



## 생산 영향인자를 고려한 셰일가스 저류층의 이력검증 및 생산성 평가 연구

박경식 · †이정환\*

전남대학교 에너지자원공학과 박사과정, \*전남대학교 에너지자원공학과 교수

(2020년 7월 21일 접수, 2020년 8월 16일 수정, 2020년 8월 17일 채택)

### A Study on the History Matching and Assessment of Production Performance in a Shale Gas Reservoir Considering Influenced Parameter for Productivity

Kyung-Sick Park · †Jeong-Hwan Lee

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

(Received July 21, 2020; Revised August 16, 2020; Accepted August 17, 2020)

#### 요약

본 연구에서는 캐나다 혼리버(Horn-River) 분지를 대상으로 셰일가스 저류층의 신뢰성 있는 생산성 평가와 미래 생산량 예측을 위한 효율적인 이력검증(history matching) 방법을 제안하였다. 이를 위해 셰일가스 저류층의 물성인자가 생산성에 미치는 영향을 분석하기 위한 민감도 분석을 수행하였으며, 그 결과를 바탕으로 저류층 물성인자를 4가지 case로 분류하여 이력검증의 목적합수로 활용하였다. 이력검증 이후 추가 취득된 약 3년간의 생산 자료를 포함하여 맹검시험(blind test)을 수행한 결과, Case 1(모든 물성인자)은 7.67%, Case 2(생산 영향인자)는 7.13%, Case 3(제어 가능 물성인자)는 17.54%, Case 4(제어 불가능 물성인자)는 10.04%의 생산량 오차율이 나타났다. 이는 이력 검증을 수행한 초기 4년간의 생산 자료의 경우에는 모든 물성인자를 고려한 생산예측이 효과적이나, 향후 생산량 예측을 함에 있어 Case 2와 같이 생산성에 대해 민감도가 높은 물성인자를 고려할 때 가장 높은 신뢰도가 나타남을 의미한다. 가장 높은 신뢰도를 갖는 Case 2 모델을 이용해서 예측한 셰일가스 저류층 생산정의 궁극가채매장량은 2030년 12월 기준 약 17.24 Bcf이며, 원시부존량 대비 회수율은 약 32.2%이다.

**Abstract** - This study presents a methodology of history matching to evaluate the productivity of shale gas reservoir with high reliability and predict future production rate in the Horn-River basin, Canada. Sensitivity analysis was performed to analyze the effect of physical properties of shale gas reservoir on productivity. Based on the results, reservoir properties were classified into 4 cases and history matching were performed considering the classified 4 cases as objective function. The blind test was conducted using additional field production data for 3 years after the history matching period. The error of gas production rate in Case 1(all reservoir parameters), Case 2(influenced parameters for productivity), Case 3(controllable parameters), and Case 4(uncontrollable parameters) were 7.67%, 7.13%, 17.54%, and 10.04%, respectively. This means that it seems to be effective to consider all reservoir parameters in early period for 4 years but Case 2 which considered influenced parameters for productivity shows the highest reliability in predicting future production. The estimated ultimate recovery (EUR) of production well predicted using the Case 2 model was estimated to be 17.24 Bcf by December 2030 and the recovery factor compared to original gas in place (OGIP) was 32.2%.

**Key words** : shale gas reservoir, multi-stage hydraulic fracturing, sensitivity analysis, history matching, production performance

\*Corresponding author;jhwan@jnu.ac.kr

Copyright © 2020 by The Korean Institute of Gas

## I. 서 론

세일가스는 근원암인 동시에 저류암에 해당하는 세일층에서 생성된 가스가 1, 2차 이동(migration)을 거치지 못하고 세일층 미세 공극내에 자유가스(free gas) 또는 암체에 흡착된 흡착가스(absorbed gas) 형태로 부존되어 있는 비전통가스자원(unconventional gas resources)이다 [1]. 세일가스는 전통가스 자원(conventional gas resources)과는 달리 유동 양상이 매우 복잡하여 현재 산업계에서 이용되는 생산 감퇴곡선(decline curve analysis) 분석법을 통해서는 신뢰성이 확보된 세일가스 생산성 평가와 생산량 예측에 한계점이 있다. 또한 다양한 지질학적 특성과 저류층의 불균질한 특성으로 인하여 시뮬레이션을 통한 생산성 평가 및 미래 생산량 예측이 매우 복잡하다. 따라서 생산성 평가에 영향을 미치는 물성인자와 생산량 예측기법의 선정이 중요하며, 특히 공극률과 투과도가 매우 낮은 세일가스 저류층에서 가스를 생산하기 위해서는 수압파쇄기술이 필요하며, 동일한 세일분지 내에서도 지역적으로 생산성이 다르게 나타나 이러한 저류층의 생산성을 극대화하기 위해서는 우선적으로 저류층의 물성인자와 생산성과의 상관관계에 대한 연구와 이해가 필요하다 [2- 4].

최근, 수압파쇄 이후의 세일가스 생산량과 생산 감퇴에 영향을 미치는 저류층 특성에 대해서 많은 연구가 진행되고 있다. Kim 등 [5]은 세일가스 저류층에서의 균열의 수, 간격, 길이 등과 같은 수압 파쇄 설계 요소와 흡착가스가 생산성에 연관이 있음을 제시하였다. Zhang 등 [6]은 북미 주요 세일 플레이를 대상으로 저류층 특성을 분석하였고 암체 투과도(matrix permeability)가 가스 생산 잠재성에 가장 큰 영향을 미침을 보고하였다. Wang [7]은 암체의 유동 투과도가 클수록 초기 생산량이 높고 균열자극부피(stimulated reservoir volume, SRV) 내에서 생산 감퇴가 가파른 영향을 보이지만, 자연 균열 네트워크가 형성되어 균열 전도도가 높은 곳에서는 그 영향성이 적음을 시뮬레이션을 통해 증명하였다.

그러나 세일가스 저류층은 유기물에 대한 기원부터의 지질학적 퇴적 특성, 인공균열의 투과도, 수압파쇄의 형상 등이 복잡하고 불확실한 물성인자가 항상 존재하고 있다. 따라서 세일가스 저류층의 신뢰성 있는 궁극가채매장량(estimated ultimate recovery, EUR)을 산출하기 위해서는 저류층 물성에 대한 규명이 명확히 이루어진 후 구축된 시뮬레이션 모델을 통해 불확실한 물성인자를 중심으로 다년간의 일정 기간 동안 획득된 생산 자료를 갖고

이력검증(history matching, HM)을 수행함으로써 저류층에 대한 가스 생산성 평가와 미래 생산량 예측의 정확도를 높일 수 있다.

따라서 본 연구에서는 복잡한 기하학적 구조와 불균질한 특성의 다단계 수압파쇄된 균열 지층을 갖는 세일가스 저류층에 대해 생산성 평가 및 미래 생산량 예측을 위한 효율적인 방법을 제안하고자 한다. 먼저 저류층의 물성인자가 세일가스 생산성에 미치는 영향을 분석하는 작업인 민감도 분석(sensitivity analysis)을 수행하여 가스 생산성에 미치는 영향 정도를 파악하고 분류하며, 분류된 물성인자별 결과를 기반으로 분석 시나리오를 구성하여 실제 현장자료와의 생산이력 검증을 통해 오차 분석을 수행한 후 신뢰성 있는 생산성 평가 및 생산량 예측결과를 제시함으로써 제안된 방법의 타당성을 검증하고자 한다.

## II. 세일 저류층 해석 모델 구축

지층별 특성이 타 지역에 비해 상대적으로 균일하나 세일층 내에 위치한 돌로마이트 팬으로 인해 균열의 양상이 일반적인 세일층과 다소 다르게 나타나고 있고 현재 상업 생산 중인 캐나다 혼리버(Horn-River) 분지를 연구 대상 지역으로 선정하였다. 혼리버 분지는 캐나다 British Columbia의 북동쪽, Fort Nelson의 북쪽에 위치하고 있다. 분지 내 세일가스 개발이 가능한 저류층은 데본기에 퇴적된 지층으로 지하 5,905 ft에서 9,842 ft 사이에 165 ft 내지 558 ft 두께로 퇴적 되었으며, Fig. 1과 같이 상부에서부터 Muskwa, Otter Park, Evie 층으로 구성되어 있다[8, 9].

혼리버 분지 지역 중 현재 상업적으로 개발 및

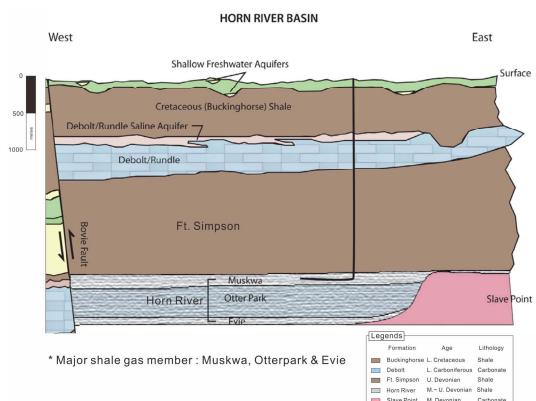


Fig. 1. Geological section of Horn-River basin [9].

생산되고 있는 키위가나(Kiwigana) 광구 두 번째 패드의 Evie층을 대상으로 해석모델을 구축하였다. 구조모델은 현장에서 취득한 지질학적 자료와 탄성파 자료를 이용하여 구축하였으며, 광구 전체의 3-D G&G 모델 중에서 본 연구 대상에 해당되는 광구만을 섹터화하기 위해 연구 수행에 불필요한 층과 시뮬레이터 연산에 영향을 미치지 않는 범위 내에서 10만개 이하의 격자크기로 줄이는 업스케일링(up-scaling) 작업을 거쳐 정적 모델(static model)을 구축하였다. 정적 모델을 바탕으로 물리검증 및 코어자료 등의 자료를 활용해서 Fig. 2와 같이 동적 해석모델(dynamic model)을 구축하였으며, 저류층 물성은 Table 1과 같다. Evie층은 심도가 약 7,874 ft이며 저류층 두께(net thickness)는 약 328 ft, 초기 수포화도는 30%이며, 수직-수평투과도비는 세일가스 저류층에 일반적으로 적용하는 0.1로 설정하였다. 모델의 격자수는  $13 \times 42 \times 23$ 개로 총 12,558 개의 격자로 구성하였으며, 격자의 크기는 X-Y축 328 ft로 설정하였다. 저류층의 외곽경계조건은 모두 폐쇄 조건으로 하였으며 압력구배는 0.65 psi/ft, 저류층 온도는 176 °F로 등온을 유지하는 것으로 설정하였다. 수평정에 관련된 현장 자료는 현장의 유정완결 보고서를 활용해서 모델에 반영하였다. 수평구간은 9,842 ft로 수평구간의 격자마다 천공을 수행하였으며, 수압파쇄는 slick-water 파쇄액을 사용하였고 스테이지 간격은 360 ft로 총 28 스테이지(stage)가 적용되었다.

수압파쇄 네트워크는 미세탄성파 신호(microseismic event)를 활용하여  $3 \times 3 \times 1$ 의 지역격자세분법(local grid refinement, LGR)을 적용하였으며, 미세탄성파 신호 위치에 따른 유효 균열투과도(effective fracture permeability,  $k_{frac,eff}$ )는 식 (1)을 사용하여 산출하였다.

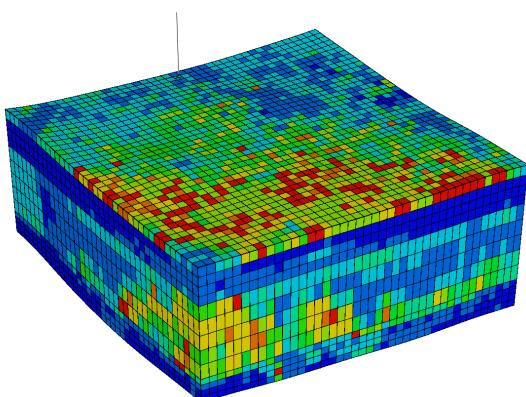


Fig. 2. 3-D dynamic model of shale reservoir.

$$k_{frac,eff} = k_{frac} \times \frac{Width_{frac}}{Width_{lgr,block}} \quad (1)$$

여기서  $k_{frac}$ 은 균열대 절대투과도 (intrinsic fracture permeability)이며,  $Width_{frac}$ 은 균열대 간극의 크기,  $Width_{lgr,block}$ 은 한 격자내 지역격자 세분법을 적용했을 때 세분화하는 크기를 나타낸다. 본 연구에서는  $Width_{lgr,block}$ 의 크기를 일반적으로 지역격자 세분법을 적용할 때 사용하는 2 ft로 적용하였으며, 균열 간극과 균열대 절대투과도는 Warpinski and Teufel [10]이 제안한 식을 수정하여 산출하였다. 세일 저류층의 가스 유동 특성을 반영하기 위한 균열 모델은 암체간의 투과도를 개별적으로 갖고 있으며 암체간의 유동을 고려하는 이원투과도(dual permeability, DK) 모델을 적용하였다. 또한 대상 저류층에는 자연균열이 존재하므로 자연균열 모델은 광구 내 층서공(strat well)에서 취득한 이미지 검증 데이터를 활용하여 분리균열망(discrete fracture network, DFN) 모델을 구축하였다.

Table 1. Properties of shale reservoir model

Parameter	Mean value
Depth	Approx. 7,874 ft
Net thickness	Approx. 328 ft
Grid dimensions	$13 \times 42 \times 23$
Water saturation	0.30
Pressure gradient	0.65 psi/ft
Reservoir pressure	5,076 psi
Reservoir temperature	176 °F
Matrix porosity	2.78%
Matrix permeability	0.00025 md
Natural fracture porosity	5.8E-07%
Natural fracture permeability	0.0029 md
Natural fracture length	108 ft
Langmuir pressure	830.2 psi
Langmuir volume	37.4 scf/ton
Rock density	2.55 g/cc
Horizontal well length	9,842 ft
Number of fracturing stage	28

### III. 연구 결과 및 분석

#### 3.1. 민감도 분석

세일가스 생산성에 미치는 물성인자의 영향정도를 조사하기 위해 민감도 분석을 수행하였다. 민감도 분석 수행에 선정된 물성인자(15개)는 선행 연구에서 평가된 생산에 영향을 끼치는 저류층 물성인자들 중에서 참조하여 선정하였고 [6, 7, 11, 12] 총 20년 동안 생산한다는 가정으로 생산기간이 1~2년마다 누적되는 기간별로 수행하였다. 각 인자별 민감도 분석 범위는 대상 분지인 혼리버 분지 인근의 검증자료와 코어분석 자료를 종합하여 3-D 공간에 분포화 시킨 물성모델에서 최소값과 최대값의 범위 내에서 수행하였다. Fig. 3은 민감도 분석 결과로부터 도출된 토네이도(tornado) 그래프로 상대투과도, 1차 균열투과도, 암체 공극률, 2차 균열투과도, 자연균열 간격, 암체 압축률이 세일가스 생산성에 가장 큰 영향을 미치는 물성인자 순서로 나타남을 알 수 있다.

또한 1~2년 단위의 생산기간 누적에 따라 생산성에 미치는 영향을 분석한 결과, Fig. 4와 같이 주요 물성인자가 생산에 영향을 미치는 경향이 시간별로 다른 것으로 나타났다. 생산성에 가장 영향이 크게 나타난 상대투과도는 생산 초기부터 영향을 크게 미치다가 생산개시 이후 약 5년이 지난 시점부터 다소 감소하는 경향을 나타내고 있다. 이는 수압파쇄에 의한 균열대의 가스유동이 약 5년까지는 지배적이고 이후에는 경계지배에 도달 또는 흡탈착에 의한 가스 유동으로 점차 균열대에서의 유동이 감소하기 때문인 것으로 판단된다. 1차 균열투과도는 수압파쇄 공정을 통해 발생된 인공 균열 내 지지체(proppants)가 관입된 구간에서의 유동성 정도를 의미하며, 해당 물성의 경우 생산초기 뿐만 아니라 약 20년이 지난 시점까지도 가장 주요한 생산영향인자 역할을 담당하고 있음을 확인하였다. 2

차 균열투과도는 수압파쇄에 의해 인공 균열이 발생된 영역 중 지지체가 관입되어 있지 않는 영역에 서의 유동성 정도를 나타내고 있다. 2차 균열투과도는 생산초기 시점에서는 1차 균열투과도와 같이 생산에 미치는 영향이 크지만, 생산이 진행될수록 지지체가 존재하지 않아 균열을 유지할 수 없으므로 생산후반부 시점에서는 그 영향성이 점차 감소한다. 그러나 생산후반부 시점에서도 2차 균열투과도의 초기값이 높기 때문에 압축에 의한 감소 정도를 고려하더라도 암체투과도 및 자연 균열투과도의 영향 정도보다는 높게 나타난다. 암체의 공극률은 생산초기에는 생산성에 미치는 영향이 작지만 생산 후반부로 갈수록 점차 증가한다. 이는 세일가스가 점차 생산될수록 공극압력이 감소함에 따라 균열의 부피가 점차 감소함에 따른 결과이다. 자연 균열 간격은 암체 내 압력구배에 의한 유동성뿐만 아니라 흡착된 가스가 균열로 확산되는 정도를 나타내는 주요 영향 인자로, 심부 응력조건에 의한 수압파쇄 생성 조건을 고려할 경우 시추궤도와 일치되는 방향(i 방향)의 자연균열 간격이 타 간격 조건보다 영향성이 크게 나타남을 확인하였다.

#### 3.2. 생산 이력검증

생산 이력검증은 현장에서 획득한 생산 자료의 생산특징을 바탕으로 미래의 생산추이를 예측하는 최적화 기법으로서 예측생산량과 실제생산량의 오차를 최소화 하여 신뢰도가 높은 저류층 평가 모델을 개발하는 것이 목적이다. 검증 시 최적화는 4년간의 현장 생산자료를 기초로 CMG 사(社)에서 개발한 통계기반의 Tool인 CMOST를 이용해 DECE (Design Exploration and Controlled Evolution) 기법을 적용하였으며[13], Table 2와 같이 민감도 분석 수행 결과를 바탕으로 분류된 총 4가지 시나리오 별로 수행하였다. Case 1은 모든 영향 물성인자를

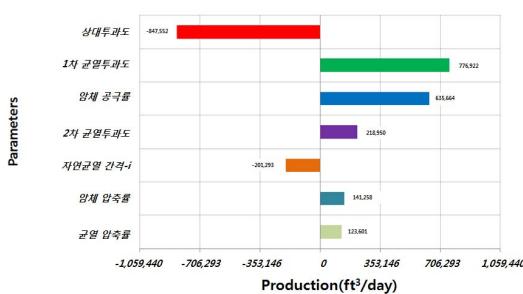


Fig. 3. Tornado graph for parameters.

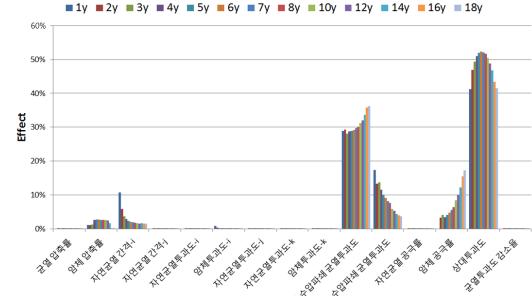


Fig. 4. Effect of parameters on productivity over time.

**Table 2.** Classification of parameters for HM

Parameter Name	Case 1 (All reservoir Parameters)	Case 2 (Influenced Parameters)	Case 3 (Controllable Parameters)	Case 4 (Uncontrollable Parameters)
Fracture compressibility	○			○
Matrix compressibility	○	○		○
Natural fracture spacing in i direction	○	○		○
Natural fracture spacing in j direction	○			○
Natural fracture permeability in i direction	○			○
Natural fracture permeability in j direction	○			○
Natural fracture permeability in k direction	○			○
Matrix permeability in i and j direction	○	○		○
Matrix permeability in k direction	○			○
Primary hydraulic fracture permeability	○	○	○	
Secondary hydraulic fracture permeability	○	○	○	
Natural fracture porosity	○			○
Matrix porosity	○	○		○
Relative permeability curve	○	○		○
Rock compaction table	○		○	

고려한 경우(총 15개), Case 2는 민감도 분석을 통해 생산성에 영향을 미친 물성인자만을 고려한 경우(7개), Case 3는 수압파쇄 시 균열대 물성인자만 적용한 인위적 제어가능 물성인자를 고려한 경우(3개), Case 4는 저류층 고유 물성인 제어불가능 물성인자만을 고려한 경우(12개)이다.

이력검증은 현장에서 취득된 생산 자료를 기반으로 총 4가지 분류된 시나리오 별로 각각 약 400여개의 모델 중 오차율이 가장 적게 발생 한 모델을 각 시나리오별의 최적모델로 선정하였다. 생산이력 검증의 전 단계로 기본모델(base case)을 활용하여 생산량을 예측하였다. 예측에 적용된 물성인자 값은 현장에서 취득된 값을 기초하여 선정하였다. 생산이력 검증시 적용된 물성값 범위는 기본모델의 물성인자 값을 참조하여 문헌조사에 기반으로 해서 선정하였다[6, 7, 14-16]. 기본모델의 예측 결과는 실제 생산자료와 약 14%정도 오차율을 나타내어 현장의 실제값에 비해 다소 크게 벗어남을 확인하였다. 또한 이 오차율은 물성인자를 4가지로 분류하여 실시한 이력검증 수행 시 예측한 결과 값과 비교하여 생산량 예측 오차율의 경향성 파악 등 이력검증 분석 시에 참조하였다. 세일가스 생산 현장에서는 인근광구의 작업, 유지보수, 기타 현장 사유로 인하여 유정의 개폐가 빈번히 발생한다. 따라서 일일 가스 생산량(daily gas rate)을 활용하여 이

력검증 수행하기에는 매칭의 한계가 존재한다. 이를 극복하기 위해 월 가스 생산량(monthly gas rate)을 목적함수로 설정하고 월 단위의 유정 개폐 변수를 시뮬레이션 모델에 적용하였다.

각 시나리오별 이력검증 수행 후 도출된 결과는 다음과 같다.

#### (1) Case 1 : 모든 저류층 물성인자를 고려한 경우

Fig. 5(a)에서 2015년을 기준으로 전반부에서는 실제 월 가스 생산량과 Case 1 최적해의 생산결과가 비교적 잘 매칭되는 것이 확인된다. 그러나 2015년 이후는 생산자료와 차이를 나타내며, 특히 2015년 후반부 월 가스 생산량이 급격한 감소를 보일 때 모델 결과 값과의 차이가 두드러진다. 이는 해당 기간 현장에서 수행된 물 생산 제어를 위한 유정 개폐작업을 시뮬레이션 모델링에서 반영하지 않았기 때문에 나타난 것으로 분석된다. 그럼에도 불구하고 총 4년간의 월 가스 생산량과 Case 1 최적해 모델을 비교했을 때, 실제 생산 자료와의 오차는 약 4.45%의 차이를 나타냈다 (Fig. 5(b)).

모든 영향 물성인자를 변수로 설정하여 이력검증을 수행하는 경우에는 오차율이 가장 낮을 수는 있지만 타 이력검증 방법보다 이력검증 준비 및 분석 시간이 많이 소요된다. 또한 도출된 최적해가 실제 저류층 물성의 차이에 근사한 것이 아니라 오

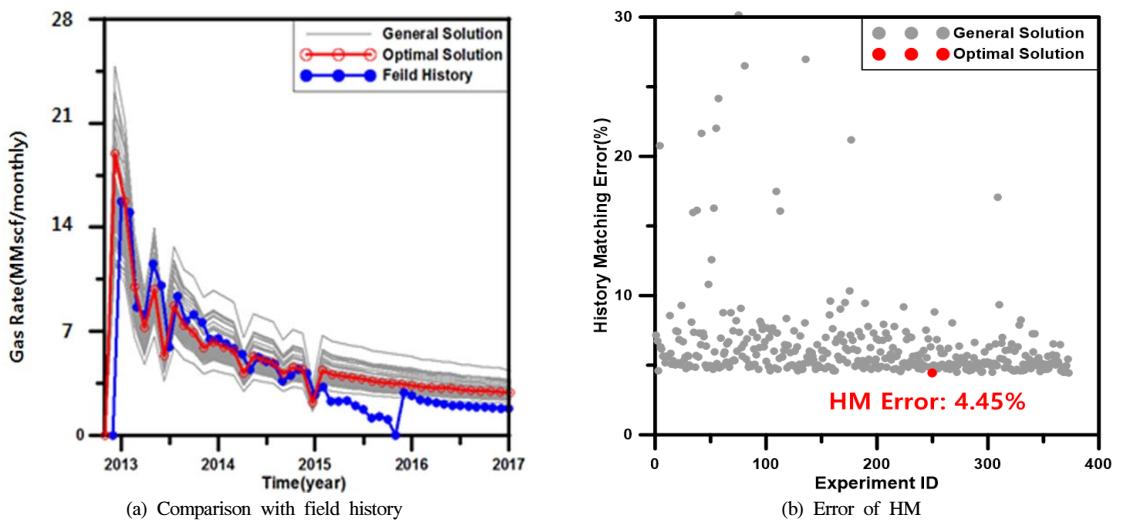


Fig. 5. HM results considering all reservoir parameters.

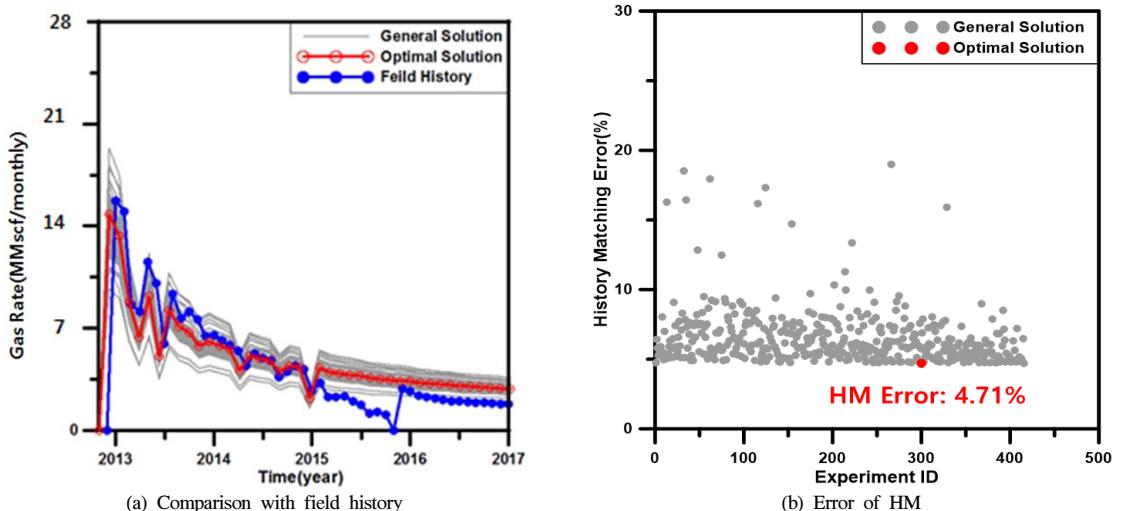


Fig. 6. HM results considering influenced parameters for productivity.

히려 오차가 커지는 부분해에 도달할 위험성이 존재하여 실제 생산량을 예측하는데 정확도를 감소시킬 수 있는 한계점을 갖고 있다.

(2) Case 2 : 생산성에 영향을 미치는 물성인자만 고려한 경우

Case 1과 마찬가지로 2015년 이후 현장 생산자료와 최적해 모델 결과 값이 차이를 보이나, 2013년에서 2014년 생산자료와 최적해 모델은 유사한

월 가스 생산량을 나타낸다(Fig. 6(a)). 총 4년간의 생산 자료와 비교했을 때, Case 2의 최적해 모델의 생산량 예측 오차는 약 4.71%로 분석되었다 (Fig. 6(b)).

Case 2의 오차는 Case 1의 이력검증 오차보다 0.26% 더 높지만, 불확실성이 큰 자연균열의 간격과 균열투과도를 제외하고는 기본모델의 근사치에서 최적값을 찾을 수 있다. 이러한 결과는 생산에 영향을 미치는 물성인자 중에 불확실성이 커서 기

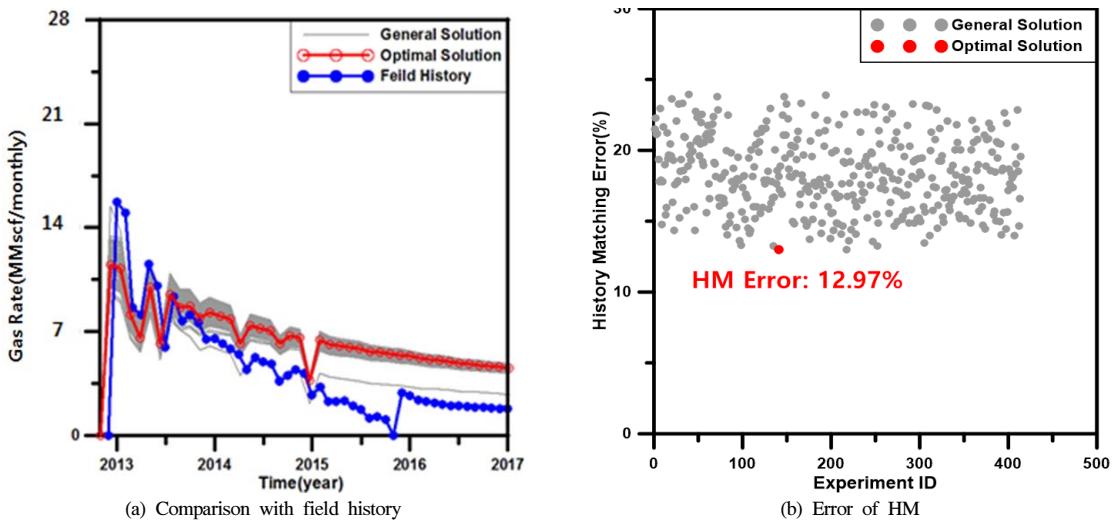


Fig. 7. HM results considering controllable parameters.

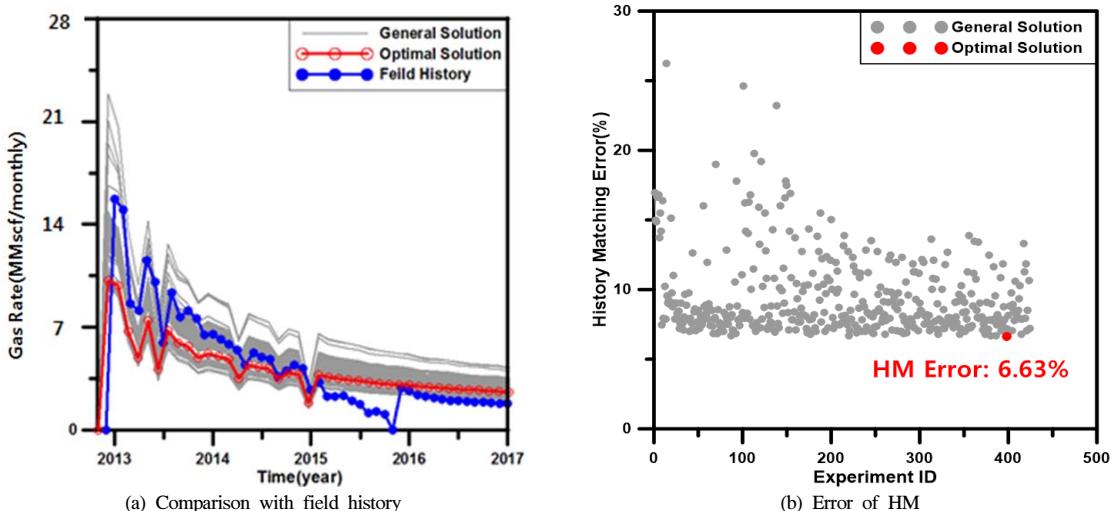


Fig. 8. HM results considering uncontrollable parameters.

본모델과 최적값의 차이가 큰 몇 가지 물성인자를 제외함으로써 나타난 결과로 해석된다. 따라서 생산성에 대해 민감도가 높은 물성인자(7개)만을 변수로 하여 이력검증을 수행해도 효율적인 생산성 평가와 미래 생산량 예측 결과를 도출할 수 있음을 확인하였다.

(3) Case 3: 제어가 가능한 운영 물성인자만 고려한 경우

2013년 9월까지 최적해 모델의 생산량 분석 결과는 실제 월 가스 생산량과 유사하게 나타나 최적해 모델의 경우, 2013년 10월부터 2017년까지의 생산 자료와는 뚜렷한 차이를 보인다(Fig. 7(a)). 최적해를 진화 알고리즘으로 찾아가는 DECE 기법을 적용하더라도 Fig. 7(b)와 같이 실제 생산자료와의 오차가 줄어들지 않고 일정 오차 범위에서 수렴하지 않는 것을 확인하였다. 이로 인해 Case 3 최적해 모델의 이력검증 오차는 약 12.97%로 가장 큰 차이

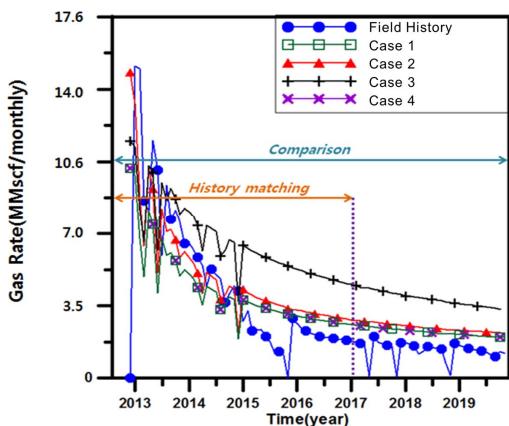


Fig. 9. Comparison of long-term gas production rate.

를 나타냈다. Case 3에서는 동생수 변화에 따른 상대투과도가 변수로 포함되지 않아 이력검증 오차가 크게 발생한 것으로 판단되며, 추가적으로 생산성 영향인자 중 하나인 자연균열 간격이 포함되지 않은 것도 큰 오차 발생의 원인으로 분석된다.

#### (4) Case 4: 제어가 불가능한 물성인자만 고려한 경우

Fig. 8(a)의 생산이력 검증 결과 비교를 살펴보면 2015년 이전의 생산자료와 Case 4의 최적해 모델과의 차이가 큰 것을 알 수 있다. 세일가스 개발과 생산의 특성상 수압파쇄공법을 수행하여야 하고 균열대 생성에 따른 초기 생산량은 균열대의 물성과 상관성이 크기 때문에 실제 생산 자료와 최적모델의 초기 생산 예측 값이 큰 차이를 나타내는 것으로 판단된다. 반면에 생산개시 이후 약 3년이 지난 시점부터는 저류층 암체에 의한 유동도 일부

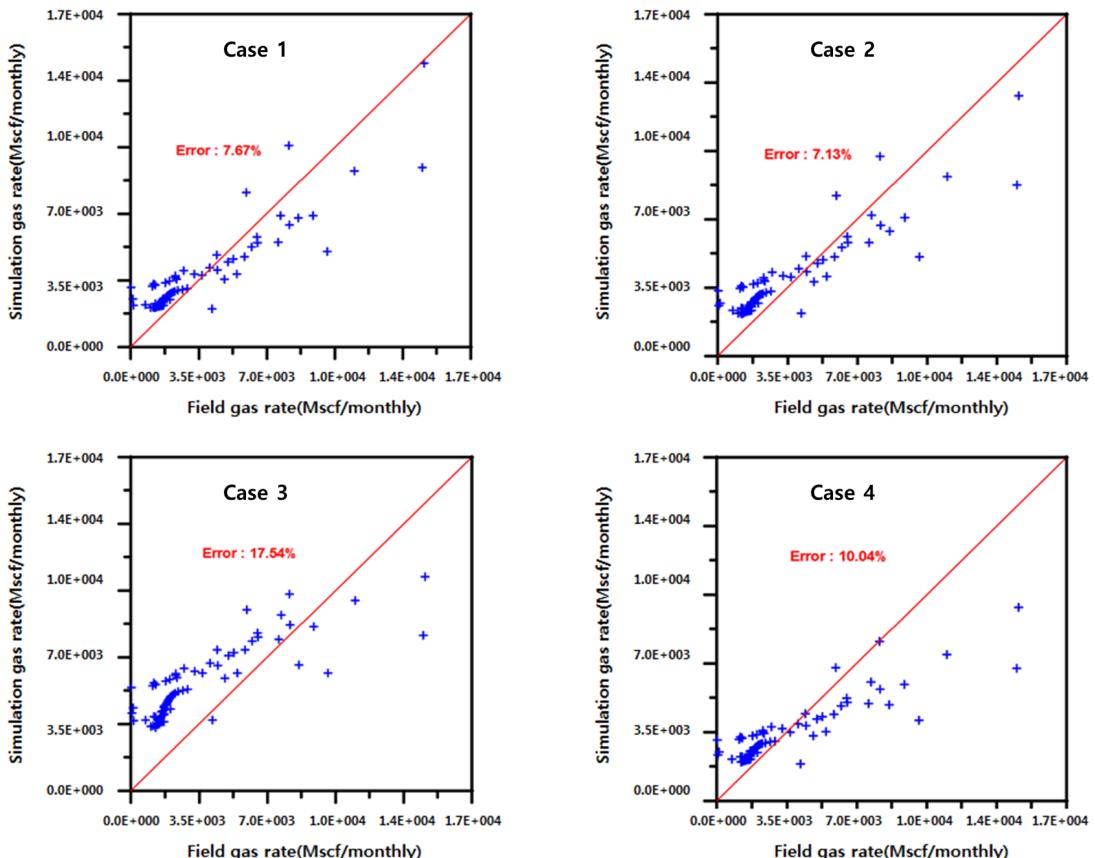


Fig. 10. Comparison of prediction error with field data.

지배적으로 나타나기 때문에 실제 생산 자료와 비교적 잘 매칭됨이 확인된다. 총 4년간의 월 가스 생산량과 Case 4의 최적해 모델을 비교했을 때, 이력 검증 오차는 약 6.63%로 산출되었다 (Fig. 8(b)). 1차 균열투과도와 2차 균열투과도가 이력검증 변수에 고려되지 않아 Case 1과 Case 2에 비해 이력검증 오차가 상대적으로 크게 나타난 것으로 판단된다.

### 3.3. 생산성 평가 결과 비교

이력검증에 활용한 실제 세일가스 생산 자료는 2012년 12월부터 2017년 1월까지 약 4년간의 생산 자료이다. 이후 2019년 11월까지의 추가 약 3년간의 생산 자료를 이용해 각 시나리오별 이력검증의 최적화 모델에 대해 장기 생산성 예측을 수행하여 Fig. 9와 같이 실제 생산된 세일가스의 양과 비교하였다. 전체적인 경향을 볼 때 Case 3을 제외하고는 모두 현장자료에 근접한 예측결과를 보이나 생산 후 반부의 차이는 지속됨을 확인할 수 있다.

각 시나리오 case별 예측정확도를 확인하기 위해 맹검시험(blind test)을 수행하여 Fig. 10과 같이 실제 생산자료와의 오차율을 확인하였다. 분석결과, 모든 영향 물성인자를 변수로 설정한 Case 1의 오차율은 7.67%, 모든 영향 물성인자 중 주요 인자 7개만을 변수로 설정한 Case 2의 오차율은 7.13%, 제어가 가능한 운영물성인자를 변수로 설정한 Case 3은 17.54%, 제어가 불가능한 저류층 고유 물성인자를 변수로 설정한 Case 4는 10.04%로 나타난다.

결과를 종합해 분석하면, 약 4년간의 생산 자료를 활용하여 이력검증을 수행한 결과에서 모든 영향 물성인자를 변수로 설정한 Case 1의 오차율이 전체 시나리오 중 가장 낮은 수치를 보이나 현장에서 취득된 유체 및 시료의 실험과 예측결과는 일정 부분 불확실성의 한계가 존재하므로, 모든 영향 물성인자를 변수로 설정하여 도출된 최적해가 실제 저류층 물성의 참값에 근사하는 것이 아니라 오히려 오차가 커지는 부분에 도달할 위험성도 존재한다. 따라서 이러한 부분에의 위험정도를 감소하기 위해 생산에 영향을 미치는 물성인자를 이력검증의 변수로 설정하는 것이 바람직하다. 또한 생산에 많은 영향을 미치는 인자일지라도 현장에 얻어진 정보의 신뢰성이 크거나 엔지니어의 종합적인 판단근거가 있을 경우 이러한 변수를 이력검증 변수에서 제외하는 것이 보다 최적해를 도출하는데 타당할 것으로 판단된다.

이에 본 연구에서는 세일가스 저류층의 생산성에 대해 민감도가 높은 7개 물성인자를 이력검증

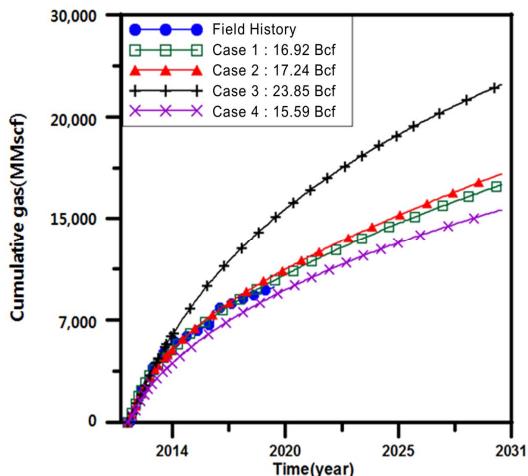


Fig. 11. Comparison of long-term cumulative gas production with field data.

변수로 설정하여 실제 생산 자료와의 오차가 적게 매칭된 Case 2의 최적모델을 활용하여 2030년까지 장기 생산성 평가를 수행하였다. Fig. 11은 장기 생산성 예측 결과를 나타내며, 2030년 12월까지 생산된 누적 세일가스량은 약 17.24 Bcf(488,142,000 m<sup>3</sup>)로 산출되었다. 이는 연구대상인 생산 수평 정한 공의 궁극가채매장량에 해당되며, 원시부존량 대비 회수율은 약 32.2%이다.

저류층 시뮬레이션은 상업적으로 석유, 가스를 개발하기 위해 수행되는 모든 과정을 포함하며, 이를 통해 저류층에 대한 궁극적인 가치를 판단하고 개선하여 경제성을 극대화하는데 사용되는 매우 유용한 도구이다. 그러나 합리적이고 체계적인 절차를 거치지 않은 시뮬레이션 결과는 그 결과의 부정확성에 끝나지 않고 사업의 막대한 경제적 손실까지 야기 할 수 있다. 따라서 저류층 시뮬레이션의 성패는 제공된 입력자료의 정확성 및 이에 대한 적절한 수정, 그리고 이력검증을 통한 자료의 재검증 과정에 달려있다고 판단된다.

## IV. 결론 및 고찰

본 연구에서는 캐나다 혼리버 분지 세일 저류층을 대상으로 생산 영향인자에 대한 민감도 분석을 수행하여 이력검증을 수행하였다. 이를 기반으로 신뢰성 있는 생산성 평가 및 미래 생산량 예측기법을 제안하였고, 연구를 통해 얻은 결론을 요약하면 다음과 같다.

1. 민감도 분석결과, 상대투과도, 1차 균열투과도, 암체 공극률, 2차 균열투과도, 암체 공극률, 자연균열 간격, 암체 압축률이 세일가스 생산성에 가장 큰 영향을 미치는 물성인자 순서로 나타났다. 또한 주요 물성인자가 생산에 영향을 미치는 경향이 누적 생산 시간마다 다르게 나타남을 확인하였다.

2. 민감도 분석을 기반으로 저류층 물성인자를 4 가지 case로 분류하여 현장에서 획득된 4년간의 생산 자료를 이용해 이력검증을 수행하였다. 그 결과, 생산성에 영향을 미치는 물성인자를 고려한 Case 2의 경우가 약 4.71%의 오차를 나타냈으며, 모든 영향 물성인자를 고려한 Case 1이 약 4.45%의 오차로 가장 낮게 산출되었다.

3. 각 시나리오 case별 예측 정확도를 확인하기 위해 맹검시험을 수행한 결과, Case 1은 7.67%, Case 2는 7.13%, Case 3은 17.54%, Case 4는 10.04%의 생산량 오차율이 나타났다. 이는 이력 검증을 수행한 초기 4년간의 생산 자료의 경우에는 모든 물성인자를 고려한 생산예측이 효과적이나 향후 생산량 예측을 힘에 있어 Case 2와 같이 생산성에 대해 민감도가 높은 물성인자를 고려할 때 가장 높은 신뢰도가 나타남을 의미한다. 따라서 생산량 예측을 목적으로 이력 검증 수행 시, 민감성 분석 및 물성인자의 불확실성을 판단하여 이력검증의 주요 변수를 선정하는 것이 타당한 방법으로 판단된다.

4. 가장 높은 신뢰도를 갖는 Case 2 모델을 이용하여 연구대상인 키위가나 광구 Evie층 수평정 1공에 대한 생산성 평가 결과, 궁극가채매장량은 2030년 12월 기준 약 17.24 Bcf로 나타났다. 따라서 원시부존량 대비 회수율은 약 32.2%이다.

본 연구에서 제안한 생산량 예측방법은 복잡한 기하학적 구조와 불균질한 특성의 세일가스 저류층에 대한 생산성 평가와 미래 생산량 산출에 유용하게 활용될 수 있으며, 특히 신규 사업 참여시 주요 의사결정 도구 및 경제적 개발 계획 수립에 도움이 될 것으로 판단된다.

## 사용기호

$k_{frac,eff}$	: 유효 균열투과도 (md)
$k_{frac}$	: 균열대 절대투과도 (md)
$Width_{frac}$	: 균열대 간극의 크기 (ft)
$Width_{lgr,block}$	: 한 격자내 세분화하는 크기 (ft)

## 감사의 글

본 연구는 2017년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20172510102150).

## REFERENCES

- [1] Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E., and Pollastro, R.M., "Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment", *AAPG Bulletin*, 91(4), 475-499, (2007)
- [2] Kundert, D., Mullen, M., "Proper evaluation of shale gas reservoirs leads to a more effective hydraulic-fracture stimulation", SPE 123586. Proceedings of the *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference*, Denver, Colorado, USA, (2009)
- [3] Diaz, H.G., Lewis, R., Miller, R., and Fuentes, C.C., "Evaluating the impact of mineralogy on reservoir quality and completion quality of organic shale plays", *AAPG Rocky Mountain Section Meeting*, Salt Lake City, Utah, USA, (2013)
- [4] Ko, K.N., Jeong, T.J., Kim, K.S., Park, K.S., and Woo, I.S., "A study of shale gas field sweet spot determination process", *Journal of the Geological Society of Korea*, 52(6), 799-814, (2016)
- [5] Kim, T.H., Park, K. and Lee, K.S., "Application of type curves for pressure transient analysis of multiple fractured horizontal wells in shale gas reservoirs", *International Journal Oil, Gas and Coal Technology*, 12(4), 359-378, (2016)
- [6] Zhang, H., Wang, J., and Zhang H., "Investigation of the main factors during shale-gas production using Grey relation analysis", *The Open Petroleum Engineering Journal*, 9, 207-215, (2016)
- [7] Wang, H.Y., "What factors control shale-gas production and production-decline trend in fractured systems: A comprehensive analysis and investigation", *SPE/IAEE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, Houston, Texas, USA, SPE- 179967-MS, (2017)
- [8] Reynolds, M.M., Munn, D.L., "Development update for an emerging shale gas giant field - Horn River basin, British Columbia, Canada", *SPE Unconventional Gas Conference*, Pittsburgh, Penn-

- sylvania, USA, (2010)
- [9] Petrel Roberston Consulting Ltd., "Horn River Basin aquifer characterization geological report", prepared for *Horn River Basin Producers Group Geoscience BC*, (2010)
- [10] Warpinski, N.R., and Teufel, L.W., "Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation", *J. Pet. Technol.*, 39(2), SPE-13224-PA, (1987)
- [11] Cipolla, C.L., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Lolom, E.P. and Vincent, M.C., "The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design", *SPE Production & Operations*, 25(4), 438-452, SPE 115769, (2008)
- [12] Novlesky, A., Kumar, A., Merkle, S., "Shale gas modeling workflow: From microseismic to simulation-A Horn River case study", *Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canada, (2011)
- [13] Computer Modeling Group, *User's Guide CMOST computer assisted history matching, optimization and uncertainty assessment tool*, Computer Modeling Group Ltd., Calgary, Alberta, Canada, (2012).
- [14] Lei, G., Dong, P.C., Yang, S., Li, Y.S., Mo, S.Y., Gai, S.H., and Wu, Z.S., "A new analytical equation to predict gas-water two-phase relative permeability curves in fractures", *International Petroleum Technology Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, SPE 17966, ( 2014)
- [15] Jang, H., Lee, J., "Effect of fracture design parameters on the well performance in a hydraulically fractured shale gas reservoir," *Energy Exploration & Exploitation*, 33(2), 157-168, (2015)
- [16] Kim, J.G., Kang, I.O., Shin, C.H., Lee, S.M., and Lee, J.H., "A study on the effect of flow properties in shale gas reservoirs", *Journal of the Korean Institute of Gas*, 21(2), 50-57, (2017)