



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

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

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 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

육상 천부가스전의 생산성 분석을 통한  
개발계획 수립 연구

A Study on the Field Development Planning through  
Productivity Analysis of Onshore Shallow Gas

The seal of Korea Maritime University is a circular emblem. It features a central stylized figure resembling a traditional Korean vessel or a person, with the year '1945' below it. The outer ring contains the text 'KOREA MARITIME UNIVERSITY' at the top and '한국해양대학교' at the bottom.

지도교수 임종세

2020년 2월

한국해양대학교 대학원

해양에너지자원공학과

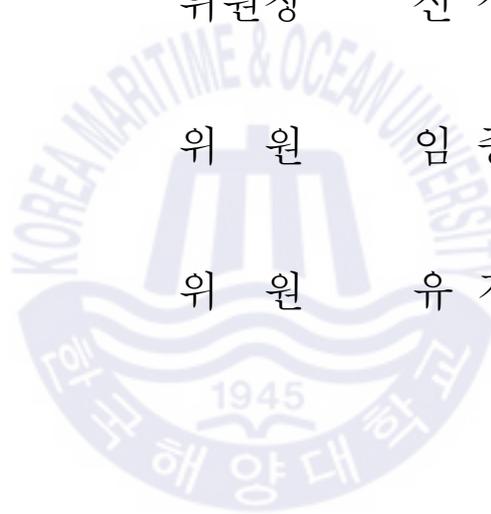
문영준

본 논문을 문영준의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장 신 성 렬 (인)

위 원 임 종 세 (인)

위 원 유 경 근 (인)



2019년 12월

한국해양대학교 대학원

# 목 차

List of Tables .....	iii
List of Figures .....	iv
Abstract .....	vii
제 1 장 서 론 .....	1
제 2 장 가스전 개발 시 개발계획 수립 방법 .....	4
2.1 원시가스부존량 평가 .....	4
2.2 생산정 위치 .....	8
2.3 생산정 규격 및 생산 유량 .....	11
2.3.1 유정시험 .....	11
2.3.2 노달분석 .....	13
2.4 경제성 평가 .....	17
제 3 장 육상 천부가스 부존 지역에 대한 적용 .....	19
3.1 연구대상지역 .....	19
3.2 천부가스 저류층 모델 구축 .....	21
3.3 생산운영조건에 따른 생산성 분석 .....	23
3.3.1 원시가스부존량 평가 결과 .....	23
3.3.2 저류층 모델의 생산운영조건 선정 .....	25
3.3.3 생산성 분석 및 매장량 평가 결과 .....	38
3.4 생산운영조건 별 경제성 평가 결과 .....	46

제 4 장 천부가스 저류층 특성의 영향 분석 .....	51
4.1 생산성에 대한 저류층 물성의 영향 분석 결과 .....	51
4.2 개발계획에 따른 MEFS 분석 결과 .....	54
제 5 장 결    론 .....	57
참고문헌 .....	59



## List of Tables

<b>Table 1</b>	Properties of reservoir model .....	22
<b>Table 2</b>	Reservoir properties and production data .....	24
<b>Table 3</b>	The 1st stage cumulative gas production depending on single well location .....	27
<b>Table 4</b>	The 3rd stage cumulative gas production depending on double wells location .....	31
<b>Table 5</b>	Operating point depending on well location .....	37
<b>Table 6</b>	Parameter of production operating conditions .....	38
<b>Table 7</b>	Parameter of economic analysis .....	46
<b>Table 8</b>	Production operating conditions with the highest NPV .....	54

## List of Figures

Fig. 1 Distribution map of global shallow gas fields .....	3
Fig. 2 Compressibility factor of methane gases .....	7
Fig. 3 Selecting procedure of single well placement .....	9
Fig. 4 Productivity map of reservoir .....	9
Fig. 5 Selecting procedure of double well placement .....	10
Fig. 6 Bottom-hole pressure and flow rate history of well testing .....	12
Fig. 7 Pressure losses in production system .....	16
Fig. 8 Determination of nodal analysis .....	16
Fig. 9 Graphical method of MEFS estimation .....	18
Fig. 10 Location map and shallow gas leaking site in Pohang .....	20
Fig. 11 Description of reservoir model .....	21
Fig. 12 Result of OGIP estimation according to the application period of material balance equation .....	24
Fig. 13 Productivity map of reservoir model .....	26
Fig. 14 The 1st stage global solution for single well placement .....	26
Fig. 15 Final global solution for single well placement .....	28
Fig. 16 The 1st stage global solution for double wells placement .....	29
Fig. 17 The 2nd stage global solution for double wells placement .....	29
Fig. 18 Final global solution for double wells placement .....	30
Fig. 19 Well testing results of single well .....	32
Fig. 20 Well testing results of double wells .....	33

Fig. 21	Description of well completion .....	34
Fig. 22	Nodal analysis result of single well .....	35
Fig. 23	Nodal analysis result of double wells .....	36
Fig. 24	Gas production rate and cumulative gas production depending on operating conditions of single well .....	39
Fig. 25	Gas production rate and cumulative gas production depending on operating conditions of double wells .....	40
Fig. 26	Production rate maintain period depending on operating conditions ....	42
Fig. 27	Result of reserve estimation depending on operating conditions .....	43
Fig. 28	Result of reserve estimation for single well depending on percentile of operating condition .....	44
Fig. 29	Result of reserve estimation for double wells depending on percentile of operating condition .....	45
Fig. 30	NPV depending on operating condition at production maintain period ..	47
Fig. 31	NPV of single well depending on percentile of operating condition ...	48
Fig. 32	NPV of double wells depending on percentile of operating condition ..	49
Fig. 33	Description of economic parameters in sensitivity analysis .....	50
Fig. 34	NPV results of sensitivity analysis on economic parameters .....	50
Fig. 35	Description of Reservoir properties in sensitivity analysis .....	51
Fig. 36	Gas production rate and cumulative gas production depending on reservoir characteristics .....	52
Fig. 37	Impact value of reservoir properties on productivity .....	53
Fig. 38	Result of MEFS analysis depending on operating conditions .....	55
Fig. 39	MEFS results of sensitivity analysis on economic parameters .....	56

# 육상 천부가스전의 생산성 분석을 통한 개발계획 수립 연구

문 영 준

한국해양대학교 대학원  
해양에너지자원공학과

## 초 록

천부가스는 1,500m 이하의 심도에 부존되어 있는 천연가스로 전 세계적으로 광범위하게 분포하고 있다. 일반적인 심부가스에 비해 저류층 압력이 낮고 규모가 작으며, 과거부터 심부가스 개발 시 위험요소로 고려되어 왔다. 하지만 최근 신규 가스전 발견 감소 및 천연가스 수요 증가로 인해 천부가스에 대한 관심이 증가하고 있으며, 북미, 유럽, 아시아 등의 다양한 지역에서 상업적 개발을 진행하고 있다. 또한 2017년 3월, 포항 대잠동에서 천부가스가 발견됨에 따라 국내 개발 가능성에 대한 기대가 증가하고 있으며, 연구의 필요성이 부각되고 있다. 이러한 천부가스는 부존 지역에 따라 저류층 물성 및 형태가 상이하고 심부가스에 비해 개발 사례가 적다. 이에 가스전 개발 시 사업의 경제성에 영향을 미치는 개발계획 수립 및 저류층 특성의 불확실성에 대한 연구가 부족한 실정이다.

이 연구에서는 천부가스 부존 지역의 형태 및 물성을 반영한 저류층 모델을 구축하여 원시가스부존량 평가를 수행하고, 생산운영조건에 따른 생산성 분석 및 경제성 평가를 수행하였다. 그 결과, 천부가스 저류층 모델의 원시가스부존량 평

가에 대한 물질수지법의 적용시기를 파악하였으며, 생산운영조건에 따른 생산성 및 경제성 분석을 통해 개발계획을 수립하였다. 또한 생산성에 대한 저류층 물성의 영향을 분석하였으며, 개발계획에 따라 순현재가치가 0이 되는 매장량인 MEFS(Minimum Economic Field Size)를 파악하였다. 이를 통해 육상 천부가스전 개발 시 공극률, 유체투과도, 저류층 초기압력이 미치는 영향을 확인하였으며, 개발계획이 경제성을 확보할 수 있는 매장량을 예측하였다. 향후 이 연구결과는 천부가스 개발을 위한 개발계획 수립에 기초자료로 이용할 수 있을 것으로 사료된다. 또한 포항 천부가스 부존 지역의 물성 정보를 추가한 생산성 분석을 통해 개발계획 수립 시 활용 가능할 것으로 판단된다.

**KEY WORDS:** 육상 천부가스전; 개발계획; 경제성 평가; 저류층 특성; 민감도 분석.



# A Study on the Field Development Planning through Productivity Analysis of Onshore Shallow Gas

Young-Jun Moon

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

## Abstract

Shallow gas is a natural gas that is buried at a depth of less than 1,500m and is widely distributed around the world. It has lower reservoir pressure and smaller scale compared to conventional deep gas, and has been considered as a risk factor in developing deep gas from the past. However, due to the recent decrease in the discovery of new gas fields and increased demand for natural gas, interests in shallow gas is increasing. Shallow gas fields are being developed commercially in various regions such as North America, Europe, and Asia. Also, as shallow gas was discovered in Daejam-dong, Pohang in March 2017, the expectation for domestic development is increasing, and the necessity of research has been highlighted. These gas fields are differ by the reservoir properties and forms depending on the existent area, and there are fewer development cases than deep gas fields. Therefore, there is a lack of research on the uncertainty of the field development planning and reservoir characteristics that affect the economic feasibility of gas field development.

In this study, the original gas in place was evaluated with a reservoir model that was developed reflecting the forms and properties of the shallow gas reservoir. Also, productivity analysis and economic analysis were performed according to production operating conditions. As a result, the application period of the material balance method for the evaluation of the original gas in place in shallow gas reservoir model was identified, and the development planning was conducted through productivity and economic analysis according to production operating conditions. In addition, the effects of reservoir characteristics on productivity was analyzed and the minimum economic field size(MEFS), a reserve of zero net present value, was determined due to the development plan. As a result, the effects of porosity, permeability, and initial reservoir pressure on the development of onshore shallow gas field were confirmed, and the development plan was identified the reserves that could secure economic feasibility. The results of this study could be used as fundamental data in selecting field development plan for shallow gas. In addition, it can be used to confirm development plan through productivity analysis with the additional information on the properties of Pohang shallow gas reservoir.

**KEY WORDS:** Onshore shallow gas; Field development plan; Economic analysis; Reservoir characteristics; Sensitivity analysis.

## 제 1 장 서 론

천부가스(shallow gas)는 여러 선행 연구에서 1,500m 이하의 심도에 부존되어 있는 천연가스로 정의하고 있으며, 전 세계적으로 광범위하게 분포하고 있다(Norwegian Polar Research Institute, 1987; Davis, 1992; Yang et al., 2011; Jongerius, 2016). 천부가스는 생성 기원에 따라 열기원 가스(thermogenic gas)와 생물기원 가스(biogenic gas)로 분류할 수 있으나, 대부분은 얇은 심도에서 미생물 활성화에 의해 생성되는 생물기원 가스로 이루어져 있다(Laier et al., 1992; Sheng et al., 2003). 일반적으로 천부가스는 심부가스에 비해 낮은 저류층 압력과 작은 규모를 가지고 있으며, 과거부터 심부가스 개발 시 유정폭발(blowout)을 유발하는 위험요소로 분류되었다. 하지만 신규 가스전 발견이 감소하고 천연가스 수요가 증가함에 따라 천부가스 개발에 대한 관심이 높아지고 있으며, 현재 북미, 유럽, 아시아 등의 다양한 부존 지역에서 상업적 개발을 진행하고 있다(Fig. 1).

북미 지역의 대표적인 천부가스 개발 국가로는 미국과 캐나다가 있다(Dennis, 2008; Nadeem and Dusseault, 2013). 이 지역의 천부가스전은 오랜 속성작용으로 인해 퇴적층이 고결하여 유체투과도가 작고 저류층이 넓게 형성되어 있으며, 얇은 심도로 인해 시추 비용이 저렴하여 대량의 시추공 재완결 및 추가 시추를 이용한 개발 전략을 통해 생산을 진행하고 있다(Dennis, 2008; Nadeem and Dusseault, 2013; Chen et al., 2015). 아시아 지역에서는 동북아(대만, 중국), 동남아(말레이시아, 인도, 인도네시아, 태국), 중앙아시아(카자흐스탄)에서 개발이 이루어지고 있다(Sheng et al., 2003; Nasir et al., 2008; Arangath et al., 2009; Fuh et al., 2009; Ahmad et al., 2015; Fujiwara et al., 2015; Setiawan et al., 2017). 아시아 지역은 북미 지역에 비해 속성작용 기간이 짧아 퇴적층이 미고결하며, 비교적 큰 유체투과도를 가지고 있다. 이로 인해 모래 생산, 이수 손

실 등의 문제가 자주 발생하며, 모래 생산 개선 방안 등에 대한 연구가 진행되고 있다(Sheng et al., 2003; Ahmad et al., 2015; Setiawan et al., 2017). 이외에도 네덜란드, 덴마크 등의 유럽 지역에서 천부가스전 개발이 이루어진 사례가 있다(Jorgensen et al., 1990; Jongerius, 2016). 국내에서는 지난 2017년 3월 포항 대잠동의 지하수 시추과정에서 발생한 가스 누출로 천부가스가 발견되어 개발 가능성에 대한 기대가 증가하고 있으며, 개발 연구에 대한 필요성이 부각되고 있다(문영준 등, 2018).

천부가스는 개발 사례가 심부가스에 비해 적으며, 가스전 개발 사업의 경제적 타당성을 결정하는 중요한 요소인 개발계획(field development plan) 수립과 저류층 특성(reservoir characteristics)의 불확실성에 대한 연구가 부족한 실정이다(Gunawan and Dyer, 1996; Alqahtani et al., 2012; Ding et al., 2019). 따라서 이 연구에서는 육상 천부가스 개발 시 생산운영조건(생산정 위치 및 규격, 생산유량)과 저류층 특성(물성 및 규모)의 영향을 파악하여 적합한 개발계획을 수립하고자 하였다. 이를 위해 포항 천부가스 부존 지역의 형태 및 물성을 반영한 모델을 구축하여 원시가스부존량(Original Gas In Place, OGIP)을 평가하고, 생산운영조건에 따른 생산성 분석을 통해 매장량 및 경제성을 평가하고자 하였다. 또한 생산성(deliverability)에 대한 저류층 물성의 영향을 분석하고 개발계획에 따라 순현재가치가 0이 되는 매장량인 MEFS(Minimum Economic Field Size)를 파악하여 육상 천부가스전 개발 시 저류층 특성의 불확실성을 고려하고자 하였다.



Fig. 1 Distribution map of global shallow gas fields

## 제 2 장 가스전 개발 시 개발계획 수립 방법

일반적으로 가스전 개발 시에는 생산체계의 구성요소들을 상호 결합하여 생산량을 예측하고, 최적의 개발계획을 선정하는 것이 필수적이다(김세준과 허대기, 1997; Tavakkolian et al., 2004; Park et al., 2010). 개발계획은 원시부존량을 평가한 후 다수의 생산운영조건에 대해 전산시물레이션을 수행하여 최적의 계획을 선정하는 방법으로 이루어진다. 최적의 개발계획을 설정하기 위한 설계 변수로는 생산정 수, 위치, 규격이 있으며(Mclennan, 2006; Kinate et al., 2018), 특정 시점에 일정한 물량을 수요처로 공급해야하는 가스전 계약상의 특징으로 인하여 생산 기간에 따라 적합한 생산 유량을 선정하는 것도 중요하다(Gunawan and Dyer, 1996; 김세준 등, 2005; Alqahtani et al., 2012; Ding et al., 2019).

### 2.1 원시가스부존량 평가

매장량은 확인된 탄화수소 집적구조에서 개발 사업에 의해 특정 시점의 상업적 회수가 가능할 것으로 기대되는 자원량이다(성원모 등, 2014). 매장량을 평가하는 방법은 크게 확률론적(probabilistic) 방법과 결정론적(deterministic) 방법으로 구분되며, 확률론적 방법은 석유·가스가 발견되지 않은 불확실성이 큰 단계에서 주로 적용된다(성원모, 2009). 결정론적 방법은 탐사단계 이후 또는 생산단계에서 주로 이용하는 방법으로 저류층 변수들에 대한 하나의 대표값들을 이용하여 매장량을 계산한다. 결정론적 방법을 이용한 매장량 평가 방법에는 유추법(analogy method), 용적법(volumetric method), 물질수지법(material balance method), 감퇴곡선법(decline curve analysis), 생산추이분석법(performance analysis method)이 있다(강주명, 2009). 이 중 물질수지법과 저류층 시물레이션을 이용한 생산추이분석법은 개발이 진행됨에 따라 생산·압력 자료가 존재하는 경우에 이용되며, OGIP를 먼저 예측하고 생산·압력 자료를 이용하여 매장량을

예측한다. 이 연구에서는 매장량 및 경제성 평가를 통한 개발계획 수립에 앞서 중소규모로 존재하는 육상 천부가스 부존지역의 특징을 고려하여 저류층 시뮬레이션에 비해 간단히 적용할 수 있는 물질수지법을 통해 OGIP를 예측하였다. 또한, 적절한 물질수지법 적용시기를 파악하기 위해 사용되는 생산·압력 자료의 기간에 따라 계산되는 OGIP를 저류층 시뮬레이션 결과와 비교하였다.

물질수지법은 저류층을 하나의 탱크로 가정하는 0차원 접근방법으로 탱크 내의 유체 종류에 상관없이 단상 유동을 가정한다. 유입된 유체와 유출된 유체의 질량보존법칙에 기반하여 물질수지방정식을 유도하며, 이를 통해 OGIP 평가를 수행한다(성원모 등, 2014). 물질수지방정식은 가스의 몰 수( $n$ )에 근거한 몰 평형 관계를 나타낸 식 (1)에 실제가스의 상태방정식을 적용하여 식 (2)와 같이 유도된다. 여기서  $G$ 는 OGIP를 나타내며, 물의 등온압축률과 저류암의 등온압축률은 0으로 가정한다(성원모 등, 2014).

$$n_p = n_i - n_f \quad (1)$$

- $n_f$  : Number of moles at final point (lb-mole)
- $n_i$  : Number of moles at initial point (lb-mole)
- $n_p$  : Number of moles at produced point (lb-mole)

$$G_p B_{gf} = G(B_{gf} - B_{gi}) + 5.615(W_e - B_w W_p) \quad (2)$$

- $B_{gf}$  : Gas formation volume factor at abandonment condition (ft<sup>3</sup>/SCF)
- $B_{gi}$  : Gas formation volume factor at initial reservoir condition (ft<sup>3</sup>/SCF)
- $B_w$  : Water formation volume factor (bbl/STB)
- $G$  : Original gas in place (SCF)
- $G_p$  : Cumulative gas production (SCF)
- $W_e$  : Water influx (bbl)
- $W_p$  : Cumulative water production (STB)

이 연구에서 사용한 천부가스 저류층 모델은 물 불출입 시스템으로 고갈 추진 법(depletion drive)에 의해 가스 조성이 메탄( $CH_4$ ) 100%인 천부가스가 회수되는 것으로 가정하였으며, 이에 따라 식 (2)를 식 (3)과 같이 정리하였다. 또한, 식 (3)에 가스 용적인자  $B_g$ 와  $B_{gi}$  정의를 대입하여 식 (4)와 같이 정리하였으며, 이를 이용하여 OGIP 평가를 수행하였다. 이때, OGIP 계산에 이용되는 가스압축지수(gas compressibility factor)는 Fig. 2의 메탄가스 가스압축지수 그래프를 통해 정리한 온도 및 압력 별 가스압축지수 자료를 이용하여 파악하였다(CHECALC, 2019).

$$G_p B_{gf} = G(B_{gf} - B_{gi}) \quad (3)$$

- $B_{gf}$  : Gas formation volume factor at abandonment condition (ft<sup>3</sup>/SCF)  
 $B_{gi}$  : Gas formation volume factor at initial reservoir condition (ft<sup>3</sup>/SCF)  
 $G$  : Original gas in place (SCF)  
 $G_p$  : Cumulative gas production (SCF)

$$\frac{p}{z} = -\left(\frac{p_i}{z_i} \frac{1}{G}\right)G_p + \frac{p_i}{z_i} \quad (4)$$

- $G$  : Original gas in place (BSCF)  
 $G_p$  : Cumulative gas production (BSCF)  
 $p$  : Reservoir pressure (psia)  
 $p_i$  : Initial reservoir pressure (psia)  
 $z$  : Gas compressibility factor (fraction)  
 $z_i$  : Gas compressibility factor at initial reservoir condition (fraction)

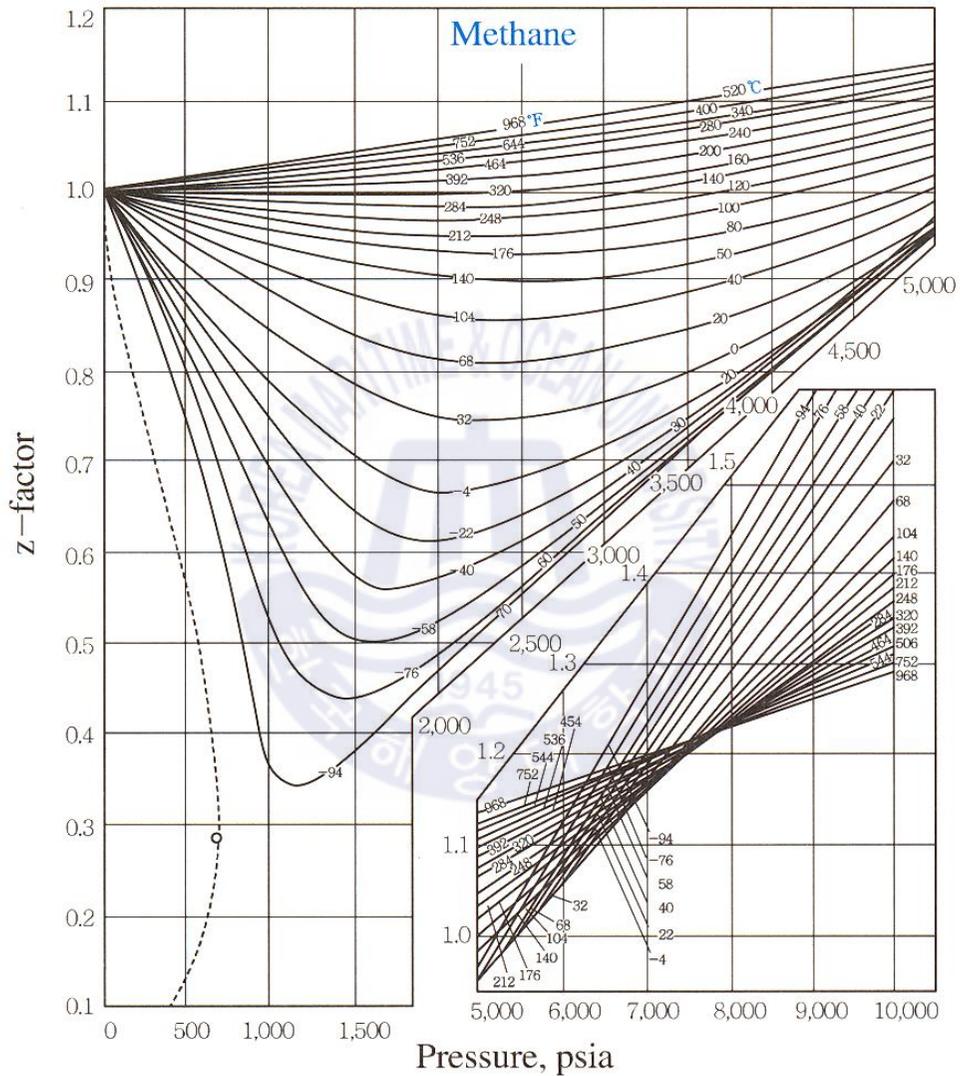


Fig. 2 Compressibility factor of methane gases(Brown, 1948)

## 2.2 생산정 위치

생산정 위치 선정은 가스전 개발 시 필수적으로 고려해야하는 사항으로 1970~1980년 대 처음으로 Mixed Inter Programing(MIP)을 이용한 최적화 방법이 소개되었다. 이후 전역적 최적 알고리즘 기법, 지역적 최적화 기법, 두 가지 이상의 최적화 기법을 동시에 적용한 hybrid 알고리즘 등 다양한 생산정 위치 선정 방법들이 개발되었다(Tavakkolian et al., 2004; McLennan, 2006; Castineira et al., 2009; 강일오, 2011; 강현정, 2018). 생산정 위치 선정 과정은 수많은 경우의 수에 대해 전산시뮬레이션을 수행하여 진행되므로 엄청난 시간이 소요된다. 따라서 이 연구에서는 천부가스 저류층에 적합한 생산정 위치 선정 시 시뮬레이션 횟수 및 시간을 줄이기 위해 저류층 모델에 계층적 격자 시스템을 적용하여 생산정 수에 따른 최종 후보 생산정 위치를 선정하였다. 이때, 생산정 수는 1개인 경우와 2개인 경우만을 고려하였다.

먼저 생산정 수가 1개인 경우, 계층적 격자 시스템은 저류층 모델의 기본 격자시스템에서  $n \times n$  격자당 생산정 1개가 위치 할 수 있도록 가상의 격자시스템을 구성하였으며, Fig. 3과 같이 단계가 진행될수록  $n$ 이 작아지도록 설정하여 시뮬레이션을 통해 각 단계별 생산정 위치에 따른 누적가스생산량을 산출하였다(1단계 :  $3 \times 3$  / 2단계 :  $1 \times 1$ ). 또한, 1단계에서 누적가스생산량이 높았던 10개 영역의 세분화를 통해 다음 단계를 진행하여 최종 후보 생산정 위치를 선정하였으며, 저류층 모델의 생산정 위치에 따른 생산성을 파악하기 위해 1단계 격자시스템에서 산출한 각 격자별 누적가스생산량을 이용하여 생산성 분포도를 도출하였다(Fig. 4). 생산정 수가 2개인 경우, 계층적 격자 시스템은 생산정 수가 1개일 때와 동일하게 저류층 모델의 기본 격자시스템에서  $n \times n$  격자당 생산정 1개가 위치 할 수 있도록 가상의 격자시스템을 구성하였으며, Fig. 5와 같이 단계가 진행될수록  $n$ 이 작아지도록 설정하여 생산정 2개가 위치할 수 있는 모든 경우의 수에 대하여 누적가스생산량을 도출하였다(1단계 :  $15 \times 15$  / 2단계 :  $5 \times 5$  / 3단계 :  $1 \times 1$ ). 이때, 생산정은 각 단계별 격자의 중앙에 위치하도록 설정하였으며, 누적가스생산량 산출은 생산기간을 10년으로 설정하여 상용 시뮬레이터인 Schulumberger사의 Petrel과 Eclipse를 이용하였다.

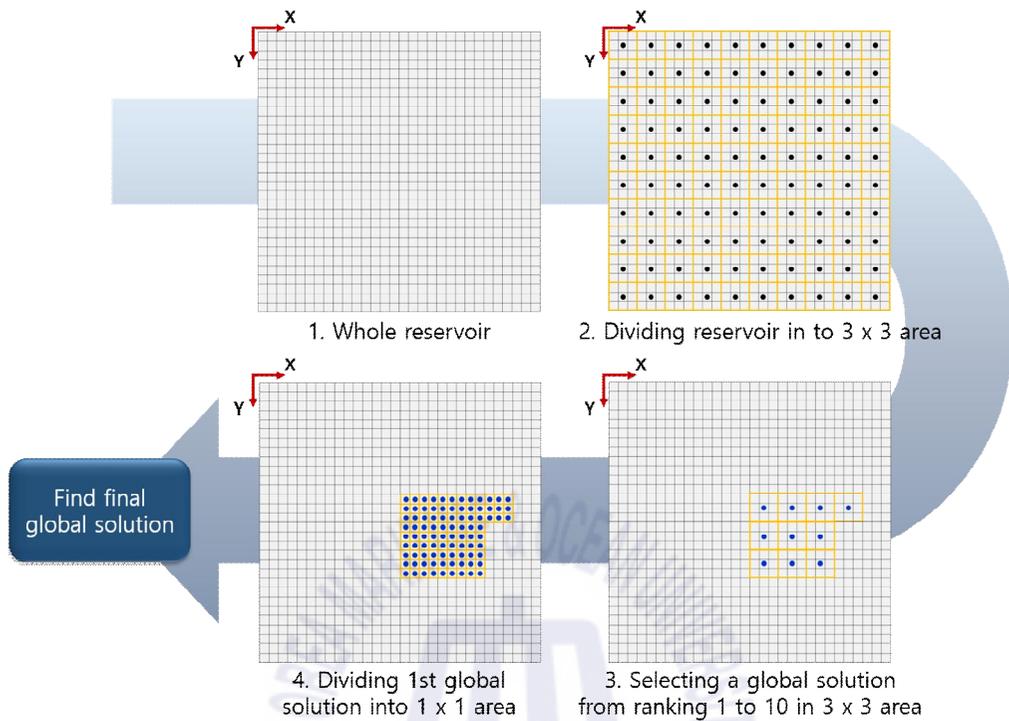


Fig. 3 Selecting procedure of single well placement

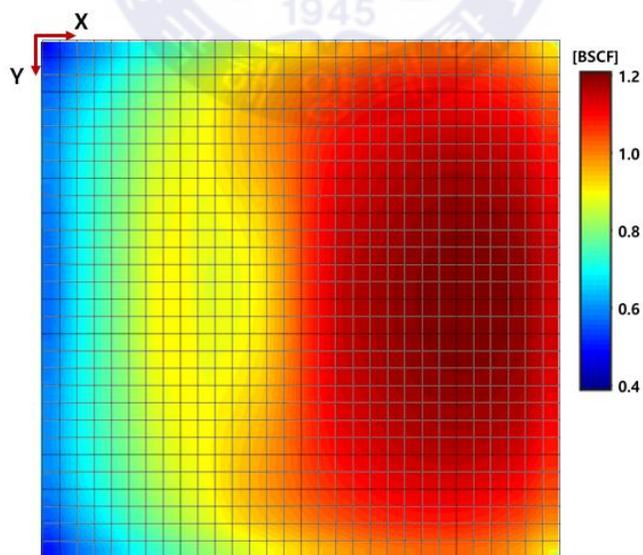


Fig. 4 Productivity map of reservoir

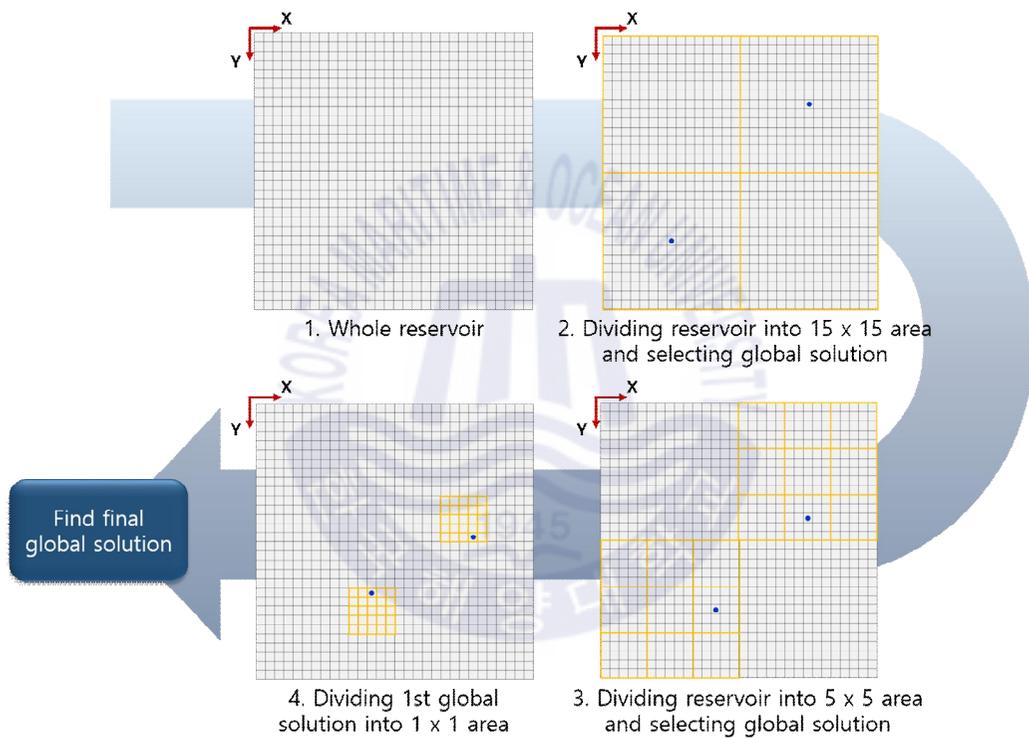


Fig. 5 Selecting procedure of double wells placement

## 2.3 생산정 규격 및 생산 유량

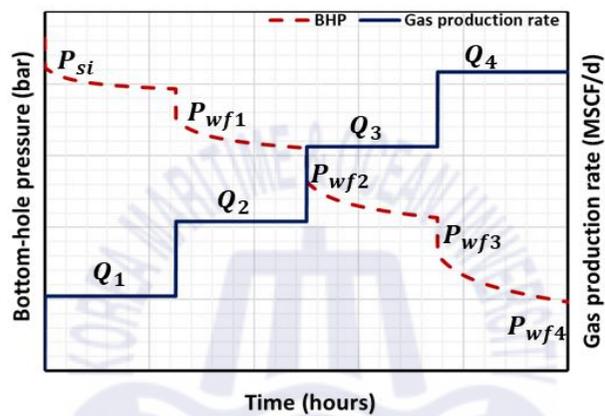
일반적으로 가스전 개발 초기단계에는 저류층 평가(reservoir evaluation), 저류층 관리(reservoir management) 등을 위해 유정시험(well testing)을 수행하며, 유정시험 결과를 활용한 노달분석(nodal analysis)을 통해 생산정 규격 및 생산 유량을 설정한다(Nnadi and Onyekonwu, 2004; 권순일 등 2014; 백승영, 2016). 이 연구에서는 저류층 모델의 최종 후보 생산정 위치를 선정 한 후 시뮬레이션을 통해 유정시험을 수행하였으며, 유정시험 결과를 반영한 노달분석을 통해 적합한 생산정 규격 및 생산 유량을 선정하였다.

### 2.3.1 유정시험

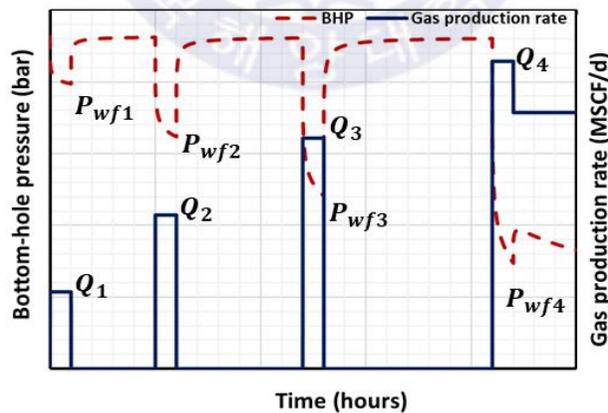
유정시험은 입력변수로 생산 유량을 조절함에 따라 발생하는 저류층 압력 변화를 관찰하는 것으로 저류층 초기압력, 경계영역 등을 결정하고 생산 유체의 샘플을 얻어 유체의 물성을 알 수 있다(Nnadi and Onyekonwu, 2004; 권순일 등 2014). 가스전의 유정시험에는 flow after flow 시험과 isochronal 시험이라는 두 가지 기본적인 방법이 적용된다. Flow after flow 시험은 4점 시험(four point test)라고도 불리며 가스를 생산하지 않는 상태인 shut-in 상태에서 시작한다. 이후 생산정의 초크(choke)를 정해진 크기로 개방하여 유량과 공저압(bottom-hole pressure)이 안정될 때 까지 교란하지 않으며, 상당히 긴 시간을 요구하는 이 과정은 보통 저류층의 유체투과도에 따라 결정된다(Nnadi and Onyekonwu, 2004; Kabir et al., 2011). 일반적으로 현장에서는 15분 이상 압력 변화가 없을 경우 가스정이 안정되었다고 판단하며, 안정 상태에 도달한 경우 유량과 공저압을 측정하고 유량을 변화시켜 위 과정을 여러 번 반복한다(Fig. 6a).

Isochronal 시험은 등시적 시험이라고 불리며, 안정 상태에 도달하는데 많은 시간이 소요되는 flow after flow 시험의 단점을 보완하기 위하여 제안된 방법이다(Nnadi and Onyekonwu, 2004; Franco et al., 2018). 시험 초기에는 flow after flow 시험과 동일하게 shut-in 상태에서 시작하며, 정해진 크기의 초크를 개방하여 일정 시간동안 유동을 시킨 후 유량과 공저압을 측정한다. 이후, 공저압이 다시 저류층 압력과 유사해 질 때까지 shut-in 상태를 유지하고, 첫 번째 초크보다 큰 크기의 초크를 개방하여 높은 유량으로 유동 시킨 후 유량과 공저압을 측정한다. 이때, 유동 시간은 첫 번째 유동 시간과 동일

하게 설정하며, shut-in을 통해 공저압을 저류층과 유사하게 회복시켜준다. 이와 같은 과정을 4번 반복하며, 마지막 유동 단계에서는 유동이 안정 상태에 도달할 때까지 기다린다(Fig. 6b). 이 연구에서는 모든 유동이 안정 상태가 될 때까지 기다리는 flow after flow 시험을 보완한 isochronal 시험을 적용하여 저류층 모델의 최종 후보 생산정에서 저류층 산출능력을 파악하였으며, 노달분석을 수행하여 생산정 규격 및 생산 유량을 선정하였다.



(a) Flow after flow test



(b) Isochronal test

Fig. 6 Bottom-hole pressure and flow rate history of well testing(Nnadi and Onyekonwu, 2004)

### 2.3.2 노달분석

저류층 내에서 유체의 물성은 부존 위치의 압력과 온도에 의해 변화하므로 가스 생산 시스템에서 유체의 유동을 모사하기 위해서는 반드시 시스템을 개별 요소인 노드(node)로 분리해야 한다(Fig. 7). 이처럼 하나의 특정 노드에서 생산 유량과 압력을 결정하고 에너지 손실 발생 정도를 예측하는 방법을 노달분석이라고 한다(Brown and Beggs, 1984; 정선영, 2013; 권순일 등 2014). 노달분석에서 각 구성요소의 유동량과 압력강하의 관계를 파악하기 위해서는 특정 노드의 유입유량과 배출유량이 동일하며, 하나의 압력이 존재한다는 가정이 필요하다. 생산시스템 내 특정 노드의 성능은 유입되는 압력·유량을 나타낸 유입유동곡선(Inflow Performance Relationship, IPR)과 유출되는 압력·유량을 나타낸 유출유동곡선(Tubing Performance Relationship, TPR)으로 파악할 수 있다(Fetkovich, 1973; 백승영, 2016; Basfar et al., 2018). 또한, 생산시스템에는 저류층 평균압력과 배출압력이라는 두 종류의 압력이 존재하며, 노달분석 시 지정한 특정 노드의 압력은 Fig. 8과 같이 두 방향에서 구할 수 있다. 이때, 두 곡선(IPR, TPR)의 교차점은 특정 노드에서의 운영점(operating point)을 의미하며, 기준 노드는 생산시스템 내 모든 노드가 될 수 있으나 일반적으로 공저 노드와 정두 노드를 많이 사용한다(Brown and Beggs, 1984; Beggs, 2003; 권순일 등 2014).

저류층에서 생산정으로 유입되는 유동량과 압력강하의 관계는 저류층 산출능력(reservoir deliverability)을 의미하며, 이를 예측하는 것은 해당 가스 생산시스템에 대한 분석과 직접적인 관련이 있으므로 생산시스템에서 중요한 요소 중 하나이다. 이에 따라 가스 생산시스템의 노달분석은 주로 공저부근을 기점으로 유입유동곡선을 통해 저류층 내 가스가 공저에 도달 할 때 발생하는 압력 손실을 계산하며, 일반적으로 가스 저류층에는 식 (5)의 Vogel equation, 식 (6)의 Linear equation, 식 (7)의 Back pressure equation을 이용한다(백승영, 2016).

$$\frac{q}{q^{Max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \quad (5)$$

- $P_R$  : Reservoir pressure (psi)  
 $P_{wf}$  : Bottom-hole pressure (psi)  
 $q$  : Gas production rate (MMSCF/d)  
 $q^{Max}$  : Maximum gas production rate (MMSCF/d)

$$PI = \frac{q_o}{(P_r - P_w)} = \frac{0.00708k_o h}{B_o \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (6)$$

- $B_o$  : Oil formation volume factor  
 $h$  : Reservoir thickness (ft)  
 $k_o$  : Permeability (md)  
 $PI$  : Productivity Index (STB/psi)  
 $P_r$  : Reservoir pressure (psi)  
 $P_w$  : Bottom-hole pressure (psi)  
 $q_o$  : Oil production rate (STB/d)  
 $r_e$  : Drainage area (ft)  
 $r_w$  : Borehole radius (ft)

$$q_g = C(P_r^2 - P_{wf}^2) \quad (7)$$

- $C$  : Back pressure curve coefficient (MMSCF/d/psi<sup>2</sup>)  
 $P_r$  : Reservoir pressure (psi)  
 $P_{wf}$  : Bottom-hole pressure (psi)  
 $q_g$  : Gas production rate (MMSCF/d)

생산정에 유입된 후 지상에서 회수되는 가스의 양은 정두압력 및 생산정의 유동성능에 많은 영향을 받는다. 생산정 성능(wellbore performance) 분석은 생산정 규격, 정두 및 공저압력, 유체의 물성, 생산 유량 간의 관계를 정립하는 것으로, 유출유동곡선을 통해 가스가 공저부근에 유입된 후 생산정 내에서 발생하는 압력 손실을 계산한다(Guo et al., 2007). 생산정 내 유동에서의 압력 손실은 식 (8)와 같이 고도구배(elevation gradient), 마찰구배(friction gradient), 가속도 구배(acceleration gradient)의 합으로 표현된다(백승영, 2016).

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} \quad (8)$$

- $\frac{dp}{dL}$  : Pressure gradient (psi)
- $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc}$  : Acceleration gradient (psi)
- $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el}$  : Elevation gradient (psi)
- $\left(\frac{dp}{dL}\right)_f$  : Friction gradient (psi)

이 연구는 저류층 모델의 최종 후보 생산정 위치에서 수행한 유정시험 결과를 반영하여 공저 노드에서의 노달분석을 수행하였다. 노달분석은 상용 시뮬레이터인 Schulumberger사의 Pipesim을 이용하였으며, 이를 통해 생산정 규격에 따른 운영점을 산출하였다. 또한, 각 규격별 운영점 이하의 생산 유량 조건에서 시뮬레이션을 수행하였으며, 생산 기간에 따른 누적가스생산량을 비교하여 적합한 생산운영조건을 파악하였다.

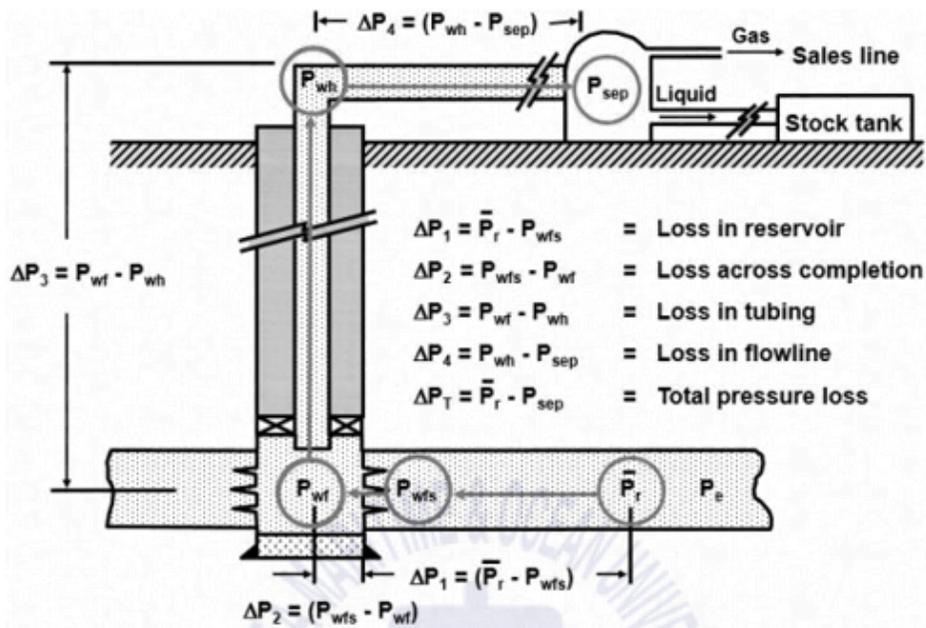


Fig. 7 Pressure losses in production system (Universiti Teknologi Petronas, 2015)

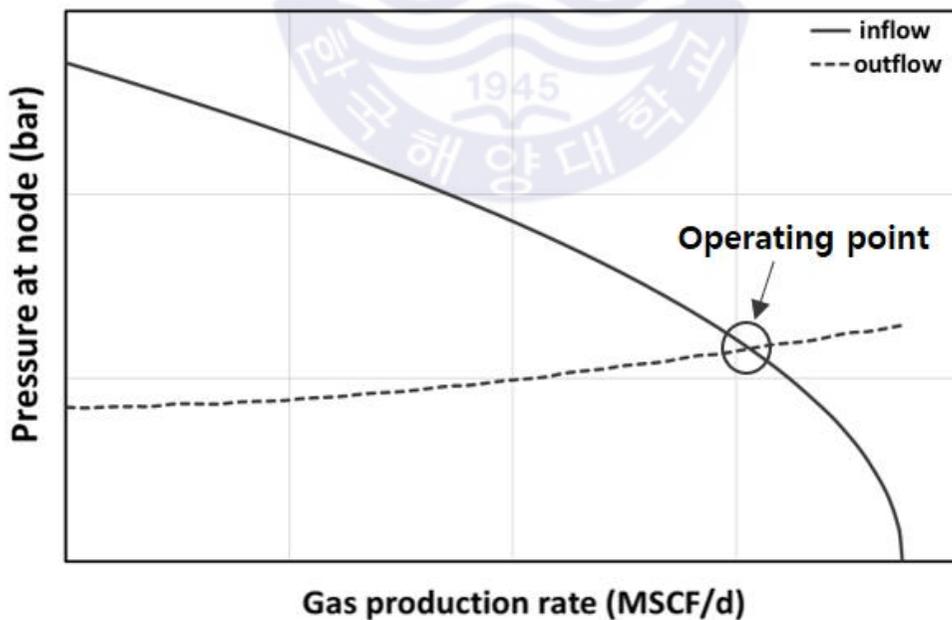


Fig. 8 Determination of nodal analysis

## 2.4 경제성 평가

경제성 평가는 사업의 경제성 및 재무성을 파악하는 과정으로 편익/비용 비율(B/C ratio), 현금흐름분석(cash flow analysis) 등의 방법을 이용한다. 다양한 경제성 평가 방법 중 현금흐름분석법은 가장 대표적인 방법으로 투자자금의 기회비용과 투자자금의 생산성을 현금흐름에 기초하여 분석한다(천영호, 2003). 경제성 지표로는 미래의 현금 가치에 할인율을 적용하여 현재의 화폐가치로 바꾸는 작업인 순현재가치(Net Present Value, NPV)가 가장 널리 쓰인다(성원모 등, 2014). NPV를 이용하여 경제성을 평가할 경우 NPV 값이 0보다 클 때 사업의 타당성을 긍정적으로 판단할 수 있다. 이 연구에서는 육상 천부가스 저류층 모델에 대해 설정한 생산운영조건의 경제적 타당성을 파악하기 위해 NPV를 계산하였으며, 이를 통해 NPV가 가장 높은 생산운영조건을 개발계획으로 선정하였다. 이렇게 선정한 개발계획에 대한 경제성 평가 변수들의 영향을 파악하기 위해 경제성 평가 변수들의 민감도를 분석하였으며, 저류층 규모의 불확실성을 고려하기 위하여 개발계획에 따른 MEFS를 분석하였다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (9)$$

- $CF$  : Cash flow (\$)
   
 $NPV$  : Net Present Value (\$)
   
 $r$  : Discount rate (%)
   
 $t$  : Production time (year)

$$CF = Revenue - CAPEX - OPEX \quad (10)$$

- $CF$  : Cash flow (\$)
   
 $CAPEX$  : Capital expenditure (\$)
   
 $OPEX$  : Operating expenditure (\$)
   
 $Revenue$  : Cumulative gas production (MMSCF)  $\times$  Gas price (\$/MMSCF)

NPV는 식 (9)와 같이 현금흐름과 할인율을 이용하여 계산하였으며, 현금흐름의 경우 수익(revenue), 자본비용(Capital Expenditure, CAPEX), 운영비용(Operating Expenditure, OPEX)을 이용한 식 (10)을 통해 산출하였다(Lgbokwe and Hossain, 2017). 이때, 자본비용은 시추비용과 유정완결 비용만을 고려하였다.

또한, MEFS 산출을 위해 개발계획 별 NPV가 0이 될 것으로 예상되는 누적가스생산량을 선택하고 NPV를 계산하였으며, 여기서 선택한 누적가스생산량을 매장량과 같다고 가정하였다. 이러한 과정은 0보다 크고 0보다 작은 NPV가 각각 하나 이상씩 산출될 때까지 반복하였으며, Fig. 9와 같이 산출된 NPV 값들에 대한 회귀선(regression line)을 그려 MEFS를 산출하였다.

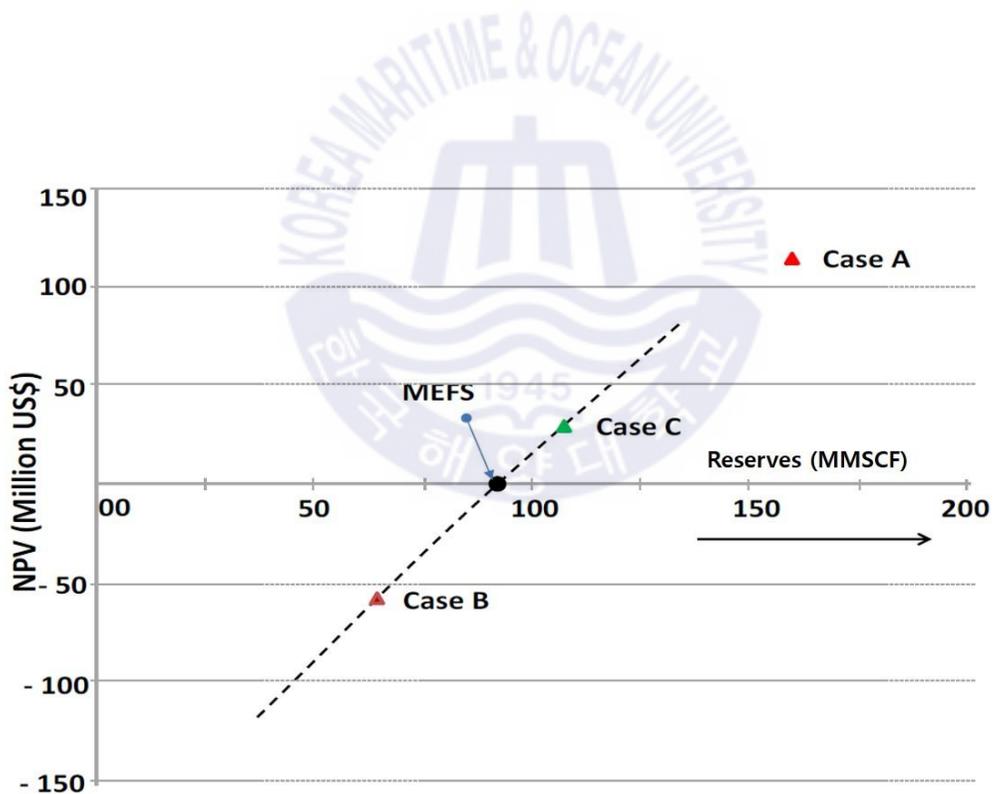


Fig. 9 Graphical method of MEFS estimation(Singh et al., 2016)

## 제 3 장 육상 천부가스 부존 지역에 대한 적용

### 3.1 연구대상지역

2017년 3월, 포항시 대잠동의 지하수 시추 과정에서 지층 내 부존되어 있던 천연가스가 유출되어 화재로 이어지는 사고가 발생하였다(Fig. 10). 이 화재 사고로 인해 포항 천부가스의 존재가 확인되었으며, 2018년 3월, 해당 지역에 대한 시추 및 물리검층이 수행되어 포항 도심지역 하부 약 200m에 천부가스가 부존하는 것으로 추정되는 지층이 위치하는 것을 확인하였다(박승수 등, 2018). 당시 불은 불길은 현재까지 불타오르고 있으며, 불꽃의 크기를 기준으로 볼 때 가스 유출량은 사고 발생 초기에 비해 감소하였으나 현재까지 지속적으로 가스 유출이 이어지고 있다. 이러한 경향은 일반적인 가스전에서 시간에 따라 생산량이 지수함수의 형태로 감소하는 것과 유사하며, 향후 가스 유출량이 점차 감소하면서 유출이 지속될 가능성이 있음을 나타낸다(강년건 등, 2019).

대잠동의 천부가스 부존지역이 위치한 포항 분지는 1920년대부터 지질학자들의 관심대상이 되어 층서, 고생물, 퇴적환경 등에 대해 다양한 연구가 수행되었다(Yoon, 1975; 이영주 등, 1997). 또한 1960년대 이후, 포항 분지 퇴적층에 대한 석유 부존 가능성 평가를 위해 본격적인 지질조사 및 물리탐사가 이루어졌으며, 20개공 이상을 시추하여 코어 물성 분석 및 지화학적 연구를 수행하였다(한국동력자원연구소, 1988; 이영주 등 1997; 강년건 등, 2019). 이처럼 과거부터 석유·가스 부존 가능성이 높은 지역으로 관심을 받았던 포항지역에서의 천부가스 발견은 국내 천부가스 개발 기술 및 연구 발전에 많은 도움이 될 것으로 예상된다(문영준 등, 2018). 하지만 천부가스가 발견된 지점이 도심지에 위치하고 있어 개발 전 저류층 형태 및 물성에 대한 자료 취득과 이를 고려한 개발계획 수립에 대해 연구를 수행하여 개발 타당성 및 안정성을 확인하는 것이 필요하다.



(a) Location map



(b) Gas leaking site

Fig. 10 Location map and gas leaking site in Pohang(문영준 등, 2018)

### 3.2 천부가스 저류층 모델 구축

저류층 모델에 국내 천부가스 부존 지역의 형태 및 물성을 반영하기 위해 한국지질자원연구원(Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, KIGAM)에서 제공받은 포항 대잠동 천부가스 부존 지역의 심도 및 두께 자료를 이용하였다. 저류층 모델은 3km<sup>2</sup>의 면적을 가진 천부가스 부존층이 심도 74~257m 부근에 위치해 있으며, 심도는 남서쪽에서 북동쪽으로 점차 깊어지는 형태를 보인다(Fig. 11). 두께는 4.2~12m로 남동쪽에서 북서쪽 방향으로 점차 얇아지는 양상을 보인다. 공극률, 유체투과도, 초기가스포화율은 전체 저류층 모델에 균질하게 설정하였으며, 저류층 온도는 42.9°C/km의 포항지역 지열구배(geothermal gradient)를 이용하였다(Table 1). 또한, 저류층 초기압력이 낮은 천부가스전의 특징을 반영하고자 초기압력은 0.0981bar/m의 압력구배(pressure gradient)를 이용하여 계산한 값을 입력하였다(Steve et al., 2015). 이외에 저류층 시뮬레이션에 필요한 물성은 default value를 활용하여 설정하였으며, 격자 시스템은 Petrel을 이용하여 60×60×10로 총 36,000개의 격자로 구성하였다.

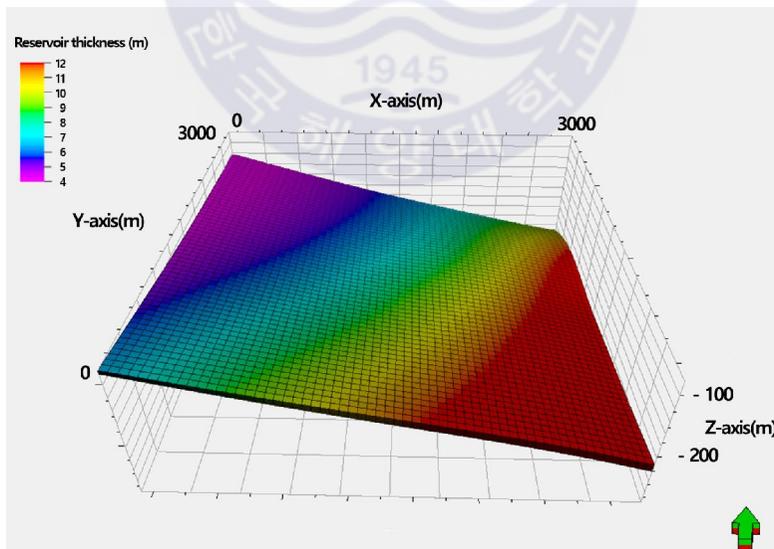


Fig. 11 Description of reservoir model

**Table 1** Properties of reservoir model

<b>Parameter</b>	<b>Value</b>
Gas initially in place	$10.06 \times 10^7$ SCM (3.5BSCF)
Reservoir thickness	4.2~12m (13.8~39.3ft)
Reservoir area	3km <sup>2</sup> (741.3ac)
Reservoir depth	74~257m (242.8~843.2ft)
Reservoir initial pressure at top of domain	8bar (116psi)
Reservoir temperature	26.9°C (80.4°F)
Porosity	20%
Permeability	75md
Initial gas saturation	90%

### 3.3 생산운영조건에 따른 생산성 분석

이 연구에서는 구축한 저류층 모델에 대하여 OGIP 평가를 수행한 후, 이를 반영하여 생산정 수에 따른 생산정 위치를 결정하였다. 또한, 적합한 생산정 규격 및 생산 유량을 파악하기 위해 생산운영조건에 따른 생산성 분석 및 경제성 평가를 수행하였다.

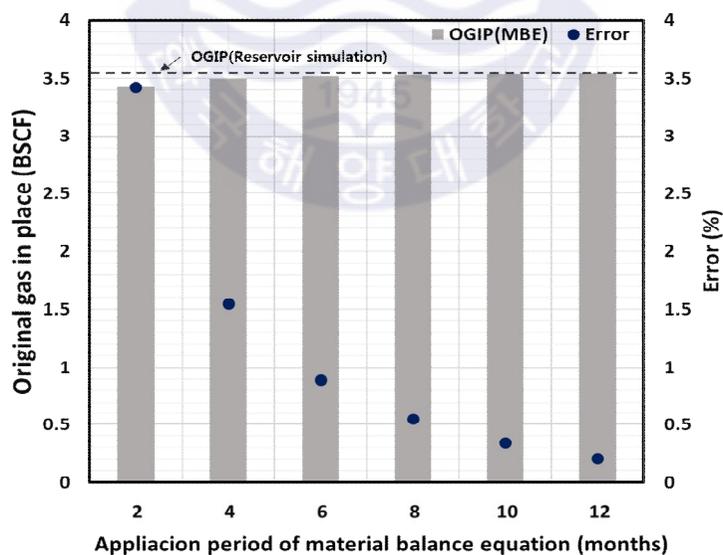
#### 3.3.1 원시가스부존량 평가 결과

먼저 물질수지법을 이용하여 저류층 모델에 대한 OGIP 평가를 수행하였으며, 물질수지법 적용시기를 파악하기 위해 생산·압력 자료의 기간에 따른 OGIP를 비교하였다. 물질수지법에 필요한 생산·압력 자료는 저류층 시뮬레이션을 통해 생성하였으며(Table 2), 이때 생산은 저류층 모델의 중심에 생산정이 위치하고 openflow 상태에서 이루어지는 것으로 가정하였다. OGIP 예측에 이용되는 가스 압축지수를 파악하기 위해 가스 비중을 메탄 100%로 가정하여 0.56(공기=1)로 설정하였으며, 가스압축지수는 비중 값을 온도 및 압력 별 가스압축지수 자료에 대입하여 파악하였다.

파악한 가스압축지수를 식 (4)에 대입하여 생산·압력 자료의 기간에 따른 OGIP를 계산하였다. 그 결과, 시뮬레이션을 통해 파악한 저류층 모델의 OGIP에 비해 결과가 작게 예측되었으며, 최대 3.4%의 오차가 발생하였다. 또한, 사용한 생산·압력 자료의 기간이 길어질수록 오차율이 감소하는 것을 확인하였으며(Fig. 12), 6개월 이상의 생산·압력 자료를 사용할 경우 오차율이 1% 이하로 감소하였다. 이는 OGIP 예측 시 사용한 가스 비중 및 가스압축지수의 영향인 것으로 사료되며, 이러한 경향을 통해 육상 중소규모 천부가스 부존 지역의 OGIP 평가 시 물질수지법의 적용시기를 파악할 수 있었다.

**Table 2** Reservoir properties and production data

Parameter	Value					
Production period (month)	2	4	6	8	10	12
Reservoir temperature (°C)	26.9					
Reservoir initial pressure (bar)	8 (at top of domain)					
Average reservoir pressure (bar)	8.60	8.54	8.47	8.41	8.35	8.28
Cumulative gas production (MMSCF)	30.04	57.92	84.78	111.38	137.03	162.22
Original gas in place (MMSCF)	3549.32					
Gas specific gravity	0.56 (methane 100%)					



**Fig. 12** Result of OGIP estimation according to the application period of material balance equation

### 3.3.2 저류층 모델의 생산운영조건 선정

저류층 모델에 적합한 생산정 위치를 선정하기 위해 계층적 격자 시스템을 적용하여 누적가스생산량을 산출하였으며, 이를 통해 저류층 모델의 생산정 위치에 따른 생산성을 파악하고자 생산성 분포도를 도출하였다. 동일한 조건에서 각 생산정 위치의 산출능력을 파악하기 위해 openflow 상태에서의 10년 누적가스 생산량을 예측하였으며, 생산정 수가 1개인 경우의 위치를 결정한 후 생산정 수가 2개인 경우의 위치를 선정하였다. 생산정 수가 1개일 때, 1단계에서는 생산정 1개가 위치할 수 있는 400가지 경우의 누적가스생산량을 활용하여 생산성 분포도를 도출하였으며(Fig. 13), 생산성이 높은 10개의 후보 영역(1단계)을 파악하였다(Fig. 14, Table 3). 2단계에서는 누적가스생산량이 높았던 10개 영역을 세분화하여 동일 조건에서 누적가스생산량이 1,411MMSCF로 가장 높게 산출된 최종 후보 생산정 위치(X: 2,534m, Y: 1,029m)를 선정하였다(Fig. 15). 생산정 수가 2개인 경우, 1단계에서는 생산정 2개가 위치할 수 있는 120가지 경우의 누적가스생산량을 비교하여 후보 영역(1단계)을 선정하였다(Fig. 16). 2단계에서는 1단계에서 선정된 후보 영역(1단계)을 세분화하였으며, 총 81가지 경우에 대해 누적가스생산량을 비교하여 후보 영역(2단계)을 파악하였다(Fig. 17). 마지막 3단계에서는 2단계에서 선정된 후보 영역(2단계)을 세분화하여 총 625가지 경우에 대해 누적가스생산량을 비교해 최종 후보지역(1st well: X =2,083m, Y =527m / 2nd well: X =2,735m, Y =1,882m)을 선정하였다(Fig. 18, Table 4).

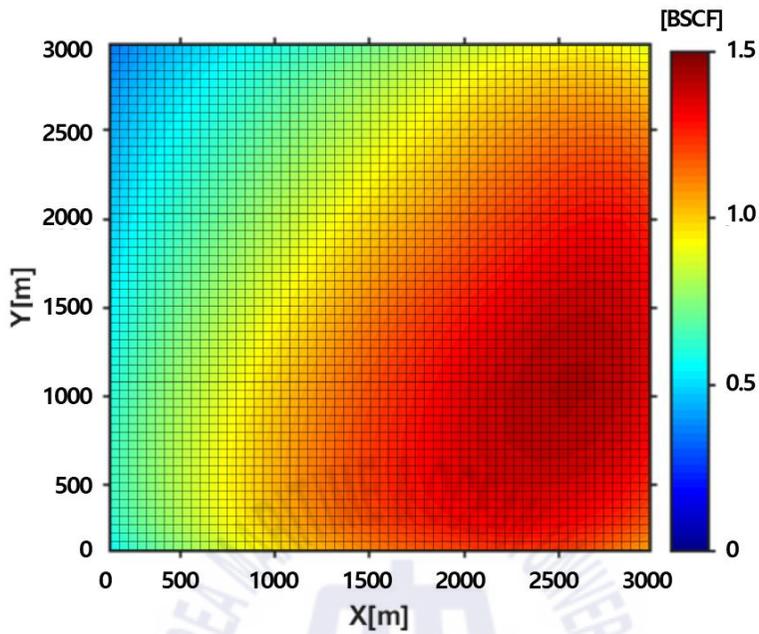


Fig. 13 Productivity map of reservoir model

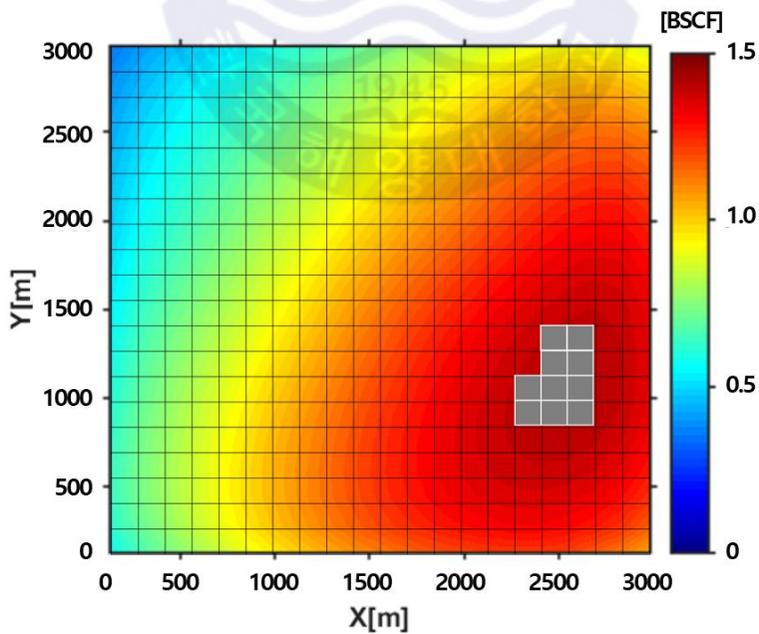


Fig. 14 The 1st stage global solution for single well placement

**Table 3** The 1st stage cumulative gas production depending on single well location

Rank	well location		Cumulative gas production (BSCF)
	X(m)	Y(m)	
1	2,534	1,029	1.411
2	2,685	1,029	1.408
3	2,534	878	1.407
4	2,685	1,179	1.407
5	2,534	1,179	1.407
6	2,383	878	1.402
7	2,383	1,029	1.401
8	2,685	878	1.400
9	2,685	1,330	1.399
10	2,534	1,330	1.396

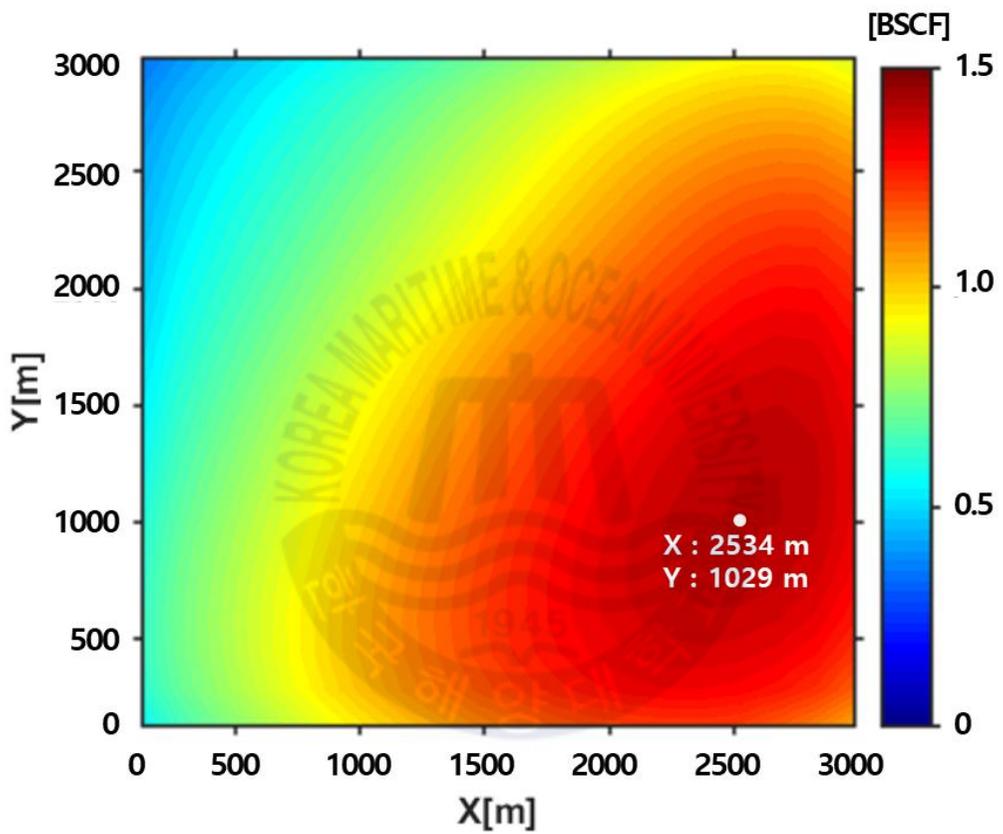


Fig. 15 Final global solution for single well placement

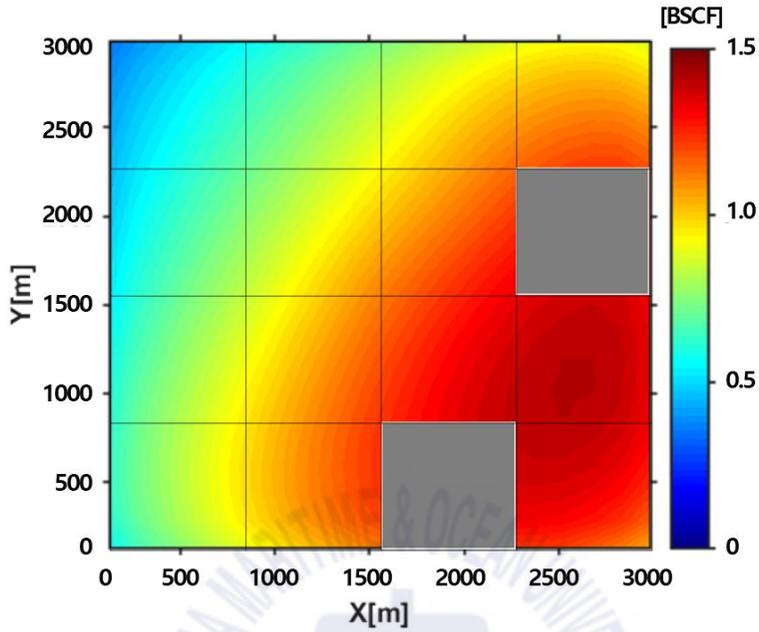


Fig. 16 The 1st stage global solution for double wells placement

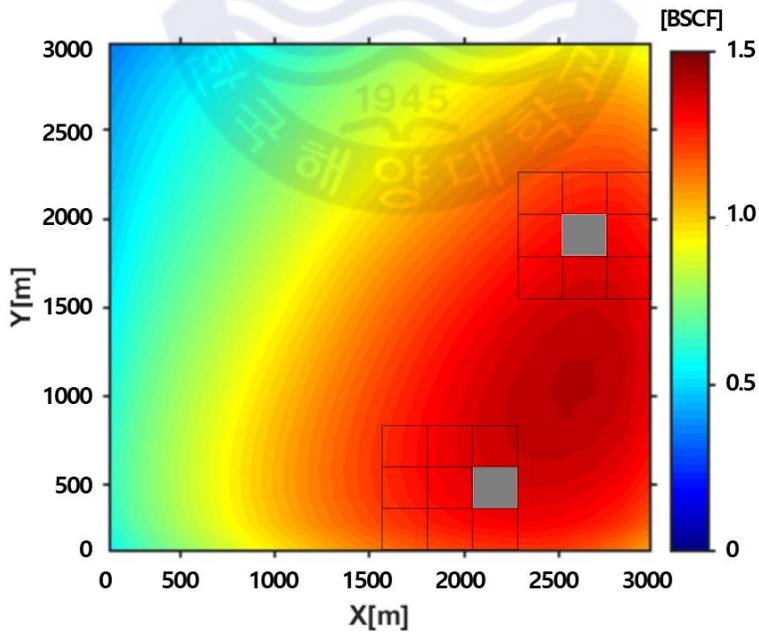


Fig. 17 The 2nd stage global solution for double wells placement

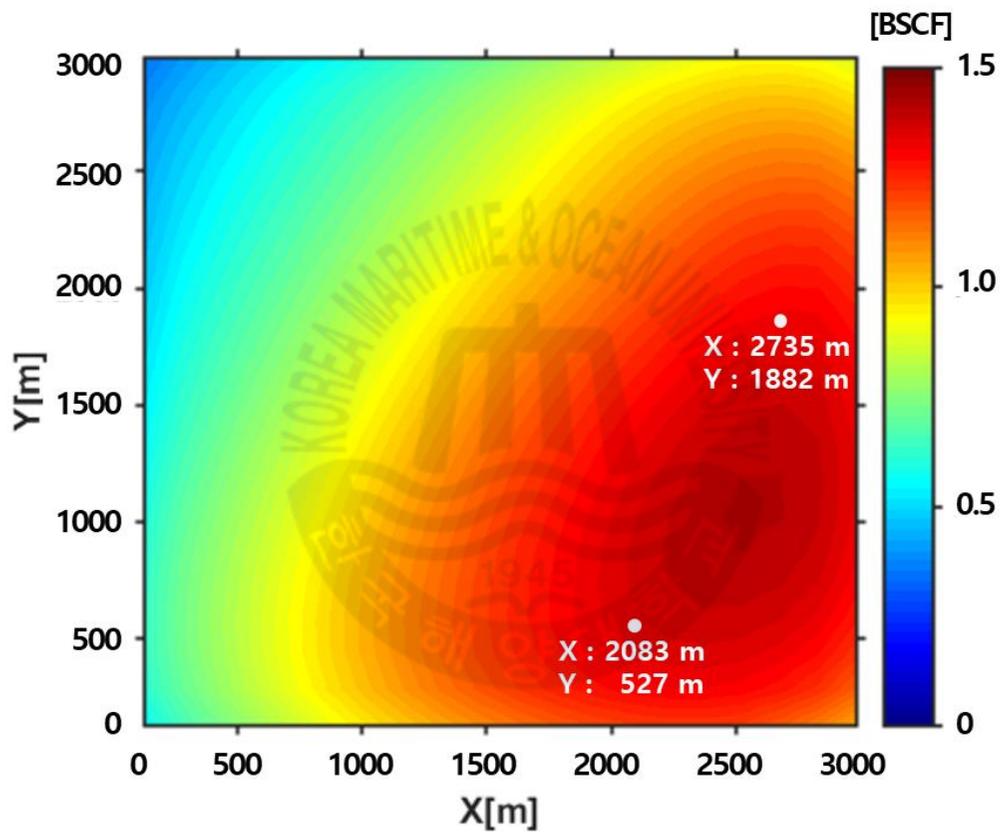


Fig. 18 Final global solution for double wells placement

**Table 4** The 3rd stage cumulative gas production depending on double wells location

Rank	1st well location		2nd well location		Cumulative gas production (BSCF)
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)	
1	2,083	527	2,735	1,882	1.9738
2	2,133	527	2,735	1,882	1.9736
3	2,133	527	2,735	1,932	1.9735
4	2,083	527	2,735	1,932	1.9735
5	2,083	527	2,735	1,831	1.9734
6	2,083	527	2,785	1,882	1.9732
7	2,133	527	2,735	1,831	1.9731
8	2,083	477	2,735	1,882	1.9731
9	2,083	527	2,685	1,882	1.9730
10	2,133	527	2,785	1,882	1.9730

다음은 생산정 수에 따른 최종 후보 생산정 위치에 대하여 시뮬레이션을 통해 유정시험을 수행하였다. 생산정 수가 1개인 경우 생산정 위치 선정을 하며 파악한 최대가스생산율(1,189MSCF/d)을 고려하여 유동 단계별 유량을 선정하였으며 (Fig. 19), 생산정 수가 2개인 경우에는 생산정 별로 개별적인 유정시험을 수행하여 각각의 최대가스생산율(1st well : 1,134MSCF/d, 2nd well : 1,129MSCF/d)을 고려한 유동 단계별 유량을 설정하였다(Fig. 20). 이때, 유동 시간은 6시간으로 동일하게 설정하였으며, 유동 단계는 4단계까지 진행하였다. 유정시험 결과, 3곳의 최종 후보 생산정 위치에서 공저압 변화가 유사하게 나타나는 것을 파악하였다. 이는 3곳이 생산성 분포도에서 생산성이 높은 지역에 위치해 있고, 각 위치별 최대가스생산율이 60MSCF/d 이하의 작은 차이를 나타내 유사한 것으로 사료된다.

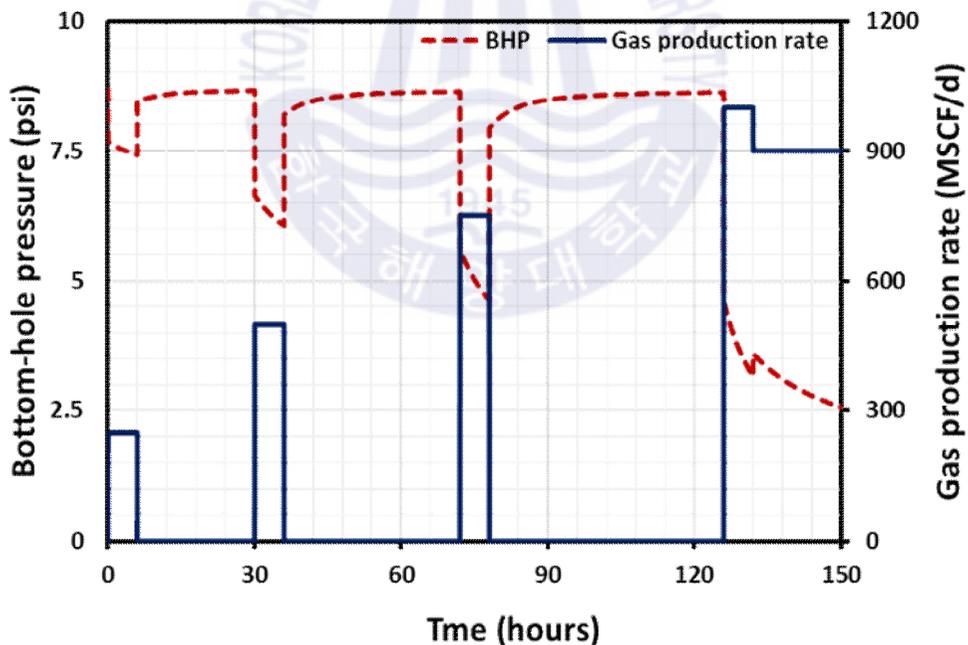
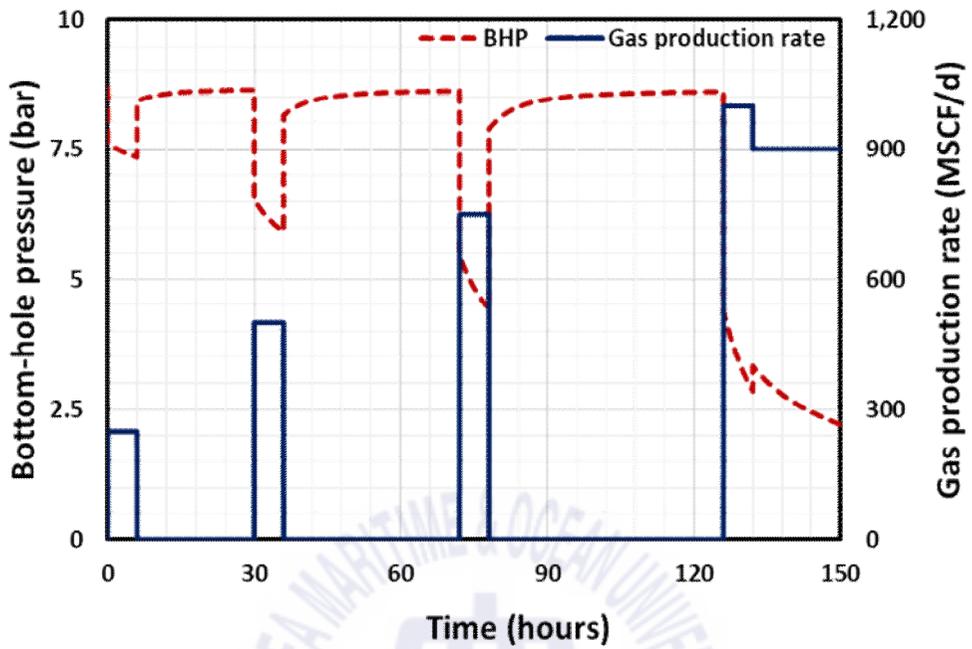
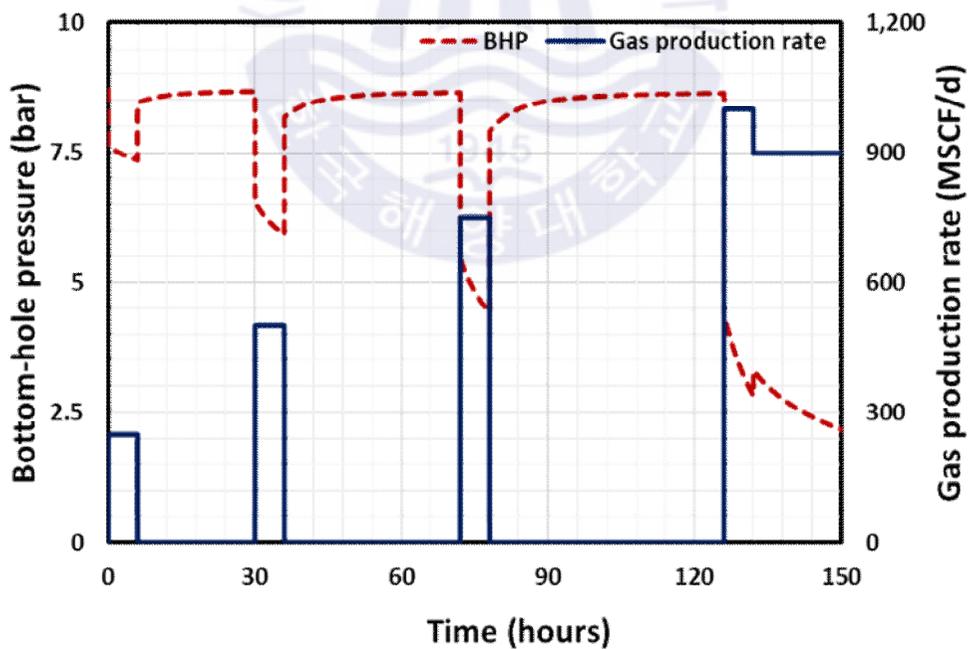


Fig. 19 Well testing results of single well



(a) 1st well



(b) 2nd well

Fig. 20 Well testing results of double wells

생산정 규격별 운영점을 파악하기 위해 생산정 수에 따른 최종 후보 생산정 위치에서의 유정시험 결과를 반영하여 공저 노드에서의 노달분석을 수행하였다. 이를 위해 Fig. 21과 같이 최종 후보 생산정 위치별 생산정 모델을 구축하였으며, 유정시험의 공저압 및 저류층 압력 결과를 Pipesim 시뮬레이터에 입력하였다. 노달분석 시 outlet pressure는 생산정 내 압력 손실을 고려하여 3.4bar로 설정하였으며, 생산정 규격은 시추공 규격을 고려하여 1.049in, 1.610in, 2.441in로 입력하였다.

노달분석 결과, 최종 후보 생산정 위치별 생산정 규격에 따른 IPR과 TPR을 도출하였으며(Fig. 22, Fig. 23), 이를 통해 각 위치에 따른 절대개방유동 (Absolute Open Flow, AOF)과 생산정 규격에 따른 운영점을 파악하였다(Table 5).

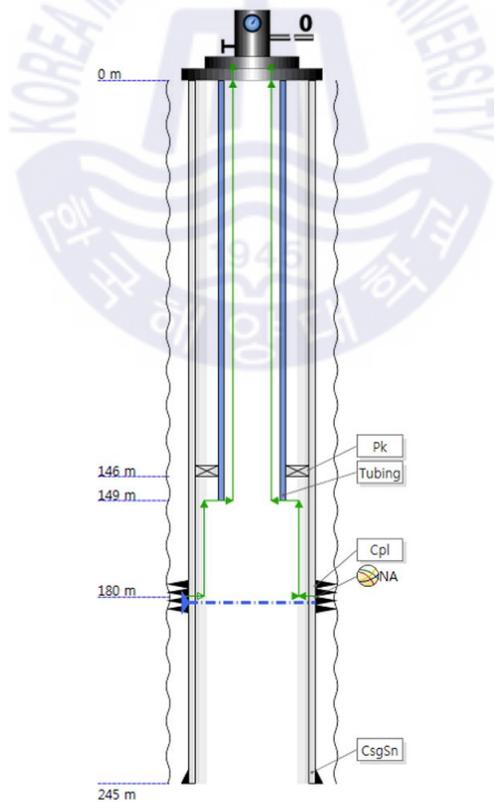


Fig. 21 Description of well completion

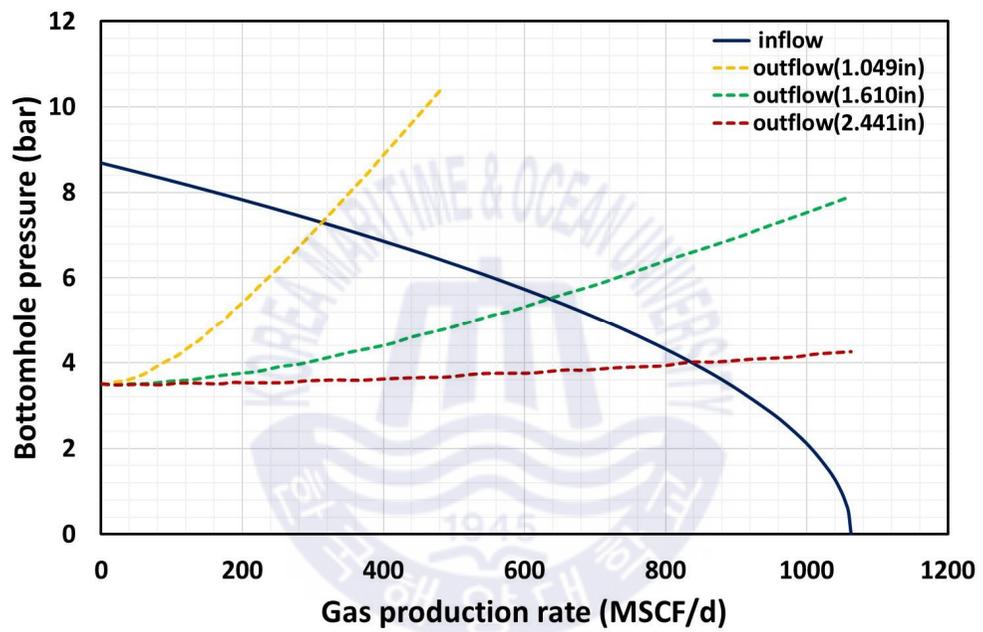
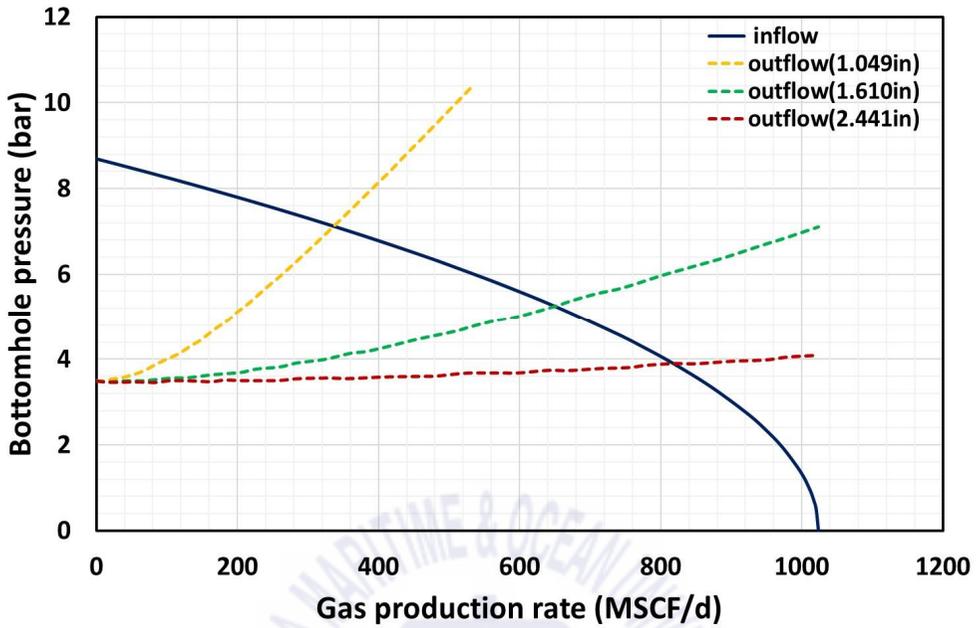
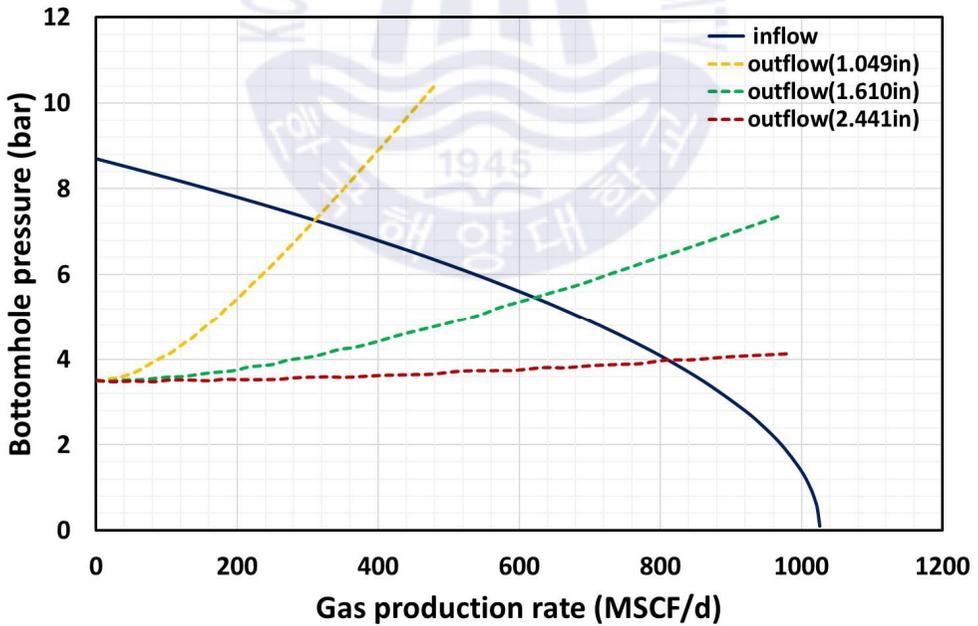


Fig. 22 Nodal analysis result of single well



(a) 1st well



(b) 2nd well

Fig. 23 Nodal analysis result of double wells

Table 5 Operating point depending on well location

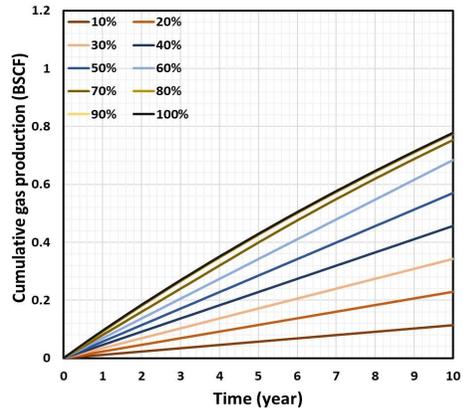
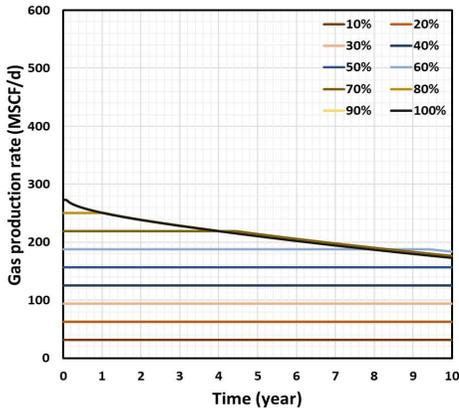
		Gas production rate (MSCF/d)			Bottom-hole pressure (bar)		
		1.049in	1.610in	2.441in	1.049in	1.610in	2.441in
Single well		313	635	836	7.3	5.5	4.0
Double well	1st well	336	650	818	7.1	5.3	3.9
	2nd well	310	622	810	7.2	5.5	4.0

### 3.3.3 생산성 분석 및 매장량 평가 결과

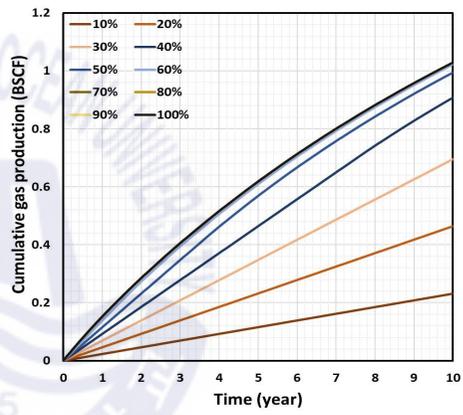
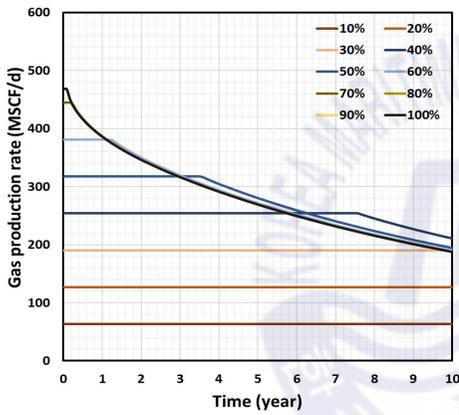
저류층 모델에 적합한 개발계획을 수립하기 위해 앞서 선정한 Table 6의 생산 운영조건을 반영하여 누적가스생산량 및 가스생산율을 예측하였다. 생산 유량은 운영점 유량의 10~100%로 설정하였으며, 유동 공저압은 생산정 내 압력 손실을 고려하여 3.4bar로 입력하였다. 그 결과, 생산정 수 별 생산정 규격과 생산 유량에 따라 생산 유량 유지기간 및 누적가스생산량이 상이하게 나타나는 것을 확인하였다. 생산 유량 유지기간은 지정한 생산 유량이 높아질수록 짧아졌으며, 특정 생산 유량 이상에서는 공저압이 한계유동공저압에 빠르게 도달하여 지정한 생산 유량을 유지하지 못하는 것을 파악하였다(Fig. 24, Fig. 25). 이러한 경향으로 인해 규격 별 생산 유량 조건이 증가할수록 누적가스생산량의 차이가 감소하였다.

Table 6 Parameter of production operating conditions

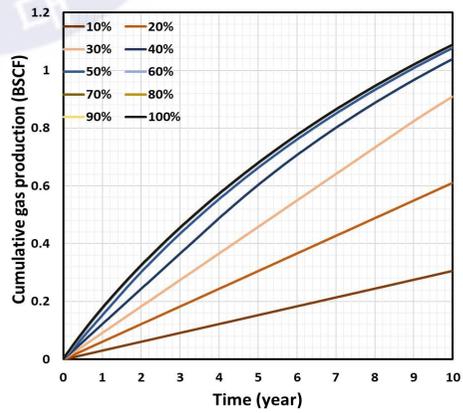
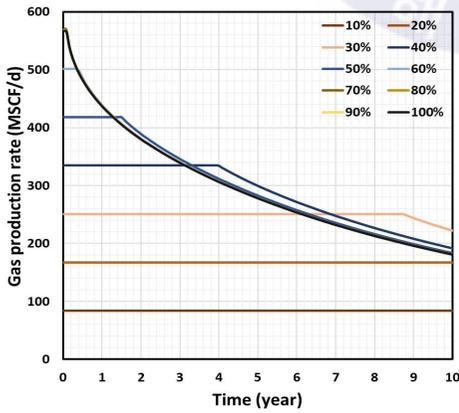
Well number	Well location (m)	Tubing inside diameter (inch)	Operating point	
			Gas production rate (MSCF/d)	Flowing BHP (bar)
Single well	X : 2,534 Y : 1,029	1.049	313	7.3
		1.610	635	5.5
		2.441	836	4.0
Double well	1st well X : 2,083 Y : 527	1.049	336	7.1
		1.610	649	5.3
		2.441	818	3.9
	2nd well X : 2,083 Y : 1,882	1.049	310	7.2
		1.610	622	5.5
		2.441	810	4.0



(a) 1.049 inch tubing

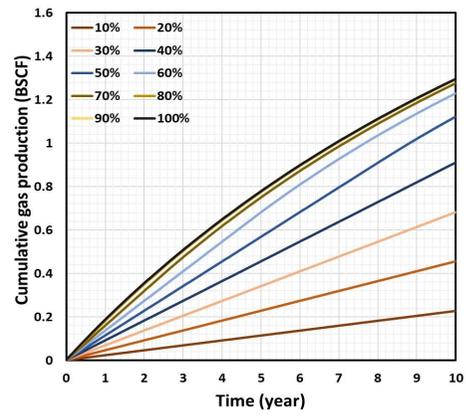
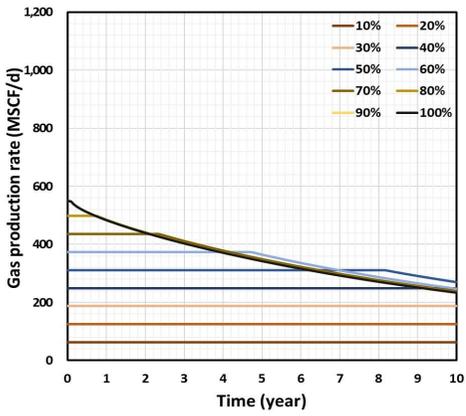


(b) 1.610 inch tubing

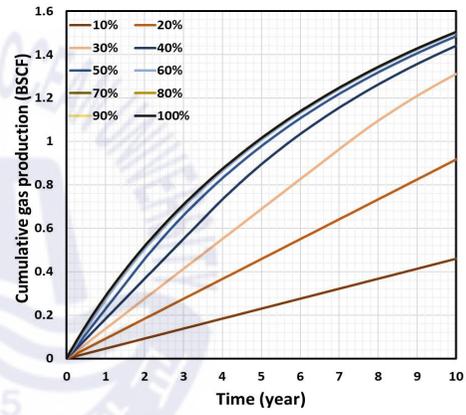
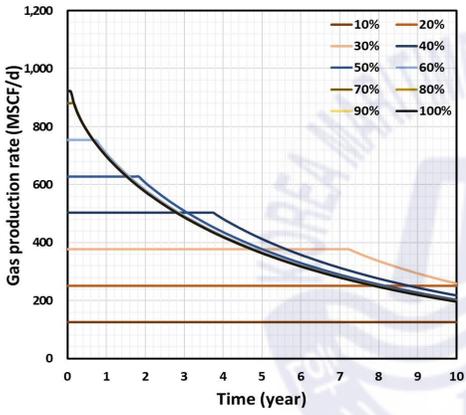


(c) 2.441 inch tubing

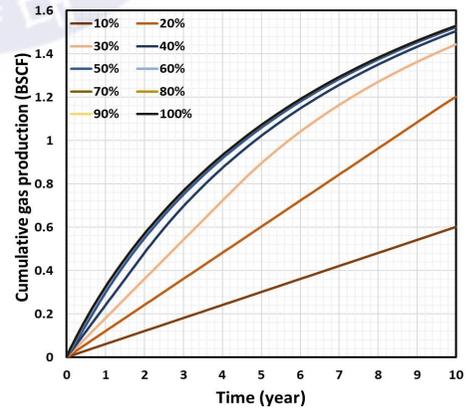
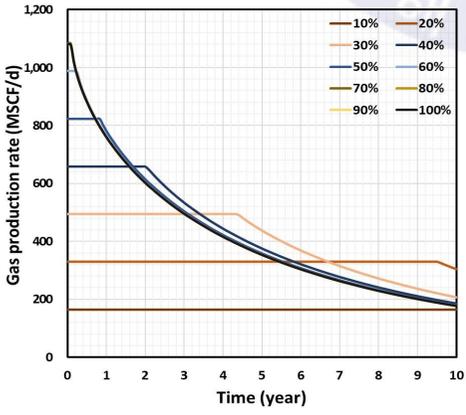
Fig. 24 Gas production rate and cumulative gas production depending on operating conditions of single well



(a) 1.049 inch tubing



(b) 1.610 inch tubing

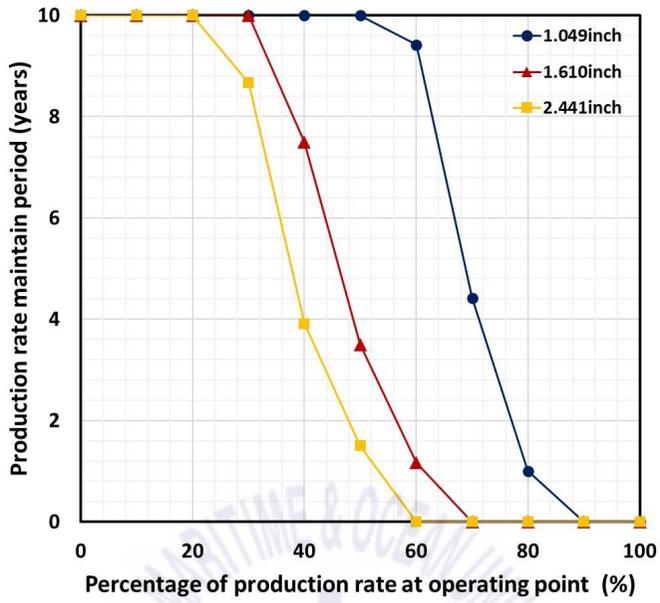


(c) 2.441 inch tubing

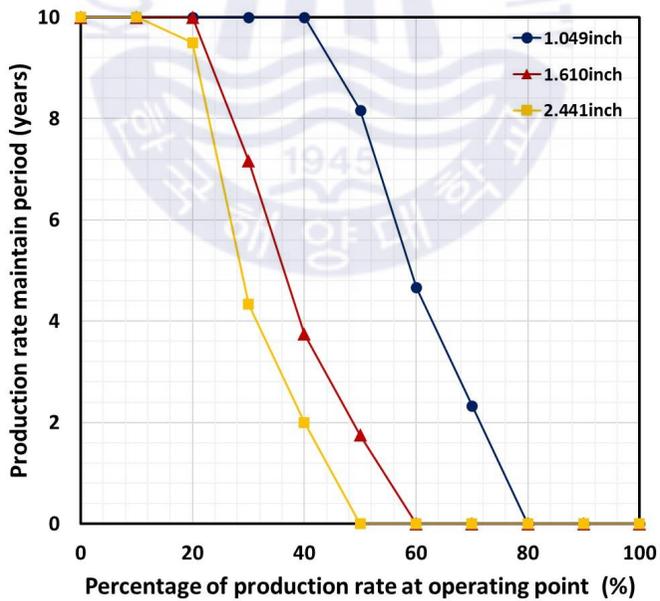
Fig. 25 Gas production rate and cumulative gas production depending on operating conditions of double wells

일정 기간 동안 지정된 물량을 수요처로 공급해야하는 가스전 계약상의 특징을 고려하기 위해 생산운영조건 별 생산 유량 유지기간 및 매장량을 분석하였다. 이때, 생산운영조건 별 유량이 유지되는 기간 동안의 누적가스생산량을 매장량이라 가정하였다. 생산 유지기간은 생산정 규격별 생산유량이 증가할수록 짧아지는 경향을 보였다(Fig. 26). 생산운영조건 별 매장량은 생산정 수에 상관없이 2.44inch 규격의 생산정을 적용하였을 때 가장 높게 나타났으며, 생산정 수별 최대 매장량 간의 차이는 생산정 수가 2개일 때 1.44배 많은 것을 확인하였다(Fig. 27).

이러한 결과를 활용하여 생산 기간에 따라 적합한 생산정 규격 및 생산 유량을 파악하기 위해 생산 기간 별 운영조건에 따른 매장량을 비교하였다. 이때 생산 기간은 1년, 3년, 5년, 7년, 9년으로 설정하였으며, 각 생산 기간보다 유량 유지기간이 짧은 경우의 매장량은 생략하였다. 그 결과, 생산 기간에 따라 매장량이 높게 나타나는 운영조건을 파악하였으며, 생산 기간이 증가할수록 적용 가능한 생산 유량 조건이 감소하는 경향을 확인하였다(Fig. 28, Fig. 29).

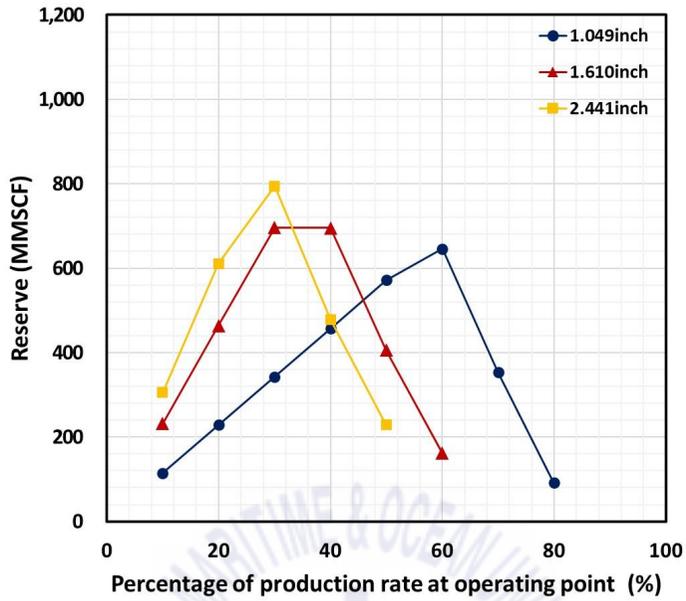


(a) Single well

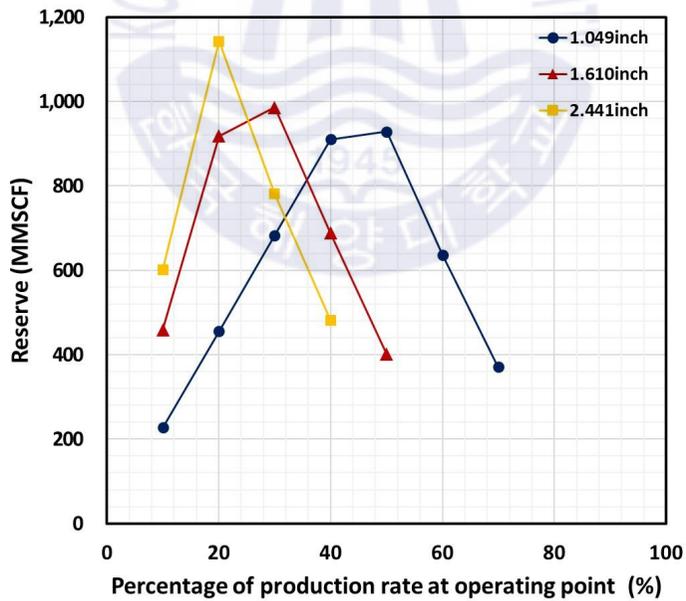


(b) Double wells

Fig. 26 Production rate maintain period depending on operating conditions

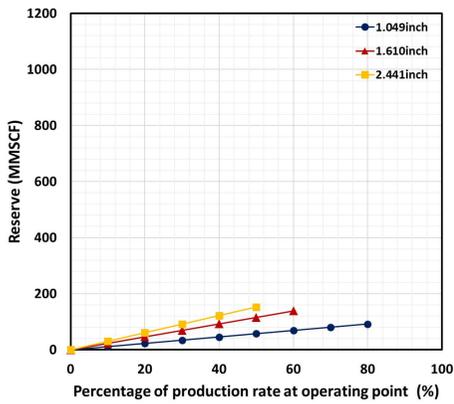


(a) Single well

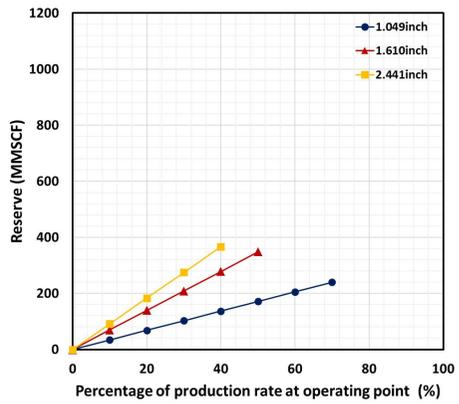


(b) Double wells

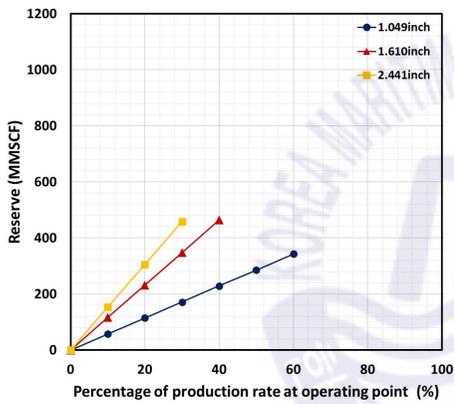
Fig. 27 Result of reserve estimation depending on operating conditions



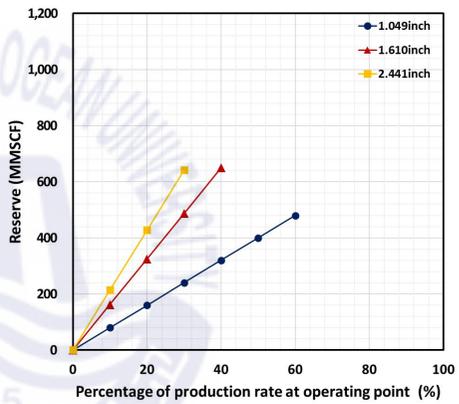
(a) 1 years



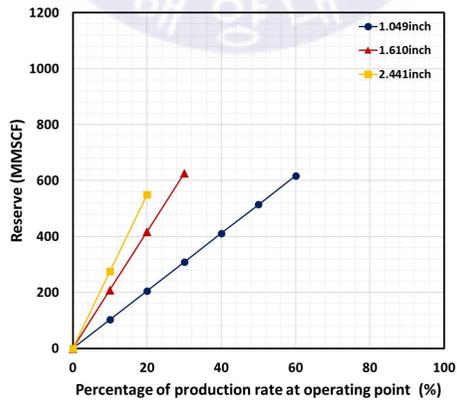
(b) 3 years



(c) 5 years

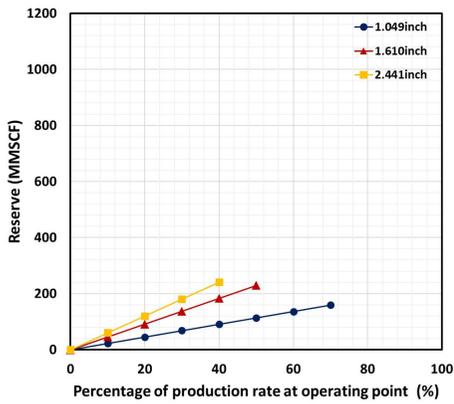


(d) 7 years

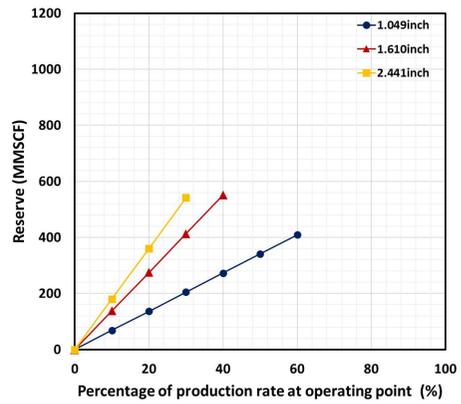


(e) 9 years

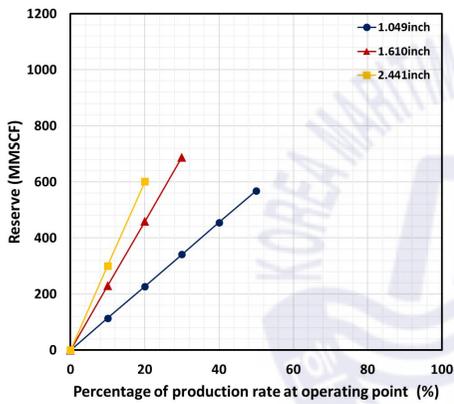
Fig. 28 Result of reserve estimation for single well depending on percentile of operating condition



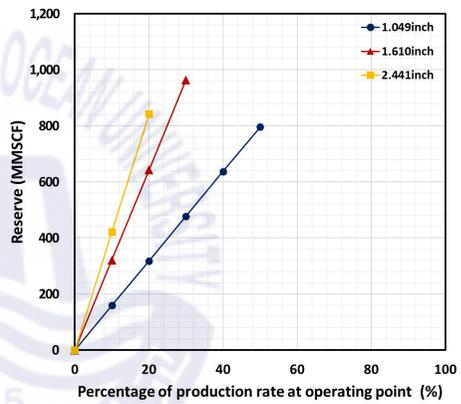
(a) 1 years



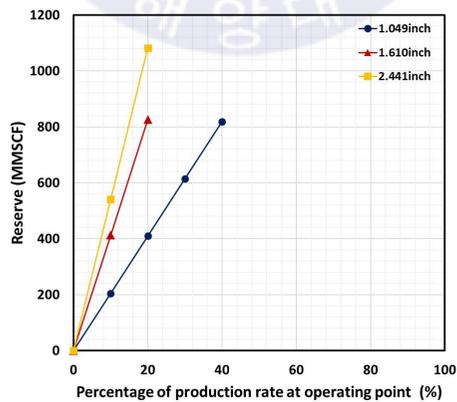
(b) 3 years



(c) 5 years



(d) 7 years



(e) 9 years

Fig. 29 Result of reserve estimation for double wells depending on percentile of operating condition

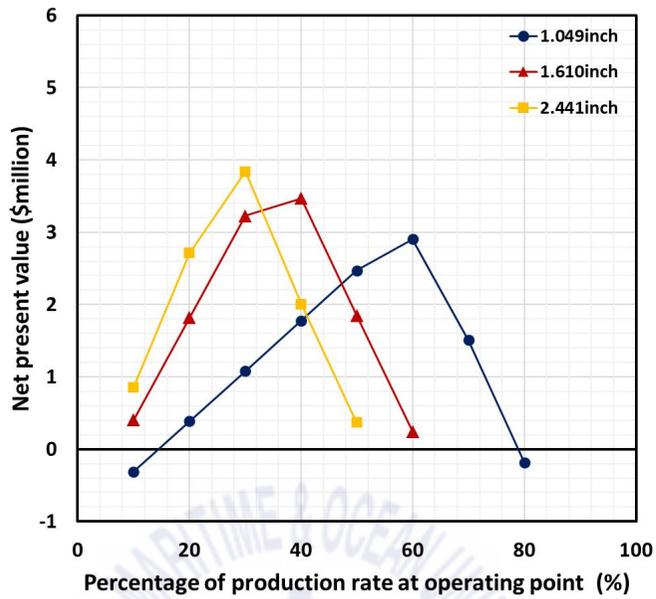
### 3.4 생산운영조건 별 경제성 평가 결과

저류층 모델에 대해 설정한 생산운영조건의 경제적 타당성을 파악하고 NPV가 높은 생산운영조건을 개발계획으로 선정하기 위해 운영조건에 따른 NPV 예측을 수행하였다. NPV 예측에 이용되는 누적가스생산량은 운영조건 별 매장량을 고려하였으며, Table 7과 같은 경제성 평가 인자를 식 (9)에 대입하여 예측하였다. 여기서 가스 가격은 국내의 경우 LNG 형태로 가스가 수입되는 것을 고려하여 2019년 1월부터 9월까지의 평균 LNG 거래가격을 이용하였다(Ycharts, 2019). 생산 기간은 1년, 3년, 5년, 7년, 9년으로 설정하여 NPV를 분석하였으며, 각 생산 기간보다 유량 유지기간이 짧은 경우의 누적가스생산량은 생략하였다.

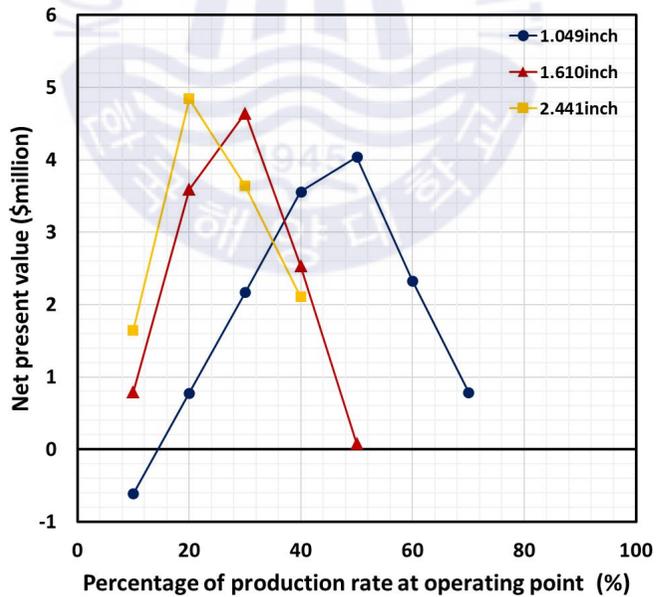
그 결과 생산운영조건에 따른 유량 유지기간 동안의 NPV를 예측하였으며, 운영조건 별 매장량 예측결과의 영향으로 인해 최대 NPV는 생산정 수에 관계없이 2.44lin 규격의 생산정을 적용하였을 때 나타나는 것을 파악하였다(Fig. 30). 또한 1.049in 규격의 생산정을 설치할 경우 운영점의 10%로 생산 시 NPV가 0 이하로 예측되어 경제적 타당성이 없는 것을 확인하였다. 생산 기간 별 운영조건에 따른 NPV 분석을 통해 생산 기간이 길어질수록 생산정 수에 관계없이 NPV가 높아지는 것을 확인하였다. 특히 2.44lin 생산정 2개를 설치하여 운영점의 20%로 9년간 생산할 때의 NPV가 가장 높은 것을 확인하였으며,(Fig. 31, Fig. 32) 해당 운영조건을 개발계획으로 선정하였다. 또한, 생산 기간이 1년인 단기 생산은 생산정 2개보다 1개의 생산정으로 개발하는 것이 경제적 타당성이 높은 것을 확인하였다.

**Table 7** Parameter of economic analysis (EIA, 2016; Ychart, 2019)

Parameter	Value
Drilling cost (\$/ft)	150
Completion cost (\$million)	1
Gas price (\$/MSCF)	11.9
Operating cost (\$/MSCF)	2
Discount rate (%)	10

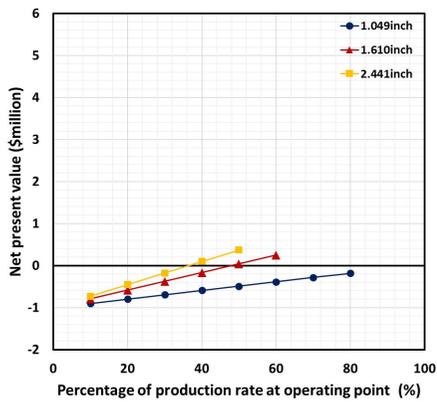


(a) Single well

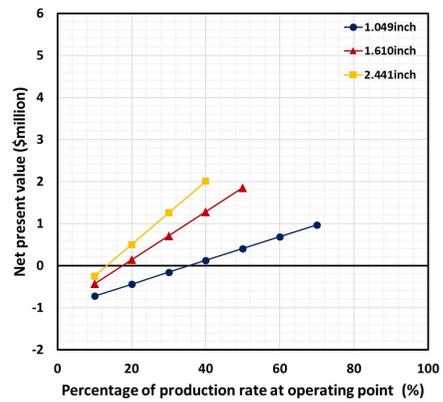


(b) Double wells

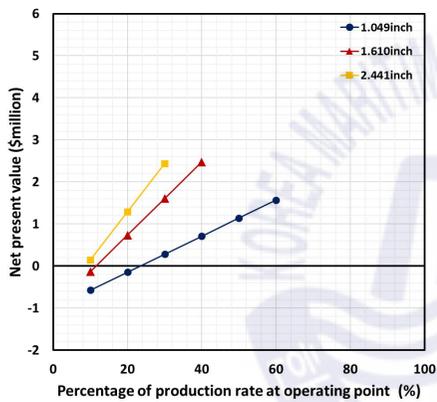
Fig. 30 NPV depending on operating condition at production maintain period



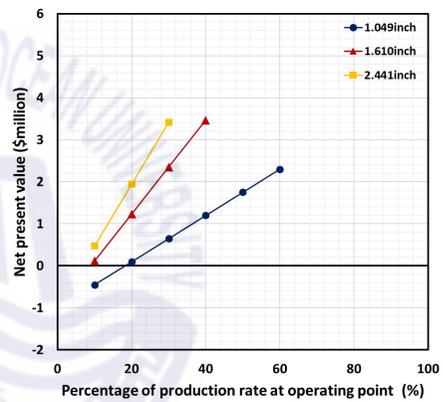
(a) 1 years



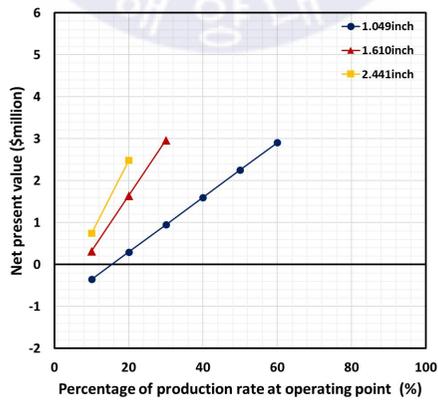
(b) 3 years



(c) 5 years

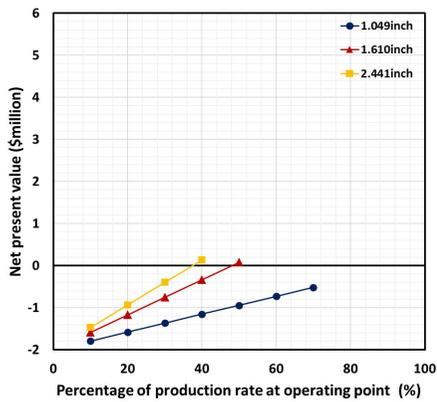


(d) 7 years

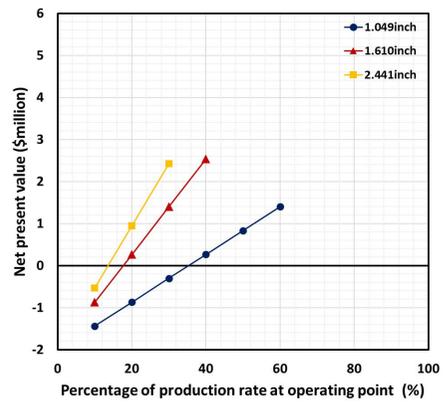


(e) 9 years

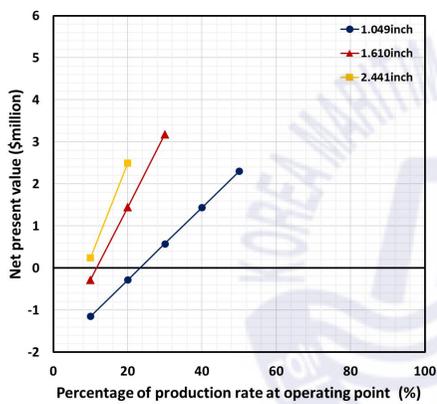
Fig. 31 NPV of single well depending on percentile of operating condition



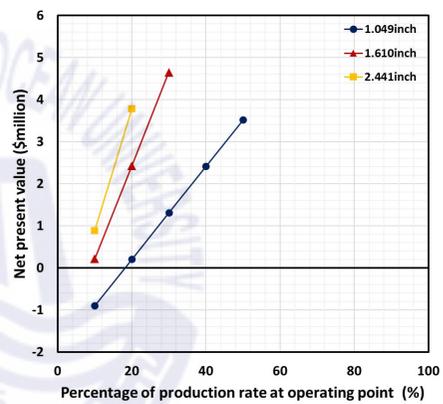
(a) 1 years



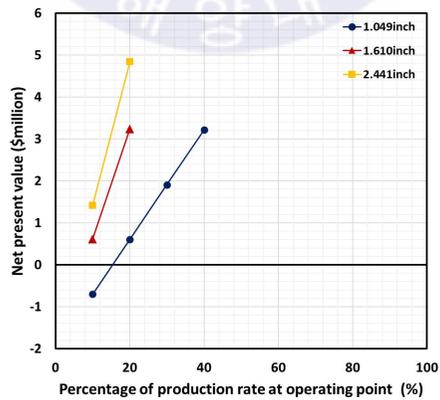
(b) 3 years



(c) 5 years



(d) 7 years



(e) 9 years

Fig. 32 NPV of double wells depending on percentile of operating condition

이와 같이 선정된 개발계획에 대한 경제성 평가 변수들의 불확실성을 고려하기 위해 개발계획 적용 시 NPV에 대한 변수들의 민감도를 분석하였다. 이를 위해 가스가격, CAPEX, OPEX, 할인율에 따른 NPV를 예측하였으며, 각 경제성 평가 변수의 범위는 NPV 예측 시 적용한 변수를 기준으로 -50%에서 +50%로 설정하였다(Fig. 33). 그 결과 천부가스 개발 시 개발계획의 경제성에 대한 변수들의 영향을 파악하였으며, 개발계획의 경제성에는 가스가격, 할인율, CAPEX, OPEX 순으로 영향을 미치는 것을 확인하였다(Fig. 34). 또한 가스가격은 CAPEX와 OPEX보다 민감도가 4.1배, 5.9배 높은 것을 파악하였다.



Fig. 33 Description of economic parameters in sensitivity analysis

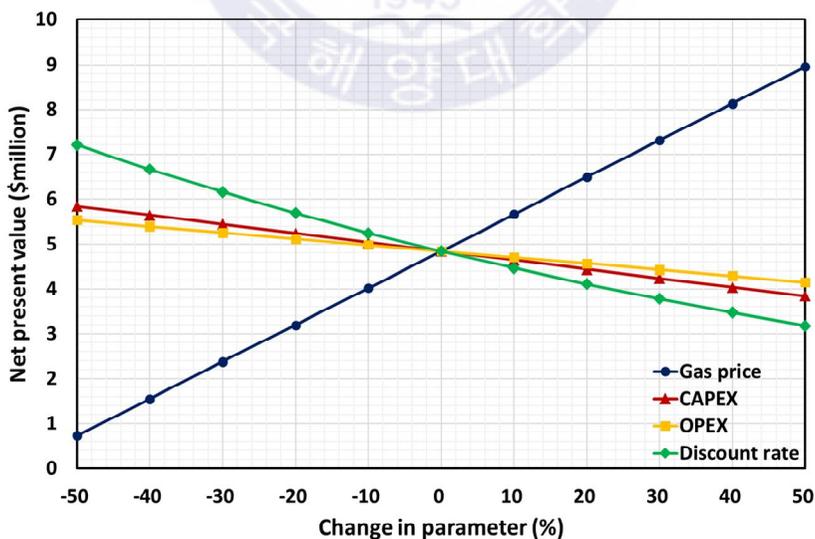


Fig. 34 NPV results of sensitivity analysis on economic parameters

## 제 4 장 천부가스 저류층 특성의 영향 분석

### 4.1 생산성에 대한 저류층 물성의 영향 분석 결과

이 연구에서는 앞서 수립한 개발계획 적용 시 천부가스전의 생산성에 대한 저류층 물성의 불확실성을 고려하기 위해 모델의 물성에 대한 민감도 분석을 수행하였다. 이를 위해 수립한 개발계획을 적용하여 저류층 모델의 누적가스생산량 및 가스생산율을 예측하였다. 저류층 물성은 가스전 개발 시 경제성 및 생산성에 영향을 미치는 것으로 알려진 공극률, 유체투과도, 저류층 초기압력을 달리하여 생산성 분석을 수행하였으며, 물성의 범위는 저류층 모델을 구축할 때 적용한 각 물성을 기준으로 -30%에서 +30%로 설정하였다(Fig. 35).

그 결과 저류층 물성에 따른 누적가스생산량 및 가스생산율 변화 경향을 파악하였으나(Fig. 36), 누적가스생산량 및 가스생산율 예측 결과를 이용하여 민감도 분석을 수행할 경우 저류층 물성에 따라 변하는 규모의 영향을 반영하지 못한다. 이에 따라 식 (11)과 같이 정규화 된 누적가스생산량 값을 이용한 impact value를 이용하여 민감도 분석을 수행하였다(Khan et al., 2014). 이를 통해 Fig. 37과 같이 천부가스 저류층의 생산성에 대한 저류층 물성의 영향을 파악하였으며, 생산성에는 저류층 초기압력, 유체투과도, 공극률 순으로 영향을 미치는 것을 확인하였다.

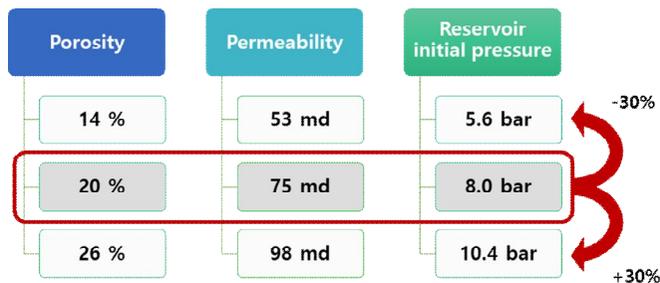
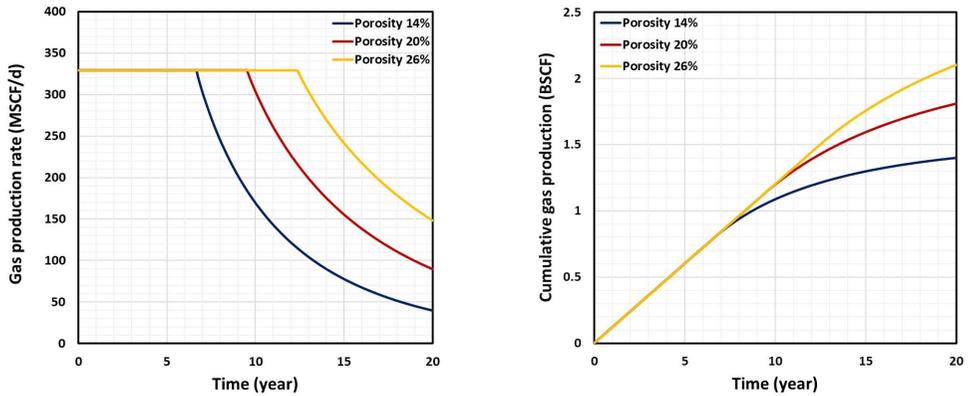
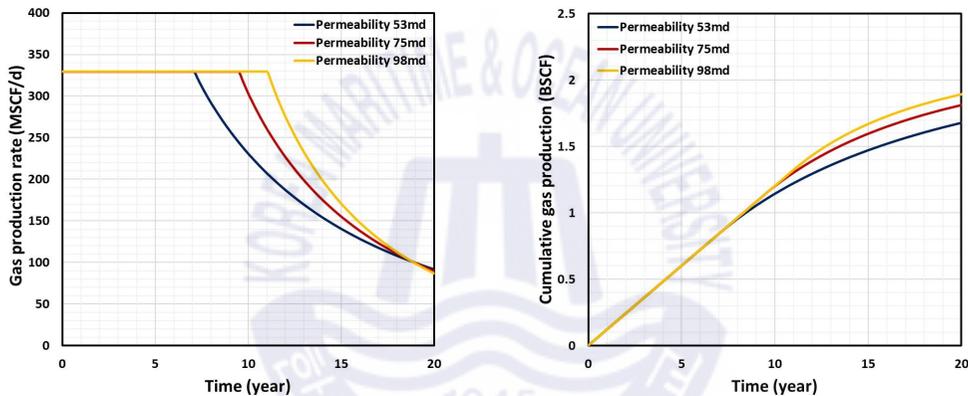


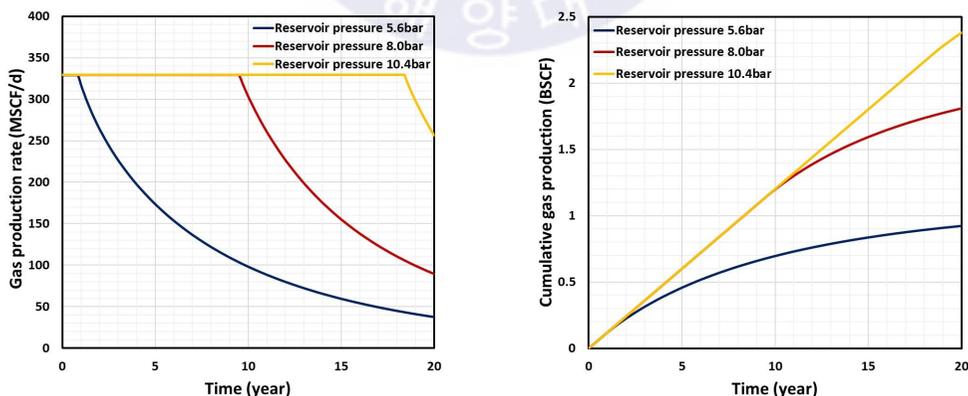
Fig. 35 Description of Reservoir properties in sensitivity analysis



(a) Porosity



(b) Permeability



(c) Reservoir pressure

Fig. 36 Gas production rate and cumulative gas production depending on reservoir characteristics

$$I.V_i = \frac{CV_{max_i} - CV_{min_i}}{CV_{max_j} - CV_{min_j}} \quad (11)$$

$CV_{max_i}$  : Maximum normalized cumulative production for parameter  $i$

$CV_{min_i}$  : Minimum normalized cumulative production for parameter  $i$

$CV_{max_j}$  : Maximum normalized cumulative production for normalizing parameter  $i$

$CV_{min_j}$  : Minimum normalized cumulative production for normalizing parameter  $i$

$I.V_i$  : Impact value for parameter  $i$

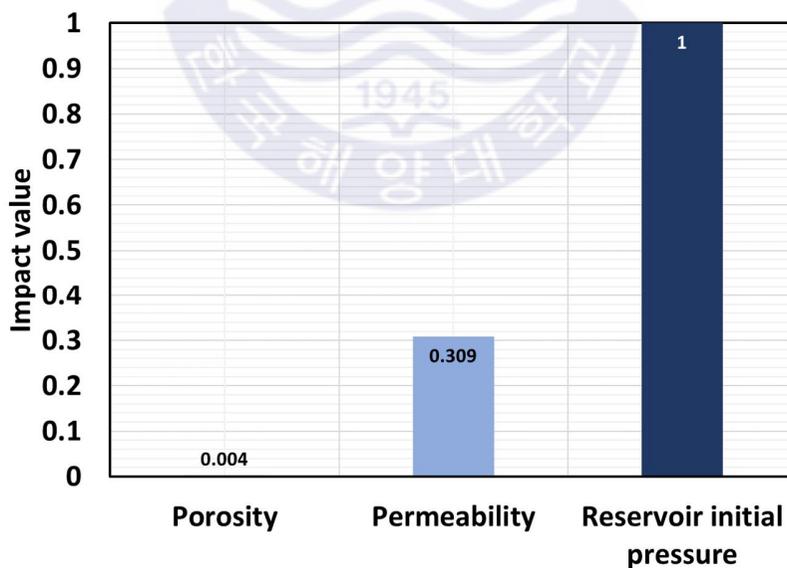


Fig. 37 Impact value of reservoir properties on productivity

## 4.2 개발계획에 따른 MEFS 분석 결과

이 연구에서는 천부가스 저류층 개발 시 개발계획에 대한 저류층 규모의 불확실성을 고려하기 위하여 Table 8과 같이 생산정 수에 따라 NPV가 가장 높았던 2개의 생산운영조건에 대해 MEFS 분석을 수행하였다. 이를 위해 MEFS 예측 시 누적가스생산량을 매장량과 같다고 가정하여 생산운영조건 별 NPV가 0이 될 것으로 예상되는 매장량을 선정하였으며, 선정된 매장량에 대해 NPV 예측을 수행하는 과정을 반복하였다.

그 결과, 생산운영조건 별 0보다 크고 0보다 작은 NPV를 갖는 매장량을 파악하였으며, 이에 대한 회귀직선을 그려 MEFS를 계산하였다(Fig. 38). 또한 생산정 2개일 경우보다 1개의 생산정을 설치하였을 때 MEFS가 48% 정도 낮게 나타나는 것을 파악하였다.

Table 8 Production operating conditions with the highest NPV

Well number	Tubing inside diameter (inch)	Operating point		NPV (\$million)
		Gas production rate (MSCF/d)	Flowing BHP (bar)	
Single well	2.441	250	3.4	3.8
Double well	2.441	329		4.9

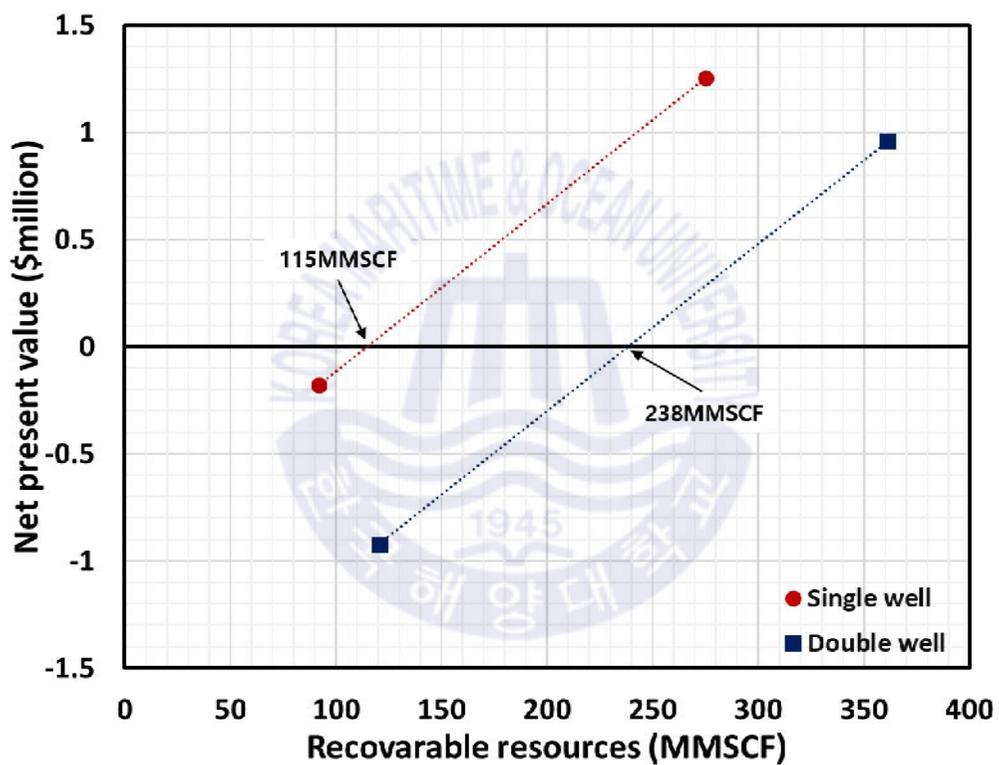


Fig. 38 Result of MEFS analysis depending on operating conditions

NPV가 0이 될 것으로 예상되는 매장량인 MEFS는 경제성 평가 변수에 따라 값이 크게 바뀔 수 있다. 이에 따라 MEFS 분석 시 경제성 변수들의 불확실성을 고려하기 위해 NPV가 가장 높았던 개발계획의 MEFS에 대한 경제성 변수들의 민감도를 분석하였다. 이를 위해 가스가격, CAPEX, OPEX, 할인율에 따른 MEFS를 예측하였으며, 각 경제성 평가 변수의 범위는 NPV 예측 시 적용한 변수를 기준으로 -50%에서 +50%로 설정하였다(Fig. 34). 그 결과, 천부가스 개발 시 개발계획의 MEFS에 대한 경제성 변수들의 영향을 파악하였으며, 개발계획의 MEFS에는 가스가격, CAPEX, 할인율, OPEX 순으로 영향을 미치는 것을 확인하였다(Fig. 39). 또한 가스가격은 할인율과 OPEX보다 민감도가 6.5배, 9.4배 높은 것을 파악하였다.

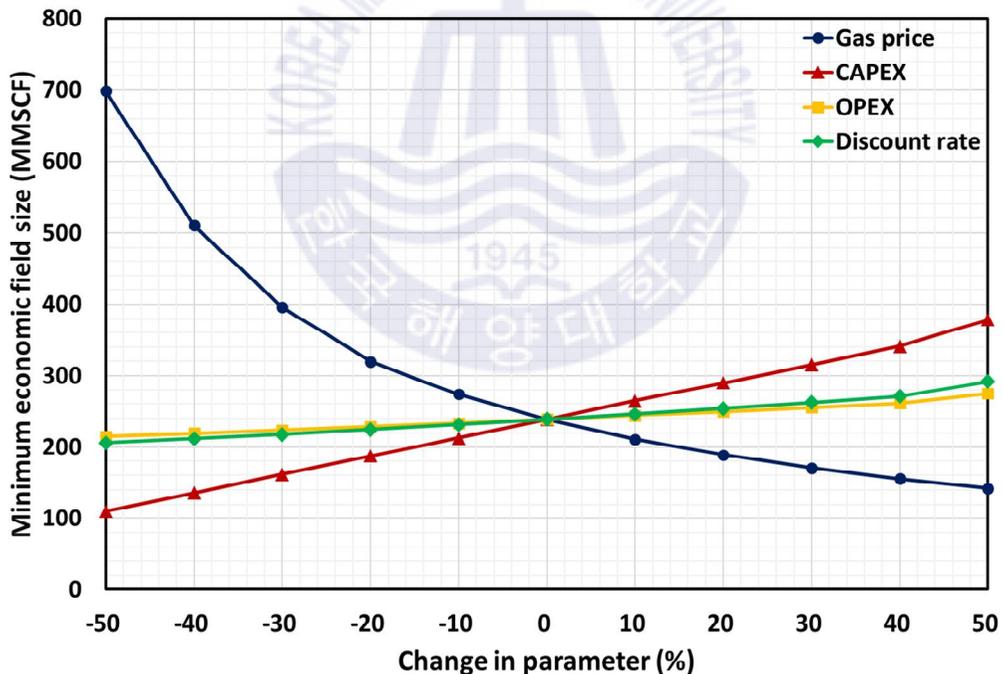


Fig. 39 MEFS results of sensitivity analysis on economic parameters

## 제 5 장 결 론

이 연구에서는 천부가스 부존 지역의 형태 및 물성을 반영한 저류층 모델을 구축하여 원시가스부존량을 평가하였으며, 생산운영조건에 따른 생산성 분석 및 경제성 평가를 통해 개발계획을 수립하였다. 또한, 생산성에 대한 저류층 물성의 민감도 분석과 순현재가치가 0이 되는 매장량 예측을 수행하여 육상 천부가스전 개발 시 저류층 특성의 불확실성을 고려하였다.

1. 포항 대잠동 천부가스 부존 지역의 조건을 반영한 저류층 모델을 구축하여 물질수지법을 통해 OGIP 평가를 수행한 결과, 물질수지법을 이용하여 예측한 OGIP는 시물레이션을 통해 파악한 OGIP와 최대 3.4%의 오차가 발생하였다. 또한, 사용한 생산·압력 자료의 기간이 길어질수록 오차율이 감소하는 것을 파악하였으며, 이러한 경향을 통해 육상 중소규모 천부가스 부존 지역의 OGIP 평가에 대한 물질수지법의 적용시기를 확인하였다. 향후 천부가스 개발 시 OGIP 평가에 물질수지법을 적용할 수 있을 것으로 사료된다.
2. 국내 천부가스 부존 지역에 적합한 개발계획을 수립하기 위하여 생산정수에 따른 생산정 위치를 선정하였으며, 생산정 규격 및 생산 유량에 따른 누적가스생산량 및 가스생산율을 분석한 결과, 생산정 수 별 생산정 규격과 생산 유량에 따라 유량 유지기간 및 매장량이 상이하게 나타나는 것을 확인하였다. 또한 특정 유량 조건 이상에서는 공저압이 한계유동공저압에 빠르게 도달하여 지정한 생산 유량을 유지하지 못하는 것을 파악하였다. 이에 따라 천부가스 개발 시 개발계획 수립은 저류층의 생산성에 영향을 미칠 수 있을 것으로 판단된다.

3. 생산운영조건에 따른 NPV를 예측하여 개발계획을 수립하였으며, 경제성 평가 변수들의 불확실성을 고려하기 위해 개발계획 적용 시 NPV에 대한 각 변수들의 민감도를 분석하였다. 이를 통해 개발계획의 경제성에는 가스 가격, 할인율, CAPEX, OPEX 순으로 영향을 미치는 것을 파악하였다. 향후, 천부가스전에 대한 개발계획 수립 시 이러한 경제성 평가 변수들의 영향을 고려해야 할 것으로 판단된다.
4. 천부가스전 개발 시 저류층 특성의 불확실성을 고려하고자 생산성에 대한 저류층 물성의 영향 분석과 개발계획에 대한 MEFS 분석을 수행한 결과, 천부가스전의 생산성에는 저류층 초기압력, 유체투과도, 공극률 순으로 영향을 미치는 것을 확인하였다. 또한, 생산정 수 별 NPV가 가장 높았던 개발계획의 MEFS를 파악하였으며, 경제성 변수들의 민감도를 분석하여 개발계획의 MEFS에는 가스가격, CAPEX, 할인율, OPEX 순으로 영향을 미치는 것을 확인하였다. 이와 같이 저류층 물성 및 경제성 평가 변수를 활용한 분석을 통해 천부가스 개발 시 저류층 특성의 영향을 파악할 수 있었다.

이 연구를 통해 개발계획에 따른 생산성 및 경제성을 분석하여 육상 천부가스전의 개발계획 수립에 대한 workflow를 정립하였으며, 이는 국내 천부가스전 개발을 위한 개발계획 수립 시 기초자료로 활용 가능할 것으로 사료된다. 향후, 포항 일대 천부가스 부존 지역의 물성 정보를 추가한 생산성 및 경제성 분석을 통해 생산 기간, 공급량 등 다양한 상황에 적합한 개발계획을 수립할 수 있을 것으로 판단된다.

## 참고문헌

- 강년건, 황인걸, 안태웅, 최지영, 이태훈, 이현석, 2019. 포항 대잠동 일대 육상 천연가스전 저류층 특성 연구를 위한 조사·탐사 연구개발. 2019년 춘계 지질 과학기술 공동학술대회.
- 강일오, 2011. 생산정 위치 최적화를 위한 전산 시뮬레이션 연구. 석사학위논문. 부산: 동아대학교.
- 강주명, 2009. 석유공학개론. 서울대학교출판부: 서울.
- 강현정, 2018. 인공지능기법을 이용한 다생산정 위치선정 연구. 석사학위논문. 광주: 조선대학교.
- 권순일, 권오광, 성원모, 신현돈, 이근상, 이정환, 2014. 석유생산공학. 구미서관: 서울.
- 김세준, 허대기, 1997. 천연가스개발의 생산최적화 분석. 1997년도 한국가스학회 추계학술발표회.
- 김세준, 허대기, 김현태, 이원석, 이재형, 2005. 초기 평가 단계 가스전의 개발 타당성 분석을 위한 생산최적화 연구. 한국지구시스템공학회지, 42(3), pp.160-172.
- 문영준, 최영일, 신호진, 임종세, 2018. 천부 천연가스전 개발 현황 분석. 한국 자원공학회지, 55(5), pp.491-499.
- 박승수, 김영완, 오권택, 안광민, 강년건, 2018. 포항 대잠동 육상 천연가스 조사 연구. 한국자원공학회 제110회 춘계학술발표회.
- 백승영, 2016. 해양 가스 생산시스템의 유동안정성 확보 연구. 석사학위논문. 부산: 한국 해양대학교.
- 성원모, 2009. 석유가스공학 : 저류공학 기초 구미서관: 서울.

- 성원모, 배위섭, 최종근, 이근상, 임종세, 권순일, 전보현, 이원규, 허대기, 2014. 석유개발공학. 씨아이알: 서울.
- 이영주, 곽영훈, 윤혜수, 정태진, 오재호, 김학주, 강무희, 1997. 포항 분지 제3기 층 시추코아 유기물의 석유 지화학적 특성. 한국석유지질학회지, 5(1), pp.48-58.
- 정선영, 2013. 석유 생산량 증대를 위한 가스리프트 주입유량 할당 최적화 연구. 석사학위논문. 부산: 한국해양대학교.
- 천영호, 2003. 해외유전개발사업의 경제성 분석 및 회계·계약구조. 한국지구시스템공학회지, 40(1), pp.58-68.
- 한국동력자원연구소, 1988. 한국 동남부 제3기 퇴적분지의 지체구조 발달 및 퇴적 환경 연구, 대전: 한국동력자원연구소.
- Ahmad, S.S., Bhattacharya, V.K., Pradhan, S.P., Sarkar, S.D. and Sengupta, S., 2015. Innovative completion approach to develop unconsolidated shallow and thin multi-layered gas reservoir: a case study of north Tapti field. *SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition*, Mumbai, India, November 24-26.
- Alqahtani, G., Vadapalli, R., Siddiqui, S. and Bhattacharya, S., 2012. Well optimization strategies in conventional reservoirs. *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*, Al-Khobar, Saudi Arabia, April 8-11.
- Arangath, R., Zhukin, A., Primbetov, T. and Jandauov, A., 2009. Cementing challenging shallow gas wells in Central Asia. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, August 4-6.
- Basfar, S., Baarimah, S.O., Elkayany, S., Al-Ameri, W., Zidan, K., Al-dogail, A. and Fhed, K., 2018. Using artificial intelligence to predict IPR for vertical oil well in solution gas derive reservoirs: A new approach. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Dammam, Saudi Arabia, April 23-26.

- Beggs, H.D., 2003. *Production optimization using Nodal™ Analysis*. 2nd Ed. OGCI and Petroskills Publications: Tulsa.
- Brown, G.G., 1948. *Natural Gasoline and the volatile of hydrocarbons*. Natural Gasoline Association of America: Tulsa.
- Brown, K.E. and Beggs, H.D., 1984. *The technology of artificial lift methods*. PennWell Publishing: Tulsa.
- Castineira, D., Faruk, O. and Hohl, D., 2009. Automatic well placement optimization in a channelized turbidite reservoir using adjoint based sensitivities. *Reservoir Simulation Symposium*, Woodlands, USA, February 2-4.
- CHECALC, 2019. *NATURAL GAS COMPRESSIBILITY FACTOR*. [Online] (Updated 1 October 2019) Available at: <https://checalcalc.com/solved/naturalgasZ.html> [Accessed 1 September 2019].
- Chen, Z., Shuai, Y. and Wang, N., 2015. A reassessment of gas resources in selected Upper Cretaceous biogenic gas accumulations in southeastern Alberta and southwestern Saskatchewan, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 63(1), pp.33-52.
- Davis, A.M., 1992. Shallow gas : an overview. *Continental shelf research*, 12(10), pp.1077-1079.
- Dennis, Z., 2008. Shallow gas production along the Cedar Creek Anticline in southeastern Montana. *AAPG Annual Convention*, Texas, USA, April 20-23.
- Ding, S., Lu, R., Xi, Y., Wang, S. and Wu, Y., 2019. Well placement optimization using direct mapping of productivity potential and threshold value of productivity potential management strategy. *Computers & Chemical Engineering*, 121(1), pp.327-337.

- Fetkovich, M.J., 1973. The isochronal testing of oil wells. *48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Las Vegas, USA, October 30.
- Franco, F., Rincon, A. and Useche, M., 2018. Optimized isochronal flow tests. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 12-15.
- Fuh, S.C., Chern, C.C., Liang, S.C., Yang, Y.L., Wu, S.H., Chang, T.Y. and Lin, J.Y., 2009. The biogenic gas potential of the submarine canyon systems of Plio-Pleistocene foreland basin, southwestern Taiwan. *Marine and Petroleum Geology*, 26(7), pp.1087-1099.
- Fujiwara, M., Takaoka, S. and Fukuda, K., 2015. Shallow hydrocarbons in the Pattani trough, Gulf of Thailand. *21th Formation Evaluation Symposium of Japan*, Chiba, Japan, October 13-14.
- Gunawan, R. and Dyer, G.R., 1996. Tubing size optimization in gas depletion drive reservoirs. *1996 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference*, Adelaide, Australia, October 28-31.
- Guo, B., Lyons, W.C. and Ghalambor, A., 2007. *Petroleum production engineering - A computer-assisted approach*. Gulf Professional Publishing: Texas.
- Jongorius, M., 2016. *Reservoir compaction in shallow gas reservoirs*. MS Thesis. Delft: Delft University of Technology.
- Jorgensen, N.O., Buchardt, B., Cederberg, T. and Laier, T., 1990. Shallow hydrocarbon gas in the northern Jutland-Kattegat region, Denmark. *Bulletin of Geological Society of Denmark*, 38(1), pp.69-76.
- Kabir, C.S., Elgmati, M. and Reza, Z., 2011. Estimating drainage-area pressure with flow-after-flow testing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Abuja, Nigeria, October 30 - November 2.

- Khan, W.A., Ali, H., Shah, A.R., Ahmad, A., Jibrán, A. and Baig, Z., 2014. Production forecast scenarios for shale gas and tight gas: How do they differ in terms of simulation?. *PAPG/SPE Pakistan section Annual Technical Conference*, Islamabad, Pakistan, November 24-27.
- Kinate, B.B., Dune, K.K. and Kluivert, B.L., 2018. Optimum tubing size prediction for vertical multiphase flow in Niger delta wells. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 9(2), pp.1277-1288.
- Laier, T., Buchardt, B., Cederberg, T., Jorgensen, N.O. and Kuijpers, A., 1992. Accumulation and seepages of biogenic gas in northern Denmark. *Continental shelf research*, 12(10), pp.1173-1186.
- Mclennan, J. A., 2006. Well plan optimization in the presence of uncertainty. *Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference*, Alberta, Canada, June 13-15.
- Nadeem, M. and Dusseault, M.B., 2013. Geomechanical controls on productivity of low-permeability shallow gas reservoirs of the Milk River Formation. *47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, San Francisco, USA, June 23-26.
- Nasir, M.A.M., Shamsuddin, S. and Bakri, M.S.R., 2008. From shallow hazard to productive opportunity: Opening a new gas play in the north Malay basin. *International Petroleum Technology Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, December 3-5.
- Nnadi, M. and Onyekonwu, M., 2004. Numerical welltest analysis. *28th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition*, Abuja, Nigeria, August 2-4.
- Norwegian Polar Research Institute, 1987. *Seismic indications of shallow gas in the Northern Barents Sea*, Oslo: Norwegian Polar Research Institute.

- Park, H.J., Lim, J.S., Roh, J.Y., Kang, J.M. and Min, B.H., 2010. Production-system optimization of gas fields using hybrid fuzzy/genetic approach. *SPE Journal*, 15(2), pp.417-425.
- Setiawan, T., Az-Zariat, A., Brahmantio, R., Herawati, S., Putra, A. and Rinjani, R., 2017. Shallow reservoir development in mature field-from hazard to resources. *SPE / IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, October 17-19.
- Sheng, R., Li, Z., Liu, H. and Xiang, X., 2003. Review of case histories of two shallow-gas reservoirs in China. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago, April 27-30.
- Singh, V., Izaguirre, E., Yemez, I., & Stigliano, H., 2016. Establishing minimum economic field size and analysing its role in exploration project risks assessment : Three examples. *12th Middle East Geosciences Conference and Exhibition*, Manama, Bahrain, March 7-10.
- Steve, C., 2015. *Petrophysics: A practical guide*. Wiley Blackwell: Hoboken.
- Tavakkolian, M., Jalali, F.F. and Emadi, M.A., 2004. Production optimization using genetic algorithm approach. *28th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition*, Abuja, Nigeria, August 2-4.
- Universiti Teknologi Petronas, 2015. *Production optimization by nodal analysis*, Perak: Universiti Teknologi Petronas.
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2016. *Trends in U.S. oil and natural gas upstream costs*, Washington, DC: U.S. Department of Energy.
- Yang, H., Zhang, Y., Wen, B., Yu, S., Qi, X., Ma, D. and Xu, Z., 2011. Exploring shallow biogenic gas with high-precision gravity data. *2011 Society of Exploration Geophysicists Annual Meeting*, Texas, USA, September 18-23.

Ycharts, 2019. *Japan Liquefied Natural Gas Import Price*. [Online] (Updated 1 October 2019) Available at: [https://ycharts.com/indicators/japan\\_liquefied\\_natural\\_gas\\_import\\_price](https://ycharts.com/indicators/japan_liquefied_natural_gas_import_price) [Accessed 1 September 2019].

Yoon, S., 1975. Paleoenvironments of the tertiary Pohang basin, Korea. *Journal of the Geological Society of Korea*, 20(3), pp.252-255.

