

석탄층 메탄가스 생산 특성을 고려한 포집시스템 최적 운영조건 노달분석

정우동 · 조원준* · 이제설* · 유혜진* · †서문혁**

한양대학교 자원환경공학과, *Unisys International R&D (Bio Friends Inc.),

** (주)웍스 기술가치평가센터

(2018년 2월 7일 접수, 2018년 6월 25일 수정, 2018년 6월 26일 채택)

Nodal Analysis of Optimum Operating Condition on Gathering System Considering Coalbed Methane Production Characteristics

Woodong Jung · Wonjun Cho* · Jeseol Lee* · Hyejin Yu* · †Hyeok Seomoon**

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

*Unisys International R&D (Bio Friends Inc.)

**Technology Valuation Center (Wips Inc.)

(Received February 7, 2018; Revised June 25, 2018; Accepted June 26, 2018)

요약

석탄층 메탄가스는 압력에 따라 비선형적인 탈착곡선을 보이므로 이를 고려하여 적절한 생산시스템이 구성되어야 한다. 석탄층 메탄가스 생산설비의 용량 및 규격은 시스템의 경계조건인 탄층 내 가스 유량과 압력조건에 의해 결정되며 이러한 특성을 분석하는 것은 가스 생산 증진을 위해 필수적이다. 본 연구를 위해 대표적인 미국 CBM 상용가스전인 San Juan 지역의 저류전산 모델을 구성하여 가스 유입방정식을 산출하였고, 이를 전체 생산시설의 경계조건으로 활용하였다. 또한 생산시설 내 가스 유량에 따른 압력감소의 영향을 분석하기 위해 생산설비 유동 분석시뮬레이터를 이용하여 노달분석을 수행하여 생산시설의 적정 규격 및 운영조건을 결정하였다. 이를 통해 석탄층 메탄가스 가스전의 최적 수송, 생산 및 포집시스템 설계 기준을 제시하였다.

Abstract - Coalbed methane has a nonlinear desorption curve depending on the pressure, so an appropriate production system should be constructed considering this phenomenon. The capacity and specification of the coalbed methane gas production facility are determined by the gas flow rate and pressure in the coalbed, which is the external boundary condition of the system. Thus, it is essential to analyze these characteristics in gas production. The gas inflow equation was calculated using the reservoir flow model and utilized as the boundary condition of the whole production facility in this study. Also, to understand the effect of pressure drop on the gas flow in the production facility, the nodal analysis was performed using the flow analysis simulator of production equipment, and we determined the proper specifications and operating conditions of the production facility. This study presents a design criteria as to production and gathering system capable of effectively transporting coalbed methane.

Key words : Coal bed methane, gathering system, nodal analysis, gas inflow equation, gas production

1. 서론

미국, 호주, 중국, 동유럽 등의 국가에서 신에너지

자원으로서 각광받고 있는 석탄층 메탄가스(Coalbed methane, 이하 CBM) 개발 사업은 석탄층에서 천연가스인 메탄가스를 생산하는 것으로 1980년대 초부터 미국에서 에너지자원의 일환으로 연구가 시작되어 현재 미국 내 천연가스 총생산량의 10%에 달할 정도로 상용화가 진행되고 있다(그림 1)[1].

†Corresponding author: smh0819@naver.com

Copyright © 2018 by The Korean Institute of Gas

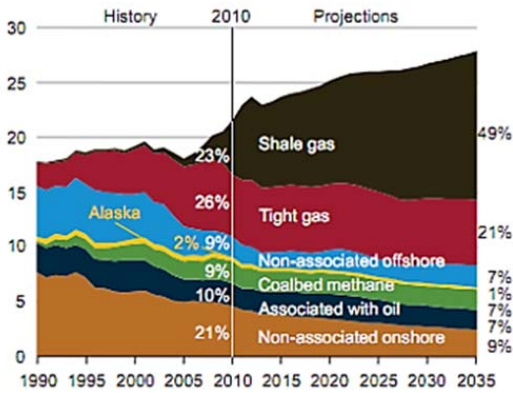


Fig. 1. Schematic diagram of coalbed methane production in the US.

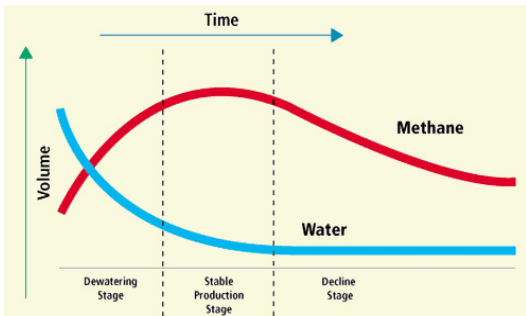


Fig. 2. Production behavior of coalbed methane.

CBM은 탄층 내 석탄 입자표면에 흡착된 가스로서 생산정에서의 배수에 따른 압력감소로 인해 석탄표면에서 탈착되어 탄층과 균열사이의 가스농도 차이에 따라 균열로 확산된다. 이 가스는 비교적 투과도가 높은 균열망을 따라서 생산정 방향으로 유동되고, 이에 따라 메탄가스가 지상으로 생산된다. 일반적인 CBM 가스전은 이러한 과정을 통해 생산되지만 일부 가스전의 경우에는 배수작업이 불필요한 경우도 존재한다. CBM 가스전은 기존의 전통가스전에 비해서 초기 생산량은 낮으나 생산시작 이후 일정 기간동안 생산량이 증대되며 정점에서의 생산기간 이후에 생산 감퇴율이 작은 경향을 보인다(그림 2).

CBM의 생산량은 심부 탄층 내 압력구배와 생산 파이프, 정두, 분리기 등의 생산시설 전반에 걸친 압력구배를 총체적으로 고려하여 산출되는 값으로서 생산설비 시스템 및 이들의 운전조건에 따라서 변화하게 된다[2]. 또한 생산운영계획, 정제시설의 설계에 필요한 유입압력과 온도 조건을 고려하여 생산설비별 최적 운영압력 및 온도조건을 설정하여야 한다[3]. 이러한 탄층에서부터 정제시설까지의 일련의 생산시스템을 포집시스템으로 표현하며 이를 적절하게 설계하는 것은 CBM 생산 사업에 있어 필수적인 핵심기술이다. 따라서, 해당 생산설비를 노드화하여 적정규격 및 운영조건을 결정하기 위한 노달분석을 수행하며, 여기서는 저류층의 유동 특성을 나타내는 IPR (Inflow Performance Relationship)와 생산관의 생산 특성을 대표하는 TPR (Tubing Performance Relationship)을 분석하는 것이 매우 중요하다. IPR과 TPR이 서로 만나는 교점에서

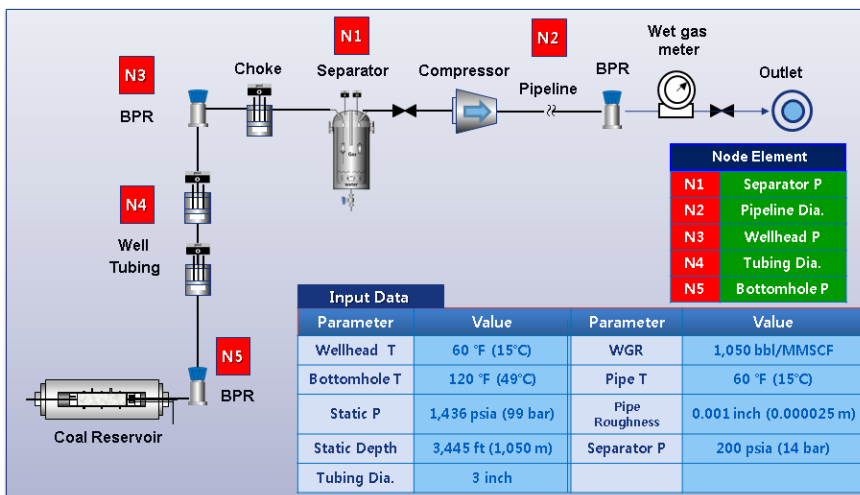


Fig. 3. Conceptual diagram of gathering system nodal analysis.

실제 가스유동이 발생하므로 그림 3과 같이 생산 현장에서는 각 노드에 대한 노달분석이 생산 단계별로 필수적으로 적용된다.

본 연구에서는 CBM전에서 통용되는 대표적인 저류 전산모델 시뮬레이터인 『GEM』을 이용하여 가스 유입 방정식을 산출하였고, 여기서의 결과를 전체 생산시설의 경계조건으로 적용하였다. 또한 생산시설 내 유량에 따른 압력감소의 영향을 파악하기 위해 가스 생산 산업에서 널리 사용되는 생산설비 유동 분석 시뮬레이터인 『Pipesim』을 이용하여 노달분석을 수행하였다. 그리고 산출된 분석결과를 사용하여 가스 생산 및 포집시스템의 적정 규격 및 운영조건을 분석하고자 하였다.

II. 탄층 시스템

본 연구에서는 대표적인 미국 CBM 상용가스전인 San Juan 지역의 탄층 시스템을 그림 4와 같이 구성하였으며[4], 저류층 물성자료를 해당 문헌자료에 기반하여 아래의 표 1에 정리하였다[5]. San Juan 지역의 석탄 밀도는 약 1.43 g/cm^3 이며, 평균 수분량은 0.143 (Fraction)으로 알려져 있다. 또한, 석탄층의 심도는 1100 ft에서 3900 ft까지에 걸쳐서 넓은 범위에 부존되어 있다. 저류층 초기 압력은 1600 psia이며, CBM 흡착곡선의 입력자인 랭마이어 압력과 부피는 각각 294 psia, 450 scf/ton으로 적용하였다. CBM은 4개의 생산정에서 생산되며 각 생산정 별 130

Table 1. Input data of San Juan basin

Parameter	Value	Parameter	Value
Reservoir Size	42500×32000×78 ft	Number of Grid	85×64×10
Initial Pressure	1600 psia	Gas composition	C ₁ : 96% CO ₂ : 3% N ₂ : 1%
Coal depth	3200 ft	Pay zone	45 ft
Porosity (matrix, fracture)	1%, 0.8%	Temperature	120 °F
Langmuir P	294 psia	Formation compressibility	9.6E-4 psi ⁻¹
Langmuir V	450 scf/ton	Fracture Permeability	3.65 md
Coal density	1.43 g/cc	Water Saturation	99%

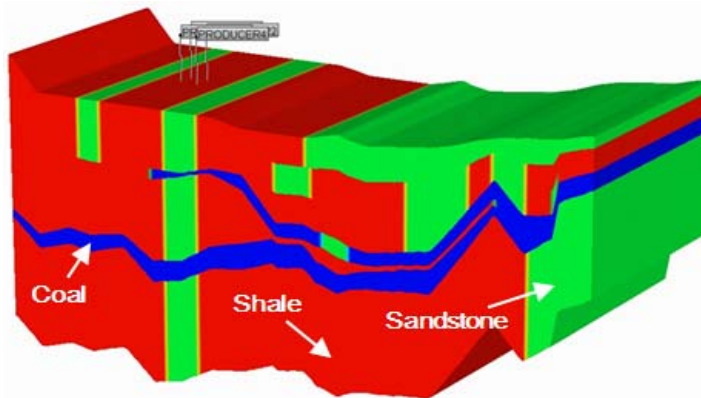


Fig. 4. Structure of coalbed methane reservoir.

MSCFD씩, 총 520 MSCFD의 생산량을 목표로 하였다. 균열 간격은 동일한 생산조건 하에서 현장 생산 이력 자료와의 매칭을 통해 0.328 ft로 결정하였다.

III. 결과 분석

석탄층 내 가스유량은 정저압력에 의해서 결정되며 이러한 정저압력과 생산량과의 관계를 파악하는 것은 생산량 및 운영압력을 결정하기 위해서 필수적이다. 이러한 정저압력과 유량과의 관계는 Back Pressure 식에 의해서 나타낼 수 있다. Back Pressure 식은 전통가스전의 IPR을 계산하기 위해 가장

많이 사용되는 방법이다(식 1)[6].

$$q_g = C(\overline{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1)$$

여기서, q_g 는 가스 유동량, C 는 가스 생산성 지수, n 은 가스 유동특성 지수, \overline{P}_R 은 저류층 평균압력, P_{wf} 은 정저압력을 나타낸다.

CBM의 경우 전통가스전과 달리 생산시간동안 배수량이 급변하므로 가스 유동능력이 시간에 따라 크게 변하는 것으로 알려져 있다. 앞의 식 (1)에서 San Juan 지역의 경우에는 생산시간에 따라 가스 생산성 지수인 C 의 값이 25배정도 증가하는 것으로

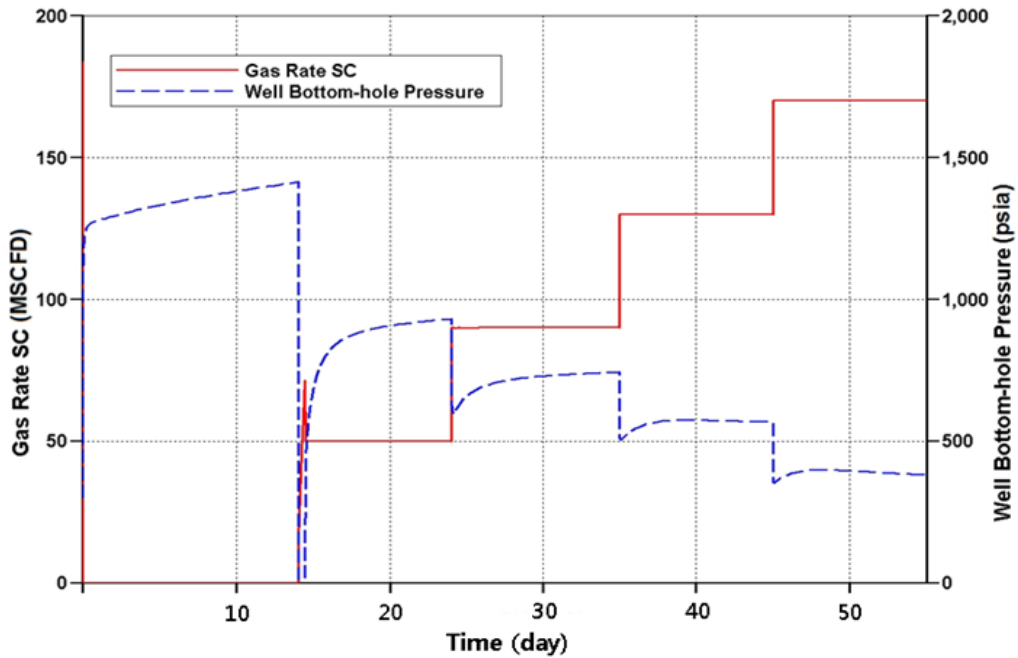


Fig. 5. Result of flow after flow test after dewatering period.

Table 2. Result of flow after flow test

Index	Value
AOF	203 MSCFD
C	1.03373×10^{-14} MSCFD/psia ²ⁿ
n	2.58037
P_{avg}	1436 psia
Test Points	4

나타났다. 따라서, 본 연구에서는 암체 내 가스의 탈착과 배수량의 변화가 일정한 양상을 가지는 배수 구간 이후의 시점에서 가스유동능력을 산출하였다. 생산유량을 50 MSCFD, 90 MSCFD, 130 MSCFD, 170 MSCFD의 4단계로 10일 간격으로 구성하여 모델링을 수행하였으며, 그 결과를 그림 5와 표 2에 각각 정리하여 나타내었다.

전통가스전의 경우 저류층과 정저 인근의 압력구배가 클수록 난류발생 정도에 따라 가스유동성이 저해되므로 가스 생산시 추가적인 압력구배가 발생된다. Back Pressure 식에서는 이러한 난류발생에 따른 유동저해 현상을 고려하기 위해 지수 n 을 포함하였으며, n 이 0.5일 경우에는 난류유동, n 이 1.0일 경우는 층류유동이 우세하게 된다. 일반적인 전통가스전에서는 층류와 난류의 범위 내에서 유동이 발생하므로 n 의 범위는 0.5와 1.0 사이의 값을 가진다[7]. 석탄층 내 가스 생산은 비선형적인 가스흡착 거동으로 인해 저류층과 정저지역의 압력구배가 클수록 난류발생에 의해 가스 생산성이 감소하는 전통가스전과 달리 압력구배가 클수록 비선형적인 가스탈착에 의해 오히려 생산성이 증가하게 되며 이러한 요인으로 인해서 유동패턴을 나타내는 지수 n 의 값은 전통가스전에서는 발생할 수 없는 2.58037의 값이 산출되었다. 이에 따른 생산량별 정저압력의 변화양상은 그림 6에 도시하였다.

CBM 생산시설과 포집시설내의 압력거동을 파악하기 위해서는 생산되는 가스와 물간의 생산비를 파악하는 것이 선행되어야 한다[8]. 물·가스 생산비(Water gas ratio, WGR)는 생산기간이나 생산시의

정저압력에 따라 가변적이므로 본 연구에서는 IPR을 산출했을 때의 물·가스비를 기본 자료로 활용하였으며, 탄층 생산시스템의 입력자료를 표 3에 정리하였다.

초기 탄층 내 물·가스 생산비는 약 1050 STB/mmscf이지만, CBM의 생산 특성상 물·가스 생산비는 시간이 경과함에 따라 변화하게 된다. 일반적으로 대수층과 연결되어 있지 않은 석탄층에서는 생산이 진행될수록 배수량이 감소함에 따라서 물·가

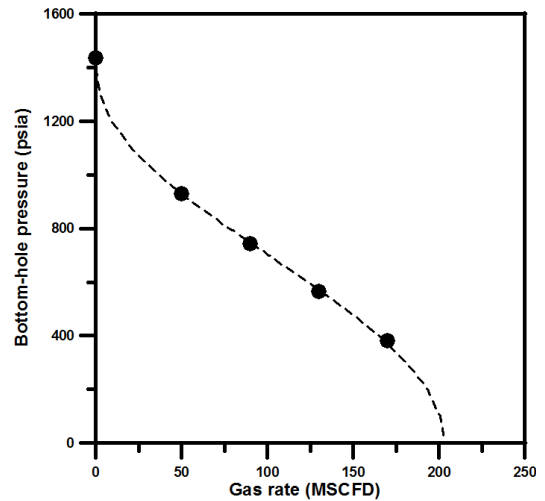


Fig. 6. Variation of bottomhole pressure behavior depending on gas rate.

Table 3. Input data of production and gathering system

Data	Value
WHT	60 °F
BHT	120 °F
Static Pressure	1436 psia
Tubing Depth	3445 ft
Tubing Inner Diameter	3 inch
WGR	1050 bbl/MMSCF
Pipeline Temp.	60 °F
Pipeline Roughness	0.001 inch
Separator Pressure	200 psia

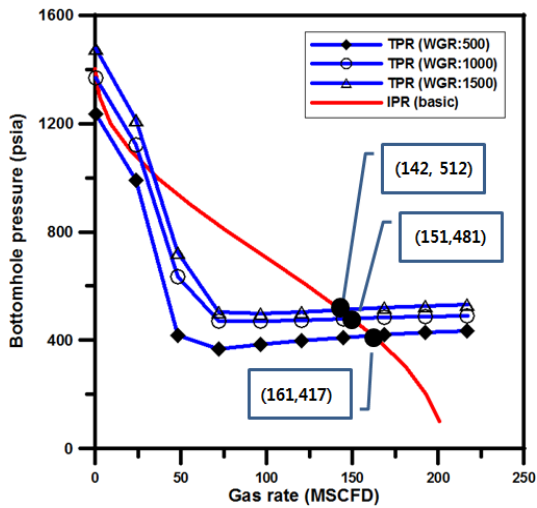


Fig. 7. Variation of production rate depending on water gas ratio.

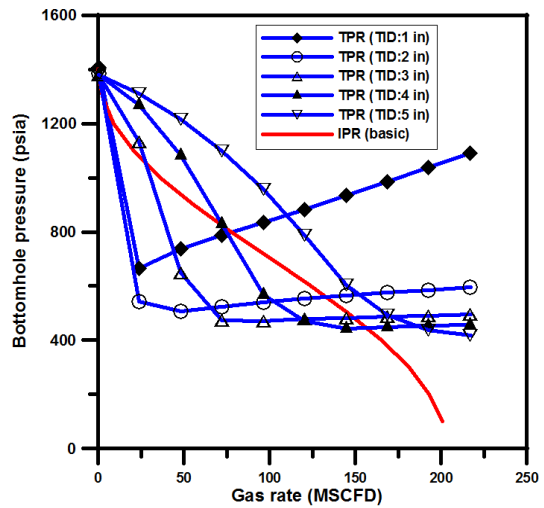


Fig. 8. Variation of production rate depending on tubing inner diameter.

Table 4. Results of gas production rate depending on tubing diameter

Tubing Diameter	Optimum Gas Rate
1	75 MSCFD
2	130 MSCFD
3	149 MSCFD
4	161 MSCFD

스 생산비가 낮게 나타나지만 대수층과 수리학적 연결성이 존재하는 석탄층의 경우는 인근 대수층으로부터 물 유입이 발생하여 물·가스비의 비율도 일정부분 유지되는 경우가 발생하기도 한다. 따라서, CBM 생산에서 가변적인 물·가스 생산비가 가스 생산량에 미치는 영향을 분석하는 것은 중요하다. 그림 7에 도시한 와 같이 물·가스비가 증가할수록 생산관(tubing) 내 물이 차지하는 부피가 커지므로 생산관 내 중력효과가 크게 나타남으로 인해 정저압력이 높게 유지되는 것으로 나타났다. 이러한 높은 정저압력에 의해서 탄층압력과 정저압력의 압력구배가 감소함에 따라 가스 생산량이 작아지는 것을 확인할 수 있다.

CBM 가스생산 생산관 내의 압력구배는 생산관의 단면적에 의해 영향을 받으므로 생산관 내의 압력구배를 최소화할 수 있는 생산관 내경을 결정하는 것이 중요하다[9]. 일반적으로 생산관 내경이 클수록 유체의 중력영향은 일정한데 반해 파이프 벽

면에 접촉하는 단위유체 부피가 감소하므로 정두와 정저간의 압력차이가 작아지게 되어 유체의 생산성은 증가하게 된다. 그러나 gas와 액체간의 2상 유동에서 지나치게 생산관 내경이 큰 경우에는 유동 유체의 유속이 너무 작아지므로 생산관 내 액체가 정체되어 생산시의 운영조건이 불안정하게 된다. 본 모델링의 결과에서는 그림 8과 표 4에서 볼 수 있듯이 생산관 내경이 1인치에서부터 4인치까지는 생산관 내경이 증가할수록 정저압력이 감소함에 따라서 가스 생산량이 증가하는 것을 확인할 수 있다. 그러나 생산관 내경이 5인치가 되는 경우에는 IPR과 TPR의 교점이 생성되지 않으므로 gas가 유동이 전혀 발생하지 않게 된다. 이는 앞서 언급한 바와 같이 낮은 유속에 따른 생산관 내 액체 정체현상에 의해 가스유동이 저해되기 때문이며, 이에 근거하여 적정 생산관 내경을 4인치로 결정하였다.

CBM 포집시설은 생산장에서 생산된 가스를 목적지까지 운송하는 시설을 뜻하는 것으로서 유체분

Table 5. Specification for production and gathering system nodes

Node	Value
Tubing ID	4 inch
Separator Temp.	60 °F
Pipeline Temp.	60 °F
Pipeline ID	2 inch

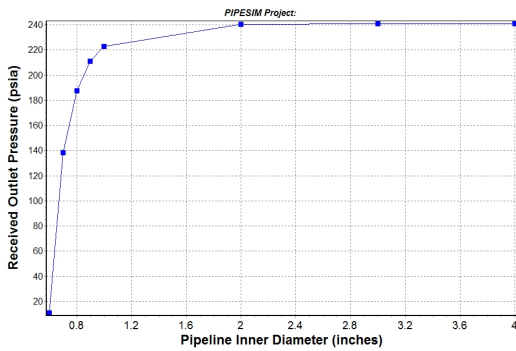


Fig. 9. Variation of pressure depending on pipeline inner diameter.

리기, 파이프라인, 컴프레서 등으로 구성된다. 본 연구에서는 4개의 생산정과 생산정의 중앙에 가스처리시설을 구성하여 포집점이 위치하도록 하였다. 전통가스전의 경우에는 일반적으로 생산정 간격을 640 acre 정도로 구성하는 것으로 알려져 있으나 [10], CBM전은 투과도가 낮으므로 각 생산정의 영향반경을 320 acre로 정하였으며, 이에 따라 생산정에서 운송되는 포집점까지 각 파이프라인의 길이는 2641 ft, 포집점에서 가스처리시설까지의 거리는 약 100 ft로 설정하였다.

본 시스템에서 가스생산량 130 MSCFD의 생산량을 만족하는 정저압력은 572 psia이며, 이때의 정두압력은 241 psia로 산출되었다 이러한 생산량과 압력조건에서 유체분리기 온도조건을 59°F, 79°F, 99°F, 119°F로 변환하여 포집점까지 압력에 미치는 영향을 분석한 결과, 240 psia로 모두 유사하게 나타났다. 유정의 경우 압력과 온도에 따라 상변화가 발생하기 때문에 유체분리기의 압력과 온도조건이 원유의 생산량을 극대화할 수 있는 운영요인인데 반해서 가스의 경우는 주요한 성분이 CH₄이므로 압력과 온도에 의한 상변화가 극도로 제한적이어서 탄층가스 생산 사업에서는 유체분리기의 온도조건

이 가스 생산에 큰 영향을 미치지 않음을 알 수 있다[11]. 또한, 포집시스템의 구성요소인 파이프라인의 내경에 의한 압력감소를 파악하기 위해 파이프 내경을 0.5인치에서 4인치까지 변화시키며 모델링을 수행하였으며, 이에 대한 포집점에서의 압력 결과를 그림 9에 나타내었다. 모델링 결과, 2인치 이상의 파이프라인에서는 유사한 압력감소가 발생하므로 적정 파이프라인은 2인치로 설정하였다.

최종적으로 노달분석 및 파이프라인의 유동성 분석을 통해서 효율적인 가스유동이 가능한 각 구성노드의 규격을 표 5에 정리하였다. 지상 파이프라인의 경우 가스유동시 압력구배가 거의 발생하지 않으며, 온도 역시 가스유동에 큰 영향을 미치지 못하므로 생산에 있어 핵심운영능력은 정두에서의 압력을 조절하는 것으로 볼 수 있다. 석탄층 내 가스 생산은 생산시간이 진행됨에 따라 탄층 내 가스유동성, 물·가스 생산비, 탄층 내 평균압력이 변화하는 것으로 알려져 있으며, 이는 포집시스템의 경계조건이 시간에 따라 차이가 나타나는 것이므로 각 생산시간별로 정두지점의 운영조건을 변화시키는 것이 중요하다[12]. 본 연구에서는 7개월, 1년, 2년, 3년의 생산기간동안 변화하는 물·가스비, 탄층가스 유동성, 탄층압력을 모델링을 통해 표 6에 정리하였으며, 이때의 목표생산량을 만족하기 위한 생산운영 조건을 결정하고자 하였다. 정두압을 200 psia로 고정하였을 때 각각의 가스 생산량을 그림 10에 도시하였으며, 생산이후 1년 동안에는 목표생산량인 130 MSCFD를 만족하지만 그 이후는 목표생산량을 만족하기가 용이하지 않게 된다. 특히, 생산 2년 이후에는 유입곡선과 배출곡선의 교점이 생성되지 않기 때문에 지상으로의 가스유동 자체가 발생되지 않기 때문에 정두압력을 조절하여 가스유량이 생성 가능한 정저압력을 산출하는 것이 중요하다[13]. 따라서 생산 2년 이후 시점에서 정두압력을 115 psia로 조정하는 경우 목표 생산량을 효율적으로 달성할 수 있음을 확인하였다(그림 11). 본 연구의 분석결과를 통해 CBM의 비선형적인 생산특

Table 6. Variation of production component by production time

생산기간	물·가스비	탄층 유동능력 (C, n)	평균압력
7 Month	1050 STB/MMSCF	$C = 1.0337 \times 10^{-14}$ MSCFD/psia ²ⁿ , n = 2.5804	1436 psia
12 Month	1047 STB/MMSCF	$C = 3.5849 \times 10^{-15}$ MSCFD/psia ²ⁿ , n = 2.6718	1337 psia
24 Month	1201 STB/MMSCF	$C = 3.9995 \times 10^{-16}$ MSCFD/psia ²ⁿ , n = 2.8475	1235 psia
36 Month	1326 STB/MMSCF	$C = 2.4378 \times 10^{-17}$ MSCFD/psia ²ⁿ , n = 3.0565	1189 psia

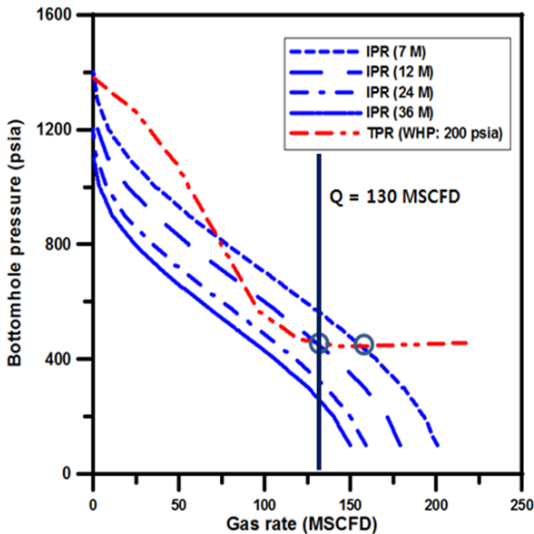


Fig. 10. Calculation of gas production by production period.

성을 적절히 고려하여 적정 정두압력을 설정하는 것이 CBM 가스 생산운영에 있어 핵심적인 기술임을 알 수 있다.

IV. 결론

본 연구에서는 CBM전에서 저류 전산모델 및 생산설비 유동 분석시뮬레이터를 이용하여 노달분석을 수행하였다. 이를 통해 CBM의 비선형적인 생산 특성을 고려한 가스 생산 및 포집시스템의 적정 규

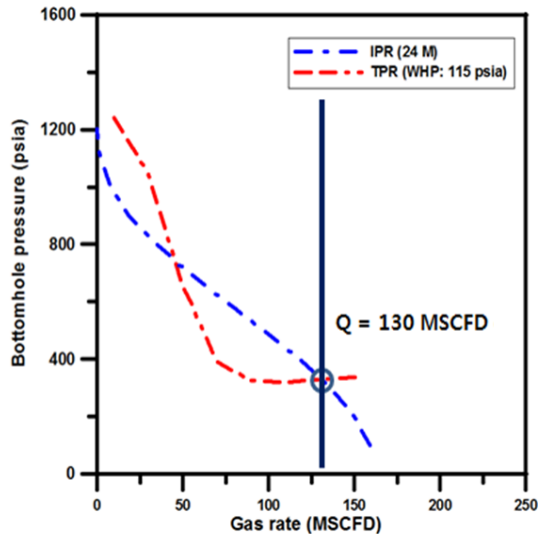


Fig. 11. Calculate of wellhead pressure for target production rate after 2 years of gas production.

격 및 운영조건을 분석하였다.

(1) 석탄층 내 가스 생산은 압력구배가 클수록 비선형적인 가스탈착에 의해 오히려 생산성이 증가하게 되며 이러한 요인으로 인해서 유동패턴을 나타내는 지수 n의 값은 전통가스전에서는 발생할 수 없는 2.58의 값이 산출되었다.

(2) 물·가스비가 증가할수록 생산관 내 물이 차지하는 부피가 커지므로 생산관 내 중력효과가 크게 나타남으로 인해 정저압력이 높게 유지되는 것

으로 나타났다. 이러한 높은 정저압력에 의해서 탄층압력과 정저압력의 압력구배가 감소함에 따라 가스 생산량이 작아지는 것을 확인하였다

(3) CBM의 비선형적인 생산특성을 적절히 고려하여 가스 생산이후에도 탄층 내 생산거동, 평균압력, 물·가스 생산비 등을 정확히 모니터링하고 분석함으로써 적정 정두압력을 설정하는 것이 CBM 가스 생산운영에 있어 핵심적인 기술임을 제시하였다.

감사의 글

이 연구는 환경부에서 시행한 “2017년도 글로벌 탑 환경기술개발사업 Non-CO₂ 온실가스저감 기술개발사업단(세부과제: 해외 석탄층 메탄가스 실증 사업을 통한 온실가스저감 기술개발)”과제의 일환으로 수행되었습니다. 이에 감사를 드립니다.

REFERENCES

[1] Kim, K. H., Sung, W. M., Han, J. M. and Lee, T. H., “The effect of aquifer condition on methane recovery for CO₂ injection in coalbed”, *Geosystem Eng.*, 15(4), 247-260, (2012)

[2] Roadifer, R. D. and Moore, T. R., “Coalbed-Methane Pilot-Timing, Design, and Analysis”, *SPE Res Eval & Eng.*, 12(5), (2009)

[3] Yang, Y. and Zoback, M. D., “The Effects of Gas Adsorption on Swelling, Visco-Plastic Creep and Permeability of Sub-Bituminous Coal”. *Presented at the 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California, 26 - 29 June. ARMA-11-433*, (2011)

[4] Ojeifo, E., Abaa, K., Orsulak, M., Pamidimukala, P.K., Sircar, S., Sharma, S. and Vatsa, T., “Coalbed Methane: Recovery & Utilization in North Western San Juan, Colorado”, *In: EME 580: Integrative Design of Energy and Mineral Engineering Systems, Pennsylvania State Univer-*

sity, (2010)

[5] Clarkson, C. R., Jordan, C. L., Gierhart, R. R. and Seidle, H. P., “Production Data Analysis of CBM Wells”, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium held in Denver, Colorado*, (2007)

[6] Stewart, G., “Transient Testing of CBM Wells”, *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Queensland, Australia*, (2010)

[7] Shoaib, M., “Impact of Turbulence on Gas Well Deliverability”, *NFC-IEFR Journal of Engineering & Scientific Research*, 4(1), (2016)

[8] Simpson, D. and Kutas, M., “Producing Coalbed Methane at High Rates at Low Pressures”, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado*, (2003)

[9] Bassett, L., “Guidelines to Successful Dewatering of CBM Wells”, *SPE Eastern Regional Meeting held in Canton, Ohio*, (2008)

[10] BC Oil & Gas Commission, “Oil and Gas Commission Fact Sheet”, *www.bcogc.ca*, (2011)

[11] Amott, N., Garlick, P. and Andrews, P., “Coal Bed Methane - Unconventional Gas Becomes an Optimised Solution”, *SPE at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held in Abu Dhabi, UAE*, (2016)

[12] Sugiarto, I., Mazumder, S., Wittermeier, R. and Sharma, V., “Inflow Performance Relationship Correlation of 2 Phase CBM Reservoir”, *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Nusa Dua, Bali, Indonesia*, (2015)

[13] Clarkson, C. R., Jordan, C. L., Ilk, D. and Blasingame, T. A., “Production Data Analysis of Fractured and Horizontal CBM Wells”, *SPE Eastern Regional Meeting held in Charleston, West Virginia*, (2009)