



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.

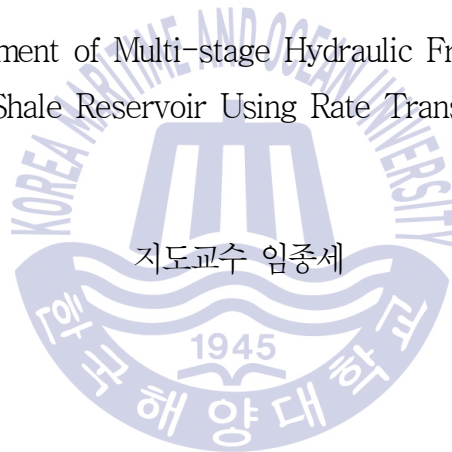
이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

생산천이분석을 이용한 Eagle Ford 셰일
저류층의 다단계 수압파쇄 설계 개선 연구

Study for Improvement of Multi-stage Hydraulic Fracturing Design for
Eagle Ford Shale Reservoir Using Rate Transient Analysis



지도교수 임종세

2018년 8월

한국해양대학교 대학원

해양에너지자원공학과

이 형 석

본 논문을 이형석의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장 장 원 일 (인)

위 원 임 종 세 (인)

위 원 신 성 렬 (인)



2018년 8월

한국해양대학교 대학원

목 차

List of Tables	i
List of Figures	ii
Abstract	iv
1. 서 론	1
2. 세일 저류층의 생산천이분석	3
2.1 세일 저류층의 유체유동 특성	3
2.1.1 다단계 수압파쇄 적용에 의한 균열대 분포	3
2.1.2 유체유동 특성	5
2.2 생산천이분석법	6
2.2.1 제곱근시간(square-root time) 분석	6
2.2.2 유동물질평형법(flowing material balance, FMB)	8
2.2.3 다단계 수압파쇄 수평정 해석모델 선정	10
2.2.4 몬테카를로 시뮬레이션을 결합한 생산천이분석	14
3. 균열대 분포 예측 및 궁극가채량 예측	16
3.1 개 요	16
3.2 연구대상 지역	16
3.3 분석대상 생산정의 다단계 수압파쇄 적용 현황	20
3.4 균열특성 규명 및 궁극가채량 예측	24
4. 다단계 수압파쇄 설계 개선방안	35
4.1 확률론적 생산천이분석 결과	35
4.2 민감도 분석 결과	36

5. 결 론	41
Nomenclature	43
감사의 글	46
참고문헌	47



List of Tables

Table 1	Probabilistic model parameters for Eagle Ford shale	15
Table 2	Mineral Abundances for shale samples	19
Table 3	Multi-stage hydraulic fracturing treatment design	21
Table 4	The Square-root time results for Eagle Ford wells	25
Table 5	The Flowing material balance results for Eagle Ford wells	27
Table 6	Comparison of different model applications and the results	28
Table 7	The Statistics of reservoir properties in Eagle Ford shale	30
Table 8	The Probabilistic rate transient analysis results for Eagle Ford wells	36



List of Figures

Fig. 1	Types of fracture growth	3
Fig. 2	Basic concepts related to multi-fractured well	4
Fig. 3	Typical flow regimes in shale play	5
Fig. 4	Flow regimes identification in square root time analysis	6
Fig. 5	Boundary dominated flow comparison	8
Fig. 6	Contacted HCPV estimation in flowing material balance	9
Fig. 7	Possible SRV/fracture patterns	11
Fig. 8	Schematic of Tri-linear flow model	11
Fig. 9	Multiple branch fracture model	12
Fig. 10	Schematic and dimensions for Five-region model	13
Fig. 11	Cross-section view of Eagle ford shale	17
Fig. 12	Eagle Ford play map	17
Fig. 13	Mineral composition in Eagle Ford and Barnett shale	18
Fig. 14	Brinell hardness number from core tests in North America	19
Fig. 15	Fracture geometry growth depends on the fracture treatment design	20
Fig. 16	Schematic of stage spacing and cluster spacing	22
Fig. 17	Completion design for stage and cluster spacing	23
Fig. 18	Square-root time plot for Eagle Ford wells	24
Fig. 19	Flowing material balance for Eagle Ford wells	26
Fig. 20	Analytical model comparison(Tri-linear model vs. Five-region model)	28
Fig. 21	Input distribution for probabilistic rate transient analysis	29
Fig. 22	Probabilistic rate transient analysis using Monte-Carlo simulation	31
Fig. 23	$x_f \sqrt{k}$ correlation with OOIP of SRVs from FMB	32
Fig. 24	Unit EUR correlation with x_f from analytical model	33
Fig. 25	OOIP matches between analytical model and FMB	33

Fig. 26 Unit EUR correlation with OOIP of SRVs from FMB 34

Fig. 27 Diagram of variables for sensitivity analysis 37

Fig. 28 Sensitivity analysis for PAD-A wells(slickwater) 38

Fig. 29 Sensitivity analysis for PAD-F wells(linear gel) 40



Study for Improvement of Multi-stage Hydraulic Fracturing Design for Eagle Ford Shale Reservoir Using Rate Transient Analysis

Lee, Hyeongseok

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



Abstract

Multi-stage hydraulic fracturing has become common and proved technology to develop tight reservoirs such as shale for commercial production. Since production performance for shale reservoir highly depends on applied hydraulic fracture design, it remains a continuous challenge for the industry for improvement. In this study, rate transition analysis has been performed to estimate fracture geometry for various fracture design with different fluid selection in order to gain insight into their effect on production performance in U.S. Eagle Ford shale. The uncertainties on both reservoir properties and fracture distributions have been quantified by the probabilistic rate transient analysis using Monte-Carlo simulation. Through the studies, the guidance on fracturing design has been derived by analyzing the relationship with fracture geometry growth with each design application based on

rock physical characteristics. Fracture fluid systems with higher viscosity were found more favorable fracture fluid in the investigated area since it created more stimulated reservoir volume with higher productivity as well as contacted greater volume to drain hydrocarbon in place than those with slickwater.

KEY WORDS : Shale reservoir 셰일 저류층; Multi-stage hydraulic fracturing 다 단계 수압파쇄; Rate transient analysis 생산천이분석; Hydraulic fracturing design 수압파쇄 설계.



제 1 장 서 론

유기물을 포함하고 있는 세립질 퇴적층인 셰일(shale) 저류층은 퇴적환경의 영향으로 분지 전반에 걸쳐 광범위한 분포 특성을 보이며, 매우 낮은 유체투과도로 인해 최근 수평정 시추 및 다단계 수압파쇄(multi-stage hydraulic fracturing) 등 관련 기술의 발전과 더불어 활발한 개발이 진행되고 있다(장일식 등, 2013). 분지 전반에 걸쳐 다양한 암석물리학적 물성 분포를 보이는 셰일 저류층은 분지 내 열적성숙도에 따라 탄화수소의 부존형태 또한 다양하게 존재하기 때문에 최적의 수압파쇄 설계를 위해서 대상 저류층의 균열 발달, 유체특성 및 이에 따른 생산능력 영향에 대한 이해는 필수적이다.

균열 모델링 방법은 물리검층과 코어분석 등을 이용하여 수압파쇄 설계인자 변경에 따른 균열대의 발달 특성을 모사하는 방법으로 저류층의 암석물리학적 특성을 고려함으로써 향후 개발계획에 대한 중요한 설계기준으로 활용된다. 영률(Young's modulus)과 광물조성 등은 셰일 저류층의 암석물리학적 특성을 구분하는 가장 보편화된 기준 물성으로 활용되고 있으며(Chaudhary et al., 2011), 이러한 물성 정보를 활용하여 최적화된 설계 기준을 마련할 수 있다(Ramurthy et al., 2011). 하지만 Inamdar et al.(2010)은 실시간 미세 탄성과 수압파쇄 관측(real-time microseismic hydraulic fracture monitoring)을 통해 설계에 따른 예상 저류층자극부피(stimulated reservoir volume, SRV)와 유효 균열대 형성에 차이가 존재함을 확인하였다. 또한 불규칙하게 분포되어 있는 균열대의 영향으로 생산거동의 예측에 불확실성이 존재하는 셰일 저류층의 특징으로 정확한 궁극가채량 추정에 어려움이 있어(김지수 등, 2014), 수압파쇄 설계 및 균열대 분포 그리고 이에 따른 생산성과의 유기적인 관계를 설명할 수 있는 분석 방법이 필요하다.

이에 본 연구에서는 다단계 수압파쇄 수평정이 적용된 미국 Eagle Ford 셰일 저류층을 대상으로 생산천이분석법(rate transient analysis)을 이용하여 저류층

물성 및 균열대 분포를 추정하고 미래 생산량을 예측함으로써 Eagle Ford 셰일 저류층의 균열 발달 특성과 궁극가채량의 인과관계를 분석하고자 한다. 분석 결과를 기반으로 Eagle Ford 셰일 저류층의 궁극가채량 증진을 위한 최적 균열대 분포를 추정하고, 이를 고려한 설계개선 및 보완방안을 도출하고자 하였으며, 몬테카를로 시뮬레이션(Monte Carlo simulation)을 적용한 생산천이분석 수행을 통해 셰일 저류층 평가에 내재하는 불확실성을 정량화하였다.



제 2 장 셰일 저류층의 생산천이분석

2.1 셰일 저류층의 유체유동 특성

2.1.1 다단계 수압파쇄 적용에 의한 균열대 분포

수압파쇄법은 저류층 내 인위적 균열대를 형성하여 저류층-생산정 간 유체의 유동성을 개선한다. 셰일 저류층의 1차회수는 탄화수소의 유동을 지배하는 저류층 압력과 수압파쇄에 의한 균열표면적의 발달 규모에 따라 결정되며(강판상 등, 2017), 수압파쇄 작업 및 운영환경에 따라 그 유효성도 달라진다.

수압파쇄가 적용되는 저류층이 연성(ductile)이고 균질하며 등방성을 나타내는 이상적인 조건을 가정하는 경우 단일면 균열(single-plane fracture)에서 비롯된 균열반길이(fracture half length)와 균열전도도(fracture conductivity)가 수압파쇄의 효과를 판단하는 주요요인으로 작용하나, 복잡한 미세 균열 네트워크가 형성되는 매질의 경우 단순 단일면 균열모델과 그 규모로 수압파쇄의 효과를 단정하기 어렵다(Fig. 1).

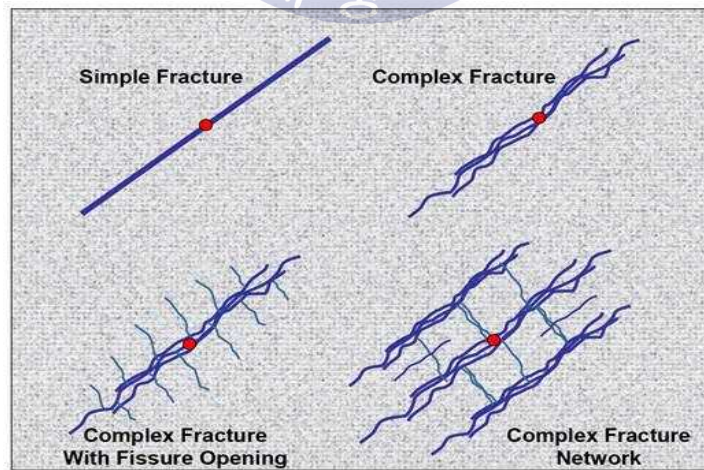


Fig. 1 Types of fracture growth(Warpinski et al., 2008)

이러한 이유로 셰일 저류층의 수압파쇄 효과를 분석하기 위해 3차원의 SRV 개념이 적용되며, 미소탄성파(micro-seismic) 모니터링을 이용해 수압파쇄 설계 인자의 변경에 따라 SRV의 크기와 생산능력이 비례함을 확인한 바 있다 (Mayerhofer et al., 2008).

SRV는 Fig. 2와 같이 수압파쇄에 의해 유체투과도가 개선된 저류층 자극 부피를 의미하며, SRV 내 미세균열의 밀도와 균열표면적(fracture surface)의 발달 정도가 생산능력에 직접적인 영향으로 작용한다(Maxwell et al, 2006). 개념적으로 SRV 내 수압파쇄에 의해 형성된 균열표면적은 식 (1)과 같이 2차원으로 표현할 수 있으며, $L_{f\ total}$ 은 SRV 내 총 파쇄 길이의 합, x_f 는 균열반경이, x_n 은 파쇄대 너비, x_s 는 균열대의 간격을 의미한다.

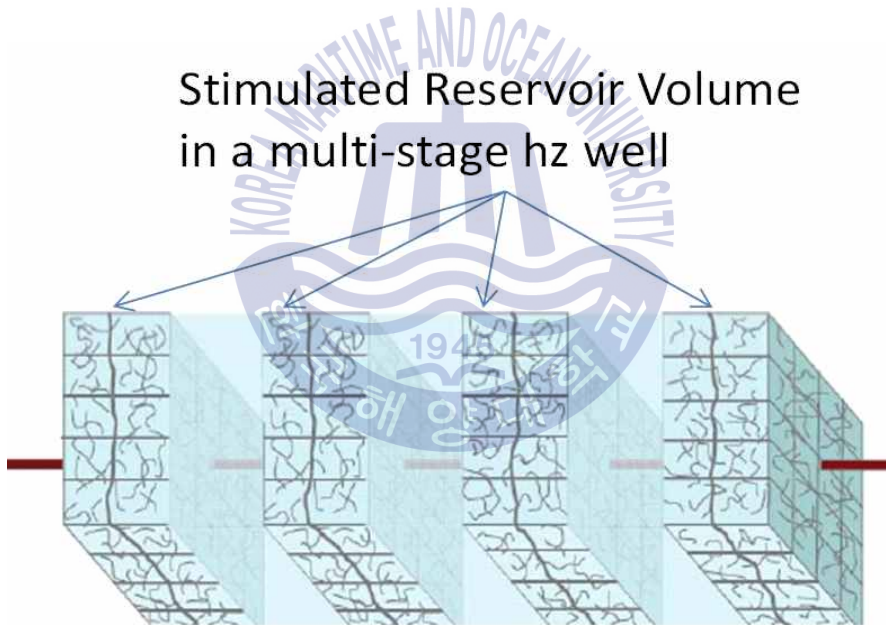


Fig. 2 Basic concepts related to multi-fractured well(Fekete Inc., 2014)

$$L_{f\ total} = \frac{4x_f x_n}{\Delta x_s} + 2x_f + x_n \quad (1)$$

2.1.2 유체유동 특성

일반적인 저류층의 유동양상(flow regime)은 구심유동(radial flow)의 형태를 나타내며, 비교적 빠른 시간에 경계지배유동(boundary dominant flow, BDF)의 관측이 가능하다. 반면, 다단계 수압파쇄가 적용된 셰일 저류층의 경우 낮은 유체투과도로 비교적 긴 시간동안 천이유동(transient flow)이 지속되는 특징이 있다. 셰일 저류층에서 확인되는 유체의 주요 유동양상은 아래와 같이 분류 할 수 있으며, Fig. 3은 생산시간의 변화에 따른 유동양상이다.

- (1) 천이유동(transient flow) : SRV 내 유체의 팽창에 의해 발생하는 유동으로 탄화수소 공급부피가 SRV보다 작게 관측되는 경우
- (2) 이중선형유동(bilinear flow) : SRV 내 유체의 팽창에 의한 선형유동과 미자극 저류층으로부터의 선형유동이 동시에 발생하는 유동 형태로 탄화수소 공급부피가 SRV보다 높게 관측되는 경우
- (3) 겉보기 경계지배유동(apparent boundary dominant flow) : 수압파쇄 작업에 의해 생성된 SRV와 균열대 간의 간섭효과에 의해 발생하는 유동형태

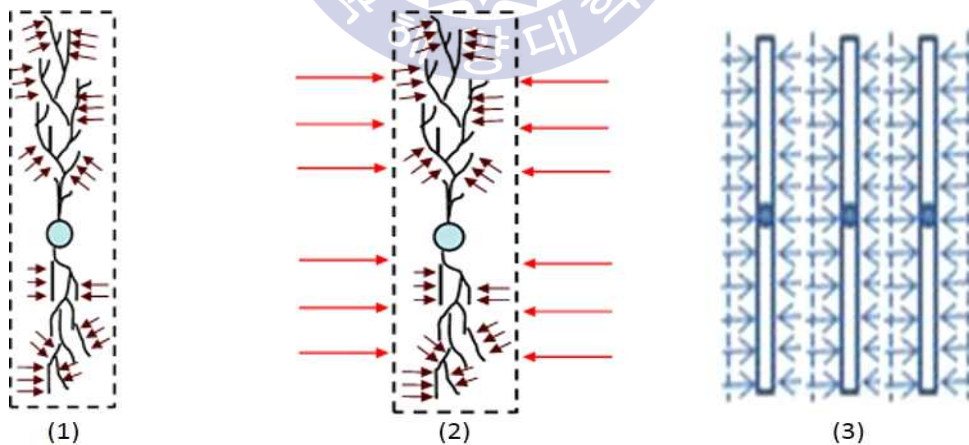


Fig. 3 Typical flow regimes in shale play(Anderson, 2015)

2.2 생산천이분석법(rate transient analysis, RTA)

낮은 유체투과도를 가지는 치밀 저류층의 경우 비교적 긴 시간 동안 천이유동이 지속되어, 경계지배유동을 기초로 한 기존의 생산감퇴곡선 등의 분석방법으로는 주요 생산 특성에 대한 규명이 제한적이다. 생산천이분석은 이러한 치밀 저류층의 생산 자료를 이용해 유체의 유동특성과 그 범위를 규명하고, 이를 바탕으로 저류층과 균열대의 특성 및 미래 생산추이를 예측하기 위해 사용되는 분석방법이다.

2.2.1 제곱근시간(square-root time) 분석법

제곱근시간분석은 Fig. 4와 같이 정규화된 압력과 제곱근시간과의 관계를 도시하여 직선구간으로 나타나는 천이유동구간 파악을 통해 생산성을 분석하고, 곡선구간의 경향성을 예측함으로써 생산정의 현재 유동양상을 파악할 수 있다 (Anderson et al., 2010).

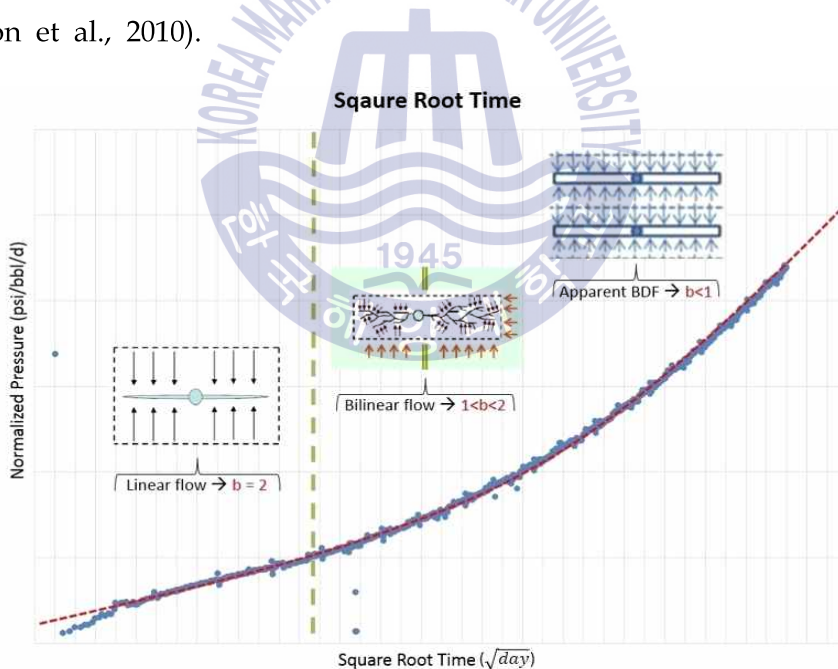


Fig. 4 Flow regimes identification in square root time analysis

제공근시간분석에서 x 축은 제공근시간, y 축은 정규화한 압력(p_n)을 나타내며 정규화한 압력을 계산하는 방법은 식 (2)와 같다.

$$p_n = \frac{p_{pi} - p_{wf}}{q_t} \quad (2)$$

선형유동인자(linear flow parameter, $A_c\sqrt{k}$, md^{1/2}·ft²)는 셰일 저류층의 수압과쇄 효율성과 생산성을 평가하는 주요 지표로서 SRV 내 유동 단면적의 규모를 의미하며, 천이유동구간의 기울기(slope, m)와 식 (3)에서 (6)을 통해 그 값을 계산할 수 있다(Wattenbarger et al., 1998).

$$\frac{1}{q_t} = m\sqrt{t} + b' \quad (3)$$

$$m = \frac{31.3B_o}{hx_f\sqrt{k}} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \frac{1}{p_{pi} - p_{wf}} \quad (4)$$

$$x_f\sqrt{k} = \frac{31.3B_o}{mh} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \quad (5)$$

$$A_c\sqrt{k} = 4hx_f\sqrt{k} \quad (6)$$

또한 y 절편(b')과 식 (7)을 이용하여 생산정의 겉보기 스킨(s')을 추정함으로써 추가적인 생산성 영향을 판단할 수 있다.

$$s' = \frac{b'(p_{pi} - p_{wf})k^2x_f}{141.2B_o\mu} \quad (7)$$

유동양상에 대한 분석은 곡선구간의 경향성과 생산감퇴곡선법(decline curve analysis)의 감퇴지수 b 와 비교함으로써 분석 가능하다. 감퇴지수의 범위에 따라 선형유동(linear flow, $b=2$), 이중선형유동(bilinear flow, $1 < b < 2$) 및 겉보기 경계지배유동(apparent boundary dominant flow, $b < 1$)으로 구분할 수 있다 (Kupchenko et al., 2008; Seshadri and Matter, 2010).

2.2.2 유동물질평형법(flowing material balance, FMB)

일반적인 저류층에서 경계지배유동은 주로 단층이나 pinch-out 등 자연적인 경계 또는 인근 생산정과의 배유면적의 중첩에 의한 간섭효과에 의해 발생한다. 반면, 셰일 저류층에서는 자연적 경계에 의해 발생하는 경계지배유동의 관측이 어려우며, 수압파쇄 작업에 의해 생성된 균열대 간의 간섭효과에 의해 경계지배유동이 확인된다(Anderson et al., 2010). Fig. 5는 일반적인 저류층과 셰일 저류층의 물리적인 경계지배유동의 차이를 나타내는 모식도이다.

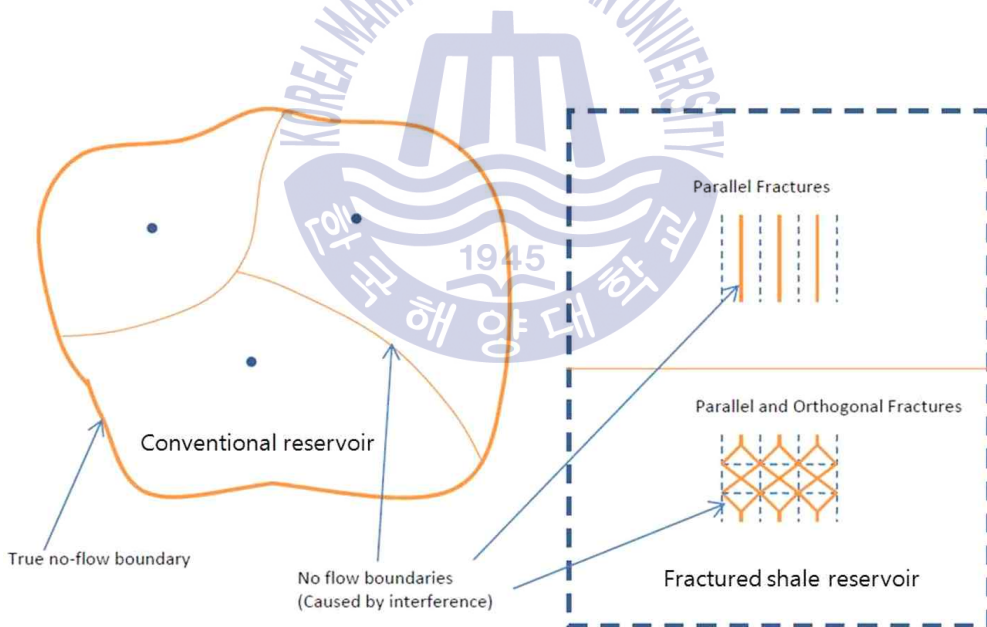


Fig. 5 Boundary dominated flow comparison(Anderson et al., 2010)

유체의 유동범위에 대한 해석은 유동물질평형법(flowing material balance, FMB)을 이용하여 특성화할 수 있다. 유동물질평형법은 생산유량이 일정할 경우 저류층의 평균압력 강하는 유동공저압력(flowing bottom hole pressure) 강하를 반영한다는 가정으로 기존 물질평형법의 적용범위를 확대하여 활용되었으며, 세일 저류층과 같이 저류층 평균압력의 계측이 제한적인 경우 탄화수소 원시부존량을 예측하기 적절한 기법이다. 의사경계지배유동(pseudo boundary dominant flow, PPDF)에 의해 발생하는 직선구간을 활용하여 유체유동의 범위가 결정되며(Fig. 6), 식 (8)을 이용하여 저류층 자극면적(stimulated area, A_{SRV})을 계산할 수 있다.

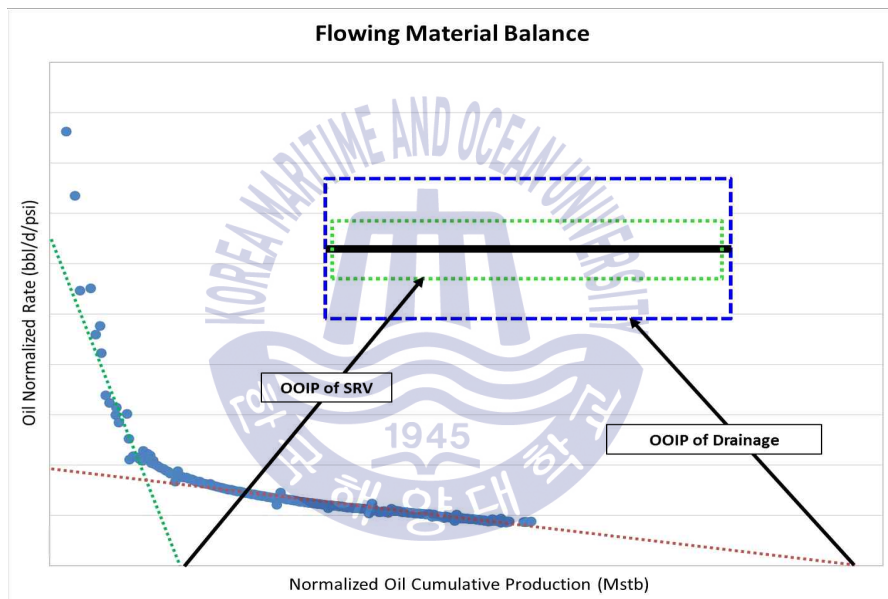


Fig. 6 Contacted HCPV estimation in flowing material balance(Anderson, 2015)

$$A_{SRV} = \frac{OOIP_{SRV} B_{oi}}{\phi h S_o} \tag{8}$$

유동물질평형법은 일정유량(constant rate)을 가정하기 때문에 식 (9)를 이용하여 정규화한 유량(normalized rate, q_m)으로 보정이 필요하며, 누적생산량(normalized cumulative production, Q_m)은 식 (10)을 이용해 계산할 수 있다.

$$q_m = \frac{q}{p_{pi} - p_{wf}} \quad (9)$$

$$Q_m = \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{S_o N_p}{c_{t_i} (p_{pi} - p_{wf})} \quad (10)$$

압력이 일정하게 감소하는 경계지배유동 구간에서 일정한 생산성을 가지는 저류층은 정규화한 유량의 선형적인 분포를 나타내며, 선형구간의 x절편 값을 이용하여 경계조건의 탄화수소 공극부피(hydrocarbon pore volume, HCPV) 즉, 원시부존량을 결정할 수 있다. 반면 세일 저류층의 경우 수압파쇄의 적용으로 SRV와 미자극 저류층의 유체투과도 대비로 인해 서로 다른 생산성을 가지게 되어 Fig. 6과 같이 두 개 이상의 경향성을 확인할 수 있으며, 첫 번째 선형구간을 SRV 내 압력감소를 반영한 SRV 내 원시부존량(OOIP_{SRV}), 두 번째 선형구간은 미자극 저류층 배유부피(drainage volume)의 의사경계지배유동의 영향을 반영한 원시부존량(OOIP_{Drainage})으로 추정할 수 있다(Samandarli et al, 2014).

2.2.3 다단계 수압파쇄 수평정 해석모델 선정

다단계 수압파쇄 수평정 해석모델은 저류층과 균열대 정보를 바탕으로 생산이력과 일치시킴으로써 보다 정확한 미래 생산량과 궁극가채량을 예측하는 방법이다. 반면 수압파쇄에 의해 형성된 균열대는 공간적으로 불규칙하게 분포되어 있으며, 저류층의 암석물리학적 특성 또는 적용된 수압파쇄의 설계에 따라 그 기하학적 구조가 달라지기 때문에 해석모델의 적용조건에 대한 신중한 검토가 필요하다. Fig. 7은 발생 가능한 균열대 및 SRV의 분포를 도시하고 있으며, SRV 분포와 유체투과도 증진구간(enhanced permeability region, X_i)의 구분에 따라 해석을 달리한다. Two-wing 모델은 수압파쇄에 의한 증진된 유체투과도를 가지지 않고 단일의 저류층 유체투과도만 고려되며, Connected SRV와

Isolated Fracture Cluster 모델은 증진된 유체투과도와 저류층 유체투과도를 반영하며 유체투과도 증진구간 즉, SRV 발달의 연속성에 따라 분류된다.

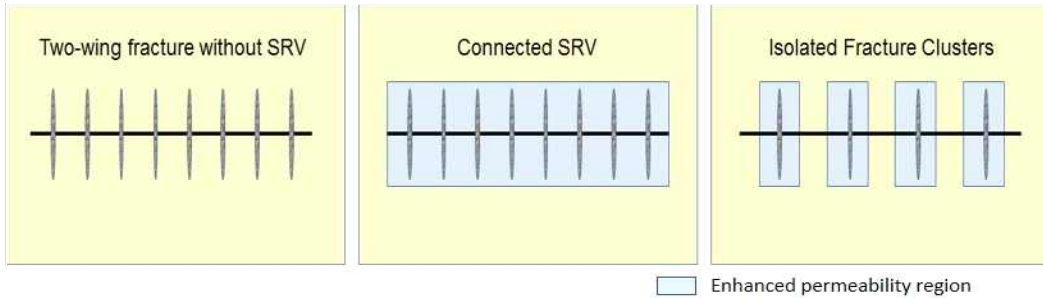


Fig. 7 Possible SRV/fracture patterns(Samandarli et al, 2014)

수압파쇄가 적용된 저류층은 공간적으로 지지체(proppant) 주입의 직접적인 대상이 되는 1차균열대, 이에 파생되어 형성되는 2차균열대, 자극받지 않은 미 자극 저류층으로 구분 할 수 있다(Sureshjani and Clarkson, 2015). Brown et al.(2009)은 비압축성 단상(single phase) 유체에 대해 Fig. 8과 같이 1차균열대, 연속적인 SRV 분포를 가정하여 증진된 유체투과도를 가지는 내부 저류층(inner reservoir), 미 자극 구간으로 기존 저류층 유체투과도를 가진 외부 저류층(outer reservoir)으로 구분하고 각 구간에서 발생하는 유동을 커플링하는 삼중선형유동(tri-linear flow) 모델을 제안하였다.

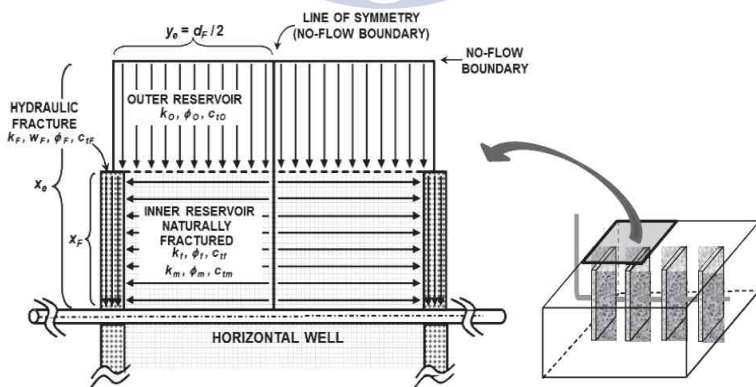


Fig. 8 Schematic of Tri-linear flow model(Brown et al., 2009)

내부 저류층 구간에서 1차균열대는 등 간격의 유효한 균열대를 형성하고 미세 균열대와 미균열 저류층이 균질하게 협재되어 형성된 것으로 가정하여, 천이 이중공극(transient dual-porosity) 유동 모델을 적용하였다.

Stalgorova and Mattar(2012)는 앞선 삼중선형유동 모델을 기본으로, 미균열 지역 및 1차원 선형유동의 방향을 세분화한 Five-region 모델을 제시하였으며, Branch 형태로 분포되어 있는 각 균열대로의 선형유동을 Fig. 9와 같이 세분화하였다.

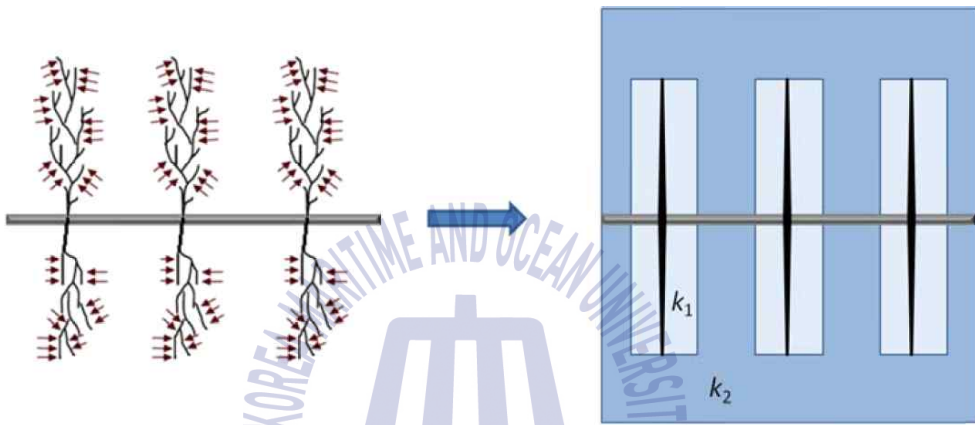


Fig. 9 Multiple branch fracture model(Stalgorova and Mattar, 2012)

Fig. 10(a)는 Five-region 모델의 유동영역에 대한 구분을 도시하였다. 각 유동 영역은 1차균열대와 Region 1~4로 구분되며, 각 유동영역에서 유체투과도, 공극률 및 압축계수 등의 저류층 물성과 유동방향을 달리함으로써 SRV와 미자극 저류층을 세분화하였다. 다단계 수압파쇄가 적용된 셰일 저류층의 균열대 분포를 고려할 경우, Region 2~4의 물성 미자극 저류층 고유의 물성이므로 서로 동일한 것으로 가정할 수 있다.

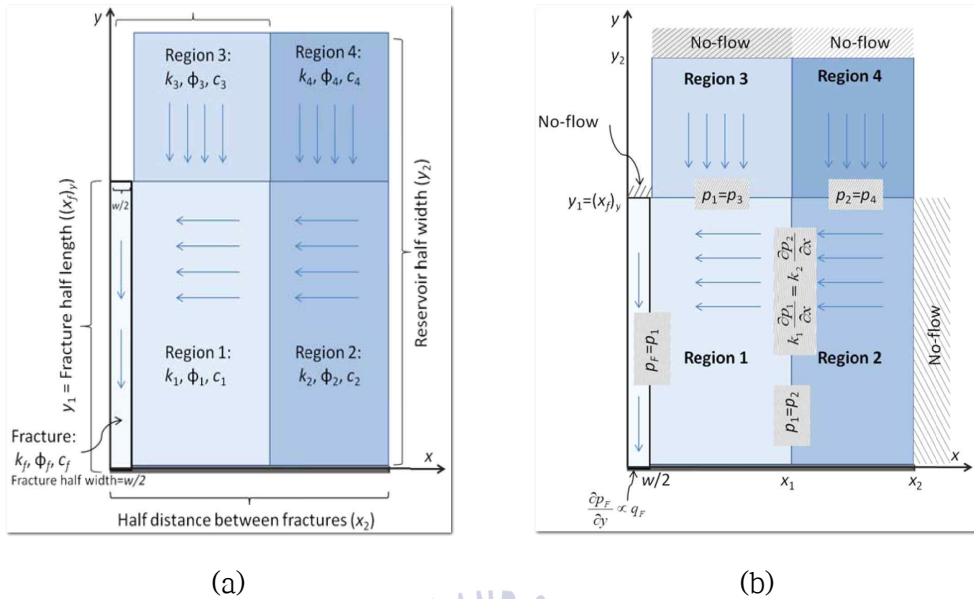


Fig. 10 Schematic and dimensions for Five-region model(Stalgorova and Mattar, 2012)

일정방향을 가지는 1차원 유동에 대한 유동영역의 구분과 경계조건은 Fig. 10 (b)와 같으며, 각 유동영역에서의 압력분포는 식 (11)과 같이 확산방정식 (diffusivity equation)을 지배방정식으로 사용한다.

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (11)$$

각 유동영역에 대한 확산방정식은 해석의 간소화를 위해 각 유동영역의 식을 무차원 매개변수 치환하고, 식 (12)와 같이 Laplace 변환 및 x 또는 y방향의 1차원 선형유동의 해석해를 구한다.

$$\frac{\partial^2 \bar{p}_{nD}}{\partial d_D^2} - \frac{s}{\eta_{mD}} \bar{p}_{nD} = 0 \quad (12)$$

경계조건은 Fig.10 (b)와 같이 유체유입과 압력의 연속성을 고려하였다. 여기서 \bar{p}_{nD} 는 Laplace domain으로 변환한 각 유동영역에서의 압력이며, n 은 유동 영역의 구분, d 는 1차원 유동방향에 대한 거리를 나타내며, η_D 는 무차원 확산 계수를 의미한다. 각 유동영역에서의 확산방정식과 경계조건들을 이용하여 식 (13)과 같이 해석해를 유도할 수 있으며, 생산정 내(wellbore)에서의 압력에 대한 해석해는 식 (14)와 같이 나타낼 수 있다. 여기서 c_6 는 무차원 wellbore storage 계수를 의미한다.

$$\bar{p}_{wD}(y_D) = \frac{\pi \cosh\{(y_D - 1)\sqrt{c_6(s)}\}}{F_{CD} s \sqrt{c_6(s)} \sinh(\sqrt{c_6(s)})} \quad (13)$$

$$\bar{p}_{wD} = \bar{p}_{FD}(0) = \frac{\pi}{F_{CD} s \sqrt{c_6(s)} \tanh(\sqrt{c_6(s)})} \quad (14)$$

2.2.4 몬테카를로 시뮬레이션을 결합한 생산천이분석

경계지배유동이 관측되는 일반적인 저류층의 생산천이분석은 단일 저류층 매개변수에 의한 결정론적 방식으로 신뢰할 수 있는 분석결과를 기대할 수 있다. 하지만 저류층과 균열대의 물리적 특성, 유체유동 해석에 불확실성이 존재하는 세일 저류층은 이러한 결정론적 생산천이분석의 적용이 제한적이다. 이에 Anderson and Liang(2011)은 생산천이분석 해석모델에 확률론적 기법인 몬테카를로 시뮬레이션을 적용한 확률론적 생산천이분석 방법을 제시하였으며, 이를 통해 입력변수에 대한 불확실성을 정량화하였다.

몬테카를로 시뮬레이션은 단일 값을 갖는 전통적인 결정론적 분석방법의 한계를 극복할 수 있는 대표적인 확률 통계적 분석방법으로 입력변수에 불확실성이 내재하는 비전통 석유자원의 평가에 있어 널리 사용되고 있으며, 입력변수의 확률분포(probability distribution)로부터 표본 집단을 추출하여 모의시험 결과의 예상 분포범위와 확률을 계산하는 방법이다. 몬테카를로 시뮬레이션 수행

을 위해 확률분포형태가 추정되어야 하며, 추정된 확률분포형태는 몬테카를로 시뮬레이션 모델과 해석모델을 이어주는 연결고리 역할을 한다. 시추 및 유정 완결 자료와 같이 신뢰 수준이 높은 정보는 단일 값을 사용할 수 있으며, 저류층 물성 정보는 계측된 물리검층 자료들의 최대값(maximum)과 최소값(minimum) 등의 정보를 활용할 수 있다(Table 1).

Table 1 Probabilistic model parameters for Eagle Ford shale

Parameter	Description(unit)	Source
P_i	initial Pressure(psi)	Measured(welltest, DFITs)
L_e	horizontal well length(ft)	Measured(drilling reports)
k_{SRV}	permeability in the SRV(md)	model history match parameter
k_m	permeability outside the SRV(md)	model history match parameter
n_f	number of fractures	Measured(completion)
x_f	fracture half length(ft)	special plots, analytical model history match
h_f	fracture height(ft)	Measured(logs)
Y	distance to adjacent(ft)	Measured(well spacing)
ϕ	porosity(%)	Measured(logs)
S_w	water saturation(%)	Measured(logs)

제 3 장 균열대 분포 특성 및 궁극가채량 예측

3.1 개 요

이 연구에서는 현재 개발·생산중인 세일층을 대상으로 생산성 증진을 위한 최적 균열대를 도출하고자 생산천이분석을 이용하여 균열대 발달 및 분포 특성과 이에 따른 생산성 영향을 분석하고자 한다. 제곱근시간분석을 통해 유체유동 특성과 균열대 특성을 분석하고, 유동물질평형법을 통해 탄화수소부존량을 예측하였다. 이와 함께 산출된 저류층 및 균열대의 물성을 기초로 다단계 수압파쇄 수평정 해석모델을 선정하고 생산이력과 일치 및 확률론적 생산천이분석을 통해 저류층 물성, 균열대 분포 및 궁극가채량을 파악하고자 한다.

3.2 연구대상 지역

미국 텍사스주에 위치한 Eagle Ford 세일 저류층은 미국에서 가장 최근에 개발된 세일 저류층 중 하나이다. 2008년 유·가스 가격의 상승세와 더불어 La Salle County에서 첫 시추를 한 이후 본격적인 개발이 진행되었으며 생산량은 2015년 말 기준으로 일산 1.5백만 배럴, 매장량 43억 배럴 규모로 집계되고 있다(U.S. EIA, 2016). Eagle Ford 세일은 후기 백악기(Late Cretaceous : Cenomanian - Turonian)에 Texas 남부를 따라 SW-NE 방향으로 발달했던 대륙붕 주변부(shelf margin)에서 퇴적된 Organic/Carbonate rich marine deposits 으로 퇴적층 상부에 Austin Chalk, 하부에 Buda Limestone과 경계하고 있으며 (Fig. 11), 지역에 따라 저류층 및 유체의 물성이 다양하게 분포하고 있다. 연구대상 지역은 약 60%의 원유생산비율을 지닌 retrograde gas condensate 저류층으로 초기 가스원유비는 2,000~8,000 scf/stb이다(Fig. 12).

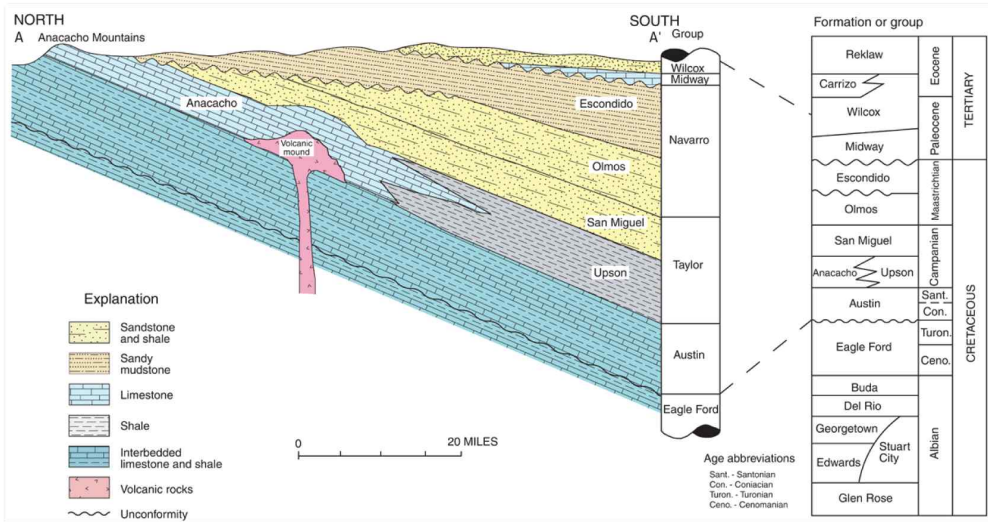


Fig. 11 Cross-section view of Eagle ford shale (Condon and Dyman, 2006)

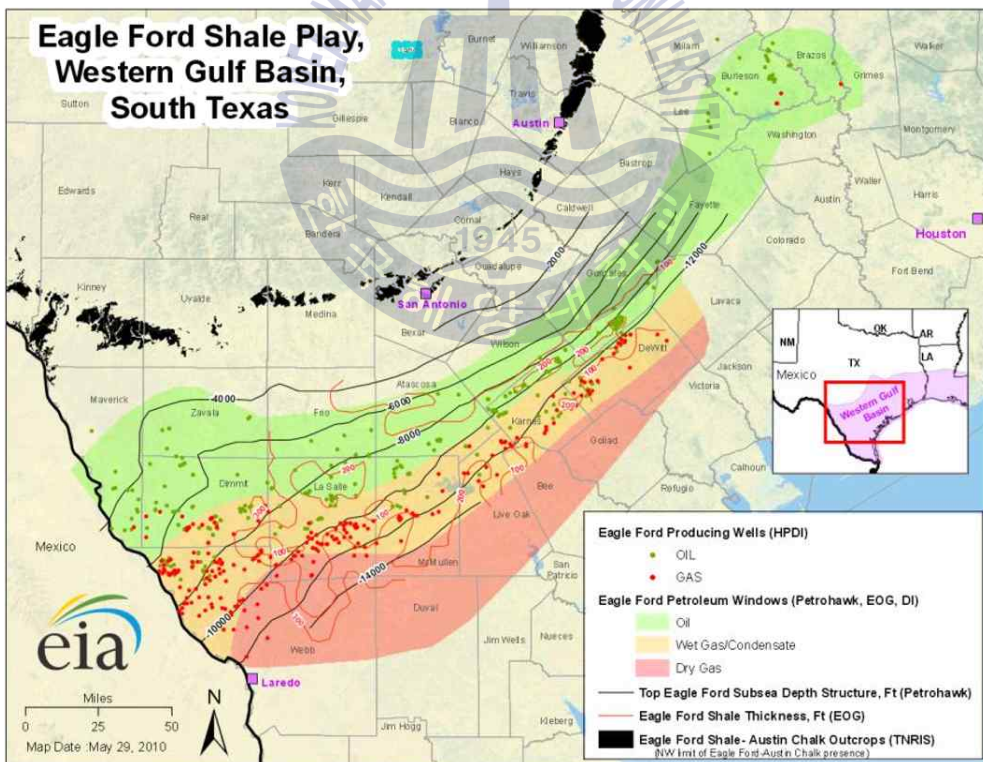


Fig. 12 Eagle Ford play map (U.S. EIA, 2014)

Eagle Ford와 Barnett 셰일을 대상으로 분석된 각 셰일의 광물조성의 차이를 보면(Fig. 13), Eagle Ford 셰일은 상대적으로 낮은 quartz 함량으로 인해 Barnett 셰일보다 연성이 큰 경향을 확인할 수 있다. 반면 quartz의 함량비율이 높은 Barnett 셰일은 약 6.106 psi 수준의 높은 영률을 나타내며 약 2.106 psi의 Eagle Ford 셰일과 비교해 취성(brittle)의 성질을 지닌다.

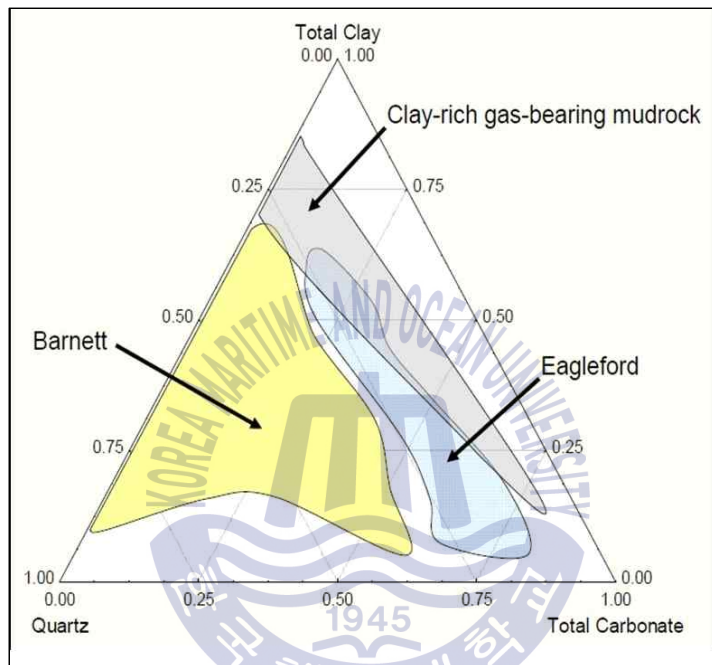


Fig. 13 Mineral composition in Eagle Ford and Barnett shale(Passey et al., 2010)

Table 2는 Barnett 및 Eagle Ford 셰일 저류층의 노두(outcrop)에서 채취된 코어샘플의 구성광물을 나타내었다. Barnett 셰일은 주로 illite와 같은 해성 점토(marine clay) 및 쇠설성 quartz로 이루어져 있으며, 대부분의 Barnett 셰일은 quartz 성분이 풍부한 규산질 이암(siliceous mudstones)으로 분류될 수 있다. 반면, Eagle Ford 셰일은 상대적으로 낮은 quartz 함량과 상대적으로 풍부한 calcite 및 clay 광물로 이루어져 상대적으로 연성의 특성을 지니고, 지역에 따라 clay와 calcite 함량이 다양하게 존재한다(Morsy and Sheng, 2014).

Table 2 Mineral Abundances for shale samples

	Quartz	Clays	Calcite	Feldspars	Pyrite
Barnett (wt%)	35~50	10~50	0~30	7	5
Eagle Ford (wt%)	9	26	53	2	4

Fig. 14는 코어분석을 통해 미국에서 개발 중인 셰일층의 Brinell 경도지수 (Brinell Hardness Number, BHN)를 나타내었다. Eagle Ford 셰일은 분석결과 22의 BHN을 나타내 상대적으로 연성의 암석물리학적 특성을 지니게 되어 비교적 단순한 형태의 균열대를 형성하게 된다. 반면 취성으로 분류되는 Barnett 셰일(BHN No. 80)은 수압파쇄 적용 시 상대적으로 쉽게 복잡한 균열 네트워크를 형성하며 높은 영률의 영향으로 지지체에 대한 의존 정도가 상대적으로 낮을 수 있다(Stegent et al, 2010).

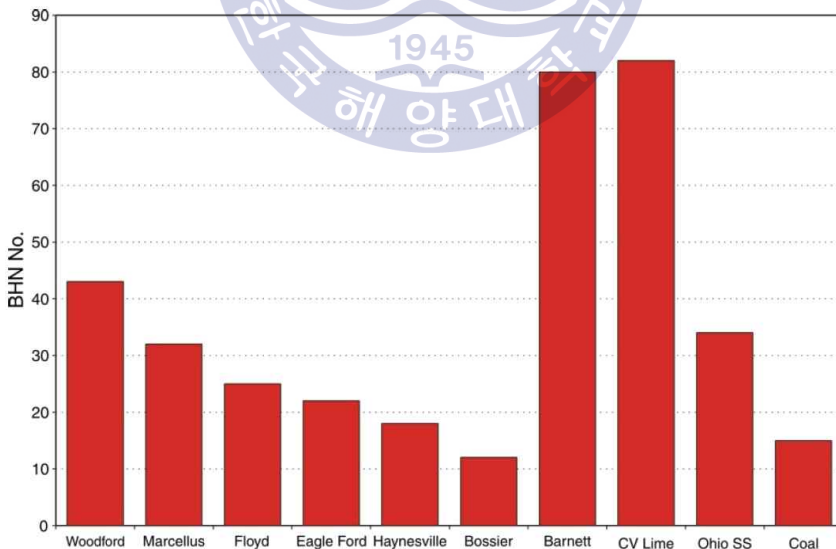


Fig. 14 Brinell hardness number from core tests in North America(Chaudhary et al., 2011)

3.3 분석대상 생산정의 다단계 수압파쇄 적용 현황

Eagle Ford 셰일층의 암석물리학적 특성을 바탕으로 수압파쇄 설계 시, 주된 고려사항은 공당 생산성 및 궁극가채량 증진을 위해 최적화된 균열대를 정의하고, 정의된 균열대를 형성하기 위한 설계인자들을 도출하는 것이다. Fig. 15는 각 주입유체 선택에 따른 균열발달 특성을 미소탄성과 결과로 보여주고 있다.

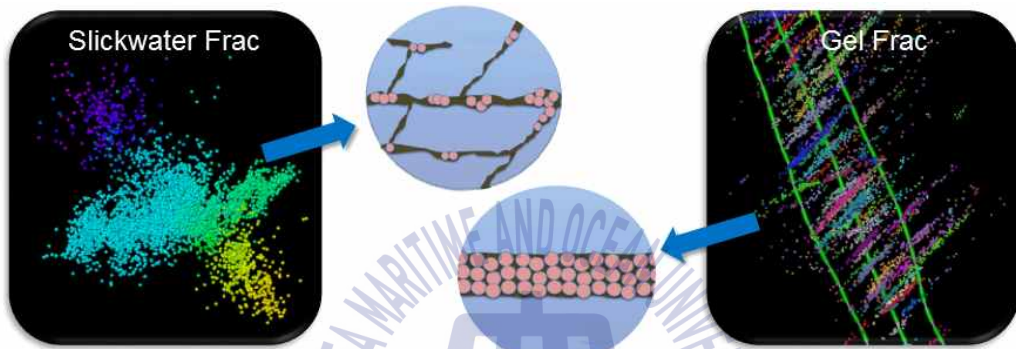


Fig. 15 Fracture geometry depends on the fracture treatment design

일반적으로 복잡한 균열망 형성을 통해 SRV 내 균열밀도 증가가 요구되는 경우, slickwater와 같은 낮은 점성의 유체와 작은 입자의 지지체를 높은 유량으로 주입함으로써 다량의 전단균열(shear fracture)을 유도한다. 한편, 인장균열(tensile fracture)을 유도하여 충분한 균열 전도도를 가진 유효균열대 형성이 요구되는 경우, gel 타입의 높은 점성의 유체와 굵은 입자의 지지체를 주입한다. Hybrid 설계는 slickwater와 gel 타입 유체를 주입 스케줄에 따라 순차적으로 주입하는 방법으로 초기 slickwater를 통해 미세한 전단 균열을 형성하고, 후반에 gel 타입 유체를 주입함으로써 형성된 균열대의 전도도를 향상시키기 위한 목적으로 사용된다.

Eagle Ford 셰일 저류층에 적용된 다단계 수압파쇄 초기 설계는 성공적인 개발모델인 Barnnet 셰일 저류층에 적용된 slickwater 주입설계를 기초로 하였으나, 현재 지역적으로 다른 암석물리학적 특성과 유체물성 등을 고려하여 생산성을 증대시키기 위한 다양한 시도가 이루어지고 있다.

분석 대상인 18개 생산정에 적용된 평균 주입유량, 수압파쇄구간(stage spacing), 주입유체 총량, 주입 지지체 총량, 지지체 종류는 Table 3과 같다. 여기서 수압파쇄구간은 Fig. 16과 같이 한번에 수압파쇄 작업을 수행하는 구간의 길이로 균열대 간격(cluster spacing)과 구별된다.

Table 3 Multi-stage hydraulic fracturing treatment design

PAD	Well	Avg. Rate (bbls/min)	Stage spacing (ft)	Total Fluid (bbls)	Total Proppant (lbs)	Primary Fluid
A	A-1	90	600	187,560	3,822,800	Slickwater
	A-2	91	600	188,289	3,826,400	Slickwater
	A-3	90	600	187,327	3,816,260	Slickwater
B	B-1	89	300	181,334	3,573,120	Slickwater
	B-2	90	300	178,706	3,590,583	Slickwater
	B-3	90	300	167,684	3,398,510	Slickwater
C	C-1	90	300	169,961	3,381,940	Slickwater
	C-2	91	300	168,624	3,348,880	Slickwater
D	D-1	85	300	158,295	4,216,560	Slickwater
	D-2	85	300	167,195	4,415,300	Slickwater
	D-3	88	300	156,091	4,241,560	Slickwater
E	E-1	71	300	109,626	3,621,280	Hybrid
	E-2	69	300	103,064	3,379,920	Hybrid
	E-3	66	300	110,585	3,529,650	Hybrid
	E-4	69	300	106,571	3,462,530	Hybrid
F	F-1	50	300	68,680	2,357,330	Linear gel
	F-2	50	300	73,378	2,317,343	Linear gel
	F-3	50	300	67,935	2,190,050	Linear gel

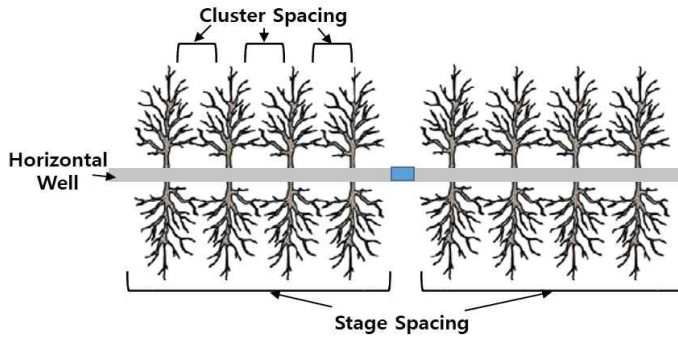


Fig. 16 Schematic of stage spacing and cluster spacing

Fig. 17은 각 PAD의 생산정들에 적용된 수압파쇄구간과 균열대구간의 설계를 나타낸다. PAD-A, B, C, D의 생산정은 수압파쇄 유체로 slickwater를 사용하였다. PAD-A는 작업비용과 시간의 효율성을 고려하여 600 ft의 수압파쇄구간을 적용하였다. PAD-B, C 및 D의 생산정은 300 ft의 동일한 단위 수압파쇄구간을 적용하였고, PAD-C는 비용절감을 목적으로 PAD-B와 비교해 75%수준의 유체가 주입되었으며, PAD-D는 PAD-B 대비 약 10% 증가된 지지체량이 주입되었다. 지지체 입자크기와 비율은 동일하게 적용되었으며, 주입유량은 90 bbls/min 수준으로 동일하다. PAD-E, F는 지지체의 운반 효율 향상을 위해 수압파쇄 유체로 slickwater와 linear gel을 순차적으로 주입하는 Hybrid와 높은 점성의 linear gel이 각각 적용되었다.

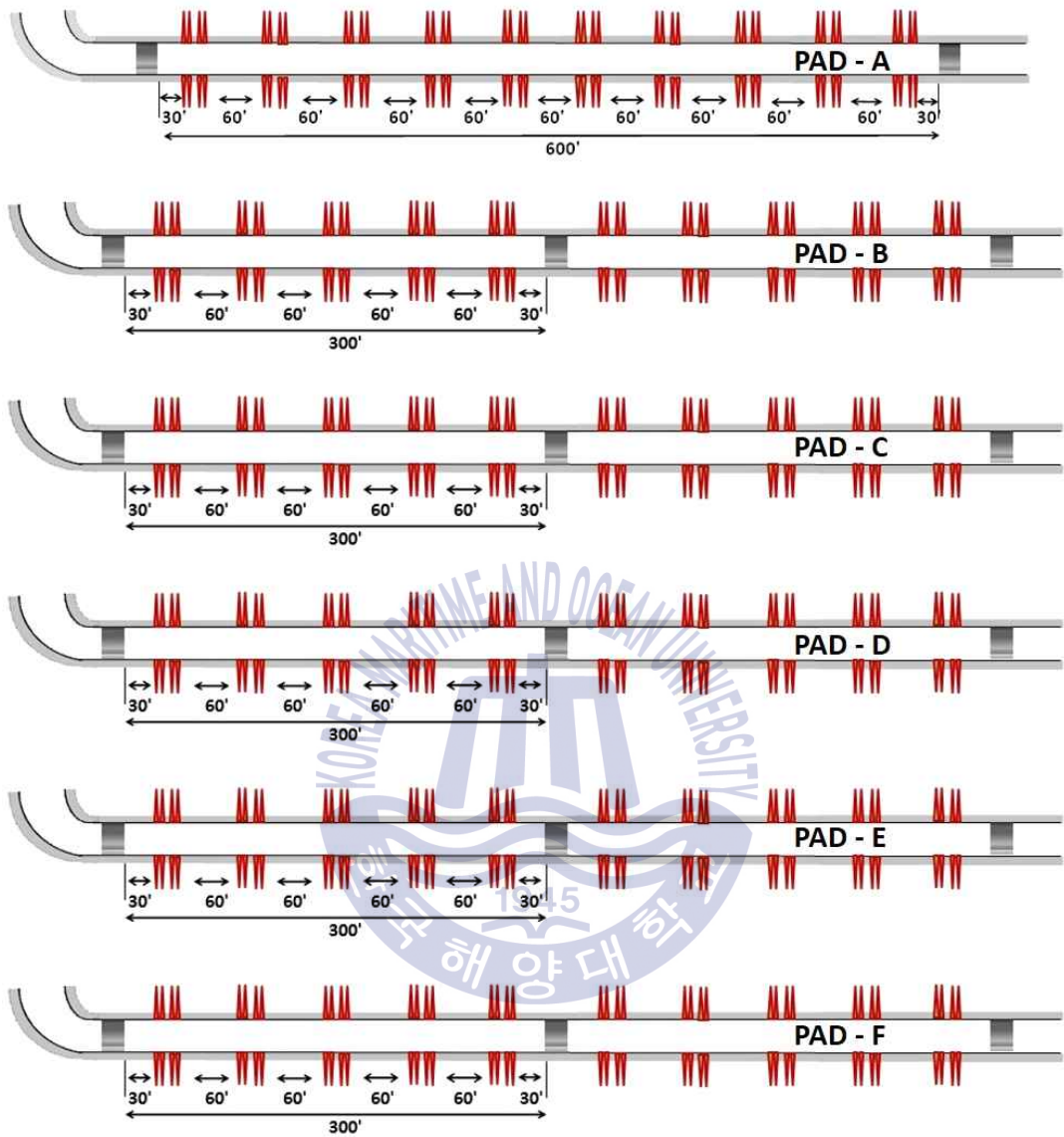


Fig. 17 Completion design for stage and cluster spacing

3.4 균열대 특성 규명 및 궁극가채량 예측

적용된 수압파쇄는 각각의 설계에 따라 서로 다른 균열대 분포 특성을 나타내며, 균열대 분포 특성 등에 따라 궁극가채량이 결정된다. 수압파쇄의 최적 설계는 궁극적으로 공당 경제성 향상을 목적으로 하며, 균열대 분포 특성과 공당 경제성의 간접지표인 궁극가채량의 영향을 비교함으로써 최적 균열대 분포와 유효 균열대 형성을 위한 설계 방안을 도출할 수 있다. 본 연구에서는 대상 세일 저류층의 유동 및 균열특성을 규명하고 미래생산량 예측을 위해 생산천이분석 상용소프트웨어인 Fekete사의 Harmony RTA를 활용하였다.

Fig. 18은 제공근시간분석의 결과로 수압파쇄 효과 및 균열대 발달의 특성을 비교하기 위해 분석대상이 된 모든 생산정을 대상으로 도시하였으며, 같은 수압파쇄 설계가 적용된 PAD별로 일정한 경향성을 보이는 것으로 나타났다. Table 4는 각 PAD별 생산정의 제공근시간분석 결과를 정리하였다. 모든 생산정에서 선형유동 종료시점(time at the end of linear flow, t_{elf})은 27일에서 약 6개월로 적용된 수압파쇄 설계에 따라 다양한 결과를 나타내었으나, 감퇴지수가 1이하로 확인됨에 따라 향후 궁극가채량 예측의 적정성을 확인하였다.

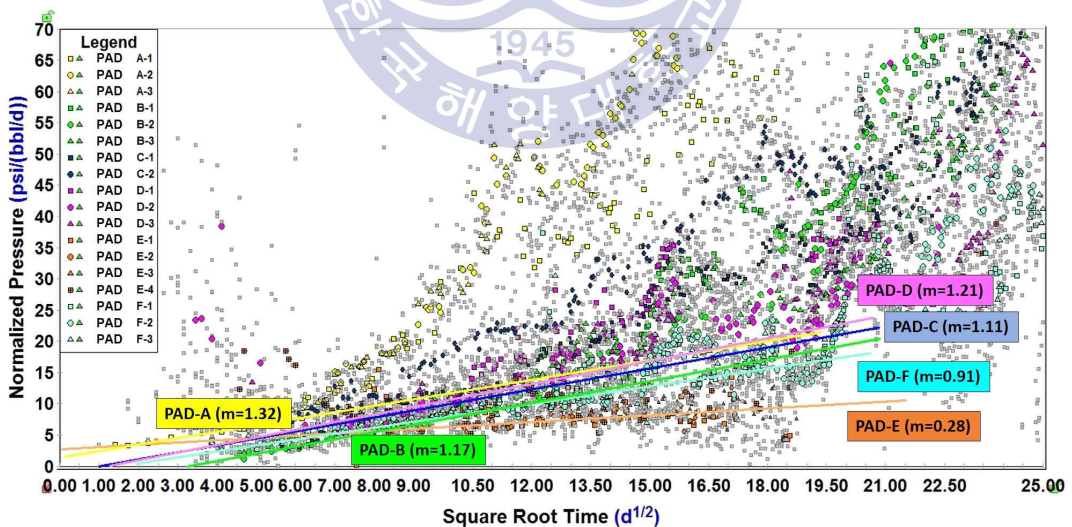


Fig. 18 Square-root time plot for Eagle Ford wells

천이유동구간에서의 기울기를 이용해 선형유동인자를 도출한 결과 600 ft의 수압파쇄구간을 적용한 생산정 A-1, A-2 및 A-3의 경우 각각 $29,316md^{1/2}ft^2$, $24,968md^{1/2}ft^2$, $38,914md^{1/2}ft^2$ 인 반면, 300 ft를 적용한 B-1, B-2 및 B-3 생산정의 경우 각각 $43,658md^{1/2}ft^2$, $48,005md^{1/2}ft^2$ 및 $41,165md^{1/2}ft^2$ 로 나타나 수압파쇄구간 설계에 따른 생산성 변화를 확인하였다. 또한 slickwater를 주입유체로 선택한 PAD-A, B, C 및 D와 비교해 높은 점성유체를 선택한 PAD-E와 F의 생산정들에서 상대적으로 높은 선형유동인자를 가지는 것으로 분석됨에 따라 slickwater를 주입유체로 선택한 생산정들과 비교해 더욱 향상된 생산성을 가지는 것으로 분석되었다.

Table 4 The Square-root time results for Eagle Ford wells

PAD	Well	m (slope)	$A e^{\sqrt{k}}$ ($md^{1/2}ft^2$)	t_{elf} (days)	b
A	A-1	1.32	29,316	38	0.80
	A-2		24,968	47	0.82
	A-3		38,914	32	0.95
B	B-1	1.17	43,658	58	0.96
	B-2		48,005	72	0.80
	B-3		41,165	69	0.92
C	C-1	1.11	54,977	27	0.92
	C-2		31,240	117	0.96
D	D-1	1.21	46,738	108	0.93
	D-2		80,734	116	0.98
	D-3		39,506	163	0.90
E	E-1	0.28	100,849	45	0.97
	E-2		71,399	52	0.92
	E-3		76,667	30	0.89
	E-4		84,912	51	0.95
F	F-1	0.91	89,663	209	0.92
	F-2		58,782	134	0.83
	F-3		66,562	138	0.99

Fig. 19는 수압파쇄로 인한 SRV와 배유부피를 비교한 유동물질평형법 분석결과로, 각 PAD의 생산정 별 결과는 Table 5와 같다. PAD-A는 앞선 제곱근시간 분석에서 가장 짧은 기간에 선형유동 종료시점이 확인되었으며, 유동물질평형법 분석 결과에서도 다른 PAD의 생산정들과 비교해 작은 규모의 SRV와 배유부피를 가지는 것으로 확인되었다. PAD-B, C 및 D의 slickwater를 주입유체로 선택한 생산정들은 OOIP_{SRV}의 규모에서 큰 차이를 나타내지 않았으나, OOIP_{Drainage} 분석결과는 상대적인 차이를 확인하였다. 이는 주입유체와 지지체량을 달리함에 따라 발생하는 미충전(un-propped) 균열대 규모에 의한 결과로 해석될 수 있다.

반면, linear gel을 선택한 PAD-F 생산정들의 OOIP_{SRV}는 F-1, F-2 및 F-3에서 각각 963.0 Mstb, 1,051.7 Mstb, 971.9 Mstb로 나타나 PAD-B의 생산정들과 비교해 약 2배 규모의 SRV를 형성하는 것으로 나타났으며, OOIP_{Drainage} 분석결과에서도 1,581.8 Mstb, 1,803.5 Mstb, 2,087.0 Mstb로 분석되어 더 넓은 범위의 배유부피를 가지는 것으로 확인되었다.

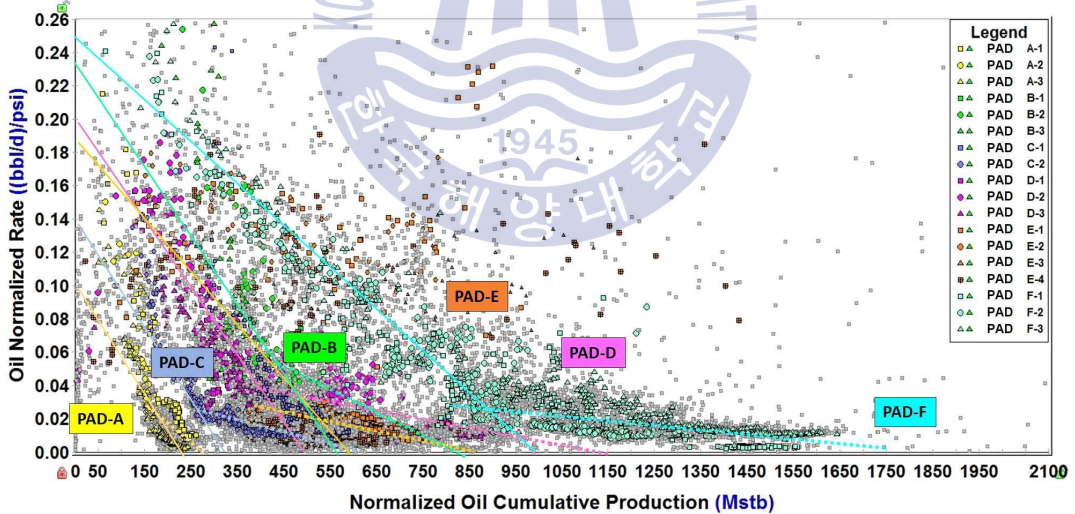


Fig. 19 Flowing material balance for Eagle Ford wells

Table 5 The Flowing material balance results for Eagle Ford wells

PAD	Well	OOIP _{SRV} (Mstb)	OOIP _{Drainage} (Mstb)
A	A-1	199.4	281.0
	A-2	213.2	318.9
	A-3	181.2	261.8
B	B-1	423.9	809.5
	B-2	541.8	883.1
	B-3	534.6	801.1
C	C-1	460.3	634.2
	C-2	316.3	599.1
D	D-1	417.7	1,132.7
	D-2	559.5	935.5
	D-3	549.9	1,557.5
E	E-1	641.6	894.4
	E-2	611.0	885.0
	E-3	491.0	670.4
	E-4	720.8	827.6
F	F-1	963.0	1,581.8
	F-2	1,051.7	1,803.5
	F-3	971.9	2,087.0

Eagle Ford 셰일층의 연성인 암석물리학적 특성으로 넓은 SRV 분포를 가지는 복잡한 균열대의 형성이 제한적이다. 삼중선형유동 모델과 Five-region 모델을 이용한 분석을 비교한 결과 수압파쇄 균열대 형성을 위해 많은 양의 주입유체와 지지체가 공급됨에도 불구하고 삼중 선형 유동모델 적용 시, 비교적 작은

규모의 SRV를 형성함을 알 수 있다(Fig. 20). 이는 수압파쇄에 의해 자극된 전 내부영역을 보완하기 위해 비교적 작은 균열반길이를 나타내는 것으로 해석할 수 있다(Table 6). 이에 본 연구에서는 Eagle Ford 셰일 저류층에서 발달 가능한 현실적인 균열대를 모사하기 위해 Five-region model을 이용한 분석을 진행하였다. 매개변수로 저류층 유체투과도와 유체투과도 증진구간의 너비를 사용하여 생산이력과 일치시키고자 하였다.

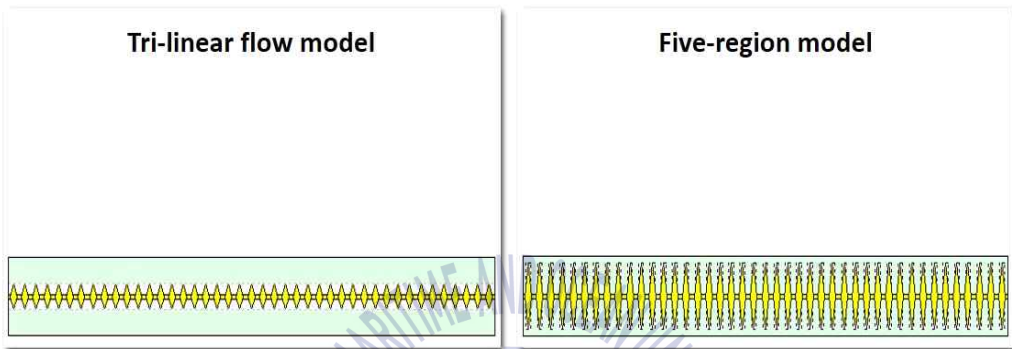


Fig. 20 Analytical model comparison(Tri-linear model vs. Five-region model)

Table 6 Comparison of different model applications and the results

	Tri-Linear Model	Five-Region Model
x_f (ft)	109	283
k_{frac} (md)	3.94E-04	7.81E-05
k_m (md)	1.63E-04	7.36E-06
X_i (ft)	-	26
EUR(Mstb)	463.4	462.8

Fig. 21은 확률론적 생산천이분석에 사용된 확률 분포형을 도시하였다. 시추 및 유정완결 자료와 같이 생산정별 신뢰도 수준이 높은 정보는 단일값을 사용하였고, 생산정별 계측이 제한적인 저류층 물성 정보는 인근에서 측정된 통계 자료를 활용하였다(Table 7).

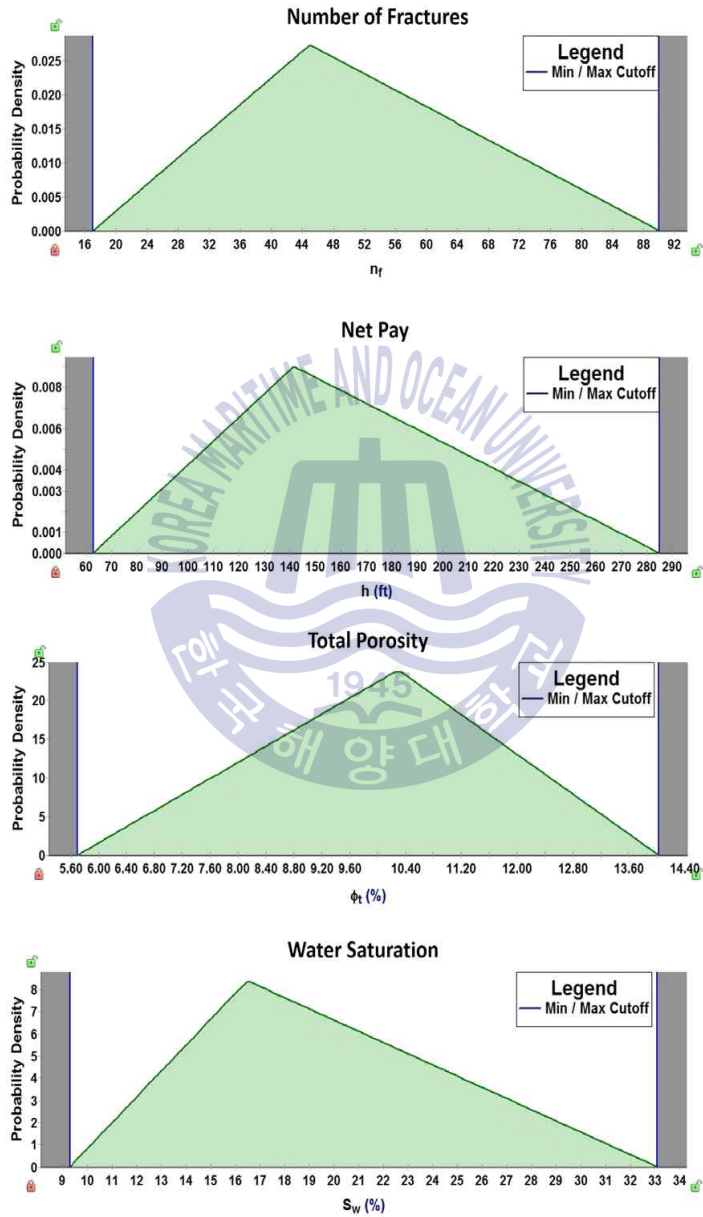


Fig. 21 Input distribution for probabilistic rate transient analysis

Table 7 The Statistics of reservoir properties in Eagle Ford shale

Performance Group	Well Count	Net Pay (ft)	Porosity (%)	S_w (%)
Deep Gas	46	20 ~ 358	4.0 ~ 11.0	5.2 ~ 40.0
Deep Oil	34	112 ~ 200	6.6 ~ 11.0	15.0 ~ 38.0
Dry Gas	5	134 ~ 319	5.3 ~ 9.0	9.4 ~ 46.0
Northeast Oil	22	42 ~ 195	5.0 ~ 10.2	15.0 ~ 47.0
West Gas	18	118 ~ 312	4.5 ~ 10.0	10.2 ~ 31.6
West Oil	55	63 ~ 285	5.7 ~ 14.03	9.3 ~ 33.1
West Shallow Oil	31	76 ~ 201	8.3 ~ 10.0	12.4 ~ 36.3

균열대 정보와 저류층 유체투과도와 같이 불확실성이 존재하는 물성들은 단위 몬테카를로 시뮬레이션 수행 시, 생산이력일치의 변수로 설정하여 주어진 경제조건 내 생산이력과 차이를 최소화하는 값으로 산출하였고, 기존 결정론적 방법으로 산출된 생산이력일치 결과의 평균오차 값을 시뮬레이션의 성공조건으로 제한하였다. 각 생산정을 대상으로 500회의 시뮬레이션을 동일하게 수행하였다(Fig. 22). 분석결과 궁극가채량에 대한 P_{10}/P_{90} 비는 분석대상 생산정은 약 1.18의 결과를 확인하였으며, 모든 분석대상에서 성공조건을 만족한 시뮬레이션 수행 횟수가 약 100회를 초과할 경우 P_{10}/P_{90} 비가 일정범위에 수렴함을 확인하였다.

PAD 별 서로 다른 수압과쇄 설계가 적용된 18개 생산정을 대상으로 한 분석들을 통해 균열대 분포와 궁극가채량을 예측하였다. 서로 다른 방법에 의해 도출된 균열대 특성 등의 분석결과에 대한 상관관계를 파악하고, 각 분석에 대한 일관성을 검토하고 궁극가채량과의 상관관계를 확인하여 전체적인 분석결과와의 타당성을 검증하였다. 제공근시간분석과 유동물질평형법 분석결과를 이용하여 생산정의 생산성 평가에서 주요 지시자로 활용되고 있는 $x_f\sqrt{k}$ 와 SRV 규모의 상관관계를 분석하였으며(Fig. 23), 궁극가채량과의 상관관계를 분석함으로써 분석결과와의 일관성을 확인함과 동시에 신뢰도를 확보하고자 하였다(Fig. 24). 유동물질평형법과 해석모델과의 생산이력일치를 통해 도출한 SRV의 OOIP에서 높은 상관관계($R^2=0.8171$)가 있는 것을 확인하였으며(Fig. 25), 궁극가채량과의 상관관계($R^2=0.6399$)도 비교적 잘 나타나는 것을 확인하였다(Fig. 26). 이를 통해 궁극가채량 증진에 효율적인 균열대 분포를 추정할 수 있으며, Eagle Ford 셰일 저류층의 경우 유효 균열반경이와 SRV 내 균열밀도를 향상시킴으로써 궁극가채량 증진에 기여할 수 있음을 확인하였다.

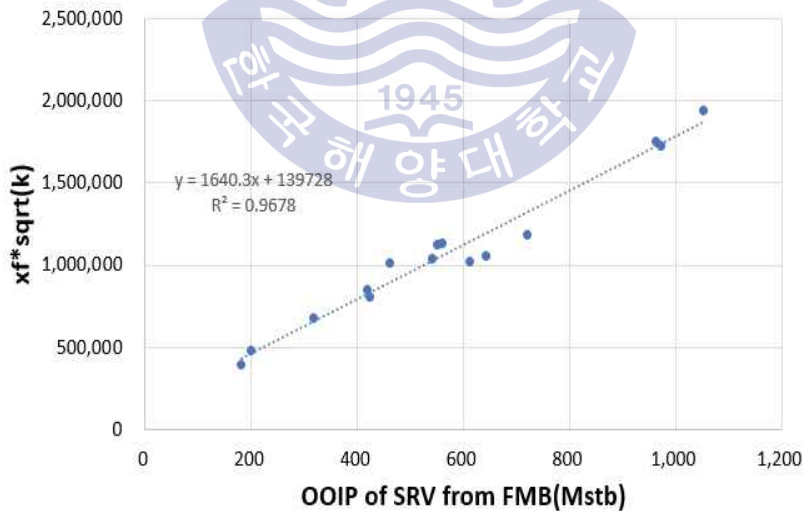


Fig. 23 $x_f\sqrt{k}$ correlation with OOIP of SRVs from FMB

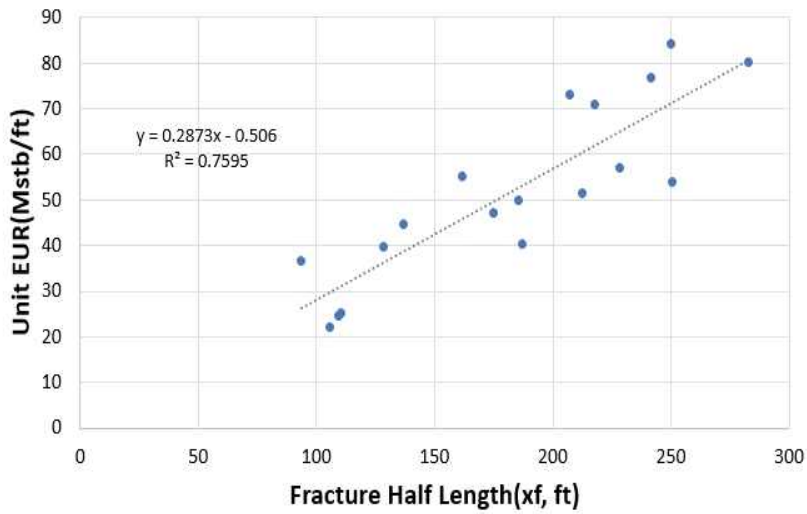


Fig. 24 Unit EUR correlation with x_f from analytical model

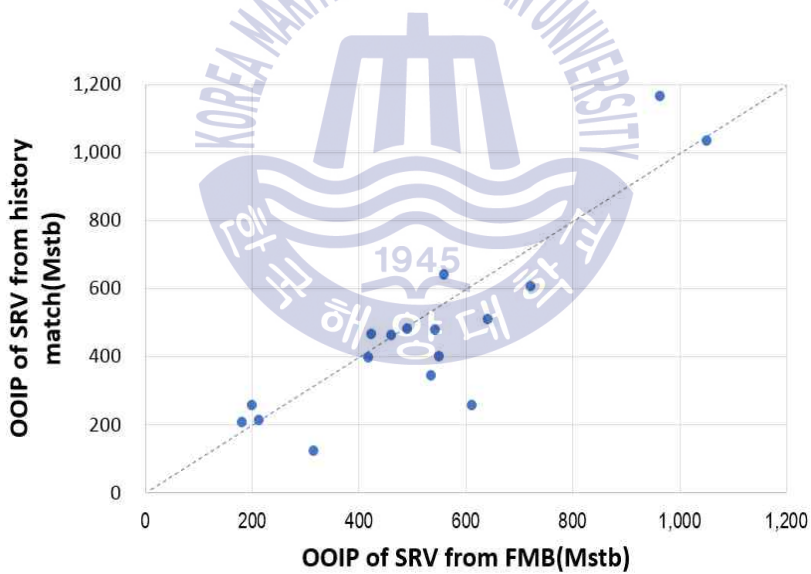


Fig. 25 OOIP matches between analytical model and FMB

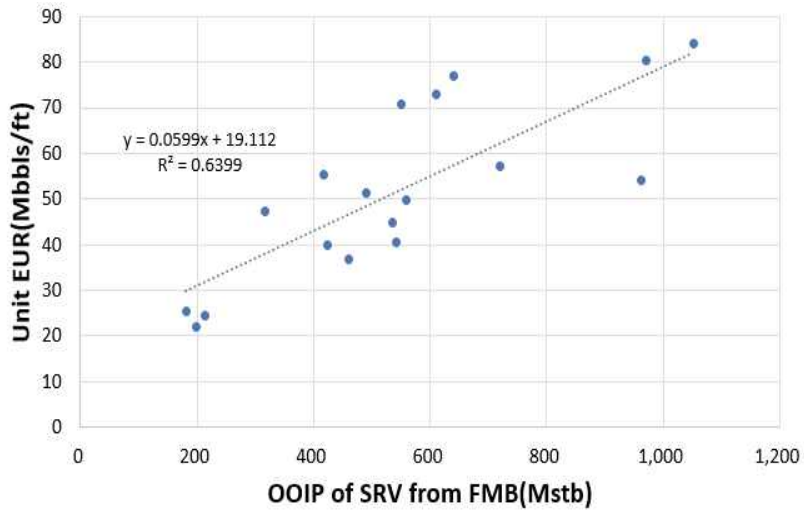


Fig. 26 Unit EUR correlation with OOIP of SRVs from FMB



제 4 장 다단계 수압파쇄 설계 개선방안

4.1 확률론적 생산천이분석 결과

Table 8은 생산천이분석을 통해 산출된 균열대 특성과 궁극가채량 산정 결과를 보여주며, 수평시추 길이(lateral length)에 대한 영향을 정량화하기 위해 단위 수평시추 길이에 대한 궁극가채량으로 나타내었다. 분석결과의 확률분포형태가 서로 상이함에 따라 각 결과의 대표성을 고려하기 위해 P₅₀값을 사용하였다.

각 PAD별로 다르게 적용한 수압파쇄 설계에 따른 균열반경이 발달 정도를 비교한 결과, slickwater를 선택한 생산정들보다 gel 타입의 높은 점성 유체를 선택한 생산정들에서 더 큰 균열반경을 가지는 것으로 나타났다. 이는 높은 점성 유체를 사용함에 따라 인장균열을 유도한 결과로 볼 수 있다. 반면 slickwater를 높은 유량으로 주입함으로써 전단균열을 유도한 PAD-A, B, C 및 D 생산정들은 유체투과도 증진구간 규모의 확장목적으로 설계되었으나, PAD-B를 제외한 나머지 생산정들에서 PAD-E 및 F의 생산정들보다 더 작은 범위의 유체투과도 증진구간을 보였다. 이는 Eagle Ford 셰일 저류층의 암석물리학적 특성으로 미세하게 존재하는 미충전 균열대의 단힘현상에 의한 결과로 해석할 수 있다. PAD-B, C 및 D의 비교를 통해 주입되는 유체와 지지체의 양이 증가함에 따라 균열대 특성에 영향을 주어 궁극가채량의 개선을 확인하였으나, 낮은 유체점성으로 충분한 지지체 운반 효율성이 확보되지 않아 그 영향은 미미하였다. 반면 linear gel과 같은 높은 점성의 주입유체는 비교적 낮은 주입 유량에도 보다 큰 궁극가채량을 확보하는 것으로 나타났다. 이는 대상지역과 같이 원유생산비율이 높은 다상 유체 생산 저류층에서 지지체의 운반이 효율성이 상대적으로 우수한 주입유체를 선택함으로써 궁극가채량의 개선효과를 확인하였다.

Table 8 The Probabilistic rate transient analysis results for Eagle Ford wells

PAD	Well	x_f (ft)	X_i (ft)	Unit EUR (P ₅₀ , Mstb/ft)
A	A-1	105.6	13.2	22.12
	A-2	109.2	9.8	24.60
	A-3	110.4	9.4	25.30
B	B-1	128.5	26.0	39.83
	B-2	187.1	18.3	40.49
	B-3	136.8	9.7	44.84
C	C-1	93.5	26.4	36.68
	C-2	174.9	3.6	47.28
D	D-1	161.7	10.0	55.32
	D-2	185.3	13.6	49.81
	D-3	217.8	7.6	70.92
E	E-1	241.7	14.1	76.98
	E-2	207.1	8.8	72.98
	E-3	212.5	17.2	51.36
	E-4	228.1	20.2	57.19
F	F-1	250.5	20.2	54.10
	F-2	250.1	18.0	84.16
	F-3	282.9	25.6	99.50

4.2 민감도 분석 결과

수압파쇄 설계의 대상인 저류층 매질의 암석물리학적 특성은 취성과 연성으로 분류된다. 주입유체의 종류, 유량, 지지체의 크기와 같은 수압파쇄 설계인들의 선택은 저류층에 전단력(shear force)과 인장력(tensile force)으로 적용되며, 이를 반영한 균열대를 형성한다. 이에 궁극가채량 증진에 효과적인 균열대 분포를 도출하기 위해 민감도 분석을 수행하였으며 그 결과를 통해 Eagle Ford

세일 저류층의 수압파쇄 설계 개선방향에 대해 검토하였다. 민감도 분석에 사용된 변수는 균열반길이($(x_f)_y$), 유체투과도 증진구간(X_i) 및 자극 저류층의 유체투과도(k_1)와 수평시추길이(L_{ex}), 생산정 배치 간격(Y_e) 및 미자극 저류층 유체투과도(k_2) 고려하였으며(Fig. 27), 민감도 분석을 위한 변수의 변동범위는 10% 범위로 설정하였다.

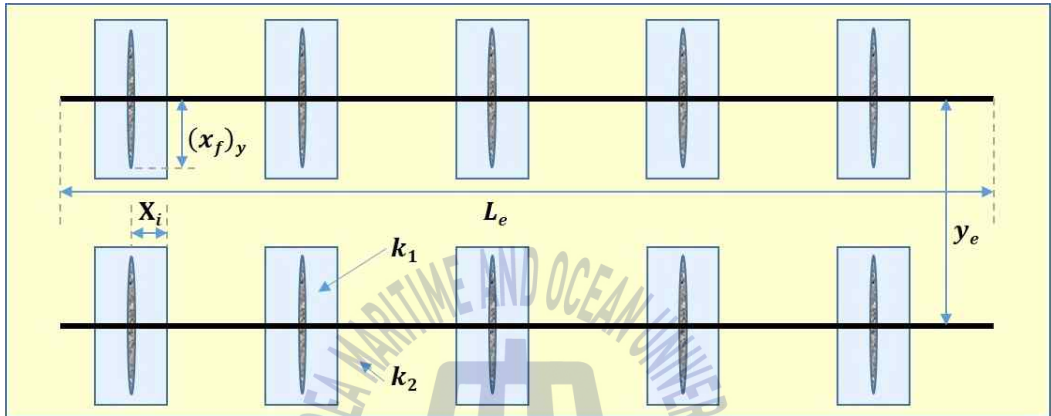
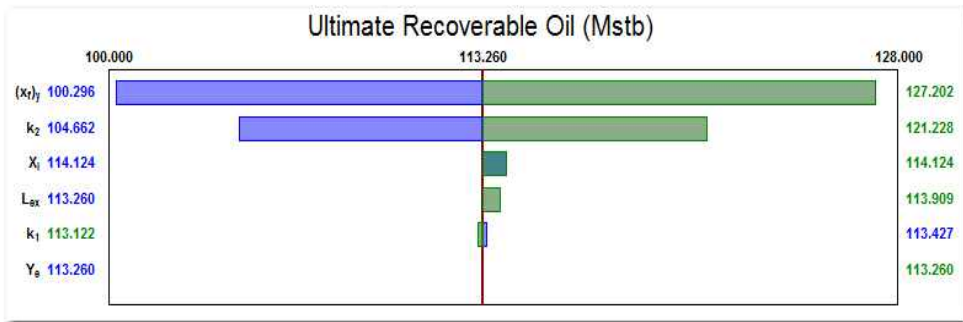
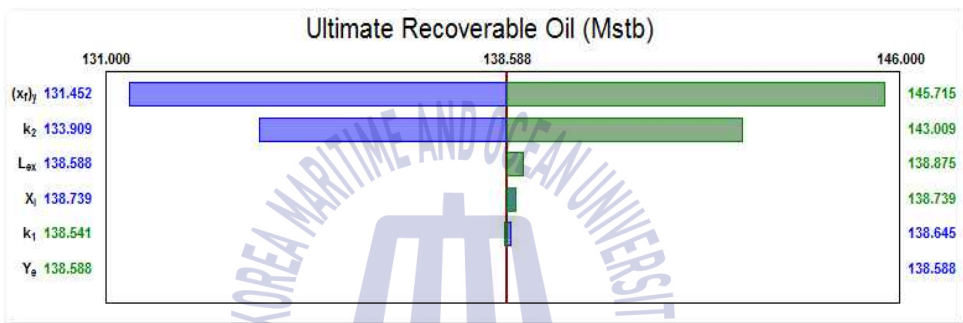


Fig. 27 Diagram of variables for sensitivity analysis

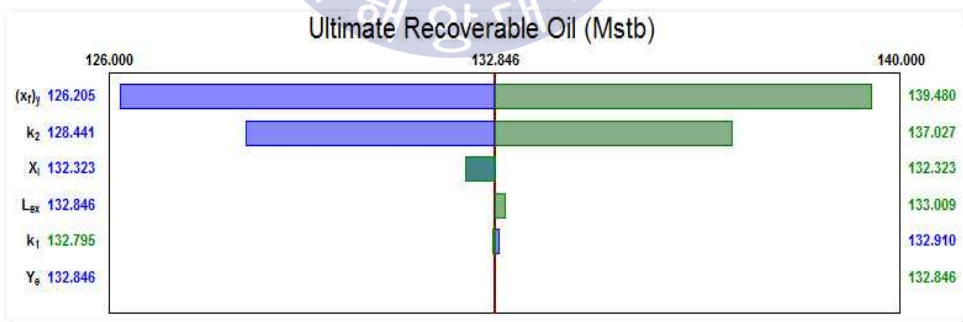
높은 유량의 slickwater를 주입유체로 선택한 PAD-A의 생산정의 경우 Fig. 28과 같이 균열반길이 변화에 대한 궁극가채량의 영향이 평균 -7~8%의 변동 폭으로 가장 컸고 저류층 유체투과도, 유체투과도증진구간 및 수평시추길이에 대한 영향도 일부 영향을 미치는 것을 확인하였다. 이를 통해 충분한 유효균열 반길이의 확보가 궁극가채량 증진을 위한 우선 고려사항인 것으로 판단할 수 있다. 일반적으로 slickwater와 같이 낮은 점성의 유체를 높은 유량으로 주입할 경우 균열대의 높이(height) 및 너비(width) 발달과 추가적인 균열대 형성에 효과적이거나 연성의 특성을 가지는 저류층에서 충분한 지지체 운반 효율성이 보완 되지 않을 경우 균열상태 유지의 한계로 인해 유효균열전도도 확보가 제한적일 수 있다.



(a) Well A-1



(b) Well A-2

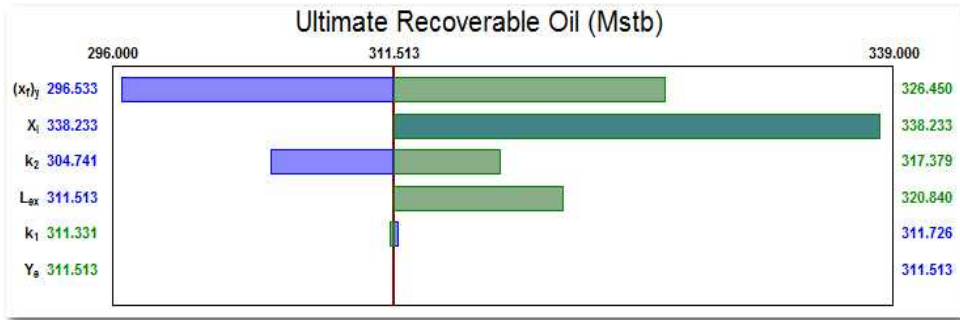


(c) Well A-3

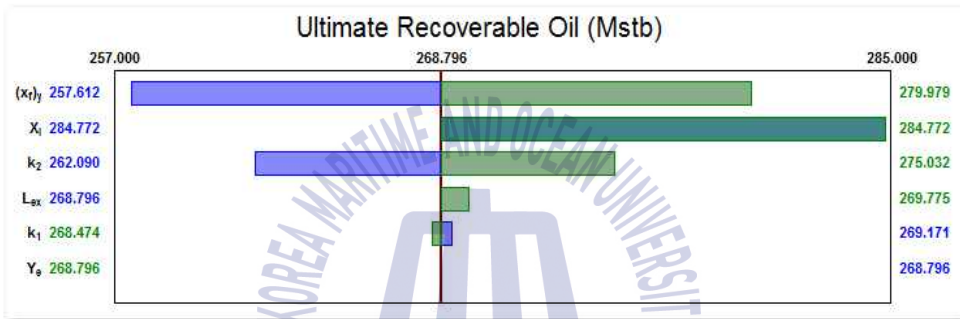
Fig. 28 Sensitivity analysis for PAD-A wells(slickwater)

반면 충분한 유효균열반길이와 균열진도도의 확보로 우선 고려사항을 충족한 PAD-F의 생산정들은 Fig. 29와 같이 평균 9%의 변동폭으로 유체투과도 증진구간에 가장 민감한 것으로 나타났으며, 평균 -4~4%의 변동폭을 보인 균열반길이와 비교해 더 큰 영향을 받는 것으로 나타났다. 이 경우 낮은 점성의 유체를 이용해 주입유량을 조정함으로써 미소 균열(micro fissure)을 유도하여 유체투과도 증진구간의 확장을 기대할 수 있다. 하지만 분석대상 저류층의 암석물리학적 특성으로 이와 같은 설계변경은 충분한 지지체의 운반 효율성이 전제되지 않을 경우 미충전 균열대로 남게 될 가능성이 존재하므로 균열대 배치간격을 좀 더 조밀하게 설계함으로써 최대의 SRV를 확보할 수 있도록 보완할 수 있을 것으로 사료된다.

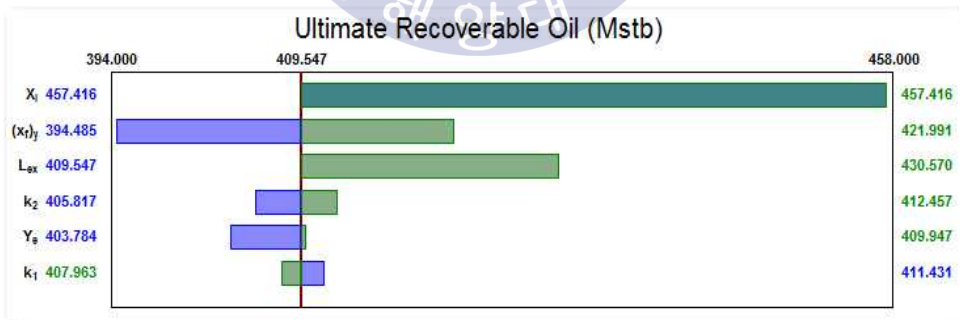




(a) Well F-1



(b) Well F-2



(c) Well F-3

Fig. 29 Sensitivity analysis for PAD-F wells(linear gel)

제 5 장 결 론

이 연구에서는 생산천이분석을 통해 다단계 수압파쇄 수평정 기법이 적용된 셰일 저류층의 주요 유체유동 양상과 주요 생산기능을 규명하였다. 또한 생산 자료로 나타나는 저류층의 반응을 통해 저류층, 균열대 분포 특성, 생산능력, 궁극가채량에 미치는 영향, 미국 Eagle ford 셰일 저류층의 암석물리학적 특성과 고려사항, 그리고 향후 수압파쇄 설계 개선방향 대해 파악하였다.

- (1) Eagle Ford 지역에서의 비용절감 목적으로 설계된 수압파쇄 구간 확대는 평균 42% 감소된 궁극가채량 결과를 나타냈다. 이는 수압파쇄 구간 외에는 동일한 설계를 적용하였음에도 단위 균열대로의 전달되는 주입유체의 유량과 이에 수반된 지지체의 운반 효율성이 낮아져 발생한 결과로 판단된다.
- (2) 수압파쇄 유체로 낮은 점성의 slickwater를 주입한 경우 90 bpm의 높은 주입유량에도 불구하고 PAD-B, C 및 D에서 316.3~559.5 Mstb범위의 OOIP_{SRV}가 형성됨을 확인하였다. 반면 높은 점성의 주입유체를 이용해 지지체 운반능력을 향상시킨 PAD E, F의 생산정들은 비교적 낮은 주입 유량에도 평균 94% 증가된 OOIP_{SRV}가 형성되어, 제반 설비용량에 대한 고려 시, 높은 점성 유체의 선택이 보다 효율적일 수 있다.
- (3) 해당 저류층의 경우 비교적 연성인 매질의 암석물리학적 특성으로 인해 상대적으로 취성균열의 발달이 제한적이며, 저류층 유체의 유동통로로 형성된 유효 균열의 유지를 위해 지지체 운반 효율성 확보가 중요하다. 또한, 연구지역과 같이 원유생산비율이 약 60%를 차지하는 다상유체생산 저류층에서 다상유동으로 인해 균열대 내에서 추가적인 압력 손실이 발생하여 이를 보완하기 위해 보다 큰 균열전도도가 요구된다.
- (4) 충분한 균열전도도를 가진 생산정들의 민감도 분석결과, 궁극가채량은 유체투과도증진구간의 변화에 가장 민감한 것으로 나타났다. 이는 분석된

생산정들에서 여전히 미자극 저류층 영역이 존재하는 것으로 재해석 될 수 있으며, 균열대 간격을 더 조밀하게 설계하여 추가 SRV를 확보할 수 있다. 또한 이와 같은 생산정들은 향후 추가 분석 및 시험을 통해 재수압 파쇄(re-fracturing)의 대상으로 고려할 수 있을 것이다.

생산천이분석은 추가적인 자료 취득 없이 접근 가능한 생산자료를 이용하여 시간과 비용에 대한 제한을 극복하고 신뢰성 있는 결과를 나타내었다. 또한 확률론적 분석 방법의 적용은 기존 결정론적 생산천이분석과 비교하여 불확실성을 정량화하고 평가자에 의한 주관적 평가를 제한함으로써 세일 저류층의 개발 계획에 대한 합리적인 의사결정 도구로써 활용될 수 있을 것으로 기대한다.



Nomenclature

A_c	= surface area cross sectional to the flow, ft ²
B_o	= formation volume factor for oil, bbl/stb
B_{oi}	= formation volume factor for oil at initial reservoir pressure and temperature, bbl/stb
b'	= y-intercept of linear flow straight line in the square-root time plot, psi/bbl/d
C_D	= dimensionless wellbore storage, dimensionless
c_t	= total compressibility, 1/psi
c_{ti}	= total initial compressibility, 1/psi
F_{CD}	= dimensionless fracture conductivity, dimensionless
h	= formation thickness, ft
k	= permeability, md
k_{frac}	= permeability enhanced region by hydraulic fracturing, md
k_{matrix}	= permeability of reservoir matrix, md
k_1	= permeability of stimulated position in reservoir, md
k_2	= permeability of unstimulated position in reservoir, md
L_{ex}	= effective horizontal well length in x-direction, ft
$L_{f\ total}$	= total composite fracture length, ft
m	= slope of linear flow straight line in the square-root time plot, psi-d ^{1/2} /bbl
N_p	= cumulative oil production, Mstb
n_f	= number of fractures

p_{FP}	= dimensionless pressure in the fracture, dimensionless
p_n	= rate normalized pressure, psi/bbl/d
p_{nD}	= dimensionless pressure in the n-th region, dimensionless
p_{pi}	= initial pseudo-pressure, psi ² /cp
p_{wf}	= flowing wellbore pseudo-pressure, psi ² /cp
Q_m	= normalized cumulative production, stb(or MMscf)
q	= flow rate, stb/d
q_m	= normalized flow rate, stb/d
q_t	= flow rate at time 't', stb/d
S_o	= oil saturation, fraction
S_w	= water saturation, fraction
s	= Laplace transform parameter
s'	= apparent skin factor, dimensionless
t	= time, d
t_{chs}	= end of half slope(linear flow)
x_f	= fracture half length, ft
$(x_f)_y$	= fracture half length in y-direction, ft
X_i	= distance to permeability boundary in x-direction, ft
x_n	= hydraulic fracture network width from microseismic event pattern, ft
x_s	= orthogonal fracture spacing, ft
y_D	= dimensionless coordinate perpendicular to the horizontal well, dimensionless
Y_e	= half of fracture spacing, ft
μ	= oil viscosity, cp

ϕ = porosity, fraction

ϕ_t = total porosity, fraction

η_{nD} = dimensionless diffusivity in the n-th region, dimensionless



참고문헌

- 강판상, 신호진, 임중세, 2017. 셰일 저류층 물성 및 수압파쇄 조건에 따른 생산감퇴곡선 인자 영향 분석, *한국자원공학회지*, Vol. 54, No.3(2017), pp.223-232.
- 김지수, 신호진, 임중세, 2014. 확률론적 생산감퇴곡선분석법을 이용한 셰일 가스 궁극가채량 추정, *한국자원공학회지*, Vol. 51, No.6(2014), pp.808-819.
- 장일식, 김현태, 윤재필, 2013. 북미 셰일오일 개발기술 동향, *한국자원공학회지*, Vol.50, No.4(2013) pp.581-595
- Anderson, D.M., Nobakht, M., Moghadam, S., & Mattar, L., 2010. Analysis of Production Data from Fractured Shale Gas Wells. *Proc. of SPE Unconventional Gas Conference*, Pittsburgh, Pennsylvania, February 23-25, 15p.
- Anderson, D.M. & Liang, P., 2011. Quantifying Uncertainty in Rate Transient Analysis for Unconventional Gas Reservoirs. *Proc. of North American Unconventional Gas Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, June 14-16, 14p.
- Anderson, D.M., 2015, Unconventional Reservoirs Require Unconventional Analysis Techniques. *Proc. of SPE Distinguished Lecturer Program* (Updated April 2015) Available at : www.spe.org/dl.
- Brown, M., Ozkan, E., Raghavan, R. & Kazeml, H., 2009. Practical Solutions for Pressure-Transient Responses of Fractured Horizontal Wells in unconventional Shale Reservoirs. *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 4-7, 14p.
- Chaudhary, A.S., Ehlig-Economides, C.A. & Wattenbarger, R.A., 2011. Shale Oil Production Performance from a Stimulated Reservoir

- Volume. *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, October 30-November 2, 21p.
- Condon, S.M., & Dyman, T.S., 2006, 2003 geologic assessment of undiscovered conventional oil and gas resources in the Upper Cretaceous Navarro and Taylor Groups, Western Gulf Province, Texas. *U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-H*, Chapter 2, 42p.
- Fekete Associates Inc., 2014. *Analysis Method Theory*, Available at : http://www.fekete.com/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Analysis_Method_Theory.htm
- Inamdar, A., Malpani, R., Atwood, K, Brook, K., Erwemi, A., Ogundare, T. & Purcell, D., 2010. Evaluation of Stimulation Techniques Using Microseismic Mapping in the Eagle Ford Shale. *Proc. of SPE Tight Gas Completion Conference*, San Antonio, Texas, November 2-3, 10p.
- Kupchenko, C.L, Gault, B.W. & Matter, L., 2008. Tight Gas Production Performance Using Decline Curves. *Proc. of CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference*, Calgary, Alberta, June 16-19, 23p.
- Mayerhofer, M.J., Warpinski, E.P., Cipolla, C.L., Walser, D. & Rightmire, C.M., 2008. What is Stimulated Reservoir Volume(SRV)?. *Proc. of Shale Gas Production Conference*, Forth Worth, Texas, November 16-18, 10p.
- Maxwell, S.C., Waltman, C.K., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J, & Boroumand, N., 2006. Imaging Seismic Deformation Induced by Hydraulic Fracture Complexity. *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, September 24-27, 5p.
- Morsy, S. & Sheng, J.J., 2014. Effect of Water Salinity on Shale Reservoir Productivity. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, Vol. 8, No. 1(2014), pp.9-14.
- Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R. & Shnha, S., 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir -

- Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoir. *Proc. of SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*, Beijing, June 8-10, 29p.
- Ramurthy, M., Barree, R.D., Kundert, D.P., Petre, E., & Mullen, M., 2011. Surface Area vs Conductivity Type Fracture Treatments in Shale Reservoirs. *Proc. of SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, January 24-26, 15p.
- Samandarli, O., McDonald, B., Barzola, G., Murray, M., & Richmond, P., 2014. Understanding Shale Performance; Performance Analysis Workflow with Analytical Models in Eagle Ford Shale Play. *Proc. of SPE Unconventional Resources Conference*, The Woodlands, Texas, April 1-3, 15p.
- Seshadri, J. & Matter, L., 2010. Comparison of Power Law and Modified Hyperbolic Decline Methods. *Proc. of CSUG/SPE the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, October 19-21, 17p.
- Stalgorova, E. & Mattar, L., 2012. Practical Analytical Model to Simulate Production of Horizontal Wells With Branch Fractures. *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, October 30-November 1, 17p.
- Stelgent, N.A., Wagner, A.L., & Mullen, J., 2010. Engineering a successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale. *Proc. of SPE Tight Gas Completion Conference*, San Antonio, Texas, November 2-3, 20p.
- Sureshjani, M.H. & Clarkson, C.R., 2015. An Analytical Model for Analyzing and Forecasting Production From Multifractured Horizontal Wells With Complex Branched-Fracture Geometry. *Proc. of SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 18(3), pp.356 - 374.

- U.S. Energy Information Administration(EIA), 2014. *Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps*, Washington, 12p.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), 2016. *U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2015*, Washington, 51p.
- Wattenberg, R.A., El-Banbi, A.H., Villegas, M.E., & Maggard, J.B., 1998. Production Analysis of Linear flow into Fractured Tight Gas Wells. *Proc. of SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition*, Denver, Colorado, April 5-8, 12p.
- Warpinski, N.R., Mayerhofer M.J., Vicent M.C., Cipolla, C.L., & Lolon, E., 2008. Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth While Optimizing Fracture Conductivity. *Proc. of SPE Unconventional Reservoirs Conference*, Keystone, Colorado, February 10-12, 19p.

