

## 수압파쇄된 CBM 저류층에서 수평정의 생산 거동예측을 위한 생산자료 분석

김영민 · 박진영 · 한정민\* · †이정환

전남대학교 에너지자원공학과, \*한국가스공사 가스기술연구원  
(2016년 2월 11일 접수, 2016년 5월 16일 수정, 2016년 5월 17일 채택)

### Production Data Analysis to Predict Production Performance of Horizontal Well in a Hydraulically Fractured CBM Reservoir

Young-Min Kim · Jin-Young Park · Jeong-Min Han\* · †Jeong-Hwan Lee

*Dept. of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University,  
Gwang-Ju 61186, Korea*

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

*(Received February 11, 2016; Revised May 16, 2016; Accepted May 17, 2016)*

#### 요 약

수압파쇄된 석탄층 메탄가스(coalbed methane, CBM) 수평정의 생산거동을 예측하고 궁극가채매장량(estimated ultimate recovery, EUR)을 산출하기 위해 감퇴곡선분석, 유동영역분석, 유동물질평형분석을 활용하여 CBM 생산자료를 분석하였다. 가상의 생산자료를 발생시키기 위해 미국의 아팔라치안 분지(Appalachian basin)의 CBM 물성자료를 기반으로 저류층 모델을 구축하였다. 생산자료 분석 결과, 약 6~16년간 천이유동이 발생하였으며, 그 후에 경계지배 유동이 발생하였다. 천이유동 구간의 자료를 활용하여 생산자료 분석을 시행할 경우 예측된 생산자료와 가상의 생산자료 간의 큰 오차가 발생하였으며, 생산거동 예측이 불가함을 확인하였다. 경계지배유동의 생산자료 분석 결과, 1년 이상의 자료를 가지고 있을 때 EUR 오차율 5%이내에서 생산거동 예측이 가능한 것으로 확인되었다.

**Abstract** - Production data from hydraulically fractured well in coalbed methane (CBM) reservoirs was analyzed using decline curve analysis (DCA), flow regime analysis, and flowing material balance to forecast the production performance and to determine estimated ultimate recovery (EUR) and timing for applying the DCA. To generate synthetic production data, reservoir models were built based on the CBM properties of the Appalachian Basin, USA. Production data analysis shows that the transient flow (TF) occurs for 6~16 years and then the boundary dominated flow (BDF) was reached. In the TF period, it is impossible to forecast the production performance due to the significant errors between predicted data and synthetic data. The prediction can be conducted using the production data of more than a year after reached BDF with EUR error of approximately 5%.

**Key words** : Coalbed methane, Production decline curve analysis, Flow regime analysis, Hydraulically fracturing

†Corresponding author:jhwan@jnu.ac.kr

Copyright © 2016 by The Korean Institute of Gas

## I. 서론

석탄층 메탄가스의 경우 저류층 내 유체 유동을 지배하는 자연균열인 탄리의 투과도가 10 md 이하일 때 생산 증대를 위해 수압파쇄(hydraulically fracturing)를 수행한다[1]. 수압파쇄된 CBM의 생산거동은 전통적인 가스(conventional gas)의 생산거동과 상이한 형태를 보이기 때문에 전통적인 가스전에서 사용되는 생산자료 분석방법을 적용하기 어렵다. 하지만, CBM이 일정시간 동안 생산되고 최대생산량(peak production rate)에 도달한 후부터는 전통적인 가스와 유사한 생산감퇴경향을 보임이 증명된 바 있으며, Spivey 등[2], Okuszeko 등[3], Rushing 등[4] 및 Keim[5]에 의해 전통적인 가스 생산예측 시 주로 활용되는 Arps[6]의 생산감퇴곡선법(production decline curve analysis)의 적용 가능성이 제기된 바 있다. 그러나 위의 선행연구는 수직정과 수평정으로 시추한 저류층에서 생산감퇴곡선법 적용 가능성만을 판별한 것으로 수압파쇄가 수행된 생산정에서의 적용 가능성에 대해서는 언급되지 않았다. 또한, 생산감퇴곡선법 적용 시 감퇴지수(decline exponent)에 따라 저류층의 생산량과 매장량을 과소 또는 과대평가할 수 있으므로 Arps[6]의 생산감퇴곡선법 적용 가능성뿐 아니라 적용 가능 시기와 기간이 결정될 필요가 있다.

이에 본 연구에서는 수압파쇄된 수평정이 시추된 가상의 CBM 저류층 모델을 구축하고 생산자료를 취득하였다. 취득한 생산자료를 기반으로 Clarkson 등[7]이 제시한 2상 유동(two-phase flow)이 고려된 유동영역분석법(flow regime analysis)을 사용하여 유동영역을 구분하고 경계지배유동(boundary dominated flow, BDF) 구간에서 생산감퇴곡선법을 적용함으로써 CBM 저류층에서의 생산감퇴분석법 적용 가능성과 적용 가능 시기 및 기간을 제시하였다.

## II. 이론배경

### 2.1. 생산감퇴곡선분석

Arps[1]의 생산감퇴곡선법은 현장에서 얻어진 오일이나 가스생산자료를 그래프에 도시하고 생산감퇴경향 분석을 통해 감퇴율(decline rate)과 감퇴지수를 추정하여 향후 생산량을 예측하는 기법이다. 또한, 생산감퇴곡선법은 압력자료 없이도 생산량과 누적생산량 예측이 가능하다는 장점을 가지고 있다. 생산감퇴곡선분석을 위한 생산감퇴경향은 식(1)의 감퇴율과 감퇴율의 역수에 대한 시간 변화율인 식(2)의 감퇴지수로 결정된다. 감퇴지수에 따라 생산감퇴경향은 지수감퇴(exponential decline), 쌍곡선감퇴(hyperbolic

Table 1. Arps correlations[6]

	Exponential decline	Hyperbolic decline	Harmonic decline
Decline exponent	$b = 0$	$0 < b < 1$	$b = 1$
Production rate	$q_i \exp(-Dt)$	$\frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$\frac{q_i}{1 + D_i t}$
Cumulative production	$\frac{q_i - q}{D}$	$\frac{q_i}{D_i(1-b)} [1 - (\frac{q}{q_i})^{1-b}]$	$\frac{q_i}{D_i} \ln(\frac{q_i}{q})$

decline), 조화감퇴(harmonic decline)로 구분되며, 생산량과 누적생산량은 Table 1과 같은 경험식을 통해 예측할 수 있다[6].

$$D = \frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \tag{1}$$

$$b = \frac{d}{dt} \left( \frac{q}{dq/dt} \right) \tag{2}$$

### 2.2. 유동영역분석

#### 2.2.1. 로그-로그 진단 그래프 분석법

CBM 저류층 내 지층수를 생산하는 과정인 탈수기간(dewatering period)을 거치는 동안 저류층의 압력은 임계탈착압력 이하로 떨어지며, 지층수와 메탄가스가 함께 유동하는 2상 유동이 발생하게 된다. 탈수기간 동안 지층수의 포화율은 감소하는 반면 CBM의 상대투과도는 증가하므로 지층수 감소에 따른 CBM의 상대투과도 영향에 대한 고려가 필요하다. 따라서 식(3)에 정의된 상대투과도에 따른 유동이 반영된 물질평형유사시간(material balance pseudo time)과 식(4)에 정의된 생산량에 의해 정규화된 압력 차의 도함수(rate normalized pressure difference; RNP)를 이용하여 그래프에 도시한 후 곡선의 기울기를 통해 유동영역을 구분하는 로그-로그 진단 그래프 분석법(log-log diagnostic graph)이 사용된다[7]. 곡선의 기울기에 따라 기울기가 1/4일 경우 이중선형유동(bilinear flow; BF), 1/2일 경우 선형유동(linear flow; LF), 0일 경우 준방사형유동(pseudo radial flow; PRF), 1일 경우 BDF로 판별될 수 있다. 또한, BDF를 제외하고 BF, LF 및 PRF는 천이유동(transient flow; TF)에 포함된다. 또한,  $m^*(p)$ 는 식(5)와 같이 정의된다.

$$t_{ca}^* = \frac{(\mu_g c_g^*)_i}{q} \int_0^t \frac{q}{\mu_g c_g^*} dt \tag{3}$$

수압과쇄된 CBM 저류층에서 수평정의 생산 거동예측을 위한 생산자료 분석

$$RNP = \frac{d\left[\frac{m^*(p_i) - m^*(p_{wf})}{q_g}\right]}{d[\ln(t_{ca}^*)]} \quad (4)$$

$$m^*(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{pk_{rg}(p)}{\mu_g Z} dp \quad (5)$$

### 2.2.2. 유동물질평형분석법

유동물질평형분석법(flowing material balance)을 활용하기 위해 식(6)과 식(7)과 같이 Clarkson 등[7]이 제안한 2상 유동이 고려된 유동물질평형분석법을 활용하였다. 식(6)은 유사압력변화에 따른 정규화된 생산량(normalized gas rate)과 유사압력변화에 따른 정규화된 누적생산량(normalized gas cumulative production)의 관계를 나타내고 있다. 생산량에 따라 두 값을 그래프에 도시하여 기울기가 직선으로 나타나는 구간을 통해 BDF 구간이 시작되는 시점을 추정할 수 있는 방법이다. 또한, 직선과 x축이 만나는 점으로부터 원시가스부존량(original gas in place; OGIP)을 예측할 수 있다.

$$\frac{q_g}{m^*(p_i) - m^*(p_{wf})} = mG_i \frac{[m^*(p_i) - m^*(p_R)]}{[m^*(p_i) - m^*(p_{wf})]} + b' \quad (6)$$

$$b' = \frac{h}{1.417 \times 10^6 T} (\ln \frac{r_e}{r_{wa}} - 0.75)^{-1} \quad (7)$$

## III. CBM 저류층 모델

CBM 저류층 모델 구축을 위하여 수평정 및 수압과쇄의 필요조건에 부합하는 미국의 아팔라치안 분지(Appalachian basin)의 저류층 물성자료를 이용하였다 (Table 2). 저류층 모델의 주요 물성으로는 탄리투과도 2 md, 탄리공극률 0.17%를 사용했으며, 지층수와 CBM의 상대투과도를 고려하기 위해 Brooks-Corey 방정식을 통해 도출한 상대투과도 곡선을 사용하였다 (Fig.1). Brooks-Corey 방정식에서는 기존 물 포화도에서 탄리 내 불감소물포화도(irreducible water saturation)를 제외한 값인 정규화된 물 포화도(normalized water saturation)에 따른 상대투과도를 산출할 수 있다. 이 때, 정규화된 물 포화도는 식(8)을 통해 구할 수 있다.

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{iw}} \quad (8)$$

Table 2. Reservoir properties of CBM model [8]

Parameter	Values
Coal depth	2200 ft
Coal density	89.63 lb/ft <sup>3</sup>
Coal compressibility	0.000001 1/psi
Initial reservoir pressure	880 psi
Reservoir temperature	113 °F
Pressure gradient	0.4 psi/ft
Langmuir volume	900 scf/ton
Langmuir pressure	676 psi
Initial gas content	500 scf/ton
Matrix permeability	0.001 md
Matrix porosity	0.0004
Cleat spacing	0.2 ft
Cleat permeability	2 md
Cleat porosity	0.0017
Fracture width	0.02 ft
Horizontal well length	2,500 ft
Fracture half length	300/ 600/ 916(base) ft
Number of fractures	3/ 4/ 5(base)
Production period	30 year
OGIP	4.59 Bscf

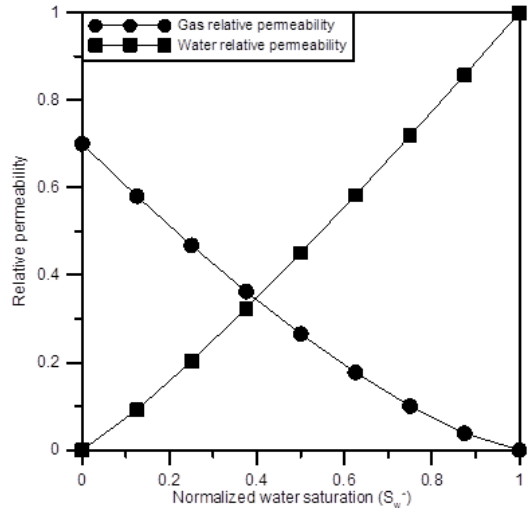


Fig. 1. Relative permeability curve used for CBM reservoir model.

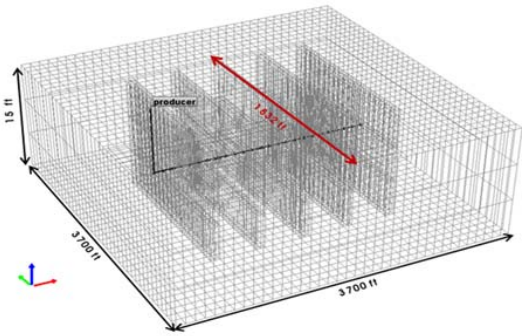


Fig. 2. Base model of CBM reservoir with hydraulically fractured horizontal production well.

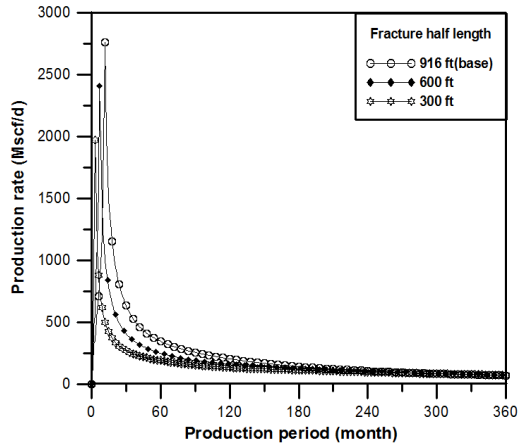
모델 격자수는 총 4,107개이고 격자 크기는 100 ft × 100 ft × 5 ft, 석탄층 총 두께는 15 ft로 설정하였다. 수압파쇄변수로는 무차원 균열전도도(dimensionless fracture conductivity) 1.6, 균열절반길이(fracture half length) 916 ft 및 균열너비(fracture width) 0.02 ft로 설정하였으며, 균열 수는 수평정의 길이를 고려하여 5개로 결정하였다(Fig. 2). 생산자료 취득을 위해서 저류층 공저압력을 100 psi로 유지하였으며, 생산기간을 30년으로 가정하였다. 추가적으로 수압파쇄변수에 따른 변수분석을 수행하기 위해서 균열절반길이 300 ft와 600 ft, 균열 수 3개와 4개를 갖는 모델을 구축함으로써 기본 모델을 포함하여 총 5개 모델의 생산자료를 취득하였다.

생산자료 취득 결과, 수압파쇄 영향 범위 내 투과도 증가로 인해 생산 초기에 생산량이 급격히 증가하다가 감소하는 경향을 확인하였다. 또한, 균열절반길이 증가할수록 최대생산량은 증가하고 최대생산량 도달 시기는 늦춰지는 결과를 보였다(Fig.3a). 균열 수가 증가할 경우에도 균열절반길이의 변화와 유사한 결과를 나타냈다. 균열 수 증가에 따라 최대생산량이 증가하고, 최대생산량 도달 시기가 느려지는 경향을 확인하였다(Fig. 3b).

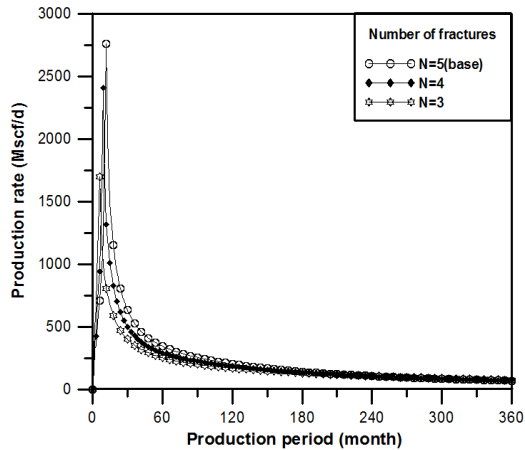
이러한 결과는 균열절반길이 및 균열 수가 증가함으로써 수압파쇄 영향 범위가 넓어지고 이로 인해 생산 가능한 CBM의 총량이 증가하기 때문인 것으로 판단된다. 균열절반길이와 균열 수에 따른 생산자료인 최대 생산량 도달 시기, 최대 생산량 및 30년 동안의 누적생산량은 Table 3과 같다.

#### IV. Workflow

본 연구에서는 수압파쇄된 수평정에서의 CBM 생산자료 분석을 위하여 Fig. 4와 같은 순서를 통해 분석



(a) Fracture half length



(b) Number of fractures

Fig. 3. Hydraulically fractured horizontal production well production data.

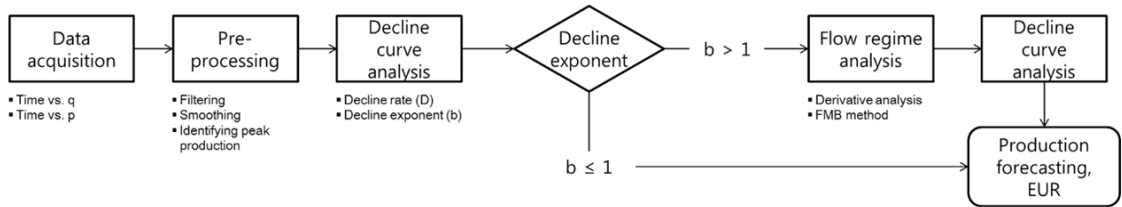
을 수행하였다. 생산자료 분석에는 최대생산량 도달 시점 이후의 생산자료만을 이용하였으며, 우선적으로 식(1)로부터 감퇴율을 계산하고 식(2)로부터 감퇴지수를 산출하였다. 이때 감퇴지수가 1보다 작을 경우, 유동영역 구분 없이 분석을 수행하였으며, 감퇴지수가 1보다 크게 산출되면 다음과 같은 절차에 의해 생산자료를 분석하였다.

1) 로그-로그 진단 그래프 분석법과 유동물질평형 분석법을 수행하여 유동영역을 분석한다.

2) 유동영역이 판별되면 TF 구간에서 1년, BDF 도달시점으로부터 1, 2, 3, 4, 5년 후의 생산자료를 활용하

**Table 3.** The result of production profile for hydraulically fractured horizontal production well

Parameter		$t_{peak}$ (Month)	$q_{peak}$ (Mscf/d)	$G_{p30}$ (Bscf)
Base (916 ft/ 5)		12	2,760	2.67
Fracture half length	300 ft	3	1,968	1.72
	600 ft	7	2,410	2.17
Number of fractures	3	6	1,699	2.11
	4	9	2,411	2.39



**Fig. 4.** Workflow for performing a series of production data analyses.

여 생산감퇴율과 감퇴지수를 도출한 뒤 향후 생산거동을 예측한다.

3) Arps[6]의 생산감퇴곡선법을 통해 예측한 생산량과 저류층 모델을 통해 취득한 생산량 오차율(production rate error)를 식(9)로 계산한다.

$$production\ rate\ error = 100 \left| \frac{q_c - q_p}{q_c} \right| \quad (9)$$

4) 저류층 경제적 한계(economic limit, EL)를(본 연구에서는 일산 100 Mscf로 가정하였음) 설정하고 Table 1의 쌍곡선감퇴경향 경험식을 통해 EUR을 예측한다.

5) 생산예측가능 기간까지 취득한 생산량과 예측한 생산량의 절대적 오차율 합을 백분율로 표현하는 AAPE(Average Absolute Percentage Error)를 식(10)으로 산출하고, 저류층 모델에서 도출된 누적 생산량과 Step 4에서 예측한 EUR의 차이를 나타내는 EUR 측정 오차율(EUR estimate error, EURerror)을 식(11)로 계산한다.

$$AAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{q_c - q_p}{q_c} \right| \quad (10)$$

$$EURerror = 100 \left| \frac{EUR_c - EUR_p}{EUR_c} \right| \quad (11)$$

## V. 결과 및 분석

### 5.1. 유동영역분석

최대 생산량 도달 시점 이후를 기준으로 감퇴지수 산출 결과, 균열절반길이와 균열 수가 감소할수록 생산량 변화폭이 상승하여 감퇴지수도 증가하는 경향을 나타냈다(Table 4). 또한 감퇴지수가 0.84~2.75 범위에 분포함을 확인하였으며, 1보다 큰 범위에 있기 때문에 로그-로그 진단 그래프 분석법과 유동물질평형분석법을 수행하여 유동영역을 분석하였다.

균열절반길이가 300 ft인 경우 수압파쇄의 영향을 많이 받아 16.3년 동안 LF-RF로 유동영역이 나타났으며, 600 ft인 경우, 9.5년 916 ft인 경우, 5.8년 동안 LF가 발생한 후 BDF로 도달되었다. 이를 통해 균열절반길이가 감소할수록 유동저장부피(stimulated reservoir volume)가 감소하며, TF 기간이 길게 나타남을 확인하였다(Figs. 5a, 5b and 5c). 또한, 균열 수가 3개인 경우 9.6년, 4개인 경우 8년 동안 LF가 발생한 후 BDF로 도달됨을 확인하였다(Figs. 6a and 6b). 동일한 길이의 수평정에서 균열 수가 증가할수록 균열간 거리가 짧아지고 유효생산구간 범위가 증가하므로 BDF 도달 시간이 감소된다.

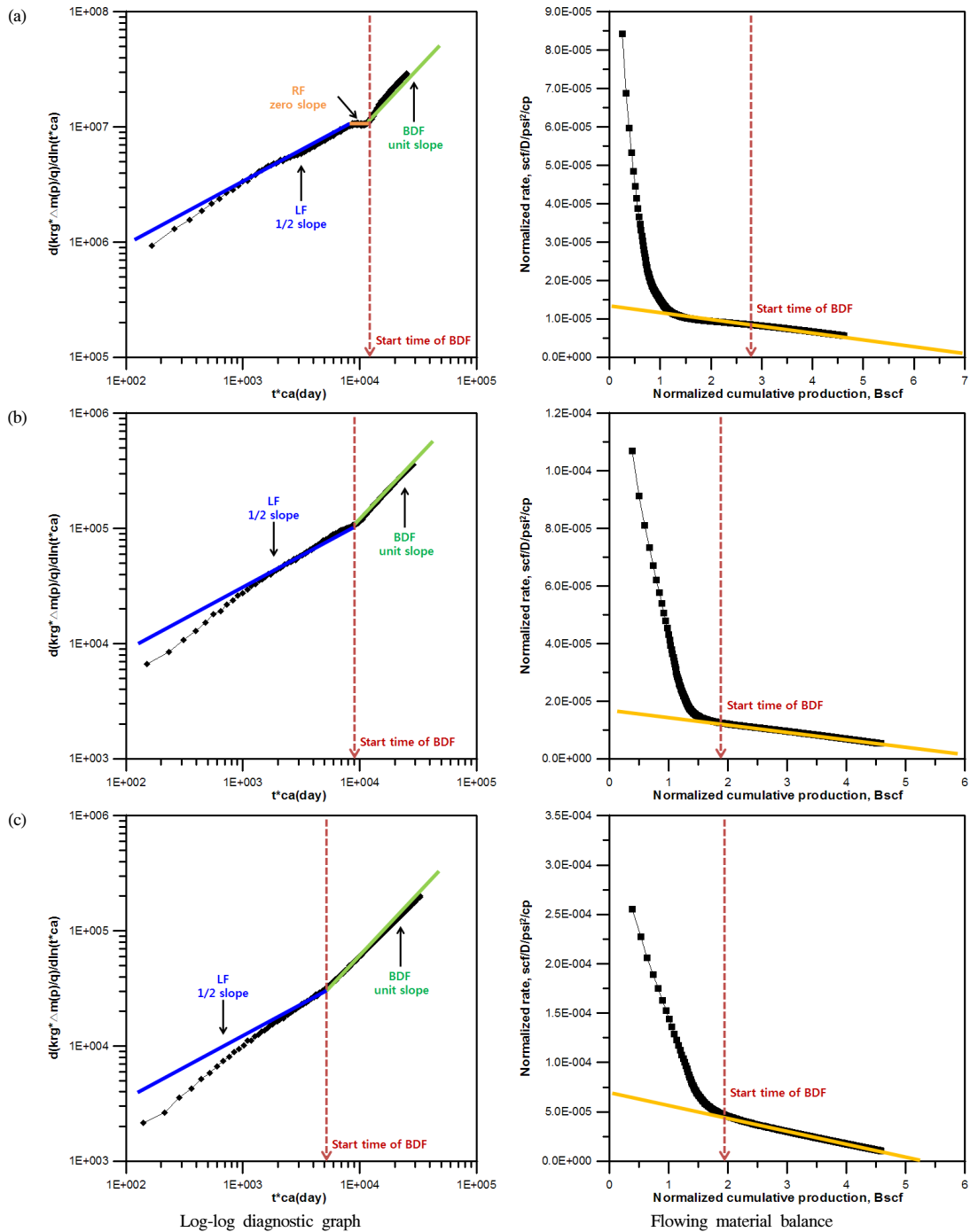
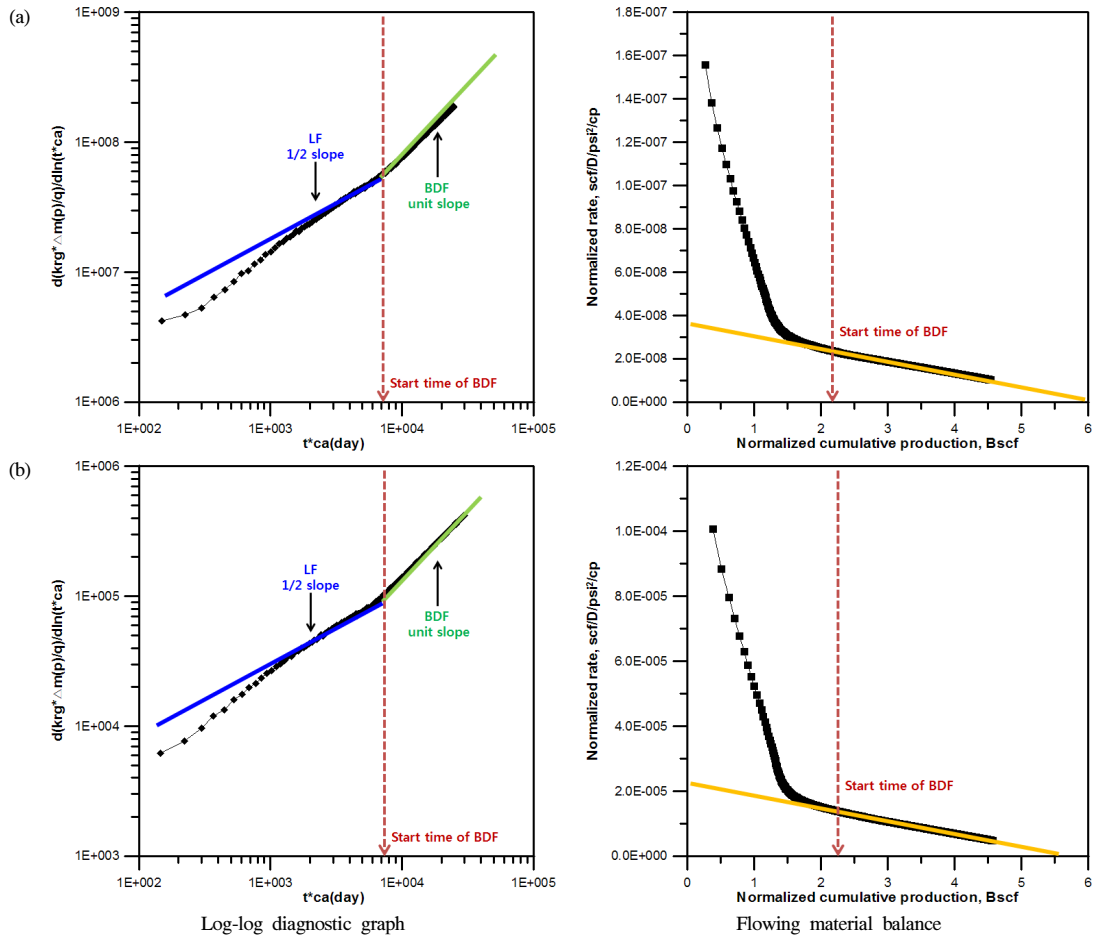


Fig. 5. Production performance analysis for hydraulically fractured horizontal production well: (a) fracture half length 300 ft (b) fracture half length 600 ft (c) fracture half length 916 ft.

**Table 4.** The range of decline exponent for hydraulically fractured horizontal production well

Parameter		Decline exponent
Base (916 ft/ 5)		0.84~1.61
Fracture half length	300 ft	1.17~2.75
	600 ft	0.97~2.04
Number of fractures	3	0.97~1.94
	4	0.90~1.83



**Fig. 6.** Production performance analysis for hydraulically fractured horizontal production well: (a) 3 fractures (b) 4 fractures.

### 5.2. 생산감퇴곡선분석

유동영역분석 결과를 기반으로 TF 구간에서 1년 BDF 구간에서 1~5년의 생산자료를 활용하여 생산감

퇴분석을 수행하고 생산량을 예측하였다. 각 구간에서 산출한 감퇴지수를 적용하여 예측한 생산량과 모델에서 얻어진 생산량 간의 오차를 계산해본 결과,

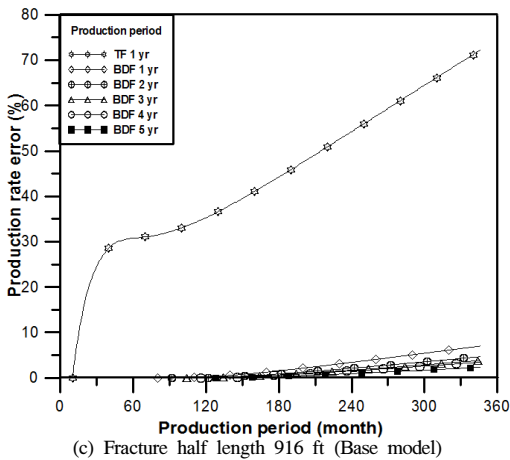
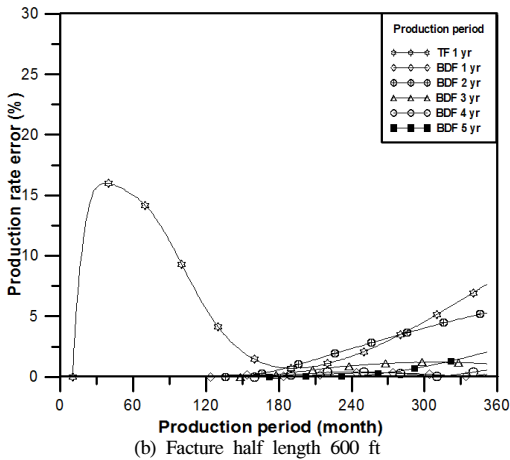
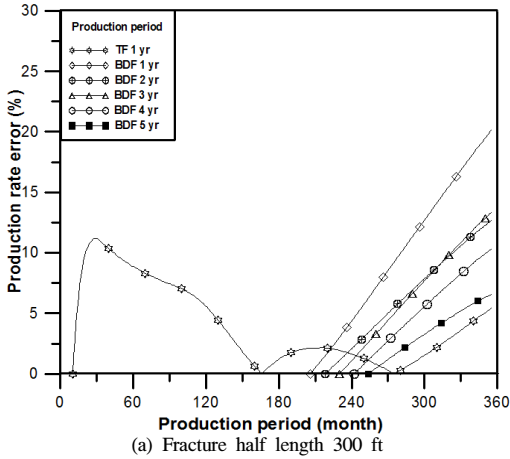


Fig. 7. Production rate error with the fracture half length.

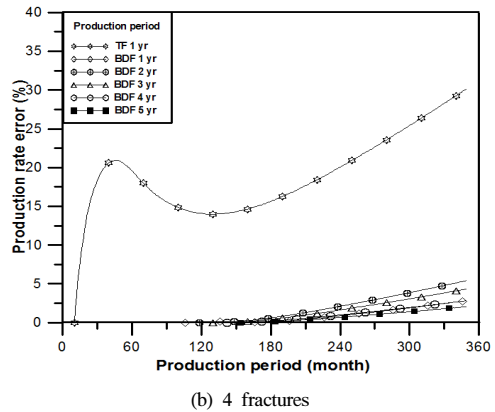
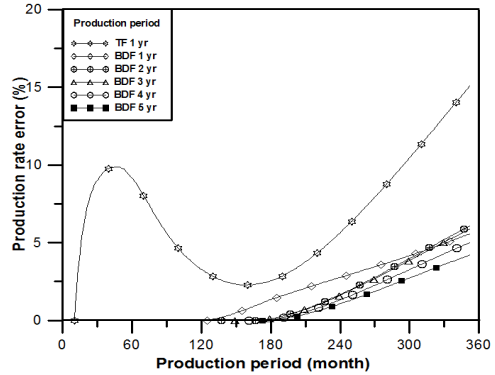


Fig. 8. Production rate error with the number of fractures.

균열 변수와 관계없이 TF 구간에서는 감퇴지수가 비교적 높게 산출되었으며, 일정한 경향을 보이지 않음을 확인하였다.

따라서, TF 구간에서 얻어진 생산자료를 이용할 경우 정확한 생산감퇴분석이 어려움을 확인하였으며, 적용성 평가에서 제외하였다. 반면, BDF 구간에서는 오차율이 10% 이하로 산출되었으며, 구간의 범위가 늘어날수록 모델에서 도출한 생산거동을 보다 정확하게 예측할 수 있음을 확인하였다(Figs. 7a, 7b, 7c, 8a and 8b).

### 5.3. 수압파쇄된 CBM 수평정에서 생산감퇴곡선 분석 적용 가능성

AAPE와 EUR 산출결과, BDF 구간에서는 1년 이상의 자료가 있다면 수압파쇄한 수평생산정에서 수압파쇄의 영향을 많이 받아 천이구간이 비교적 길게 나타난 균열절반길이가 300 ft인 경우를 제외하고 각 생산



**Table 5.** The result of production data analysis considering the production period

Parameter	Production time(yr)	Production period after TF				Production period	
		10yr		15yr		30yr	
		AAPE	EURerror	AAPE	EURerror	AAPE	EURerror
Base (916 ft/ 5)	BDF 1	0.58	0.94	1.35	1.49	2.8	2.5
	BDF 2	0.32	0.48	0.84	0.85	1.9	1.5
	BDF 3	0.27	0.36	0.70	0.69	1.6	1.3
	BDF 4	0.28	0.38	0.68	0.06	1.5	0.5
	BDF 5	0.16	0.72	0.43	0.49	1.0	0.1
Fracture half length 300 ft	BDF 1	7.2	42.09	Transient period: 16yr		10.0	40.7
	BDF 2	4.6	30.69			6.5	29.6
	BDF 3	4.7	37.66			6.8	36.5
	BDF 4	3.5	33.92			5.3	32.8
	BDF 5	2.2	26.16			3.5	25.3
Fracture half length 600 ft	BDF 1	0.13	0.05	0.19	0.03	0.2	0.0
	BDF 2	0.82	1.13	1.65	0.46	2.4	0.2
	BDF 3	0.36	1.46	0.65	1.25	0.8	1.1
	BDF 4	0.21	1.83	0.27	1.80	0.3	1.9
	BDF 5	0.05	2.14	0.17	2.31	0.5	2.6
3 fractures	BDF 1	1.29	2.03	2.01	2.66	2.7	3.2
	BDF 2	0.40	0.84	1.22	0.18	2.2	0.6
	BDF 3	0.44	0.87	1.28	0.19	2.3	0.6
	BDF 4	0.39	1.27	1.15	0.65	2.0	0.1
	BDF 5	0.35	1.85	1.02	1.29	1.8	0.6
4 fractures	BDF 1	0.14	1.66	0.43	1.56	1.0	1.7
	BDF 2	0.48	0.83	1.15	1.36	2.1	2.1
	BDF 3	0.39	0.31	0.95	0.15	1.8	0.8
	BDF 4	0.23	0.02	0.61	0.28	1.2	0.7
	BDF 5	0.16	0.25	0.45	0.01	0.9	0.3

예측 시작 시점에서부터 향후 최소3년에서 최대 24년 까지 생산량과 EUR을 오차율 5%내외로 예측 가능한 것으로 확인되었다.

생산량과 EUR을 예측하는 것은 CBM 개발 사업의 실패와 지속을 결정하고 앞으로의 생산을 효율적으로 운영하는데 있어 필수 자료로 활용되므로 정확한 예

측을 하는 것이 중요하다. 따라서 보다 일반적인 결과를 도출하기 위해 BDF 구간 도달 후 10년, 15년 시점에서의 AAPE와 EUR 측정 오차를 산출하였다(Table 5). 균열절반길이가 300ft인 경우, TF 기간이 총 16년으로 나타났기 때문에 BDF 도달 후 15년에 대한 분석이 총 생산기간이 30년을 넘어 모델 생산 자료와 비교가 불

가하였다. 생산기간 10년에 해당하는 시점의 생산예측은 가능하나 AAPE 및 EUR이 큰 오차를 보였다. 이는 짧은 균열절반길이로 인해 생산량 변화가 일정하지 않고 생산 후기로 갈수록 생산량이 100 Mscf/D로 낮게 취득되었기 때문인 것으로 판단된다. 이를 제외하고 나머지 변수에 대한 분석결과, BDF구간의 1년 이상의 생산자료가 있을 시, 생산 예측 시작 시점인 BDF 구간 이후의 약 20년간의 생산량과 EUR을 오차율 5% 내외로 도출할 수 있음을 확인할 수 있었다. 따라서 수압파쇄가 수행된 CBM 저류층의 생산 예측 시 생산감퇴분석법 적용 전에 유동영역분석법을 수행하여 TF 구간과 BDF 구간에 대한 규명을 하고 BDF 구간의 생산자료를 기반으로 생산감퇴곡선법을 적용한다면, 오차율 5% 내외로 생산량과 EUR을 예측할 수 있을 것으로 판단된다.

## VI. 결론

본 연구에서는 수압파쇄된 CBM 수평정의 생산자료를 분석하기 위해 Arps[6]의 생산감퇴곡선법과 유동영역분석법을 이용하여 CBM 생산자료를 분석하였다. 분석 결과, 수압파쇄된 CBM 수평정의 생산감퇴곡선법의 적용 가능성을 확인하였으며, 연구를 통해 도출된 결론은 다음과 같다.

(1) 유동영역분석 결과, 수압파쇄 변수에 따라 저류층 모델의 TF가 6~16년간 발생되고 이후 BDF에 도달됨을 확인하였다. 또한, TF 구간의 생산자료 사용시 생산감퇴곡선법을 이용한 생산거동 예측에 큰 오차를 확인하였으며, 생산감퇴곡선법을 통한 생산 예측이 불가능한 것으로 판단되었다.

(2) BDF 구간의 생산자료 분석 결과, 수압파쇄의 영향을 많이 받은 균열절반길이가 300 ft일 때를 제외하고 나머지 저류층 모델의 경우, BDF 도달 후 1년 이상의 생산자료가 있을 시 생산량과 EUR가 오차율 5% 내외로 생산감퇴곡선법을 통해 예측 가능함을 확인하였다.

(3) 수압파쇄된 CBM 수평정 생산자료 분석시, 생산감퇴분석법 적용에 앞서 유동영역분석법을 수행하여 TF 구간과 BDF 구간에 대한 규명을 하고 BDF 구간의 생산자료를 기반으로 생산감퇴곡선법을 적용한다면, 오차율 5% 내외로 생산량과 EUR을 예측할 수 있을 것으로 판단된다.

## 감사의 글

본 연구는 2015년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20152510101880).

## 사용기호

$b$	: Decline exponent
$c_i^*$	: Total compressibility [psi <sup>-1</sup> ]
$\frac{c_i^*}{c_i}$	: Total compressibility under average pressure of formation water [psi <sup>-1</sup> ]
$D$	: Decline rate [%/day]
$D_i$	: Initial decline rate [%/day]
$EUR_c$	: Estimated ultimate reserves obtained from reservoir simulation [ft <sup>3</sup> ]
$EUR_p$	: Predicted estimated ultimate reserves [ft <sup>3</sup> ]
$G_i$	: Gas initial in-place [ft <sup>3</sup> ]
$G_p$	: Cumulative gas production [ft <sup>3</sup> ]
$h$	: Thickness [ft]
$k_{rg}$	: Gas relative permeability [fraction]
$m^*(p)$	: Pseudo pressure dependent on relative permeability [psi <sup>2</sup> /cp]
$m^*(p_i)$	: Pseudo pressure under initial formation water pressure [psi <sup>2</sup> /cp]
$m^*(p_{wf})$	: Pseudo pressure under flow pressure [psi <sup>2</sup> /cp]
$n$	: Number of production data
$p$	: Pressure [psi]
$q$	: Production rate at time t [Mscf/day]
$q_c$	: Production rate obtained from reservoir simulation [Mscf/day]
$q_i$	: Initial production rate [Mscf/day]
$q_p$	: Predicted production rate [Mscf/day]
$q_{peak}$	: Peak production rate [Mscf/day]
$T$	: Temperature [°F]
$t_{peak}$	: Time at the peak production rate [months]
$t_{ca}^*$	: Material balance pseudo time [days]
$r_e$	: External reservoir radius [ft]
$r_{wa}$	: Apparent wellbore radius [ft]
$S_{iw}$	: Irreducible water saturation [fraction]
$S_w$	: Water saturation [fraction]
$S_w^*$	: Normalized water saturation [fraction]
$Z$	: Gas compressibility [fraction]

## 그리스 문자

$\mu_g$ : gas viscosity [cp]

$\bar{\mu}_g$ : Gas viscosity under average pressure of formation water [cp]

## REFERENCES

- [1] Heo, W., Lee, W. and Lee, D., "Hydraulic fracturing design for coalbed methane in Barito Basin, Indonesia," *Geosystem Engineering*, 18(3), pp. 151-162. (2015)
- [2] Spivey, J.P., Frantz, J.H., Williamson, J.R. and Sawyer, W.K., "Applications of the Transient Hyperbolic Exponent," Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Society Petroleum Engineers, Keystone, Colorado, USA, (2001)
- [3] Okuszko, K.E., Gault, B.W. and Mattar, L., "Production Decline Performance of CBM Wells," Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, (2007)
- [4] Rushing, J.A., Perego, A.D. and Blasingame, T.A., "Applicability of the Arps Rate-Time Relationships for Evaluating Decline Behavior and Ultimate Gas Recovery of Coalbed Methane Wells," Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, Society Petroleum Engineers, Calgary, Canada, (2008)
- [5] Keim, S.A., Optimization of Coalbed Methane Completion Strategies, Selection Criteria and Production Prediction: A Case Study in China's Qinshui Basin, Doctor Thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, USA. (2011)
- [6] Arps, J.J., "Analysis of Decline Curves," *Journal of Transactions of the AIME*, 160(1), pp. 228-247, (1945)
- [7] Clarkson, C.R., Jordan, C.L., Gierhart, R.R. and Seidle, J.P., "Production Data Analysis of Coalbed-Methane Wells," *Journal of Society Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(2), pp. 311-325, (2008)
- [8] Nfonsam, Development of Gas Production Type Curves for Horizontal Wells in Coalbed Methane Reservoirs, MS Thesis, West Virginia University, USA. (2006)