를 주입하여 발생을 예방한다. 또한 하이드레이트 억제제 주입 농도 증가는 하이드레이트 생성 조건 변화를 주어 발생 가능성을 최소화할 수 있다(Fig. 11).

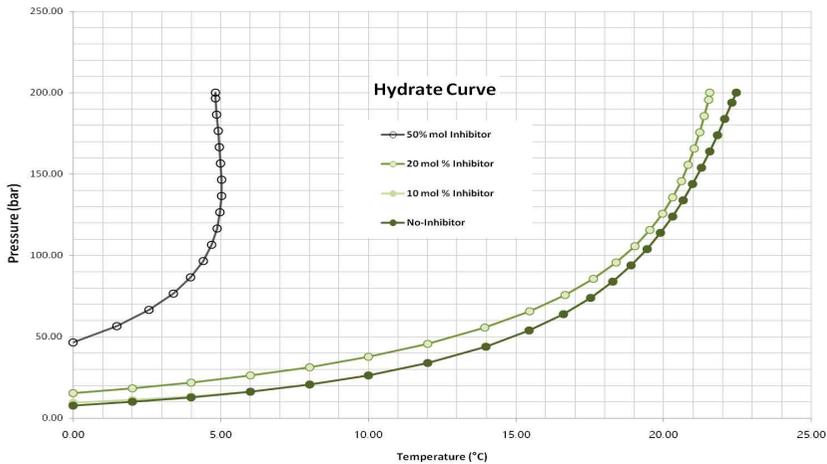


Fig. 11 Graph on hydrate inhibitor effect

만약 생산 관내 하이드레이트 막힘이 발생할 경우에는 하이드레이트 생성 위치, 크기, 공극률, 유체투과율, 생산 시스템 운영의 온도·압력 등 파악할 수 없이 많은 인자들이 존재하기 때문에 이를 규명하기는 매우 어렵다. 다만 생산 관내 유동 모델은 시간에 따른 해양 가스 생산 시스템 관내 유동 양상을 파악할 수 있으므로 생산 관내 온도·압력 프로파일을 통해 하이드레이트 생성 위치와 크기 예측이 가능하다(Bai & Bai., 2010). 하이드레이트 막힘을 효과적으로 제거하기 위한 방안은 감압법이 대표적이며, 이는 크게 단방향감압, 양방향 감압으로 구분한다. 단방향 감압은 하이드레이트 생성 구간 후단을 감압하여 상대적으로 짧은 시간 동안 하이드레이트를 해리시키는 방식으로 급격한 단방향 감압은 하이드레이트의 순간적인 이동으로 해양 가스 생산시스템에 심각한 문제를 초래할 수 있고 압력 평형에 민감한 요소이기 때문에 운영 조건을 고려한 적절한 감압 산정이 중요하다. 단방향 감압보다 상대적으로 긴 시간이 걸리는 양방향 감압은 생성 전·후단의 압력을 동시에 감압하여 하이드레이트 생성 온도보다 높은 주변 환경 온도의 열전도(Heat transfer)로 하이드레이트를 해리시키는 방식이다(Sloan et al., 2010). 해양 가스 생산시스템 운영 상 하이드레이트를 해결할 수 있는 방안으로는 (Bollavaram & Sloan, 2003)이 제안한 감압법이 대두되며, 하이드레이트 감압 분석 모델을 활용하여 생산 관내 하이드레이트가 해리되는 요소들을 파악하였다. 분석에 필요한 인자는 하이드

레이트 구조, 공극률, 유체투과율, 하이드레이트 위치, 길이 등 다양한 인자를 필요로 한다(Bollavaram & Sloan, 2003). 본 연구를 수행하기 위한 흐름은 Fig. 12와 같이 생산 관내 유동 모델을 통해 예측한 하이드레이트 위치, 길이 그리고 생산 관내 전구간의 온도·압력 정보를 하이드레이트 감압 계산식에 입력 변수로 작용하며, 해양 가스 생산시스템의 운영상의 제약 조건 내에서 단방향 감압과 이에 따른 하이드레이트 이동 속도, 이동 변화를 계산한다. 이를 통해 해상 가스 생산 시스템 안정성 여부를 확인하고 생산 관내의 손상위험이 예상된다면, 양방향 감압으로 하이드레이트 해리 분석을 수행하여 안정성과 시간을 고려한 최적의 감압 방법을 도출한다.



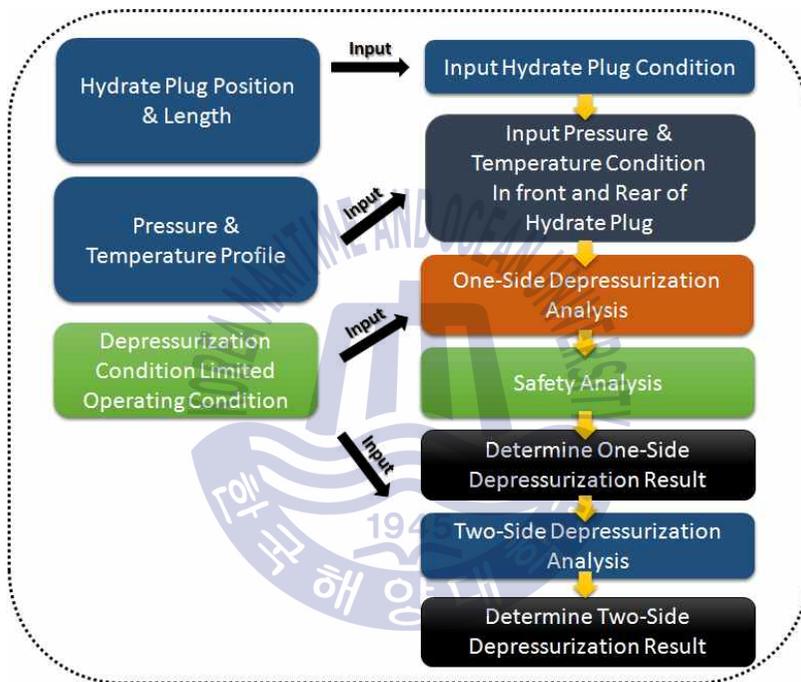


Fig. 12 Workflow for hydrate depressurization analysis

### 3. 적용대상 해양 가스 생산시스템 분석

#### 3.1 적용대상 개요

적용 대상 해양 가스 생산시스템은 약 142 m 수심의 해저면으로 부터 약 2,390 m 깊이의 단일 가스 저류층이며, 약 10년간의 가스 생산으로 저류층 압력 약 40 barg에서 가스 생산이 종료되었다. 해양 가스 생산시스템의 모식도는 아래 Fig. 13과 같으며, 공저부근에서 부터 해저생산트리까지의 깊이는 2,852 m, 플로우라인에서 라이저까지 거리는 2.07 km 그리고 라이저에서부터 해상플랫폼까지 거리는 약 162 m이다.

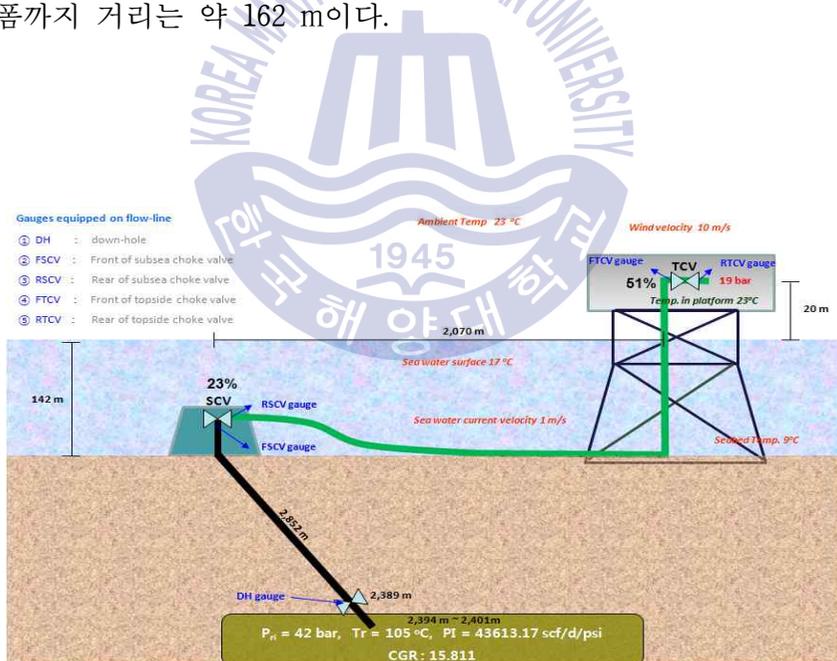


Fig. 13 Schematic diagram of subsea production gas field

### 3.2 해양 가스 생산시스템 분석 결과

#### 3.2.1 유체특성화 분석 결과

적용 대상 해양 가스 생산시스템의 유체 조성(Table 1)은 메탄( $C_1$ )이 가장 많은 비율을 차지하고  $C_5$  이상 조성도 일정량 함유되어 있는 wet gas이다. 실험적 유체특성화를 수행하기 위해 단일팽창법을 수행하였고, 이에 대한 검증을 수행하기 위해 유체특성화 전문 모델과 relative volume, liquid volume, z-factor와의 비교 분석을 실시하였다. 유체특성화 전문 모델의 상태방정식은 석유 개발 상류부분에서 범용적으로 사용되는 SRK(soave redlich kwong)를 적용하였다.

Table 1 Fluid component

Component Recombined	Mole %	Density(g/cc)
$N_2$	0.23	0.8006
$CO_2$	1.56	0.8172
$H_2S$	0.00	0.8086
$C_1$	89.32	0.2997
$C_2$	4.23	0.3558
$C_3$	2.06	0.5065
$i-C_4$	0.48	0.5623
$n-C_4$	0.59	0.5834
$i-C_5$	0.27	0.6238
$n-C_5$	0.18	0.6305
$C_6$	0.18	0.6632
$C_7^+$	0.90	0.7703

검증 결과(Fig. 14~16) relative volume과 liquid volume의 경우 약 5 % 미만 오차로 실험과 시뮬레이션 간의 검증이 잘 이루어짐을 확인하였다. z-factor 검증 결과 약 3 % 미만의 오차를 보였다. 이러한 오차 발생 원인으로서는 3 가지 검증을 동시에 하였고, 시뮬레이션을 수행한 상태방정식 계산 결과 값과 실험 분석 결과의 미미한 차이로 발생됨을 확인할 수 있었다.

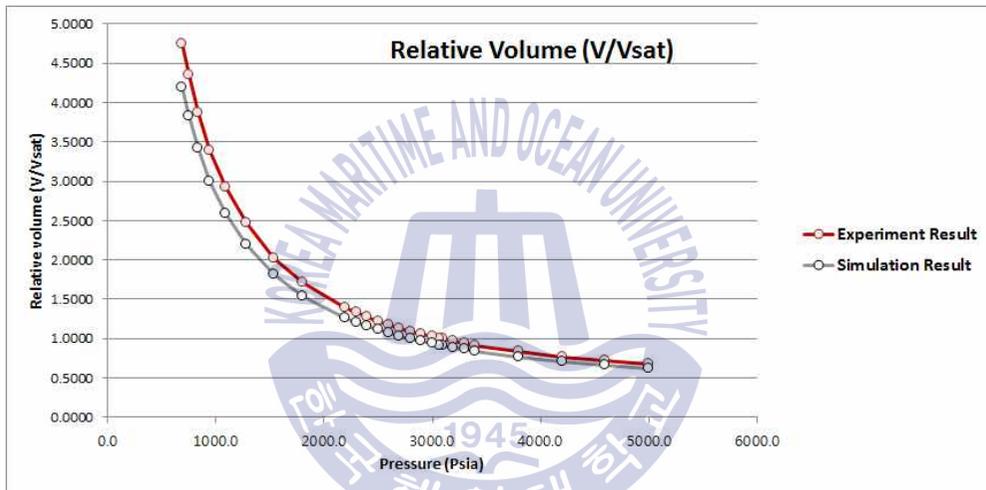


Fig. 14 Relative volume (V/Vsat) matching result

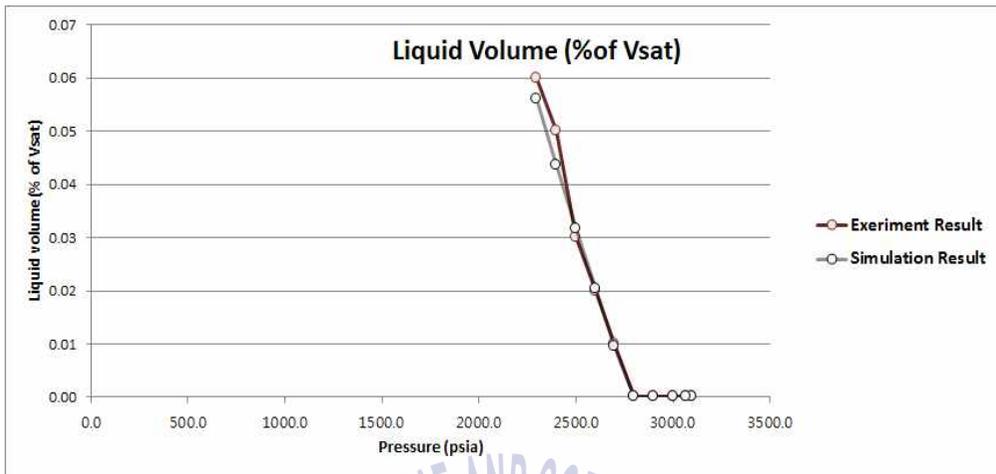


Fig. 15 Liquid volume (% of Vsat) matching results

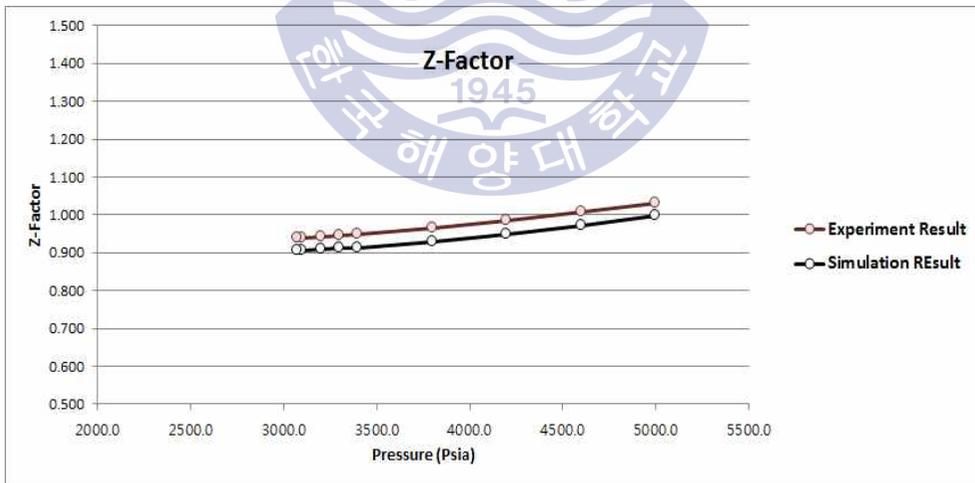


Fig. 16 Z-factor matching result

### 3.2.2 임계 가스 생산량 분석 결과

해양 가스 생산시스템의 임계 가스 생산량에 대한 분석을 위해 Coleman correlation을 활용하여 공저압력·온도, 가스비중, z-Factor, 액체밀도, 표면장력, 배관 내경을 입력하였고, 이에 대한 결과는 Fig. 17과 같다.

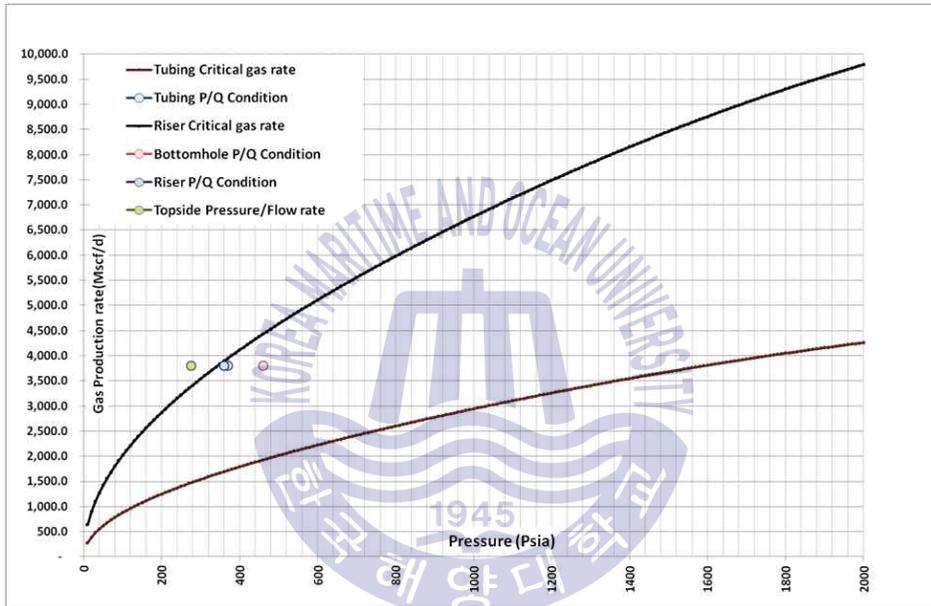


Fig. 17 Critical gas rate result

분석 결과 생산 튜빙 및 라이저에 대한 생산 배관 임계 유량은 각각 약 1.8 mmscf/d 및 3.8 mmscf/d임을 확인하였다. 그러나 black oil과 수직정을 가정한 Coleman correlation의 분석 결과에 대해서 유체특성화, 다양한 경사각을 고려한 노달 분석과 비교 분석이 필요하다.

### 3.2.3 노달 분석 (Nodal analysis) 결과

대상 해양 가스 생산시스템의 노달 분석을 수행하기 위해 범용적으로 사용되고 있는 노달 분석 전문 모델을 활용하였고, 가스 생산 기간 동안 build up 상태의 공저압력과 정상 운영 시 공저압력을 기반으로 Back pressure equation의 유입 유동 곡선과 현장 실측치와 비교 분석을 통해 검증을 수행하였다. 현장 실측을 통해 산출된 결과는 저류층 압력이 약 113 barg, 4 point slope 1/n 값이 1인 조건에서 Back pressure 계수인 C의 값은 약  $1.839 \text{ mmscf/d/Psi}^{2n}$ 인 결과를 가진 유입 유동 곡선을 도출하였다. 유출 유동 곡선을 분석하기 위해 생산 튜빙 사이즈 4.5인치, 공저부근에서 해상플랫폼까지 6인치 플로우라인 및 라이저에 대해 유출 유동 곡선을 산출하였다. 산출된 유출 유동 곡선과 유입 유동 곡선으로 생산 기간 동안 현장 실측치와 분석 모델을 검증한 결과, 각 생산 기간별 압력 · 유량간의 오차가 미미하게 잘 검증되었으며, 저류층 압력이 낮은 경우를 면밀히 보기 위해 가급적 저유량의 가스에서 압력에 대한 매칭이 잘 이루어 질 수 있게 검증을 하였다(Table 2).

Table 2 Validation results for production gas well

	FBHP (bara)	FWHP (bara)	SCV %	$Q_g$ (mmscf/d)	
Validation 1	90	64	14	12.8	Field Result
	92	64	14	14.4	Model Result
Validation 2	86	50	20	19.6	Field Result
	86	47	20	18.5	Model Result
Validation 3	84	45	24	22.5	Field Result
	84	44	24	20.0	Model Result
Validation 4	83	39	30	23.7	Field Result
	83	35	30	20.3	Model Result
Validation 5	30	20	23	3.91	Field Result
	31	21	23	4.62	Model Result
Validation 6	31	27	23	2.32	Field Result
	31	23	23	2.95	Model Result

생산 종료 조건의 노달 분석 결과(Fig. 18) operating point는 약 3.8 mmscf/d 이지만 liquid loading이 발생하는 생산 관내 임계 유량은 약 4.4 mmscf/d로 실제 생산 마진 보다 liquid loading의 영향으로 생산이 중단되었음을 확인하였다. 생산 튜빙과 플로우라인, 라이저는 서로 다른 관내 내경을 가지기 때문에 임계 가스 생산량이 다를 것을 판단하였고 이에 대한 분석 결과는 Table 3과 같다.

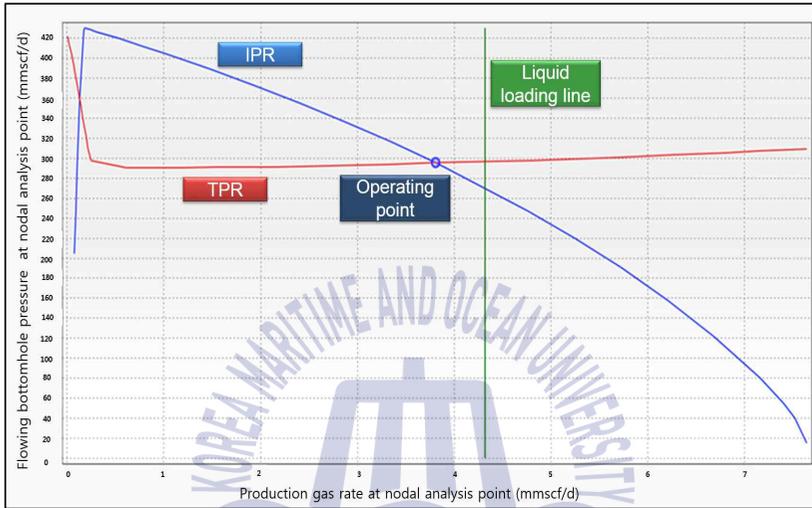


Fig. 18 Nodal analysis results

Table 3 Liquid loading results in production line

Type	Elevation	Pressure	Liquid loading gas rate
	ft	barg	mmscf/d
Tubing	-6943	33.1	1.8
Tubing	-717	23.9	1.8
Tubing	-9	22.5	1.7
Tubing	9	21.3	1.7
Choke	4	21.3	-
Flowline	5	21.3	-
Riser	262	21.1	4.4
Riser	655	20.2	4.4

생산 튜빙 구간에서의 임계 가스 생산량은 약 1.7 ~1.8 mmscf/d임에 반해 수직 구간인 라이저 부근은 약 4.4 mmscf/d 이상의 생산 가스를 필요로 한다. 이는 해양 가스 생산시스템의 중단 원인은 라이저 내 임계 가스 생산량 미달로 인한 생산 관내 liquid accumulation이 발생하여 중단된 것을 의미한다.



### 3.2.4 생산 관내 유동 모델 분석 결과

대상 해양 가스 생산시스템에서 liquid accumulation에 대한 천이 다상 유동 분석을 위해 생산 관내 유동 모델을 활용하였고, 생산 튜빙에서 부터 해상플랫폼까지 생산 관내를 모사하였다(Fig. 19).

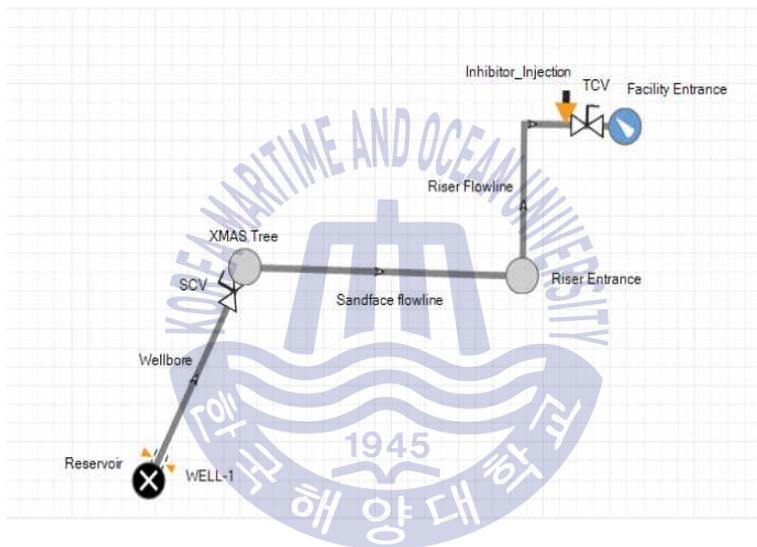
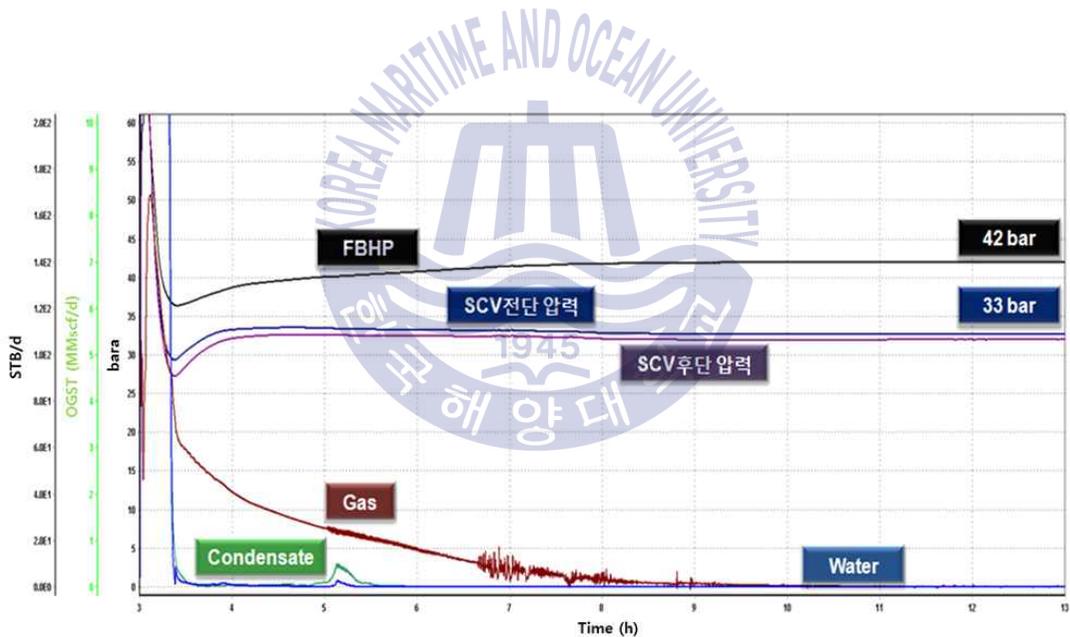


Fig. 19 Schematic diagram of transient multiphase model

해양 가스 생산시스템 모델 구축 후, 생산 종료 시점을 기준으로 공저압력 38 bara에서 현장 압력·유량 값과 구축 모델과의 검증을 실시하였다(Table 4 & Fig. 20).

**Table 4** Simulation results for transient multiphase flow model

	FBHP (bara)	Front SCV P (bara)	Rear SCV P (bara)	$Q_g$ (mmscf/d)	$Q_w$ (stb/d)	$Q_c$ (stb/d)
Field Result	38	27	25	3.8	27	37
Model Result	36	29	27	3.7	25	35



**Fig. 20** Simulation validation result

검증결과, 현장계측 압력·유량과 시뮬레이션 결과간의 매칭이 잘 되었고, 생산시스템 운영 조건 변화를 주지 않음에도 불구하고, 시뮬레이션 1시간 경과 후 약 3.8 mmscf/d의 생산 가스로 감소 후 시간에 따라 생산 중단이 발생됨을

보였다. 이에 대한 원인은 앞서 예측한 것처럼 라이저 구간에서 생산 관내 임계 가스 생산량(3.8~4.4 mmscf/d)보다 낮은 생산 가스로 생산 종료되었기 때문이다.

모델 검증 후, 생산시스템 관내 시간에 따른 liquid loading은 시뮬레이션 1시간 경과 후 가스 생산이 약 3.8 mmscf/d이하로 저하되면서 라이저 관내에서 liquid loading이 발생되기 시작하였다. 약 시뮬레이션 6시간 30분 경과 후 라이저 저점에서부터 약 95 m의 liquid accumulation 발생을 보였으며(Fig. 21), 라이저의 액체하강의 영향을 받아 플로우라인 또한 시뮬레이션 1시간 경과 후로 liquid accumulation이 발생하였다(Fig. 22). 이러한 영향으로 더 이상 가스 생산 통로를 잃어버린 생산튜빙 내 생산 가스는 시뮬레이션 약 6시간 30분 이후 생산 튜빙 하단부에 liquid accumulation이 공저부근에서부터 약 442 m의 높이로 발생되어 생산이 중단되었다(Fig. 23).

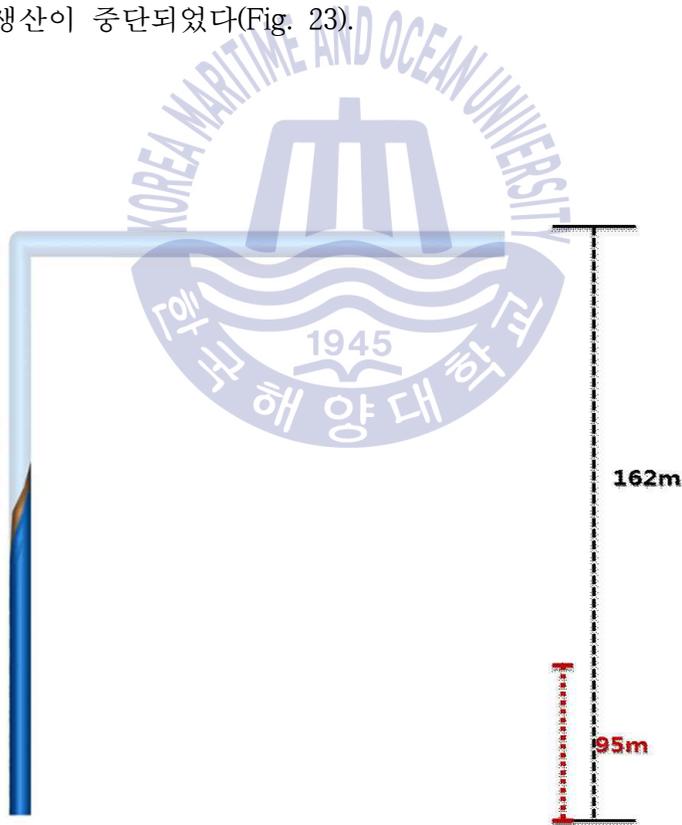


Fig. 21 Simulation results of riser

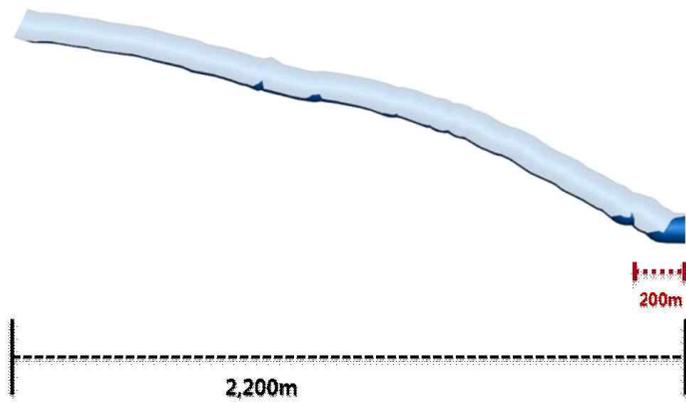


Fig. 22 Simulation results of flowline

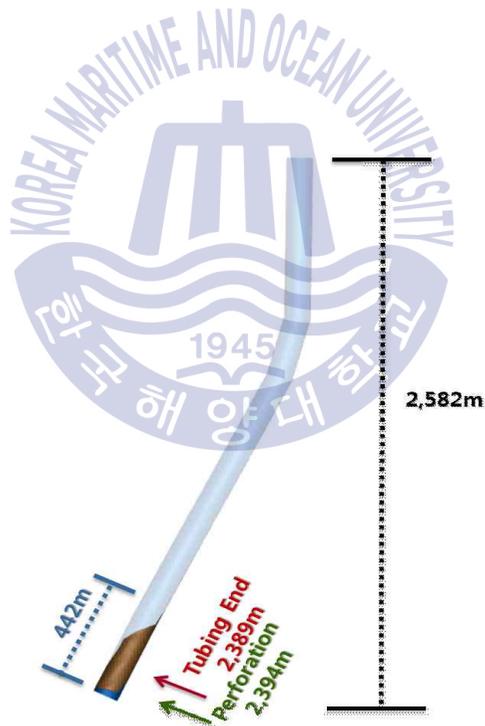


Fig. 23 Simulation results of production tubing

가스 생산 중단 시 해양 가스 생산시스템 전체에 대한 liquid accumulation 모식도는 Fig. 24와 같다.

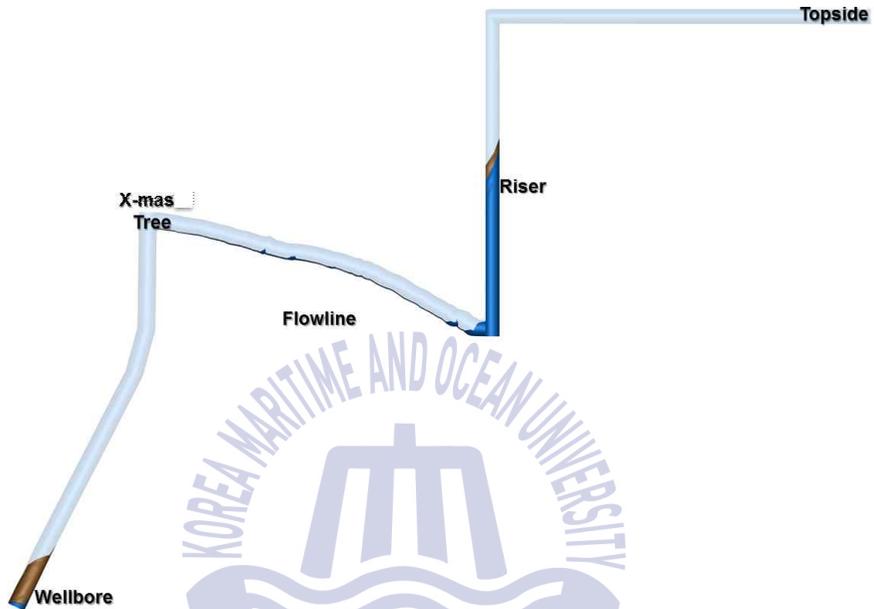


Fig. 24 Simulation results on all of flowline

위의 분석 결과로부터 저류층 압력 감소로 생산성 저하에 따라 liquid loading 이 발생하였고, liquid accumulation으로 생산이 종료됨을 알 수 있었다. 다음은 생산 관내 유동 모델을 활용하여 가스 재생산 시 저온의 해양 환경에 노출된 고압 생산 유체로 인한 하이드레이트 발생과 해결 방안에 대해 연구를 수행하였다.

### 3.5 해양 가스 생산시스템의 유동안정성 확보 분석 결과

#### 3.5.1 하이드레이트 막힘 분석 결과

해양 가스 생산시스템의 shut-in 기간 동안 저류층 압력이 약 42 barg로 증가함에 따라 가스 재생산 시험을 수행하였다. 수행 절차는 우선 하이드레이트 생성 방지를 위해 해저생산트리 내 하이드레이트 억제제인 메탄올을 생산튜빙, 플로우라인 순서로 주입하였고 해저생산트리의 choke valve(SCV) 조절을 통해 가스 재생산 시험을 수행하였다. 이에 대한 생산시스템 관내 유동 분석을 수행 하기 위해 앞장의 생산 관내 유동 모델을 활용하였다.

가스 재생산 시 시간에 따른 해저생산트리 choke valve(SCV) 개방 변화를 주어 초기 20 % 정도 개방 시 해저생산트리 온도가 미미하게 상승하여 생산 유체 거동을 보였으나 해상플랫폼 topside에서는 실질적인 생산 반응을 보이지 않았다. 그 후 choke valve를 완전히 개방하여도 측정 온도 변화는 보였으나, SCV 후단 압력이 순간 상승하여 유체 거동을 보이지 않았다(Fig. 25).

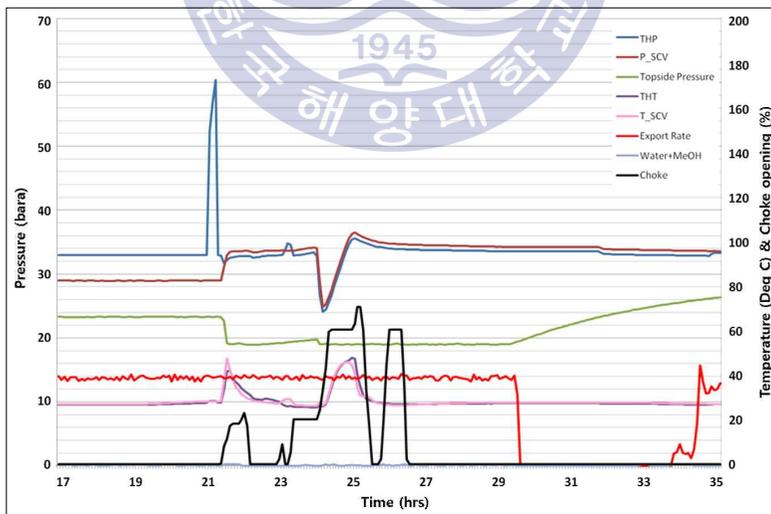


Fig. 25 Operation results for offshore natural gas production system

생산 중단 된 원인 분석을 위해 현장 결과와 모델간의 비교 분석을 수행한 결과, 해저생산트리 choke valve 개방을 현장과 동일하게 하였을 때, SCV 후단 압력이 현장과 같이 급격히 상승되지 않고 지속적으로 감소되는 차이를 확인 하였다(Fig. 26).

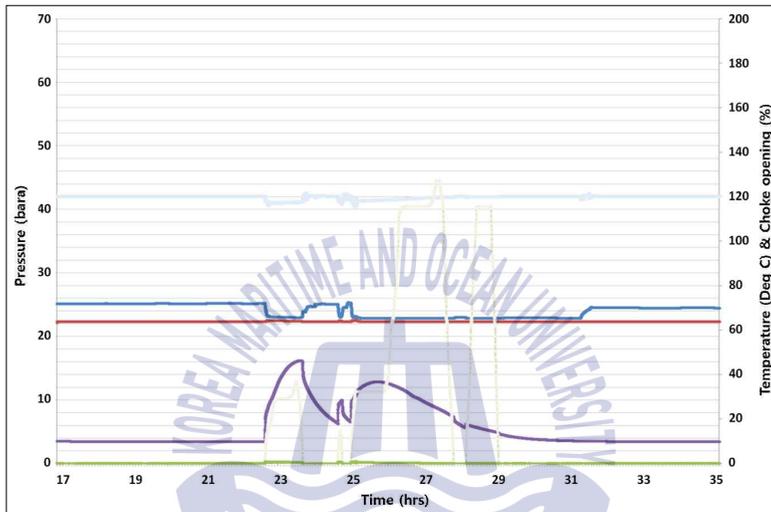


Fig. 26 Simulation results for offshore natural gas production system

현장 실측값과 시뮬레이션 결과 차이를 보인 가장 큰 원인은 플로우라인 내 하이드레이트 생성으로 인한 생산 관내 막힘으로 판단하였다. 이에 대한 원인 분석을 위해 해양 가스 생산시스템의 유체 조성에 따른 하이드레이트 곡선과 플로우라인 압력·온도를 도시한 결과 하이드레이트 생성 영역에 해당됨을 확인할 수 있었다(Fig. 27).

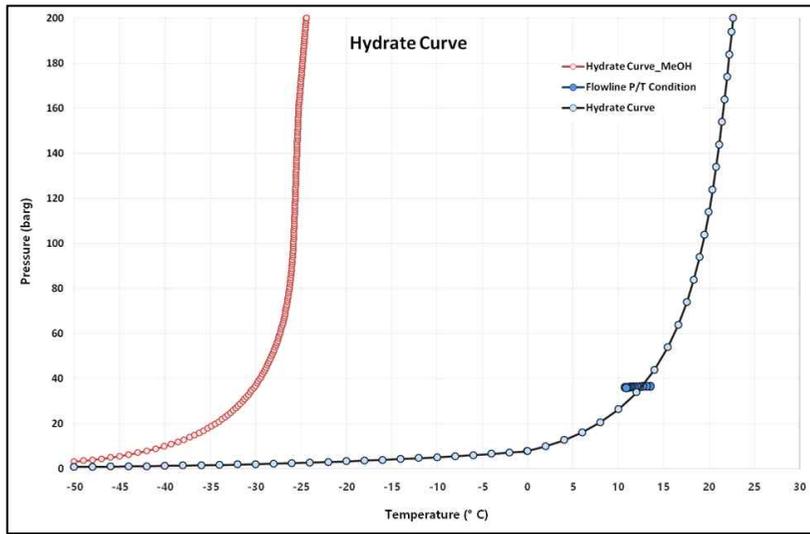


Fig. 27 Hydrate curve for flowline of offshore natural gas production system

메탄올을 가스 재생산 시험 전 주입 했음에도 불구하고 하이드레이트가 발생된 이유는 초기 플로우라인 내 메탄올 주입 시간이 짧았기 때문에 메탄올 이동 거리는 전체 플로우라인 길이(2.07 km)의 약 300 m에 불과 하였고, 가스 재생산 시험 중 액체 유속은 약 0.5 m/s임에 반해 약 7.3 m/s로 빠른 속도인 생산 가스가 생산 종료 후 플로우라인 내 집적되어있던 생산수와 먼저 접촉하여 하이드레이트가 발생됨을 판단할 수 있었다(Fig. 28).

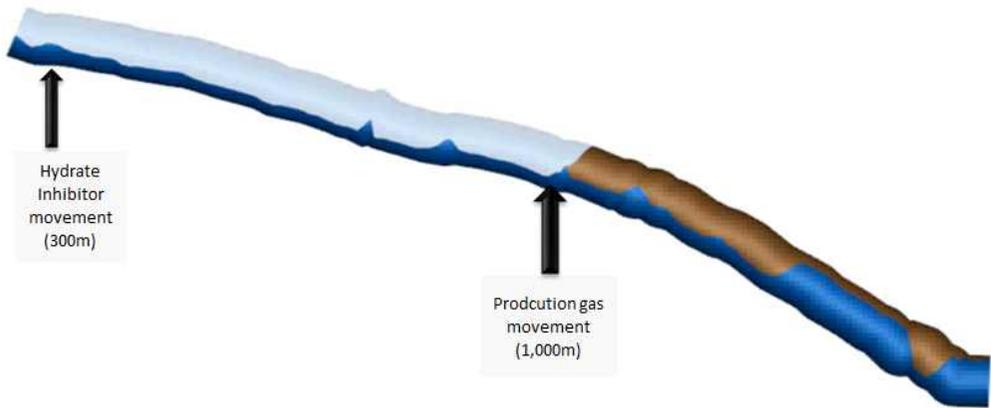


Fig. 28 Movement for hydrate inhibitor & production gas

시험 기간 동안 생산 가스 속도를 통해 생산 배관 내 가스의 이동 경로를 추적한 결과 해저 정두 장치를 기준으로 약 1 km 떨어진 지점에서부터 약 530 m의 길이로 하이드레이트가 충전된 것으로 예상하였다(Fig. 29).

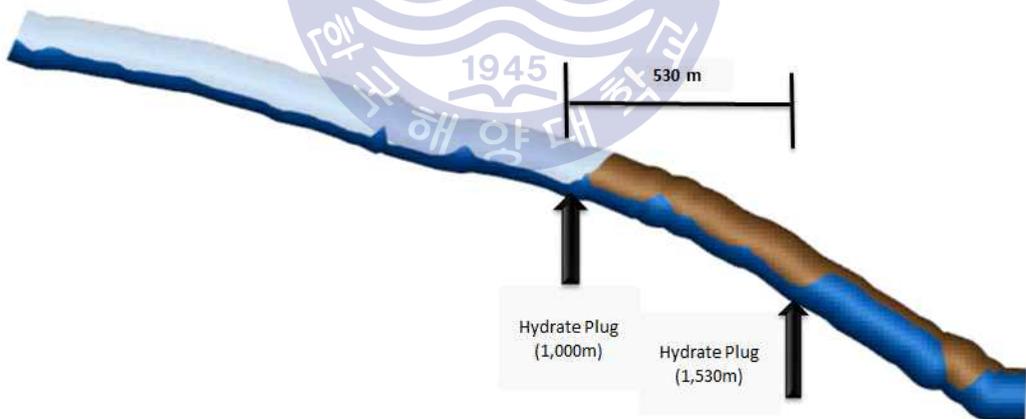


Fig. 29 Hydrate plug in flowline

### 3.5.2 하이드레이트 감압 분석 결과

생산 관내 유동 모델을 통해 파악한 하이드레이트 생성 구간, 위치 정보를 기반으로 하이드레이트 감압 분석 기법을 활용하여 단방향 감압 분석을 수행한 결과, 단방향 감압으로 해상플랫폼에서의 감압 조건을 대기압에서 35 barg까지 운영하였을 때 하이드레이트 해리 시간 분석 결과, 감압 압력을 하이드레이트 전단 압력과 유사한 35 barg로 운영 시 해리 되는 시간이 가장 짧은 것을 확인할 수 있었다. 이러한 결과의 이유는 하이드레이트 전·후단에 걸려있는 압력 평형(Pressure equilibrium)까지 걸리는 시간이 짧음에 따라 해리되는 시간 또한 줄어들기 때문이다(Fig. 30).

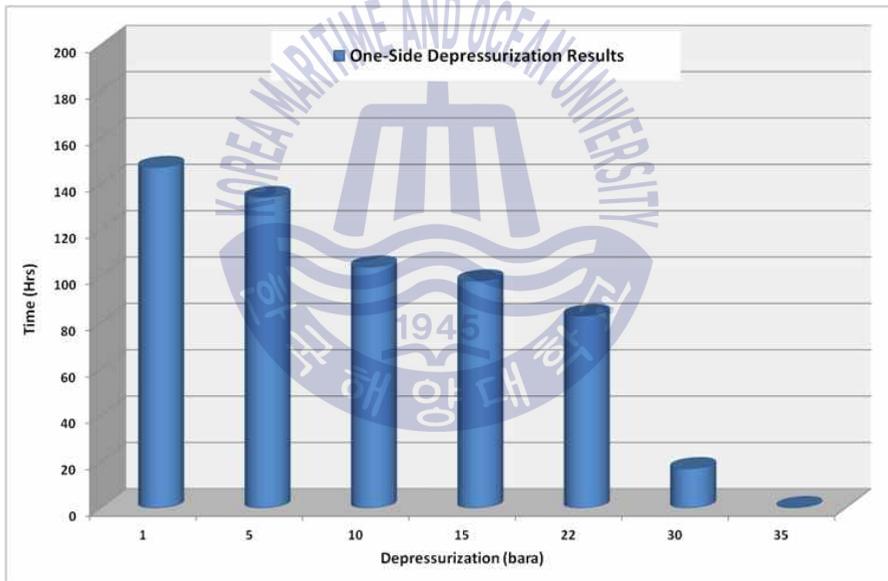


Fig. 30 One-side depressurization results

감압을 수행한 이후 하이드레이트 충전물이 해상플랫폼 인입 지점까지 도달하기까지의 충전물 속도와 이동거리를 예측하였고, 이에 따른 결과는 Fig. 31~32와 같다.

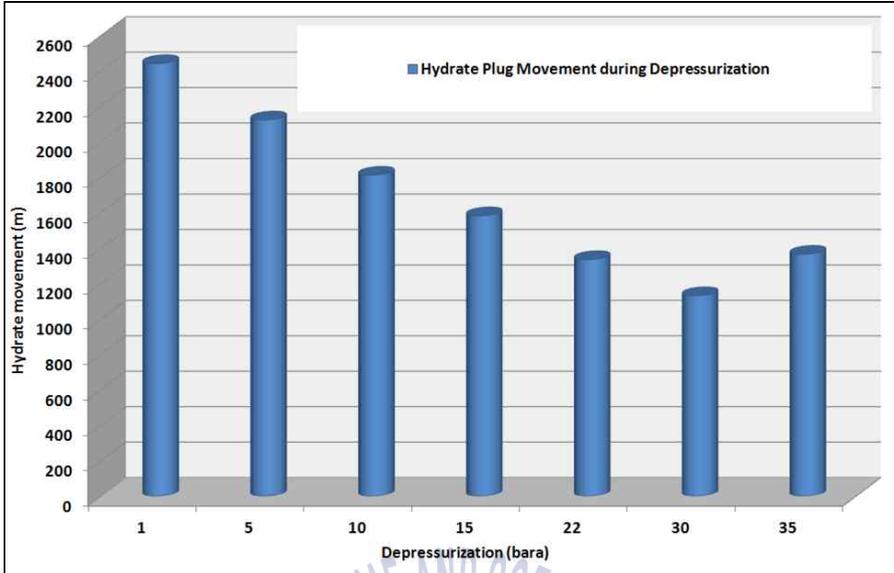


Fig. 31 Hydrate plug movement results

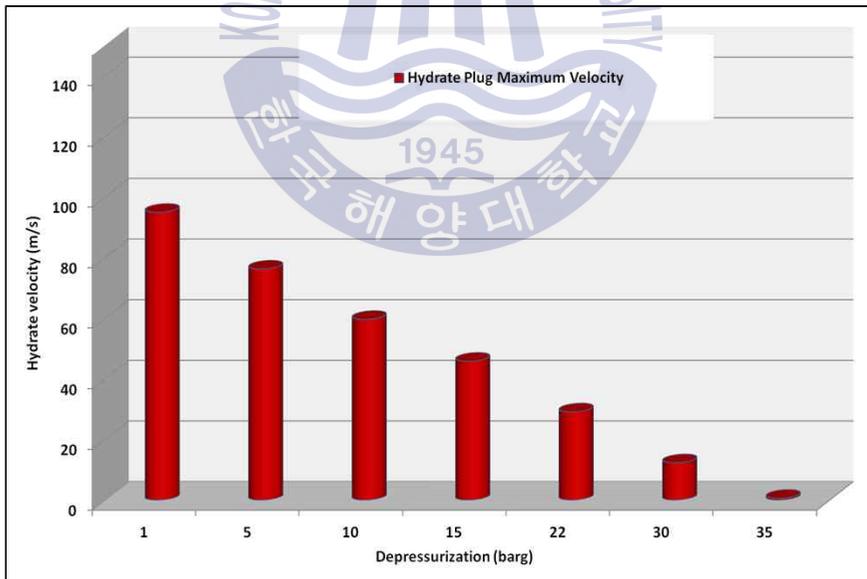


Fig. 32 Hydrate plug maximum velocity

분석 결과 대기압(1 barg)의 조건에서는 10초 미만의 시간동안 1초당 약 95 m로 충전물이 총알처럼 날아가는 현상으로, 이런 상황에 대한 문제점은 플로우라인에서 라이저로 유입되는 변곡점 지점에 충전물이 총알처럼 관내와 충돌하며, 순간 최대 압력이 약 5,000 barg를 넘는 가속으로 부딪히기 때문에 생산관의 bursting 압력이 약 200 barg임을 고려할 때 순식간에 leaking이 발생할 것으로 예상되었다. 감압 압력을 높일수록 순간 최대 압력과 이동 속도도 낮아짐을 확인할 수 있었지만, 해양 가스 생산시스템에서 안정성을 고려하였을 때 좋은 방법이 아닌 것으로 판단된다. 양방향 감압은 대상 플로우라인과 해저생산트리 간의 연결 배관을 동시에 감압하고, 이때 하이드레이트 생성 조건보다 높은 외부 온도의 영향으로 해리 시간을 예측하였다. 한쪽에서 감압시키는 단방향 감압보다 양방향 감압은 양쪽 동시 감압으로 하이드레이트 이동에 대한 문제에서는 안정적인 방법이다. 분석 결과, 감압 초기의 관내 하이드레이트는 완전히 막혀 있기 때문에 해리에 필요한 시간은 약 280 시간이 소요되나, 점진적인 해리로 막힌 공간이 커지게 되며 이에 따라 해리 시간 또한 줄어들게 된다(Fig. 33).



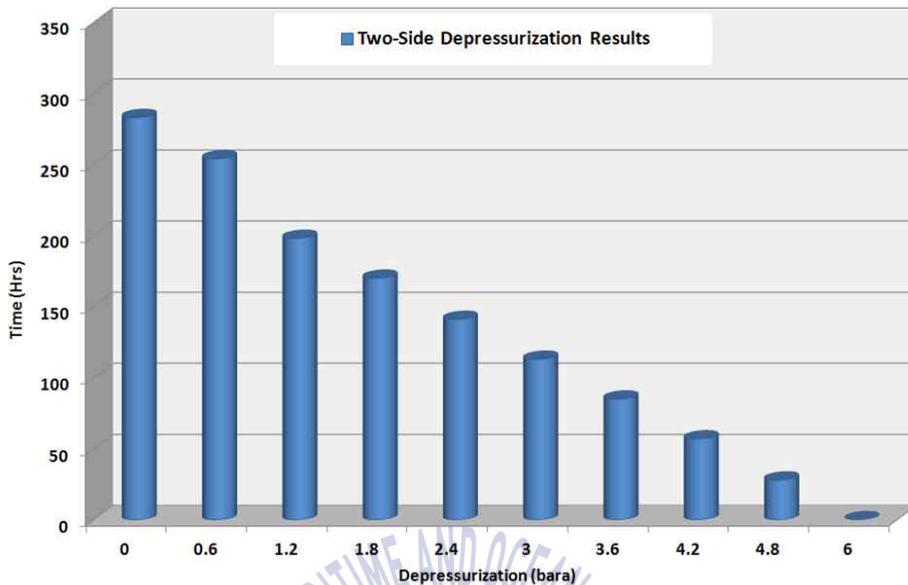


Fig. 33 Two-side depressurization results

양방향 감압은 단방향 감압보다 하이드레이트가 해리되는 시간은 비교하기 어렵지만, 관내 안정성 측면에서는 양방향 감압으로 하이드레이트를 해리 시키는 것이 적합함을 예상하였다. 하이드레이트 해리 이후 안정적인 운영 조건에서 해양 가스 생산시스템을 운영한다면, 다시금 가스가 재생산 될 것이라 사료 된다.

## 4. 결 론

본 연구에서는 생산이 중단된 해양 가스 생산시스템의 생산 중단 원인 분석과 더불어 가스 재생산 시 발생된 하이드레이트 막힘과 감압을 통한 해결 방안 에 대해 고찰하였다. liquid loading을 도출하기 위해 노달분석, 임계 가스 생산 량, 생산 관내 유동 모델들에 대한 검증 및 분석을 통해 liquid loading, liquid accumulation을 도출하였고, 가스 재생산 시 하이드레이트 분석 기법을 활용하 여 하이드레이트 생성 위치, 구간, 단방향 감압, 양방향 감압 등 저류층 가스를 다시 생산하기 위한 기술적으로 다양한 방법을 연구하였다.

1. Coleman correlation을 통한 임계 가스 생산량에 대한 분석 결과 생산 튜빙, 라이저 구간에서 각각 1.8 mmscf/d, 3.8 mmscf/d의 최소한의 가스 유량이 필요한 것을 확인할 수 있었다.
2. 노달 분석을 통한 임계 가스 생산량, liquid loading에 대한 분석 결과 생산 튜빙, 라이저 구간에 각각 1.8 mmscf/d, 4.4 mmscf/d의 최소 가스 유량이 필요한 것을 확인하였고, Coleman correlation의 라이저 부분에 대한 임계 가스 생산량과의 차이는 사용 조성 차이로 인해 발생하는 것이라 사료된 다.
3. 천이 다상 유동 구현이 가능한 생산 관내 유동 모델을 통한 분석 결과, 시뮬레이션 1시간 경과 후 생산 가스 3.8 mmscf/d 이하인 유량에서부터 라이저 구간에 liquid loading이 발생하기 시작하였고, 연쇄 반응으로 시물 레이션 약 6시간 30분 이후로는 라이저, 플로우라인, 생산튜빙에서 liquid accumulation의 발생으로 생산이 중단되었음을 분석하였다.
4. 생산 관내 유동 모델을 통해, 하이드레이트 영향을 분석한 결과, 해저생산 트리로부터 약 1 km 떨어진 지점을 기준으로 약 530 m 길이로 하이드레

이트 막힘 현상이 관측되었고, 그러한 발생 원인으로는 초기 하이드레이트 억제제인 메탄올 주입시간을 적게 함으로 인해 약 7 m/s의 속도를 지닌 생산 가스가 플로우라인 저점에 위치한 저온의 생산수와 먼저 접촉하여 하이드레이트가 급격히 발생됨을 예측할 수 있었다.

5. 하이드레이트 해리 방법인 감압 분석 기법을 활용한 결과, 단방향 감압은 하이드레이트 전·후단의 압력이 평행 상태에 근접할수록 해리에 걸리는 시간은 줄어들게 되며, 현재 관내 압력이 약 35 barg의 조건으로 감압 시 하이드레이트 해리는 1시간 미만의 짧은 시간에 시작됨을 예측하였다. 그러나 단방향 감압은 하이드레이트 이동으로 인해 해양 가스 생산시스템의 안전성에 심각한 위험을 초래할 수 있는 가능성이 잠재되어 있다.
6. 양방향 감압 결과, 약 280 시간의 해리 시간이 필요함을 분석하였고, 하이드레이트가 움직이지 않게 양쪽에서 동일한 감압으로 해리를 진행하기에 안정성 문제를 최소화하면서 가스 재생산이 가능하게 할 것으로 사료된다.

본 연구는 실제 해양 가스 생산시스템의 유동안정성 확보를 위해 다양한 생산 공학 기법과 유동안정성 확보 기법에 대한 분석과 연구를 통해 생산중단 원인과 해결방안을 도출하였다. 향후 다양한 유동안정성 확보 문제에 대한 연구 또는 현장에 적용 시 좋은 참고 자료로 활용될 수 있기를 희망한다.

## 참고문헌

- 서유탉, 강성필, 이재구, 이훈, 2008. 가스하이드레이트 : 차세대 에너지 자원의 가치, 현황, 그리고 전망. *News & Information for Chemical Engineers*, 26, pp.324-344.
- 임종세, 2010. 생산 유·가스전 유동안정성 확보 기술. 석유. 26, pp.68-85.
- 정선영, 2013. 석유 생산량 증대를 위한 가스로프트 주입유량 할당 최적화 연구. 석사학위논문. 부산:한국해양대학교.
- Bai, Y. and Bai, Q., 2010. *Subsea Engineering Handbook* Gulf Professional Publishing:USA.
- Beggs, H.D., 2003. *Production Optimization using Nodal<sup>TM</sup> Analysis*. 2<sup>nd</sup> Ed. OGI and Petroskills Publications:USA.
- Bratland, O., 2009. *Pipe Flow 1 (Single-Phase Flow Assurance)*. International Energy Agency:USA.
- Bratland, O., 2010. *Pipe Flow 2 (Multi-Phase Flow Assurance)*. International Energy Agency:USA.
- Bollavaram, P. and Sloan, E. D., 2003. Hydrate Plug Dissociation by Method of Depressurization, *Offshore Technology Conference*, Houston, USA, May 5-8.
- Borwer, D.V., Prescott, C.N., Zhang, J., Howerter, C. and Rafferty, D., 2005. Real-time Flow Assurance Monitoring with Non-Intrusive Fiber Optic Technology, *Offshore Technology Conference*, Houston, USA, May 2-5.

- Coleman, S.B., Clay, H.B., McCurdy, D.G. and Lee Norris, H., 1991. A New Look at Predicting Gas-Well Load Up, *J. Pet. Tech*, 43(3), pp.329-333.
- Economides, M.J., Hill, A.D. and Ehlig-Economides, C., 1994. *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall Publishing:USA. pp.41-79.
- FMC Technologies, 2012. *Subsea Production System*, Subsea World News, March 07, 2012
- Guo, B., Song, S., Chacko, J. and Ghalambor A., 2005. *Offshore Pipelines*, Gulf Professional Publishing:USA.
- Li, M., Li, S.L. and Sun, L.T., 2001. New View on Continuous- Removal Liquids from Gas Wells, *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, Midland, USA, May 15-16.
- O'conner, P., Bucknell, J., Lalani, M., Arnold, K.E. and Lake, L.W., 2007. *Petroleum Engineering Handbook Volume III Facilities and Construction Engineering*, SPE:USA.
- Sloan, E., Koh, C. and Sum, A.K., 2011. *Natural Gas Hydrates in Flow Assurance*, Gulf Professional Publishing:USA. pp.16-48.
- Turner, R.G., Hubbard, M.G. and Dukler, A.E., 1969. Analysis and Prediction of Minimum Low Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells, *J. Pet. Tech*, 21(11), pp.1475-1482.
- Taitel, Y. and Duckler, A.E., 1976. A Model For Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near-Horizontal Gas-Liquid Flow, *AIChE J.*, 22(1), pp.47-55.
- Veeken, K., Bakker, E. and Verbeek, P., 2003. Evaluating Liquid Loading Field Data and Remedial Measures, *Gas Well De-Watering Forum*, Denver, March 3-4.
- Vercruyssen, W. and Fitzsimons, M., 2006. Landfall and Shore Approach of The New Langed Pipeline at Easington, UK. *J. of Terra et Aqua*, 102,

pp.12-18.

Yusuf, R., Veeken, K. and Hu, B., 2010. Investigation of Gas Well liquid loading with a Transient Multiphase Flow Model, *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, Mumbai, India, January 20-22.

