



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](#)

2015년 2월
석사학위논문

가스전의 컨덴세이트 축적 완화에 대한 시뮬레이션 연구

Simulation study on the reduction method
of the condensate banking in gas reservoir

조선대학교 대학원

에너지자원공학과

김 영 경

가스전의 컨덴세이트 축적 완화에 대한 시뮬레이션 연구

Simulation study on the reduction method
of the condensate banking in gas reservoir

2015년 2월 25일

조선대학교 대학원

에너지자원공학과

김 영 경

가스전의 컨덴세이트 축적 완화에 대한 시뮬레이션 연구

지도교수 장 일 식

이 논문을 공학석사학위신청 논문으로 제출함

2014년 10월

조선대학교 대학원

에너지자원공학과

김 영 경

김영경의 석사학위논문을 인준함

위원장 조선대학교 부교수 강 성 승  (인)

위 원 조선대학교 조교수 장 일 식 

위 원 조선대학교 조교수 최 태 진  (인)

2014년 12월

조선대학교 대학원

List of Tables	iii
List of Figures	iv
ABSTRACT	vi
제1장 서론	1
제2장 컨덴세이트 완화 방안	3
제1절 화학처리법	3
제2절 수압파쇄법	14
제3장 시뮬레이션 모델 구축	17
제1절 생산정 인근영역 모델 구축	17
제2절 화학처리 시뮬레이션 모델	19
1. 화학처리 적용을 위한 격자 시스템	19
2. 화학처리 효과 적용	20
제3절 수압파쇄 시뮬레이션 모델	21
1. 수압파쇄 적용을 위한 격자 시스템	21
2. 수압파쇄 효과 적용	22
제4장 시뮬레이션 결과	23
제1절 컨덴세이트 생성 결과 분석	23
제2절 화학처리 효과 분석	25
1. 화학처리 적용 효과에 따른 결과 분석	25

2. 화학처리 적용 모델에 따른 생산성 증대 결과 분석	36
제3절 수압파쇄 적용 결과 분석	40
1. 균열 길이 및 균열 수에 따른 민감도 분석	40
2. 균열 전도도에 따른 민감도 분석	46
제5장 결론	49
참 고 문 헌	51

< List of Tables >

Table 2.1 Properties of Fluorochemicals Evaluated(Kumar et al., 2006)	4
Table 2.2 Two compositions of the gas condensate for the simulation (Delavarmoghaddam et al., 2009)	7
Table 2.3 Residual saturations before and after treatment(Delavarmoghaddam et al., 2009) ..	7
Table 2.4 Core properties and chemical treatment data(Tang et al., 2000)	11
Table 2.5 Properties of chemicals(Tang et al., 2000)	11
Table 2.6 Well and reservoir properties(Hashemi et al., 2005)	14
Table. 3.1 Reservoir properties for three case model	18
Table 3.2 Simulation conditions	18
Table 4.1 Simulation results for three case model	25
Table 4.2 Simulation results for the chemical treatment case with 30% improvement(High Case Model)	28
Table 4.3 Simulation results for the chemical treatment case with 20% improvement(High Case Model)	30
Table 4.4 Simulation results for the chemical treatment case with 10% improvement(High Case Model)	33
Table 4.5 Comparison of before- and after-chemical treatment on cumulative gas production(High Case Model)	35
Table 4.6 Comparison of before- and after-chemical treatment on plateau time(High Case Model)	35
Table 4.7 Summary of the incremental cumulative gas production with respect to chemical treatments	38
Table 4.8 Comparison of gas production and plateau time according to the fracture stages and half-length (High Case Model)	40
Table 4.9 Summary of the incremental cumulative gas production with respect to the hydraulic fracturing	44
Table 4.10 Comparison of gas production according to the fracture conductivity and fracture stages (Low Case Model)	46

< List of Figures >

Figure 1.1 Condensate saturation near wellbore	2
Figure 1.2 Scheme of condensate banking	2
Figure 2.1 Schematic of experimental core flooding apparatus(Li et al., 2011)	3
Figure 2.2 Spontaneous water imbibition test results(Li et al., 2011)	5
Figure 2.3 Three phase relative permeability(Delavarmoghaddam et al., 2009)	8
Figure 2.4 Treatment simulation results	9
Figure 2.5 Relative permeability for treated and untreated Berea	12
Figure 2.6 Contact angle for untreated and treated core(Fahes and Firoozabadi, 2005)	13
Figure 2.7 Reservoir scale with a fractured vertical well(Hashemi et al., 2005)	15
Figure 2.8 Hydraulic fracturing simulation results(Hashemi et al., 2005)	16
Figure 3.1 Grid system for chemical treatment simulation	19
Figure 3.2 Radius of chemical treatment	20
Figure 3.3 Grid system for hydraulic fracture simulation	21
Figure 3.4 Hydraulic Fracture at Toe, Center and Heel(High Case Model)	22
Figure 4.1 Condensate banking phenomenon near horizontal well section of High Case Model	23
Figure 4.2 Condensate banking phenomenon near production well cross section of High Case Model	24
Figure 4.3 Simulation results for the chemical treatment case with 30% improvement(High Case Model)	26
Figure 4.4 Comparison of oil saturation between before- and after-treatment with 30% improvement(High Case Model)	27
Figure 4.5 Comparison of cumulative gas production according to the treatment radius with 30% improvement(High Case Model)	29
Figure 4.6 Comparison of Plateau time according to the treatment radius with 30% improvement(High Case Model)	29
Figure 4.7 Comparison of cumulative gas production according to the treatment radius with 20% improvement(High Case Model)	31
Figure 4.8 Comparison of Plateau time according to the treatment radius with 20% improvement(High Case Model)	31
Figure 4.9 Simulation results for the chemical treatment case with 10%	

improvement(High Case Model)	32
Figure 4.10 Comparison of before- and after-chemical treatment on cumulative gas production and Plateau time(High Case Model)	34
Figure 4.11 Cumulative gas production of three Case Model(Treated effect 30%)	37
Figure 4.12 Cumulative gas production of three Case Model(Treated effect 20%)	37
Figure 4.13 Cumulative gas production of three Case Model(Treated effect 10%)	38
Figure 4.14 Increase of Cumulative gas production according to the each Case Model(Treated effect 30%)	39
Figure 4.15 Increase of Cumulative gas production according to the each Case Model(Treated effect 20%)	39
Figure 4.16 Increase of Cumulative gas production according to the each Case Model(Treated effect 10%)	39
Figure 4.17 Cumulative gas production according to fracturing half-length with HF at Toe, Center and Heel(High Case Model)	41
Figure 4.18 Plateau time according to fracturing half-length with HF at Toe, Center and Heel(High Case Model)	42
Figure 4.19 Cumulative gas production of three Case Model	43
Figure 4.20 Increase of cumulative gas production according to the models with one fracture	44
Figure 4.21 Increase of cumulative gas production according to the models with two fractures	45
Figure 4.22 Increase of cumulative gas production according to the models with three fractures	45
Figure 4.23 Comparison of production performance according to the fracture conductivity in the case of $x_f=50$ m (Low Case Model)	47
Figure 4.24 Comparison of production performance according to the fracture conductivity in the case of $x_f=20$ m (Low Case Model).....	48

ABSTRACT

Simulation study on the reduction method of the condensate banking in gas reservoir

Kim Young Kyung

Advisor : Prof. Jang Il Sik, Ph.D.

Department of Energy & Resource Engineering

Graduate School of Chosun University

A gas condensate is a single-phase fluid at original reservoir conditions in gas-condensate reservoir. As gas produces, reservoir pressure decreases continuously and the biggest pressure drops occur near the wellbore. Most gas condensate wells experience pressures below dew point pressure of the reservoir, which causes condensate to drop out and accumulate near the wellbore. As a result, the significant part of the pore space is occupied by the condensate and the relative permeability to gas reduces significantly.

In this study, the condensate banking phenomena were analyzed for a real field. Chemical treatment and hydraulic fracturing was investigated for the reduction methods of the condensate banking using reservoir simulation. Three near-well models with different characteristics were constructed for the sensitivity analysis of the various reservoir properties. In the chemical treatment case, the chemical treatment effect was considered by changing the end points of the relative permeabilities and residual saturation of gas and oil. The simulation results showed that the optimal treatment radius from the wellbore was about 1.5 m. This result can be used to calculate the optimal chemical injection volume.

In the case of hydraulic fracturing, the sensitivity study was carried out in

terms of the number of the fractures and the fracture half-length. It was assumed that the fractures could be located at the toe, center, and heel of the horizontal section of the well and have the half-length of 20, 30, and 50 m. The results indicated that the cumulative production increased as the number of the fracture and fracture half-length increased. Therefore, hydraulic fracturing have a positive impact in increasing productivity because it makes the flow regime of the near wellbore changed from the radial to the linear flow.

제1장 서론

가스-컨덴세이트 저류층에서 생산이 진행됨에 따라 공저 압력(bottomhole pressure)이 이슬점(dew point pressure) 이하로 감소하게 된다. 이슬점 이하로 감소된 생산정 주변에는 컨덴세이트 포화도가 빠르게 증가하게 되고 동시에 가스의 상대 투과도는 감소하게 된다(Figure 1.1). 그리고 생산정 인근의 공극을 컨덴세이트가 가로 막게 되어 생산정 지수(productivity index) 및 가스 생산량이 감소하게 된다(Figure 1.2). 이러한 현상을 컨덴세이트 बैं킹(banking) 혹은 컨덴세이트 링(ring)이라 한다. 이러한 컨덴세이트 축적 현상은 유체 특성, 저류층의 특성, 유동량과 압력에 의해 다르게 나타나지만 이러한 변수들에 대한 거동 양상을 모두 파악하는 것은 어려운 일이다.

가스-컨덴세이트 저류층의 생산성을 증대시키고 생산정 주변의 컨덴세이트 발생량을 조절하는 방법에는 크게 3가지로 나눌 수 있다. 첫 번째 방법은 생산정 주변에 알콜, 이산화탄소, 프로판 등 용제(solvent)를 주입하여 일시적으로 컨덴세이트를 제거하는 방법이다. 용제주입 방법은 용제와 컨덴세이트 혼합물의 상거동에 의존하며, 주입된 용제는 컨덴세이트와 혼합되어 컨덴세이트와 가스의 표면장력과 점성도를 감소시킨다. 하지만 용제주입 방법의 경우 생산이 다시 시작되면 이후에 그 효과가 점차 감소하기 때문에 주기적인 반복 주입이 필요하다. 두 번째 방법으로는 생산정 주변의 암석의 습윤도(wettability)를 변화시키는 것이다. 이 방법은 폴리머(polymer), 계면활성제(surfactant) 등 화학 물질을 생산정 주변에 주입함으로써 암석의 성질을 액체 습윤성(liquid wetting) 상태에서 비습윤성(non-wetting) 상태로 변화시키는 것이다. 습윤도는 생산정 주변의 컨덴세이트 축적에 있어 매우 중요한 인자이며, 습윤성 변화를 통해 생산정 주변의 컨덴세이트의 잔류 포화율(residual saturation)을 감소시킬 수 있다.

세 번째 방법은 생산정 주변에 수압파쇄를 통해 컨덴세이트 축적 현상을 완화시키는 방법이다. 수압파쇄법은 저류층과 생산정 사이의 접촉 면적을 효과적으로 늘려 유동 구간을 확대 시키고 컨덴세이트가 발생하는 시간을 연기시키는 효과가 있다. 그러나 수압파쇄법을 적용 하더라도 생산이 진행되면 생산정과 균열 주변의 압력감소로 인해 컨덴세이트가 발생하는 것을 막지는 못한다. 또한 저류층 주변에 대

수층이 존재할 경우 수압파쇄로 인한 균열이 대수층으로 확대될 수 있는 위험성을 가지고 있으며, 이 경우 물 생산이 급격히 증가하여 물의 처리 비용 등이 부가적으로 발생하게 된다.

이에 본 연구는 중동에 위치한 가스전을 대상으로 컨덴세이트 축적 현상의 발생 가능성을 파악하고 완화 기법을 적용한 시뮬레이션 연구를 수행하였다. 낮은 투과도를 가지는 가스-컨덴세이트 저류층의 가스 생산성 증대를 위해 수직정이 아닌 수평정 시추를 적용 하였으며, 수평정 주변에서 컨덴세이트 축적 현상의 발생 가능성을 분석하였다. 또한 화학처리법과 수압파쇄법을 수평정 주변에 적용하고 다양한 조건의 유동 시뮬레이션을 수행하여 각각의 완화 기법이 생산성 증대에 미치는 영향을 파악하였다.

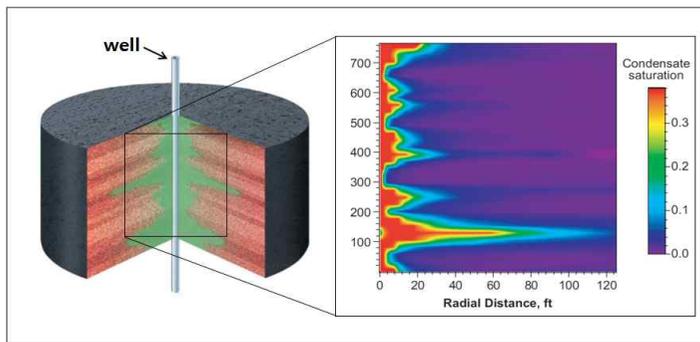


Figure 1.1 Condensate saturation near wellbore.

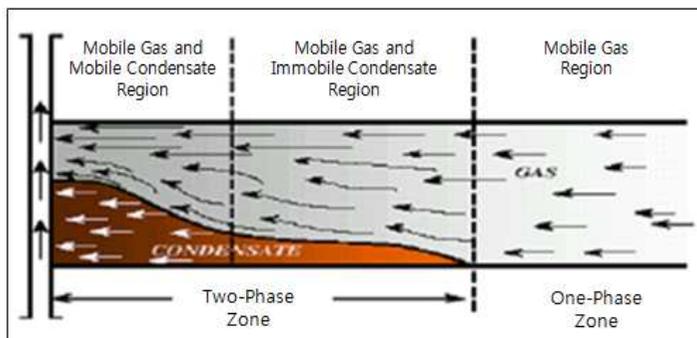


Figure 1.2 Scheme of condensate banking.

제2장 컨덴세이트 완화 방안

제1절 화학처리법

습윤도는 생산정 주변의 컨덴세이트 축적에 있어 매우 중요한 인자이며 이론적, 실험적으로 모두 증명되어 컨덴세이트 축적현상에 대한 경제적 해결책을 제시해 줄 수 있다. 화학적 처리법은 불소계(fluorinated), 비이온(nonionic), 고분자(polymeric) 계면활성제 등을 지층 암석에 주입하여 암석과 화학적 반응을 통해 암석의 특성을 변화시키는 방법이다. 암석의 습윤도를 강한 액체 습윤성에서 기체 습윤성으로 변화시키면 생산정 주변에서 액체의 유동도가 크게 증가된다. 따라서 이러한 강한 액체 습윤성 성질을 가진 암석들의 습윤도 변화를 통해 가스-컨덴세이트 저류층에서 컨덴세이트 축적 현상은 장기적으로 해결될 수 있다.

지금까지 암석의 습윤도 변화에 대한 다양한 연구가 진행되어 왔다(Bang 등, 2008; Kumar 등, 2006; Li 등, 2011). 실험실 연구에서는 오븐을 이용하여 코어 샘플을 건조시킨 후 화학 처리제를 주입하여 암석의 표면성질을 액체 습윤성 상태에서 비습윤성 상태로 변화시킨다. 연구마다 다양한 화학물질을 사용하였으며, Kumar 등(2006)은 사용 가능한 화학 처리제를 Table 2.1과 같이 분류하였다. Figure 2.1은 암석의 화학적 처리 전·후 상대 투과도를 측정하는 장치이다(Li 등, 2011). 상대 투과도에 관한 연구들은 저류층 유체뿐만 아니라 암석의 다양한 조건에 대해 수행되었다. 즉, 모세관압, 비-Darcy 효과, 유체의 구성 성분, 암석 유형 등과 같이 다양한 변수들에 대한 가스-컨덴세이트 저류층에서 상대 투과도의 영향이 연구되고 있다.

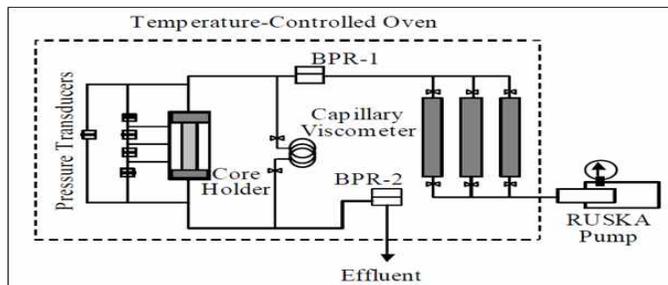


Figure 2.1 Schematic of experimental core flooding apparatus(Li et al., 2011).

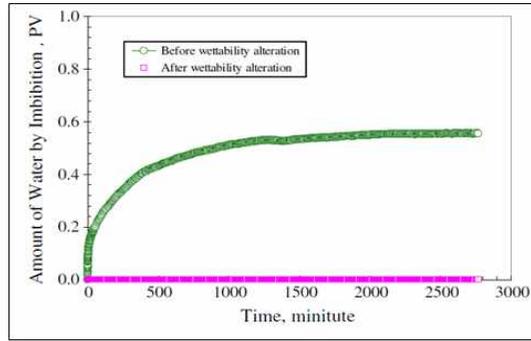
Table 2.1 Properties of Fluorochemicals Evaluated(Kumar et al., 2006)

Commercial name	Fluorolink S10	Fluorosyl	Zonyl FSO	Novec FC4430	Novec FC4432
Vendor	Solvey-Solexis	Cytonix	Dupont	3M	3M
Scientific name	Perfluoropolyether ethoxysilane	Perfluorooctyltrimethoxysilane	Ethoxylated alkylfluoro surfactant	Fluoroaliphatic polymeric ester	100% fluoroaliphatic polymeric ester
Chemistry	Silanol	Silanol	Alkoxy	Alkoxy	Alkoxy
Molecular weight	1,850	2,000	725	~10,000	~10,000
Specific gravity	1.50	1.40	1.30	1.14	1.21
Boiling point (°C)	N/A	52	N/A	200	212
Viscosity at room temperature (cP)	173	1	5	4,000-6,000	4,000-6,000

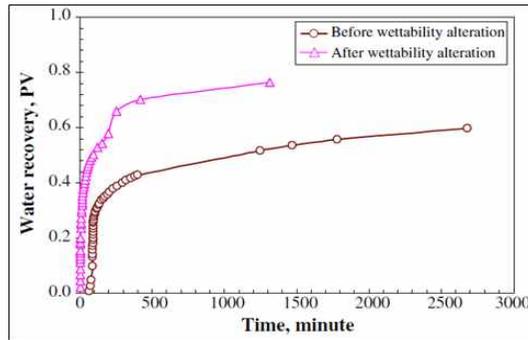
Li 등(2011)은 중국의 현장 코어의 습윤도 변화에 의한 상대 투과도 및 컨텐세이트 포화도 등을 연구하였다. 암석의 낮은 투과도로 인해 가스-물 상대 투과는 정상 상태 방법을 사용하여 측정되었다. 염수로 포화된 암석에 질소를 이용하여 치환시키는 방법으로 화학 처리 전·후에 가스-물 상대 투과도를 측정하였다. 여기서 가스-물 투과도는 JBN 방법(Johnson 등, 1959)을 이용하여 계산되었다. 화학적 처리 후 자발적 물 흡입 테스트(spontaneous water imbibition test) 결과 Figure 2.2(a)와 같이 암석에 흡수된 물의 양은 체로에 가까운 결과가 나와 습윤도의 변화를 보여주었다. 본 실험에서는 중력과 모세관압만이 작용한다. 자발적 물 흡입 테스트에서는 중력값이 변하지 않으므로 Figure 2.2(a)에서 물 흡수량이 감소하는 원인은 식 (2.1)과 같이 표현되는 모세관압의 변화에서 찾을 수 있다.

$$P_C = \frac{\sigma \cos\theta_p}{\sqrt{\frac{k}{\phi}}} \quad (2.1)$$

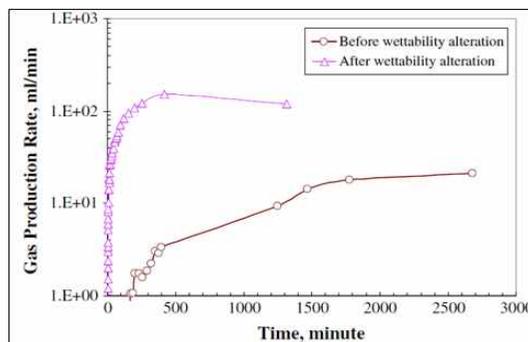
여기서, 다른 값은 변화가 없으며, $\cos\theta_p$ 만 습윤도에 따라 변하게 된다. 또한 실험을 통해 물과 가스 생산량이 화학 처리 이후 Figure 2.2(b)과 2.2(c)와 같이 크게 증가하였다.



(a) Recovery by spontaneous water imbibition with and without wettability alteration



(b) Water recovery measured with and without wettability alteration to gas wetness



(c) Comparison of the gas production rate with and without wettability alteration to gas wetness

Figure 2.2 Spontaneous water imbibition test results(Li et al., 2011).

Bang 등(2008)은 컨텐세이트 축적 현상에 대해 화학 처리 공법을 적용함으로써 가스-컨텐세이트 상대 투과도 증가는 물론 생산량 증대를 확인하였다. 글리콜-알콜 용제(glycol-alcohol solvent) 용액 주입을 통해 암석의 습윤도를 성공적으로 변화시켰으며 이로 인해 가스의 생산량이 증가하였다.

Li와 Firoozabadi(2000)는 저류층 암석이 가스 습윤성으로 변할 경우 가스의 유동이 증가하는 것을 확인하였다. FC754(저가인 양이온 계면활성제)와 FC722(고가인 폴리머) 두 개의 화학 처리제를 이용하여 암석의 습윤도를 가스 습윤성으로 변화시켰다. 그 결과, FC754를 사용한 경우 모세관 튜브에서 물-공기와 데칸-공기(decane-air)의 접촉각이 각각 50°에서 90°, 0°에서 60°로 변화하였다. FC722 경우, 접촉각이 50°에서 120°, 0°에서 60°인 기체 습윤성 상태로 습윤도 변화가 보다 뚜렷하게 나타났다. 실험결과 Berea와 Chalk 샘플 흡입 과정에서 물 포화율 또한 FC754보다 FC722에서 더 크게 나타났다.

Delavarmoghaddam 등(2009)은 CMG사의 다성분 시뮬레이터(compositional simulator)인 GEM을 사용하여 가스-컨텐세이트 저류층에 화학적 처리를 통한 생산성 증대효과를 분석하였다. 시뮬레이션상에서 화학 처리 전·후 모사를 위해 절대 투과도를 1, 10, 그리고 15 md로 변화시켜 민감도를 분석하였다. 화학 처리 전·후로 모델에 적용된 구성성분과 잔류 포화율 그리고 상대 투과도는 Table 2.2와 2.3 그리고 Figure 2.3과 같다. 또한 간극수(connate water)에 따른 컨텐세이트와 가스의 생산량을 비교하였다. Figure 2.4의 결과는 실제 현장 자료를 적용한 시뮬레이션은 아니지만, 화학 처리 이후 수포화도 변화가 생산에 미치는 영향을 확인하는데 도움을 줄 수 있다. Figure 2.4(a)는 간극수가 없는 경우 화학 처리 이후 생산성이 증대되는 것을 보여준다. Figure 2.4(b)와 2.4(c)는 간극수 존재 유무에 따라 컨텐세이트와 가스의 생산성 변화를 확인하기 위해 각각 20%, 30%의 간극수를 적용한 것이다. 간극수를 20% 적용한 시뮬레이션 결과, 화학 처리 이후 누적 생산량은 증가하였지만 수포화도 증가에 따라 생산성은 간극수가 존재하지 않는 경우에 비해 감소하였다. 간극수를 30%로 적용한 경우 생산성 증대가 확인되지 않음은 물론 화학 처리 이후 역효과로 인해 생산성은 오히려 감소하게 되었다. 이러한 결과는 높은 간극수를 함유한 저류층에서 화학처리 이후 상대 투과도의 변화로 물이 생산정으로 유동하면서 가스 및 오일의 생산량 감소를 발생 시킨다.

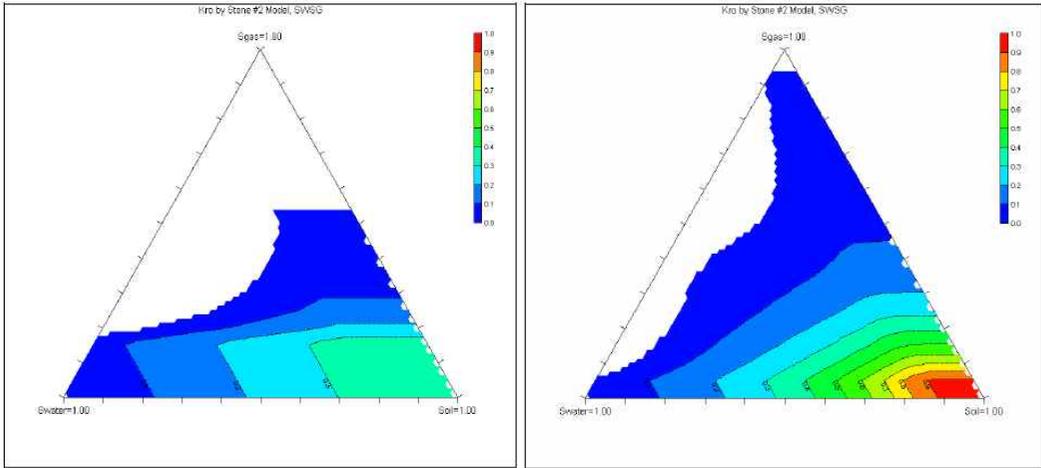
생산정 주변에서 압력 감소로 인한 컨덴세이트 생성은 구성성분에 따라 다른 양상을 보인다. 무거운 성분을 많이 포함한 가스에서는 압력 변화로 인해 다량의 컨덴세이트가 생성된다. 예를 들어, 가스의 구성성분이 컨덴세이트를 형성하는 구성성분(C5~C10)이 많을 경우, 압력 감소로 인한 액화 현상이 보다 쉽게 발생한다. 따라서 컨덴세이트 축적으로 인해 가스의 유동능력이 줄어드는 현상은 더욱 크게 나타난다. 이러한 경우에도 계면활성제와 폴리머는 컨덴세이트 축적현상을 완화시키고 생산성을 증대시킬 수 있다 (Delavarmoghaddam 등, 2009).

Table 2.2 Two compositions of the gas condensate for the simulation (Delavarmoghaddam et al., 2009)

Component	Mole Fraction 1	Mole Fraction 2
C ₁	0.6793	0.6503
C ₂	0.099	0.112
C ₃	0.0591	0.0641
nC ₄	0.0517	0.0567
nC ₅	0.0269	0.0299
nC ₆	0.0181	0.0241
nC ₇ -nC ₉	0.0399	0.0429
nC ₁₀ -nC ₁₁	0.0122	0.0122
nC ₁₂ -nC ₁₄	0.008	0.002
C ₁₅ ⁺	0.0058	0.0058

Table 2.3 Residual saturations before and after treatment(Delavarmoghaddam et al., 2009)

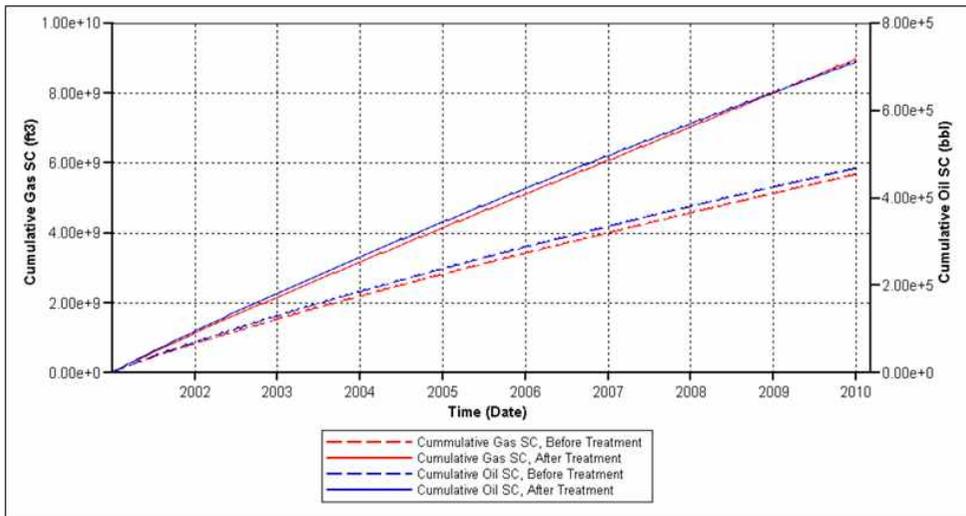
	S _{org}	S _{orw}	S _g	S _w	k _{rge}
Untreated	0.3	0.15	0	0.2	0.9536
Treated	0	0	0	0	1



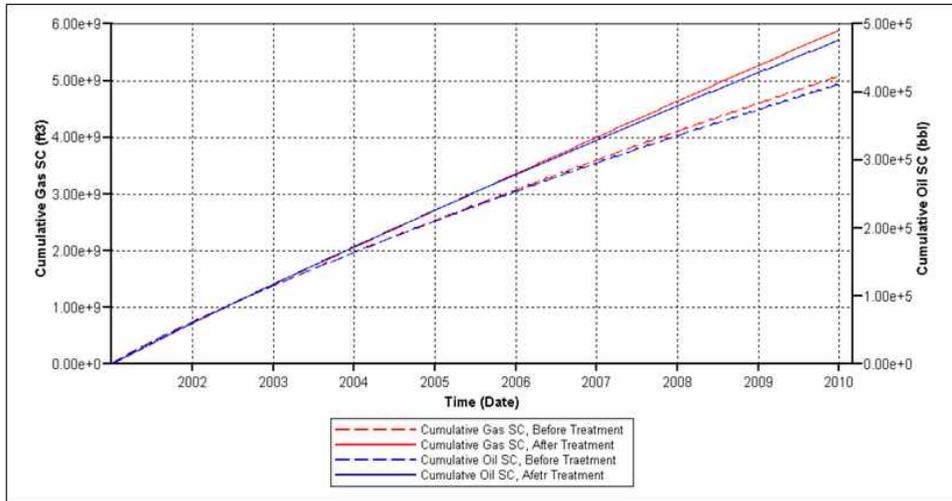
(a) Before Treatment

(b) After Treatment

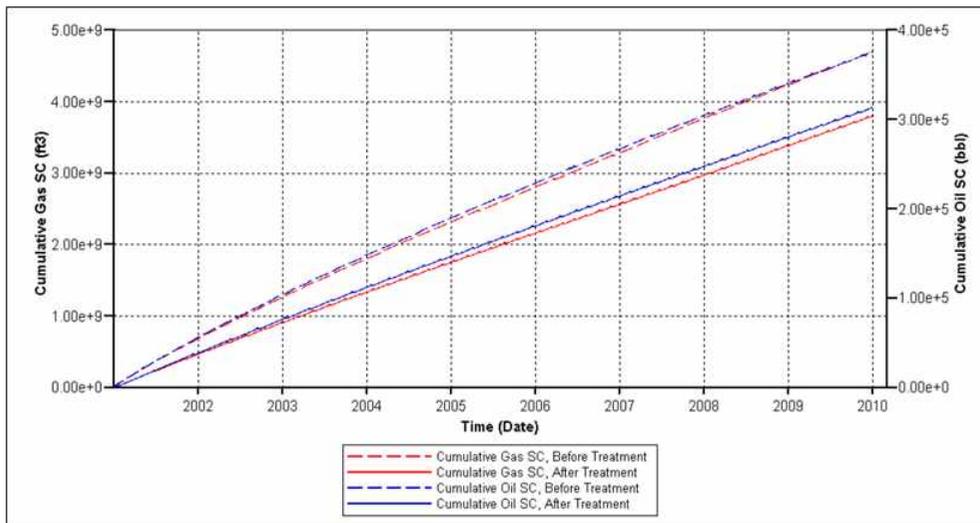
Figure 2.3 Three phase relative permeability(Delavarmoghaddam et al., 2009).



(a) Cumulative production vs time for considering improvement after treatment($S_{wc}=0$)(Delavarmoghaddam et al., 2009)



(b) Cumulative production vs time for considering improvement after treatment ($S_{wc}=20\%$) (Delavarmoghaddam et al., 2009)



(c) Cumulative production vs time for considering improvement after treatment ($S_{wc}=30\%$) (Delavarmoghaddam et al., 2009)

Figure 2.4 Treatment simulation results.

화학 처리제는 암석의 습윤도를 액체 습윤성에서 기체 습윤성 상태로 바꿔주는 역할을 한다. 화학 처리제를 통해 변형된 암석의 특성은 저류층에 컨덴세이트가 축적되는 현상을 감소시키며, 유체의 유동성을 증가시켜 생산정의 생산성 향상을 도모한다. 최적의 화학 처리법을 위해서는 적절한 계면활성제, 용제, 그리고 화학물질의 구성성분의 선택이 가장 중요하다. 적용 가능한 다양한 종류의 화학 물질 중에서 가장 신속하고 효과적인 물질을 확인하기 위해 다양한 연구가 진행되었다. 화학 처리제는 암석의 투과도를 손상시키지 않아야 하며 저류층 상태와 표준 상태에서 모두 안정적이어야 한다. 또한 화학 처리제는 주입 또는 가열 중 코어 내에서 중합되거나 축적되지 않아야 하고 암석과 유체 사이의 예상치 못한 반응이 일어나지 않아야 한다.

Kumar 등(2006), Bang 등(2007, 2008), 그리고 Butler 등(2009)은 사암 코어와 저류층 코어에 다양한 화학처리제를 적용한 실험을 통해 습윤도 변화를 확인하였다. Kumar 등(2006)은 실험을 통해 투과도를 측정해본 결과 화학 처리에 의해 코어의 손상이 발생하지 않은 것을 보여 주었다. Bang 등(2007, 2008)은 2-butoxyethanol/ethanol, glycol/isopropyl alcohol 2가지 용액에 비이온 불소계 계면활성제(non-ionic fluorinated surfactant)를 혼합하여 성공적인 코어실험을 수행하였다. 여러 실험에 의해 화학 처리제는 다양한 저류층 온도, 투과도, 액체 생성량, 그리고 염도에서 효과적임이 확인되었다. Tang 등(2000)은 Berea 사암과 Chalk 코어(Table 2.4)에 FC-722와 FC-759(Table 2.5)를 이용하여 암석의 습윤도를 변화시켰다. Figure 2.5와 같이 화학 처리되지 않은 코어와 화학 처리된 코어의 상대투과도를 측정함으로써 암석의 습윤도 변화를 확인하였다.

Table 2.4 Core properties and chemical treatment data(Tang et al., 2000)

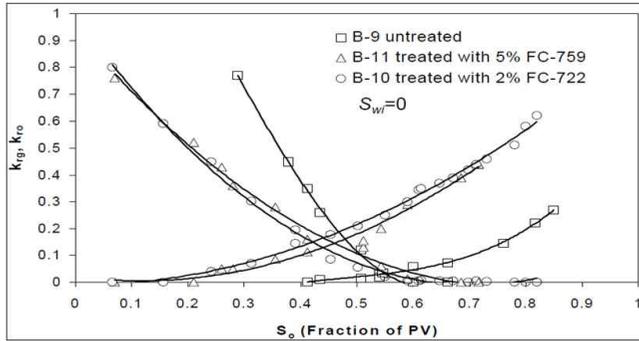
Core Properties and Chemical Treatment Data							
Core	k (md)	∅ (%)	L (cm)	S_{wi} (PV)	chem. Treatment	$C_{ad}^{1)}$ (mg/g-rock)	$\theta_p^{2)}$ (deg.)
B-1	507	21.5	6.05	0	no	0	0
B-2 ^b	522	21.9	6.1	0	2% FC-722	4.6	90
B-3	511	22.1	6.2	0	no	0	0
B-4	503	22.2	6.0	0	2% FC-722	2.4	90
B-5	495	21.7	6.3	0	2% FC-722	2.2	90
B-6	552	21.7	5.5	0	8% FC-759	6.0	90
B-9	341	20.1	18	0	no	0	0
B-10 ^b	343	20.0	17.9	0	2% FC-722	4.5	-
B-11 ^b	339	20.1	18.0	0	5% FC-759	10.3	-
B-13	489	22.0	6.5	0	8% FC-759	6.0	90
B-14	513	21.9	6.2	0	8% FC-759	5.9	90
B-15 ^a	487	20.9	6.1	9.8	8% FC-759	5.7	-
B-16 ^a	495	21.3	5.9	16.2	8% FC-759	5.0	-
B-17 ^a	503	21.5	6.3	8.5	8% FC-759	6.3	-
B-18 ^a	483	20.5	6.8	16.5	8% FC-759	5.2	-
C-1	1.34	31.1	5.6	0	no	0	0
C-2	1.32	32.0	5.9	0	2% FC-722	2.5	90
C-3	1.30	31.7	5.7	0	2% FC-722	2.8	90
C-5	1.34	32.0	5.5	0	8% FC-759	0.9	90
C-6	1.33	31.8	18.1	0	no	0	0
C-7	1.31	32.2	18.0	0	2% FC-722	2.7	90
C-8	1.28	32.0	17.9	0	8% FC-759	1.0	-

1) chemical adsorption

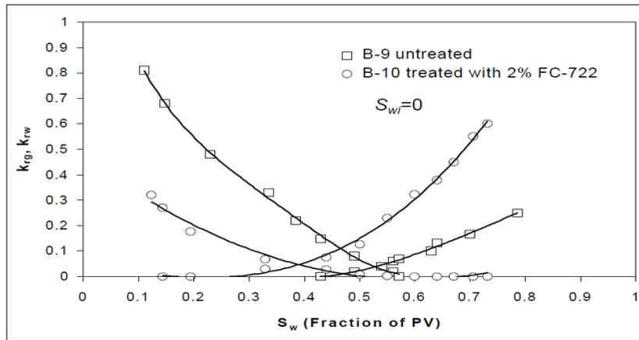
2) contact angle

Table 2.5 Properties of chemicals(Tang et al., 2000)

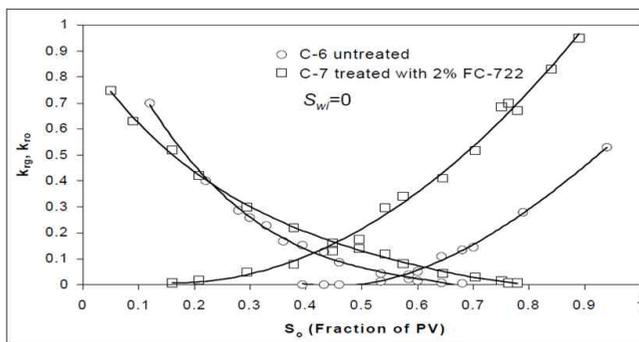
Properties of Chemicals		
Chemical	FC-722	FC-759
MW	10 ⁵	10 ⁵
Concentration, %	2	5-8
Viscosity, cp at 25°C	1	3.3
Specific gravity	1.8	1.1
Boiling point, °C	59	100
Color	clear	light- yellow
VOC, %	-	<0.1



(a) Gas and oil relative permeability for treated core B-11, B-10 and untreated Berea(Tang et al., 2000)



(b) Gas and water relative permeability for treated core B-10 and untreated Berea(Tang et al., 2000)



(c) Gas and oil relative permeability for treated core C-6, C-7 and untreated Berea(Tang et al., 2000)

Figure 2.5 Relative permeability for treated and untreated Berea.

Fahes와 Firoozabadi(2005)는 Berea 사암과 저류층 암석 샘플에 화학 처리 후 암석의 투과도 접촉각, 흡입 및 유동 시험을 통해 암석의 특성 변화를 측정하였다. 접촉각과 흡입 시험은 습윤도 변화를 측정하고 파악하는데 가장 간편한 방법이다. 하지만 화학 처리법의 효율성 및 지속성에 대한 최종적 평가는 화학 처리 전후 상대 투과도의 변화를 측정하는 것이다. 향상지수(Improvement factor, IF)는 화학 처리 전의 상대 투과도에 대한 화학 처리 후 상대 투과도의 비로 정의 할 수 있다. Figure 2.6(a)와 2.6(b)는 Berea 사암과 저류층 코어의 화학 처리 전후의 암석에 물과 데칸을 떨어뜨린 후 반응을 비교한 것이다.

초기 암석이 액체 습윤성이 아닌 경우 일부 코어에서는 가스의 상대 투과도가 증가하지 않는 경우도 있다. 이는 화학 처리를 통해 암석의 습윤도가 중성으로 변하기 때문이다.



(a) Contact angle for untreated and treated Berea



(b) Contact angle for untreated and treated reservoir cores

Figure 2.6 Contact angle for untreated and treated core(Fahes and Firoozabadi, 2005).

제2절 수압파쇄법

수압 파쇄는 가스-컨덴세이트 저류층에서 컨덴세이트 축적 현상으로 인해 감소된 가스 생산량을 증대시키기 위한 효과적인 방법 중 하나로 알려져 있다. 수압파쇄에 의해 생성된 균열은 균열 반길이(fracture half length)와 균열 전도도(fracture conductivity)에 의해 특성화되며 많은 연구에서 이러한 특성에 따른 영향을 분석하였다.

Hashemi 등(2005)은 가스-컨덴세이트 저류층에 수압파쇄를 적용한 시뮬레이션을 통해 생산량 증대를 확인하였다. 이들 연구에 적용된 저류층 특성은 Table 2.6과 같다. Figure 2.7과 같이 모델 격자 중앙에 수직정이 설치되어 있고 저류층 시추구간 전체에 수압파쇄를 적용한 모델을 가정하였다. 균열 반길이를 50ft, 100ft, 200ft, 그리고 300ft로 가정하여 시뮬레이션을 수행하였다. 그리고 이러한 결과를 바탕으로 수압 파쇄를 통한 생산량 증대 효과를 비교 분석하였다. Figure 2.8(a)는 생산기간이 96.4일 되는 시점에 생산정으로부터 거리에 따른 컨덴세이트 포화율을 나타낸 것이다. 균열 반 길이가 증가할수록 컨덴세이트 포화율은 감소하였다. 그러나 균열 반 길이가 100ft 이상에서는 컨덴세이트 포화율의 감소 효과가 무시할 정도로 작다는 결과를 도출하였다. Figure 2.8(b)와 2.8(c)은 생산 개시 이후 5.5년 동안의 가스 생산량과 누적가스 생산량을 나타낸 것이다. 수압 파쇄 적용 이전과 비교하여 생산량이 증가하였으며, 균열 반 길이가 증가할수록 더욱 증가하는 것을 확인하였다.

Table 2.6 Well and reservoir properties(Hashemi et al., 2005)

Reservoir Permeability [md]	1.5
Average Porosity [%]	10
Reservoir Temperature [°F]	183
Wellbore Radius [ft]	0.25
Top Depth [ft]	10,000
Rock Compressibility	4.00E-06
NTG	1
Reservoir Thickness [ft]	100

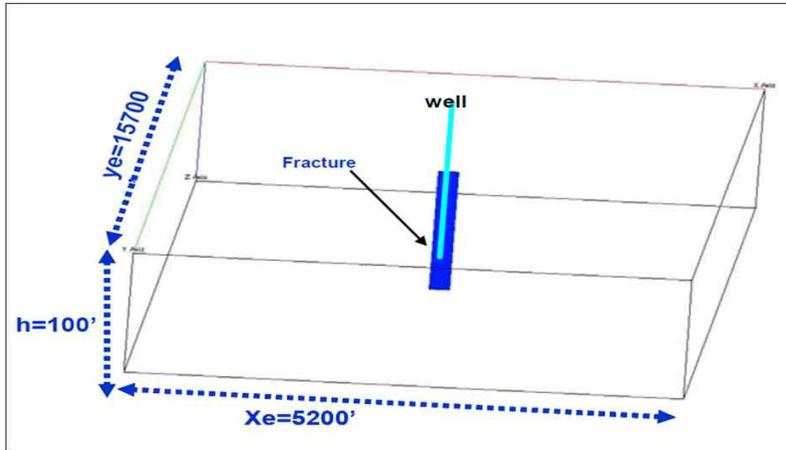
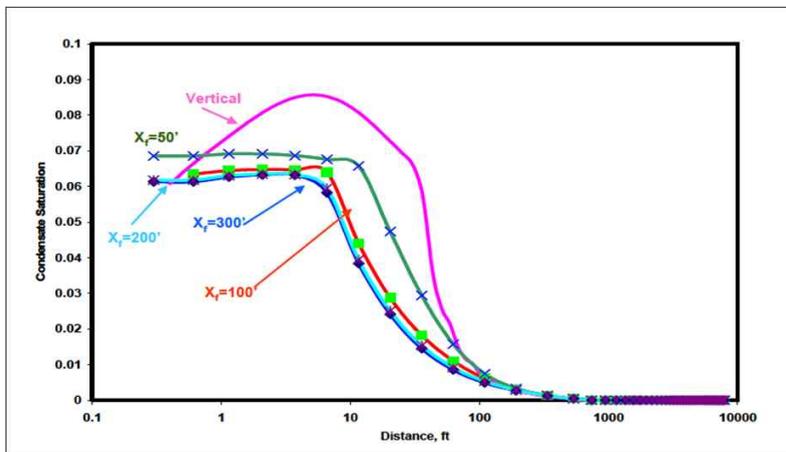
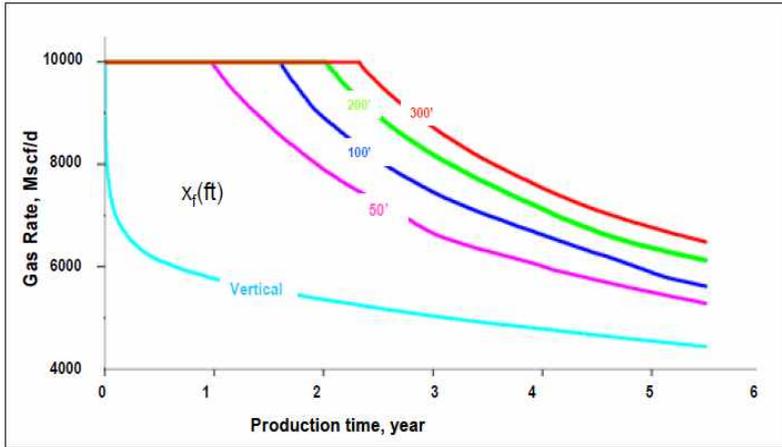


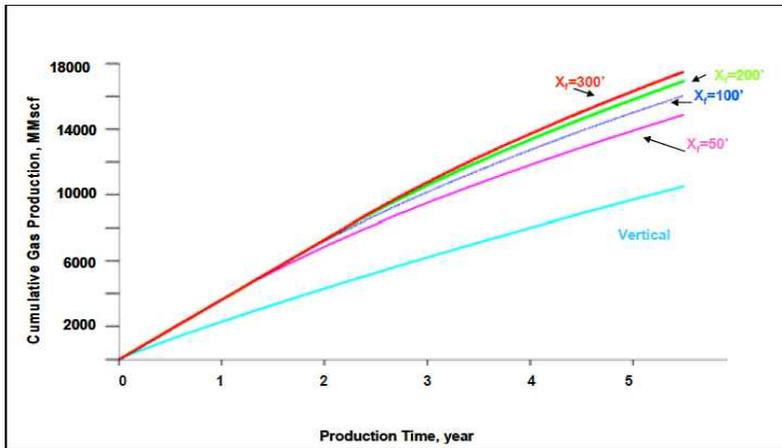
Figure 2.7 Reservoir scale with a fractured vertical well(Hashemi et al., 2005).



(a) Comparison of condensate saturation profile in vertical and fractured wells



(b) Comparison of gas rates in vertical well and fractured vertical wells



(c) Comparison of cumulative gas productions in vertical well and fractured vertical wells

Figure 2.8 Hydraulic fracturing simulation results(Hashemi et al., 2005).

제3장 시뮬레이션 모델 구축

제1절 생산정 인근영역 모델 구축

이 연구에서는 중동에 위치한 가스전에서 발생 가능한 컨덴세이트 축적현상을 파악하고 완화 방안을 모사하기 위해 생산정 인근지역 단일 생산정(wellbore) 모델을 구축하고 Schlumberger사의 ECLIPSE를 통해 전산 모사를 실시하였다. 그리고 다양한 저류층 특성 분포에 따른 컨덴세이트 축적 완화 가능성을 분석하기 위해 각각 다른 특성을 가진 세 가지 모델을 구축하였다. 평균 투과도 분포를 기준으로 평균 투과도가 높은 모델을 High Case, 낮은 모델을 Low Case 그리고 High Case와 Low Case의 중간 값으로 나타낸 모델을 Mid Case로 선정하였다. 각 모델은 1,800 m × 1,000 m 규모로 설정하고 약 1,000 m 의 수평정을 설치하여 생산정 인근 모델을 구축하였다.

Table. 3.1은 High Case, Mid Case 그리고 Low Case 모델에 대한 저류층 특성 분포를 나타낸 것이다. High Case 의 경우, 평균 공극률은 0.1이며, 평균 유체 투과도는 2.2 md 이다. Mid Case 의 공극률은 High Case와 Low Case의 사이 값을 보이며, 평균 유체투과도는 Low Case와 동일한 최소값과 최대값이 적용되었지만 Low Case 보다 높은 평균 유체 투과도 분포를 적용하였다. 본 연구에서 진행된 화학 처리의 경우, 잔류 포화율 및 상대 유체투과도의 끝점 값(endpoint)의 변화를 통해 화학처리를 모사하였다. 이렇게 구축한 세 가지 생산정 인근 지역 모델 시뮬레이션 연구를 통해 시간에 따른 생산정 주변에서 컨덴세이트가 축적되는 현상을 확인하고, 화학 처리 및 수압파쇄 적용 효과에 대한 연구를 수행하였다.

Table. 3.1 Reservoir properties for three case model

구분	High Case	Mid Case	Low Case
Porosity [Average]	0.052 ~ 0.133 [0.1]	0.027 ~ 0.133 [0.09]	0.014 ~ 0.104 [0.05]
Permeability(md) [Average]	0.115 ~ 3 [2.2]	0.01 ~ 3 [1.7]	0.01 ~ 3 [0.4]
Connate water saturation	0.263 ~ 0.482	0.265 ~ 0.5	0.193 ~ 0.646
Residual gas saturation	0.155 ~ 0.221	0.15 ~ 0.22	0.106 ~ 0.242
Residual oil saturation	0.212 ~ 0.302	0.205 ~ 0.301	0.145 ~ 0.33
Endpoint relative perm. to gas	0.28 ~ 0.77	0.25 ~ 0.65	0.12 ~ 0.83
Endpoint relative perm. to oil	0.15 ~ 0.45	0.14 ~ 0.38	0.06 ~ 0.5

본 연구에 적용된 시뮬레이션 모델은 중심에 1,000 m의 수평구간을 가지는 수평정 1개를 설치하고 2015년 7월 1일에서부터 2021년 1월 1일까지 총 5.5년 동안의 생산한다. 생산정 조건으로는 최대 가스 생산량을 15,000 Mscf/d로 가정하였으며 최소 정두압력(wellhead pressure)을 500 psia로 설정하였다. 저류층의 외부경계는 생산정 간 갑섭 등을 고려한 비유동경계조건을 적용하였다. 시뮬레이션에 적용된 생산 조건은 Table 3.2에 정리하여 나타내었다.

Table 3.2 Simulation conditions

Parameters	values
Production Time[year]	5.5
Gas rate[Mscf/d]	15,000
Tubing head pressure[psi]	500

제2절 화학처리 시뮬레이션 모델

1. 화학처리 적용을 위한 격자 시스템

생산이 진행됨에 따라 저류층 압력이 이슬점 이하로 감소함에 따라 생산정 주변의 컨덴세이트 및 유체 거동을 보다 세밀하게 분석하기 위하여 격자 세분화를 적용하였다. 특히, 압력 감소가 크게 발생하는 생산정 주변에는 조밀한 간격으로 격자를 사용하고 저류층으로 멀어질수록 점차 격자의 간격을 증가시켜 시뮬레이션 오차를 최소화하고 압력과 유체포화율의 급격한 변화를 분석할 수 있게 하였다 (Figure 3.1). 수평정 주변을 최소 1m 간격으로 설정하고 격자의 간격을 점차 증가시켜 적용하였다. 세 가지 모델에 이러한 격자시스템을 적용한 결과 시뮬레이션 격자수는 약 101,000개로 나타났다.

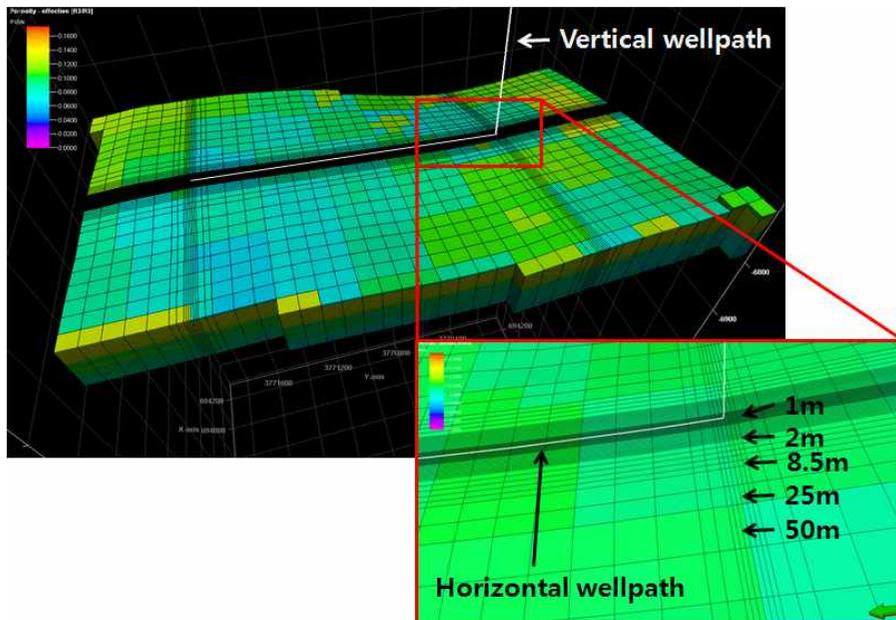


Figure 3.1 Grid system for chemical treatment simulation.

2. 화학 처리 효과 적용

앞에서 언급한 바와 같이 화학 처리법은 가스-컨덴세이트 저류층에서 컨덴세이트 축적 현상을 장기적으로 해결해 줄 수 있는 방법으로 알려져 있다. 다수의 화학 처리제에 대한 문헌 조사와 타당성 조사를 바탕으로 민감도 분석을 실시하였다. 시뮬레이션 수행을 위해 다양한 화학처리에 의해 상대투과도 향상율을 30%, 20% 그리고 10%로 선정하였다. 즉, 향상율이 30%인 경우 생산정 주변 가스 및 오일 잔류 포화율을 30% 감소시키고 해당 상대투과도 끝점값은 30% 증가시킨 후 시뮬레이션에서 그 효과를 적용 전후로 비교 분석하였다.

화학 처리제 주입에 따른 생산성 증대에 대한 불확실성을 파악하기 위해 화학 처리제 주입 반경을 Figure 3.2와 같이 생산정으로부터 0.5 m, 1.5 m, 2.5 m, 3.5 m, 4.5 m로 5가지 경우에 대한 민감도 분석을 실시하였다. 이는 다양한 시나리오 분석을 통해 최적 화학 용액 주입 부피를 결정하는데 활용하기 위한 것이다.

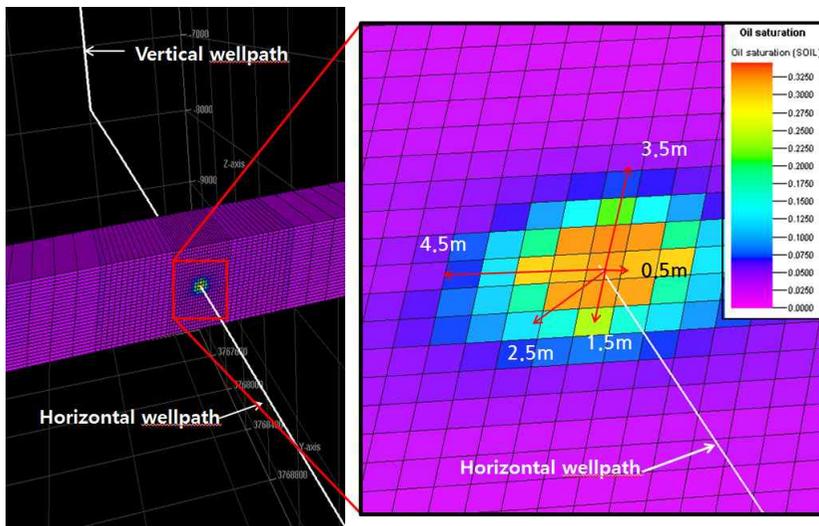


Figure 3.2 Radius of chemical treatment.

제3절 수압파쇄 시뮬레이션 모델

1. 수압파쇄 적용을 위한 격자 시스템

수압파쇄 시뮬레이션 연구를 위해서 수평정 구간(Horizontal wellpath)에 수직균열을 발생시키는 위치에 따라 세 가지 균열을 모사하였다. Figure 3.3과 같이 수압파쇄가 적용되어 균열이 발생한 위치에 따라 수평정 최 하부에서부터 Toe, Center, Heel로 명명하였으며 균열이 적용된 구간 주변의 급격한 압력 감소를 분석하기 위해 균열 주변을 중심으로 격자 세분화를 적용하였다.

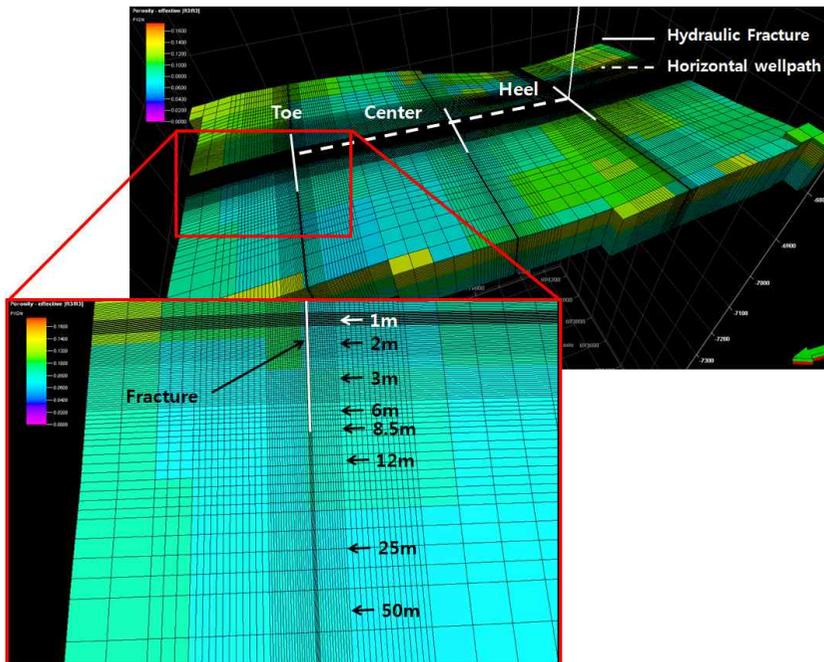


Figure 3.3 Grid system for hydraulic fracture simulation.

2. 수압파쇄 효과 적용

수압파쇄를 통한 컨덴세이트 축적 완화 가능성 파악을 위해 Figure 3.4와 같이 수평 구간에 3 가지 수직균열을 가정하였으며, 균열 반길이 x_f (fracture half-length)와 균열 수에 대한 민감도 분석을 수행하였다. 균열 반길이는 20, 30, 그리고 50 m인 경우를 고려하였으며 균열 전도도는 3,280 md-ft로 가정하였다. 일반적으로 균열전도도가 10,000 md-ft 이하이면 유한 전도도를, 그 이상이면 무한 전도도로 간주된다. 따라서, 본 연구에서는 3,280 md-ft는 유한 균열전도도(finite fracture conductivity)에 해당한다.

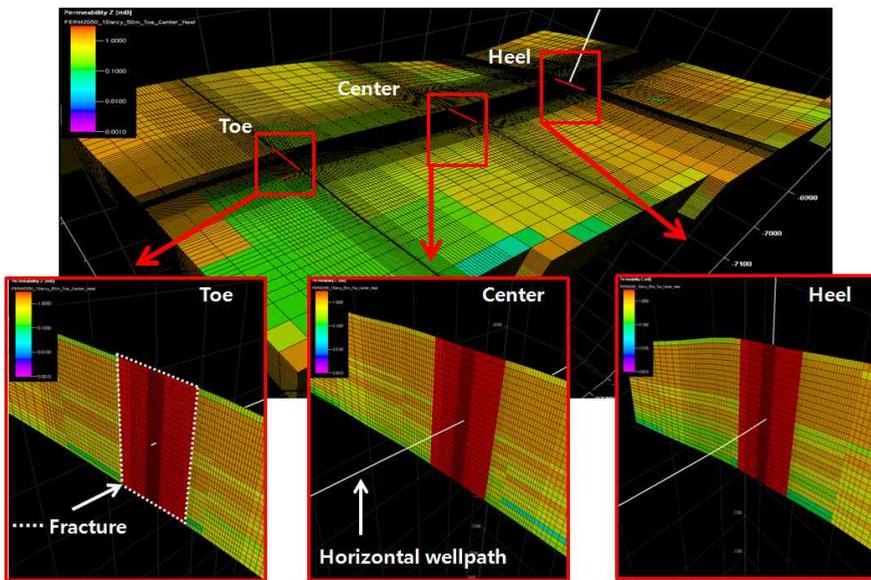
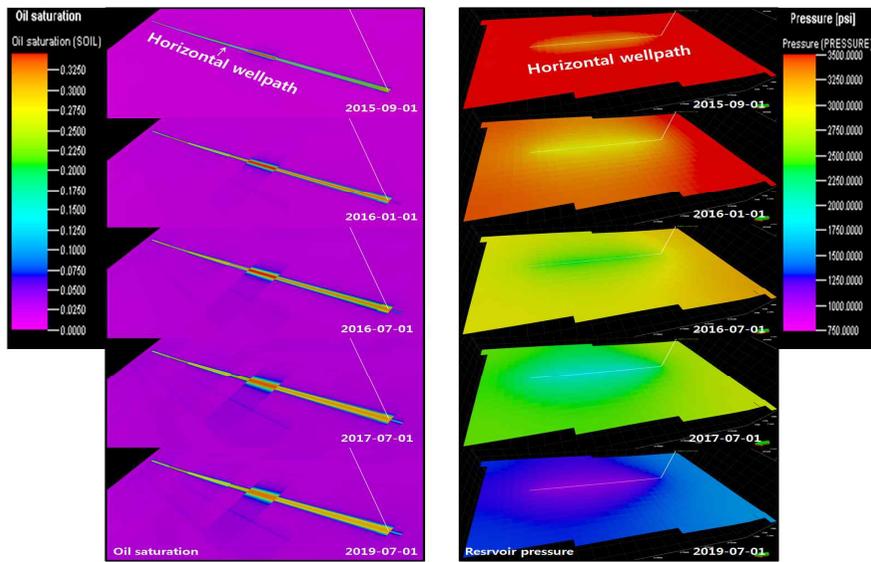


Figure 3.4 Hydraulic fracture at Toe, Center and Heel(High Case Model).

제4장 시뮬레이션 결과

제1절 컨덴세이트 생성 결과 분석

High Case Model 시뮬레이션 결과 생산 시작과 동시에 압력이 이슬점 압력 이하로 감소하면서 수평정 주변에 컨덴세이트가 형성되는 현상을 확인하였다. Figure 4.1(a)는 생산이 진행됨에 따른 오일 포화율을 나타낸 것으로 수평정 주변에 생성된 오일 포화율이 점차 저류층 방향으로 확대 되는 것을 확인하였다. 그리고 오일 포화율 분포를 분석한 결과 수평정 주변에 균일하게 잔류 오일이 형성되는 것이 아닌 지역에 따라 더 넓게 또는 좁게 오일이 형성되는 현상을 파악하였다. 이는 수평정 주변 해당 영역으로 유동한 가스의 유량과 관계가 있는 것이다. 즉, 수평정을 따라 유체 투과도의 변동이 있으며 이 중 유체 투과도가 높은 영역으로 저류층의 가스가 더 많이 통과하게 된다. Figure 4.1(b)는 시간에 따른 저류층 압력분포를 나타낸 것으로 생산이 진행됨에 따른 압력 감소가 생산정 주변부터 모델 전체에 빠르게 퍼져나가는 것을 확인할 수 있다.



(a) oil saturation

(b) pressure distribution

Figure 4.1 Condensate banking phenomenon near horizontal well section of High Case Model.

Figure 4.2는 High Case Model에서 발생하는 오일 포화율을 나타내었으며 생산 진행에 따른 오일 포화율 증대를 파악하기 위해 생산정의 수평구간을 직교로 자른 단면을 보여준다. 이 단면을 관찰하면 생산시간이 지남에 따라 컨덴세이트 포화율이 최대 30% 이상 증가하지만(2016년 7월 1일) 이후 압력이 더 낮아지면서 컨덴세이트 일부가 가스로 변하는 retrograde 현상이 나타났다. 생산정 주변에 컨덴세이트가 형성되는 반경은 약 5 m 이내인 것으로 분석되었다. 결과적으로 이러한 생산정 주변의 컨덴세이트는 가스로 채워졌던 공극을 채우게 되어 가스의 유동을 방해하게 된다.

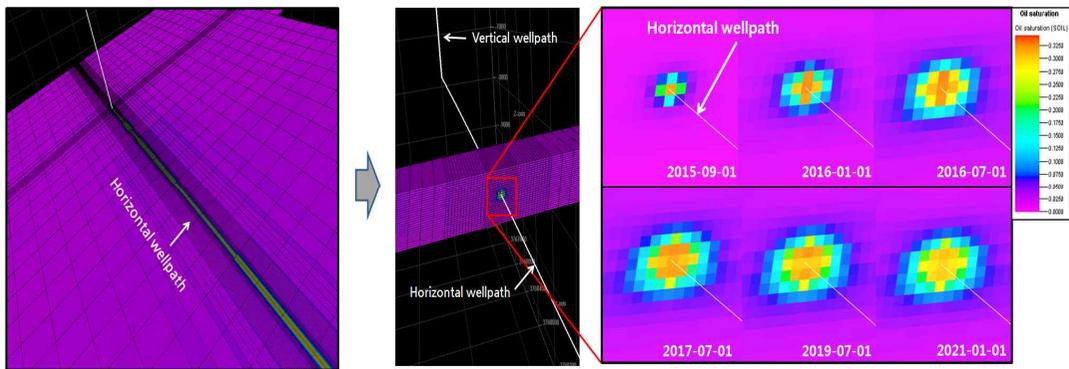


Figure 4.2 Condensate banking phenomenon near production well cross section of High Case Model.

Mid Case와 Low Case에서 또한 컨덴세이트 생성 여부를 판단하고 완화 방안 적용 이후 결과를 비교하기 위해 High Case와 동일한 방법으로 시뮬레이션을 수행하였다. 세 가지 시뮬레이션 결과는 Table 4.1에 나타내었다. High Case와 Mid Case에 대한 시뮬레이션 결과 Plateau 기간은 각각 약 1.3년(483일), 약 0.42(153일)이며, 이 기간에는 일정 유량조건으로 생산되며 이후 정두에서 일정압력 조건으로 바뀌어 생산이 줄어들게 된다. 하지만 Low Case의 경우 현저히 낮은 투과도로 인해 가스 생산이 Plateau를 이루지 못하고 감소하는 것으로 확인되었다.

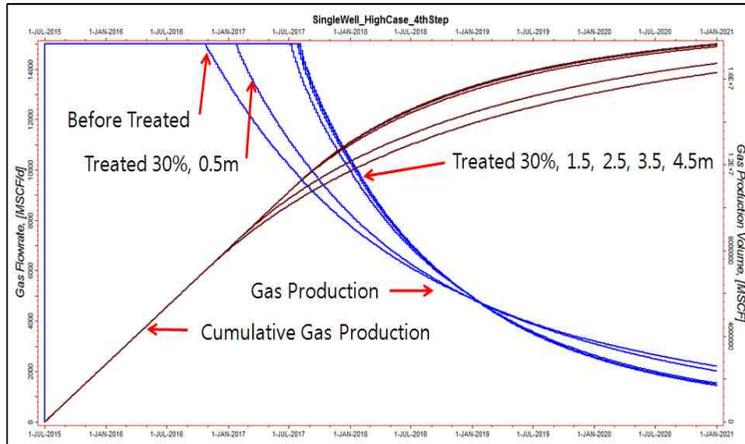
Table 4.1 Simulation results for three case model

구분	High Case Model	Mid Case Model	Low Case Model
Cumulative gas production [Bscf]	16.3	12.4	3.1
Cumulative condensate production [Mstb]	137	99	37
Plateau time [Year]	1.3	0.4	-

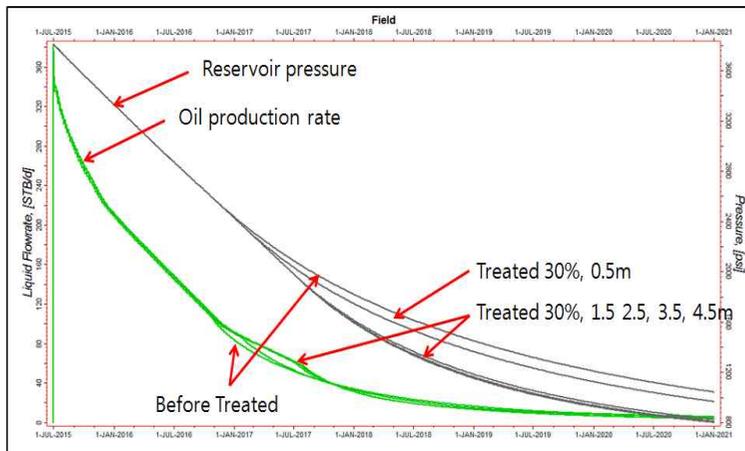
제2절 화학처리 효과 분석

1. 화학처리 적용 효과에 따른 결과 분석

가스 및 오일 잔류 포화율과 상대 투과도 값을 각각 30%, 20% 그리고 10% 향상하여 화학처리 효과에 대해 분석하였다. Figure 4.3은 High Case Model에 화학처리를 통한 30% 향상 효과를 적용한 시뮬레이션 결과이다. 생산정에서부터 화학처리 효과가 적용된 반경이 커짐에 따라 Plateau time이 증가하는 경향이 나타났다. 따라서 누적 가스생산량도 증가하는 결과를 보였다. 그러나 Figure 4.3(a)에서 Plateau time이 연장된 경우일수록 그 후 일일 생산량 감소는 더 급히 발생하여 특정 시점에서 생산량의 역전현상이 나타났다. 이것은 Plateau time이 증가하면서 더 많은 가스가 저류층에서 초반에 생산되어 저류층의 압력이 낮아지고 유체가 고갈되기 때문이다. 그리고 화학처리에 따라 저류층 평균압력이 더 낮아지는 현상을 보이는데 이는 비유동 외부경계조건 하에서 가스생산량이 증가하여 저류층에 남아있는 가스의 양이 적기 때문이다.



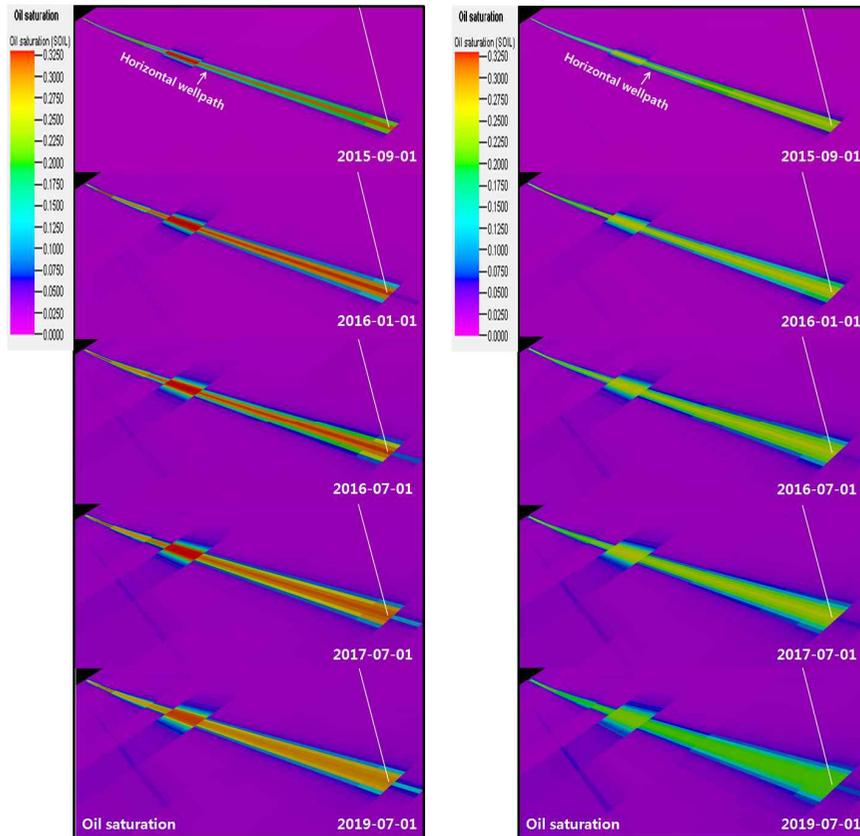
(a) Gas production rate and cumulative production



(b) Reservoir average pressure and oil production

Figure 4.3 Simulation results for the chemical treatment case with 30% improvement(High Case Model).

Figure 4.4는 4.5 m 반경에 대한 화학처리 전·후 생산정 주변에서 발생하는 컨덴세이트 축적 정도를 비교하여 나타낸 것이다. Figure 4.4(a)에서는 생산정 주변의 컨덴세이트 포화율이 0.32에 가까운 값을 나타내지만 동일한 시간에 Figure 4.4(b)는 화학처리를 통한 향상 효과로 인해 0.26의 낮은 포화율을 유지하고 있다.



(a) Before Treatment

(b) After Treatment

Figure 4.4 Comparison of oil saturation between before- and after-treatment with 30% improvement(High Case Model).

Table 4.2 및 Figure 4.5과 4.6은 화학처리 적용 반경에 따른 시뮬레이션 결과를 분석한 것이다. 화학처리 반경이 0.5 m일 때 가스 생산량은 0.43 Bcf 만큼 증가하여 2.64%의 증가율을 보였으며 처리반경이 증가함에 따라 생산량도 증가하는 것을 확인하였다. 반경이 4.5 m인 경우 누적 가스 생산량은 약 1.34 Bcf, 즉 8.21% 증가하였으며 Plateau time은 0.78년 더 연장되었다. 화학처리 적용 반경이 0.5 m와 1.5 m인 경우 누적가스 생산량과 Plateau time에서 높은 증가율이 나타났지만 1.5 m 이상에서는 증가율이 둔화된다. 따라서 화학처리의 효율측면에서 화학처리를 위한 최적 반경은 1.5 m로 결정할 수 있다.

생산된 오일은 0.5 m의 경우에는 기존보다 낮은 누적생산량을 보인 반면, 반경이 1.5 m 이상인 경우에는 다시 증가하는 현상을 보였다. 이는 저류층의 압력과 컨덴세이트의 retrograde 현상 등 복합적인 작용의 결과로 판단된다. 그러나 시뮬레이션 결과 대체로 가스 생산량이 많아질수록 컨덴세이트의 생산량도 많아지는 경향을 보인다.

Table 4.2 Simulation results for the chemical treatment case with 30% improvement(High Case Model)

구 분 (High Case Model)		before treat	treated cases(m)				
			0.5	1.5	2.5	3.5	4.5
가스 생산량 (Bcf)	누적량	16.31	16.74	17.52	17.60	17.63	17.64
	증감	-	0.43	1.21	1.30	1.32	1.34
	비율(%)	-	2.64	7.43	7.95	8.11	8.21
Plateau time (yr)	기간	1.32	1.58	2.02	2.08	2.09	2.10
	증감	-	0.26	0.70	0.76	0.77	0.78
	비율(%)	-	19.7	53.0	57.6	58.3	59.1
오일 생산량 (stb)	누적량	136,959	136,930	137,563	138,020	138,269	138,473
	증감	-	-29	604	1,061	1,310	1,514
	비율(%)	-	-0.02	0.44	0.77	0.96	1.11

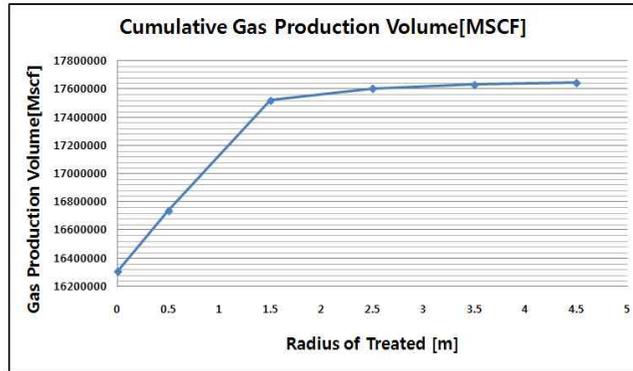


Figure 4.5 Comparison of cumulative gas production according to the treatment radius with 30% improvement(High Case Model).

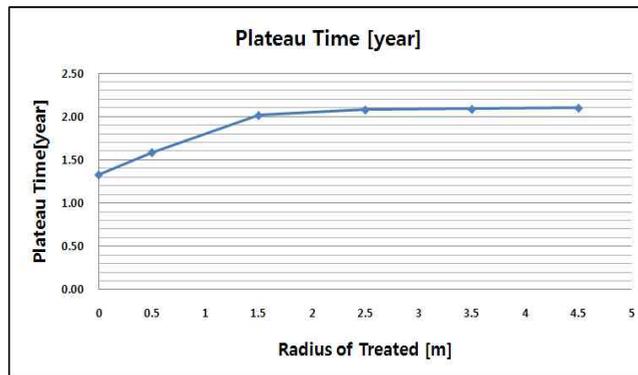


Figure 4.6 Comparison of plateau time according to the treatment radius with 30% improvement(High Case Model).

화학처리에 의해 가스 및 오일 잔류 포화율과 상대투과도 값을 20% 향상시킬 경우에 대한 시뮬레이션 결과를 Table 4.3에 요약하였다. 화학처리를 1.5 m 적용한 결과, 처리 이전에 비해 누적 가스 생산량은 약 6.31%, Plateau time은 약 45% 증가하였다. 화학처리에 의한 30% 향상 결과와 유사하게 이 경우에서도 반경 0.5 m 와 1.5 m에서는 화학처리로 인해 높은 향상율을 나타내었지만 1.5 m 이상에서는 크게 향상되지 않음을 확인하였다(Figure 4.7 ~ Figure 4.8).

Table 4.3 Simulation results for the chemical treatment case with 20% improvement(High Case Model)

구 분 (High Case Model)		before treat	treated cases(m)				
			0.5	1.5	2.5	3.5	4.5
가스 생산량 (Bcf)	누적량	16.306	16.669	17.335	17.408	17.431	17.442
	증감	-	0.363	1.029	1.102	1.125	1.136
	비율(%)	-	2.23	6.31	6.76	6.90	6.97
Plateau time (yr)	기간	1.32	1.53	1.91	1.95	1.96	1.96
	증감	-	0.21	0.59	0.63	0.64	0.64
	비율(%)	-	15.9	44.7	47.7	48.5	48.5
오일 생산량 (stb)	누적량	136,959	136,922	137,222	137,489	137,667	137,813
	증감	-	-37	263	530	708	854
	비율(%)	-	-0.03	0.19	0.39	0.52	0.62

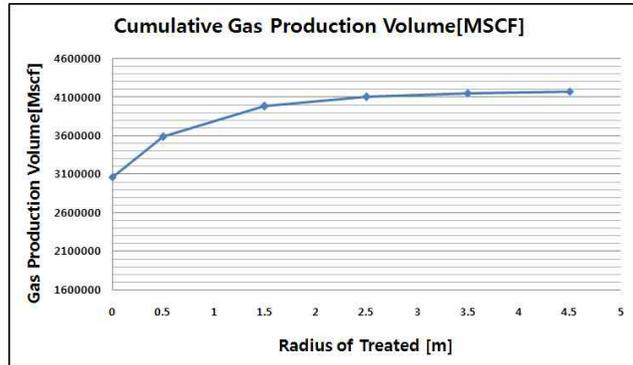


Figure 4.7 Comparison of cumulative gas production according to the treatment radius with 20% improvement(High Case Model).

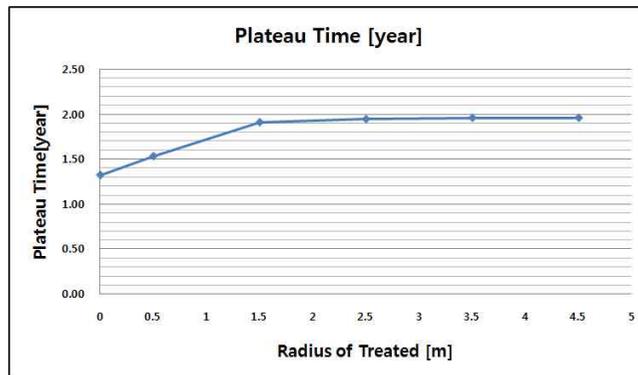
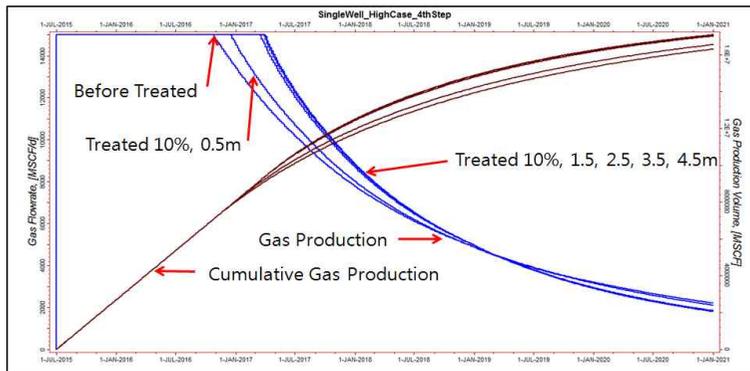
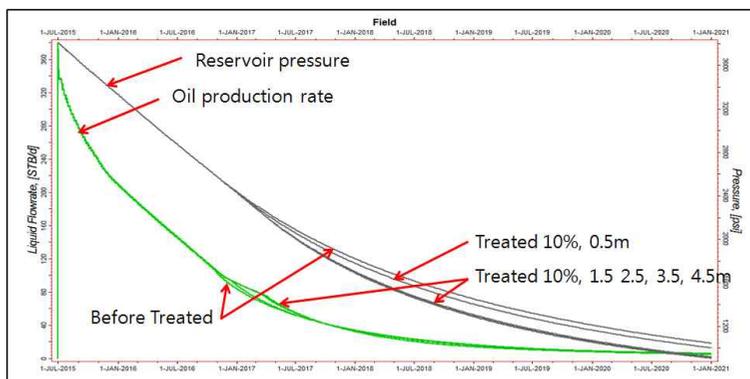


Figure 4.8 Comparison of plateau time according to the treatment radius with 20% improvement(High Case Model).

앞서 적용한 두 시뮬레이션과 동일한 방법으로 가스 및 오일의 잔류 포화율과 상대 투과도 값의 10% 향상을 통해 화학처리 효과를 분석하였다(Figure 4.9). 분석 결과 화학처리 적용 반경이 증가함에 따라 누적 가스 생산량 증대 및 Plateau time의 연장이 나타나며, 이 결과는 앞의 30%와 20% 향상에 대한 결과와 유사한 증가 경향을 나타낸다(Table 4.4). 반경 1.5 m에 화학처리를 적용한 경우 누적 가스생산량은 앞의 30%와 20% 향상 효과에 비해 비교적 낮은 4.3% 증가율을 나타내었다. 화학처리 반경이 1.5 m 이상에서는 누적 가스 생산량 및 Plateau time의 증가율이 크게 증가 하지 않았다. 분석결과 화학처리 효과가 낮아지므로 생산능력은 감소하는 경향을 보였다.



(a) Gas production rate and cumulative production



(b) Reservoir average pressure and oil production

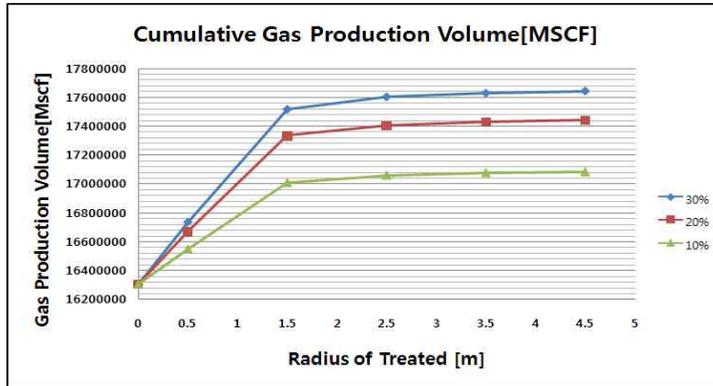
Figure 4.9 Simulation results for the chemical treatment case with 10% improvement(High Case Model).

Table 4.4 Simulation results for the chemical treatment case with 10% improvement(High Case Model)

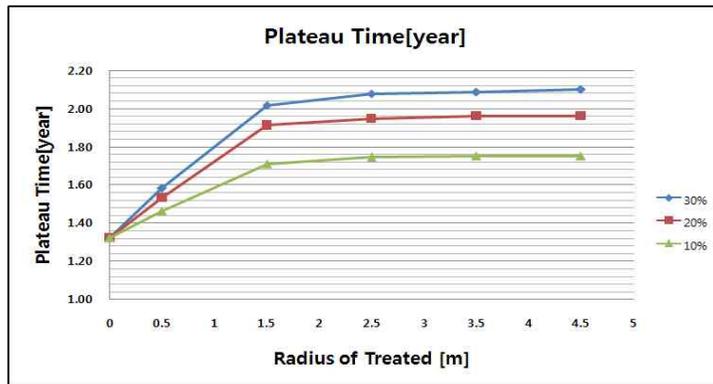
구 분 (High Case Model)		before treat	treated cases(m)				
			0.5	1.5	2.5	3.5	4.5
가스 생산량 (Bcf)	누적량	16.306	16.55	17.009	17.06	17.077	17.084
	증감	0	0.244	0.703	0.754	0.771	0.778
	비율(%)	0	1.50	4.31	4.62	4.73	4.77
Plateau time (yr)	기간	1.32	1.46	1.71	1.75	1.75	1.75
	증감	0	0.14	0.39	0.43	0.43	0.43
	비율(%)	0	10.6	29.5	32.6	32.6	32.6
오일 생산량 (stb)	누적량	136,959	136,915	136,973	137,089	137,183	137,261
	증감	0	-44	14	130	224	302
	비율(%)	0	-0.03	0.01	0.09	0.16	0.22

Figure 4.10은 High Case Model에 화학처리 효과를 각각 30%, 20% 그리고 10% 향상 시킨 모델의 화학처리 적용 반경에 따른 생산량 및 Plateau time을 비교하였다. Table 4.5와 4.6을 보면 화학처리 효과 10%, 20% 그리고 30%를 1.5 m까지 적용한 경우 누적 가스생산량은 4.3%, 6.31%, 그리고 7.4%까지 증가하는 변화를 보였다. 즉 0.7, 1.0, 그리고 1.2 Bcf의 가스가 더 생산되는 것이다. Plateau time은 30%, 45%, 그리고 53%로 증가하였다. 화학처리 효과를 1.5 m 이상에 대해 적용한 경우는 이보다 조금 더 좋은 결과를 나타내지만 증가율은 크게 증가하지 않는 것을 파악하였다. 이러한 결과는 Figure 4.2에서 보듯이 컨덴세이트의 생성이 생산정으로부터 반경 1.5 m 이내에서 극심하기 때문에 이에 대한 처리효과가 가장 좋게 나타난 것이다.

실제 화학처리를 저류층에 적용할 경우 주입해야하는 화학 처리제의 부피는 유정 반경의 제곱에 비례해서 증가한다. 따라서 화학처리를 사용하여 1.5 m 이내의 영역에 대해 가스유동 능력을 개선하는 것이 경제적인 측면에서 가장 효율적일 것으로 판단된다.



(a) Cumulative gas production



(b) Plateau time

Figure 4.10 Comparison of before- and after-chemical treatment on cumulative gas production and plateau time(High Case Model).

Table 4.5 Comparison of before- and after-chemical treatment on cumulative gas production(High Case Model)

구 분 (High Case Model)		before treat	treated cases(m)				
			0.5	1.5	2.5	3.5	4.5
향상율 30%	누적량	16.31	16.74	17.52	17.60	17.63	17.64
	증감	-	0.43	1.21	1.30	1.32	1.34
	비율(%)	-	2.64	7.43	7.95	8.11	8.21
향상율 20%	누적량	16.306	16.669	17.335	17.408	17.431	17.442
	증감	-	0.363	1.029	1.102	1.125	1.136
	비율(%)	-	2.23	6.31	6.76	6.90	6.97
향상율 10%	누적량	16.306	16.55	17.009	17.06	17.077	17.084
	증감	-	0.244	0.703	0.754	0.771	0.778
	비율(%)	-	1.50	4.31	4.62	4.73	4.77

Table 4.6 Comparison of before- and after-chemical treatment on plateau time(High Case Model)

구 분		before treat	treated cases(m)				
			0.5	1.5	2.5	3.5	4.5
향상율 30%	기간	1.32	1.58	2.02	2.08	2.09	2.10
	증감	-	0.26	0.70	0.76	0.77	0.78
	비율(%)	-	19.7	53.0	57.6	58.3	59.1
향상율 20%	기간	1.32	1.53	1.91	1.95	1.96	1.96
	증감	-	0.21	0.59	0.63	0.64	0.64
	비율(%)	-	15.9	44.7	47.7	48.5	48.5
향상율 10%	기간	1.32	1.46	1.71	1.75	1.75	1.75
	증감	-	0.14	0.39	0.43	0.43	0.43
	비율(%)	-	10.6	29.5	32.6	32.6	32.6

2. 화학처리 적용 모델에 따른 생산성 증대 결과 분석

Figure 4.11에서 4.13은 화학처리 효과에 따른 High, Mid, 그리고 Low Case Model들의 반응을 함께 도시한 그림이다. 화학처리 효과가 클수록 누적 가스생산량의 증분이 크게 나타났다. 화학처리 반경에 대해서는 모든 경우에 처리반경이 커질수록 생산량 증분도 커지게 되지만 일정 반경이상에서는 효과가 동일한 것으로 수렴한다. 즉, 모든 경우에 컨테네이트가 반경 5 m 이내에서 형성되기 때문에 이 반경 이상으로 화학처리를 하는 것은 생산성 증대에 효과를 주지 못한다.

화학처리에 의해 증가하는 생산량은 Table 4.7에 요약되어 있으며, Figure 4.14 ~ Figure 4.16에 화학처리 효과에 따른 생산량 증분 추이를 도시하였다. 일반적으로 화학처리에 의해 추가 생산되는 가스의 양은 Low Case에서 가장 크고 다음으로 Mid Case와 High Case 순으로 나타났다. 유체투과도가 작을수록 동일한 생산기간 내에 누적 가스생산량이 적어지므로 저류층의 압력은 높은 상태를 유지하게 된다. High Case인 경우 생산 후 저류층의 압력이 1,000 psia 정도인 반면, Low Case에서는 2,600 psia로 생산이 거의 이루어지지 않은 상태이다. Low Case에서 생산이 어려운 가장 중요한 이유는 유체투과도도 낮은 상태에서 생산정 부근의 컨테네이트 축적으로 가스가 유동할 수 있는 단면적이 줄어들어 병목현상이 발생하기 때문이다. 따라서, 화학처리를 통해 가스 유동단면적을 크게 하면 저류층과 생산정의 높은 압력구배에 의해 가스 생산량이 급증하게 된다. 이러한 이유로 Low Case가 다른 경우보다 가스 생산증분이 커지게 되었다.

처리반경이 1.5 m이고 처리효과가 30% 향상일 때 추가 가스생산량은 1.16 ~ 1.56 Bcf 범위에 있으며, 처리효과가 20%에서는 0.98 ~ 1.31 Bcf, 처리효과가 10%에서는 0.66 ~ 0.92 Bcf의 범위를 가진다. 따라서, 화학처리효과 10% ~ 30% 범위를 가정하면 저류층의 불균질 특성에 따라 가스 생산증분은 0.66 ~ 1.56 Bcf의 범위 내에서 발생할 것으로 계산된다. 가스 생산증분의 한계값을 산정하기 위해 처리반경을 4.5 m로 설정하면 가스 생산증분은 0.78 ~ 2.07 Bcf의 범위를 가지게 된다.

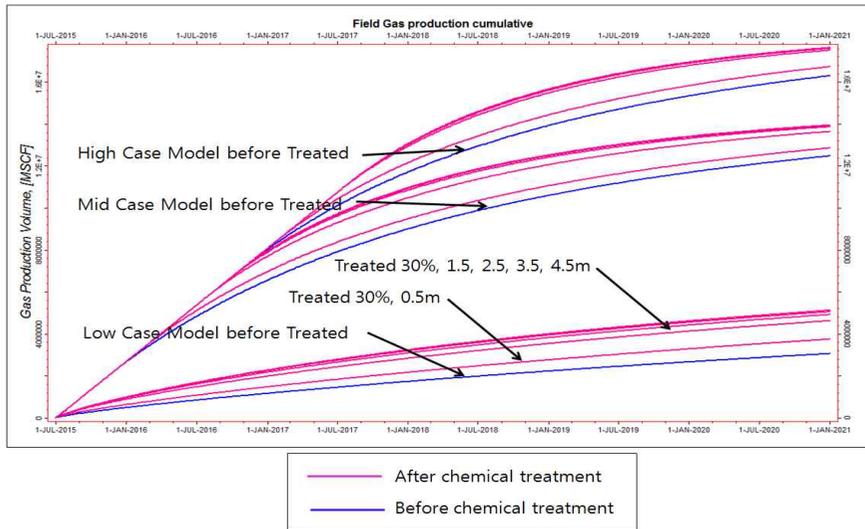


Figure 4.11 Cumulative gas production of three Case Model(Treated effect 30%).

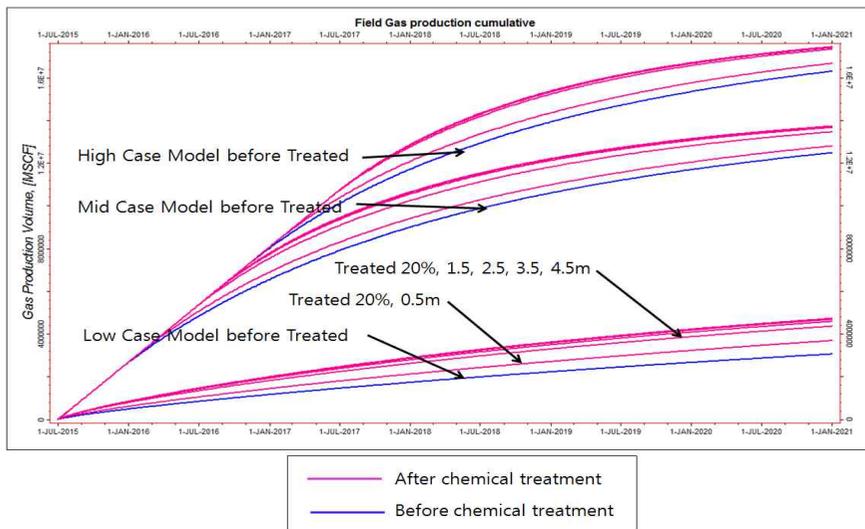


Figure 4.12 Cumulative gas production of three Case Model(Treated effect 20%).

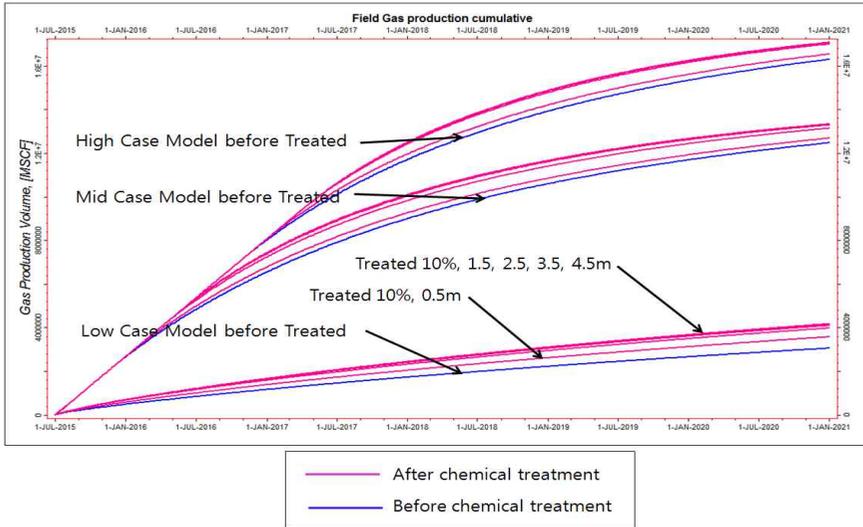


Figure 4.13 Cumulative gas production of three Case Model(Treated effect 10%).

Table 4.7 Summary of the incremental cumulative gas production with respect to chemical treatments

누적 가스생산 증가량 (Bcf)		treated cases(m)				
		0.5	1.5	2.5	3.5	4.5
30%	High	0.43	1.21	1.30	1.32	1.34
	Mid	0.38	1.16	1.39	1.44	1.47
	Low	0.69	1.56	1.87	2.00	2.07
20%	High	0.36	1.03	1.10	1.13	1.14
	Mid	0.32	0.98	1.18	1.23	1.25
	Low	0.63	1.31	1.53	1.62	1.67
10%	High	0.24	0.70	0.75	0.77	0.78
	Mid	0.21	0.66	0.81	0.85	0.86
	Low	0.53	0.92	1.04	1.09	1.12

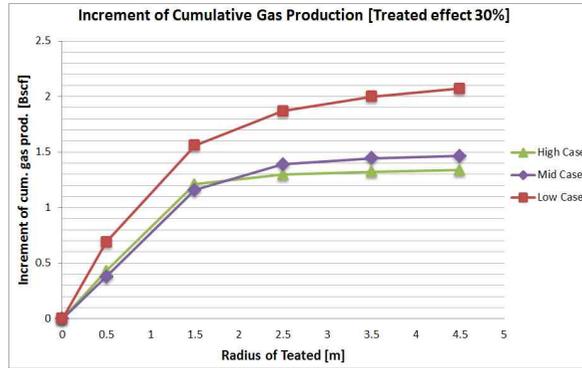


Figure 4.14 Increase of cumulative gas production according to the each Case Model(Treated effect 30%).

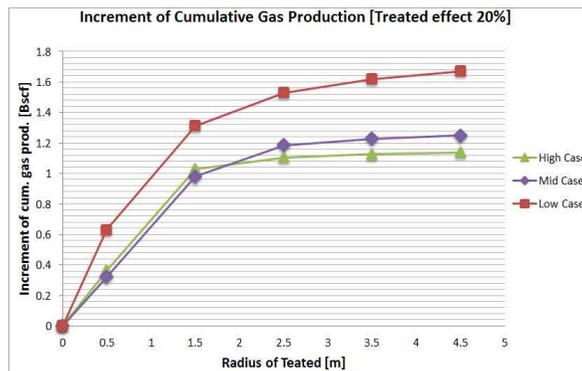


Figure 4.15 Increase of cumulative gas production according to the each Case Model(Treated effect 20%).

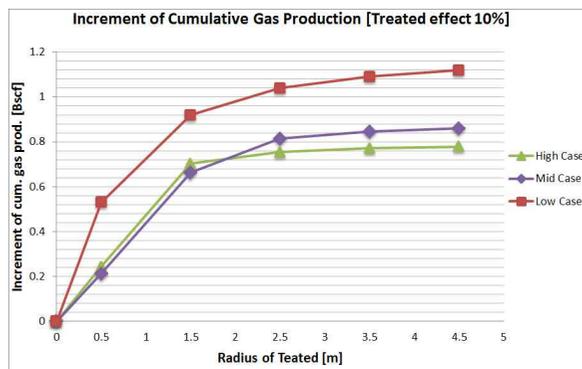


Figure 4.16 Increase of cumulative gas production according to the each Case Model(Treated effect 10%).

제3절 수압파쇄 적용 결과 분석

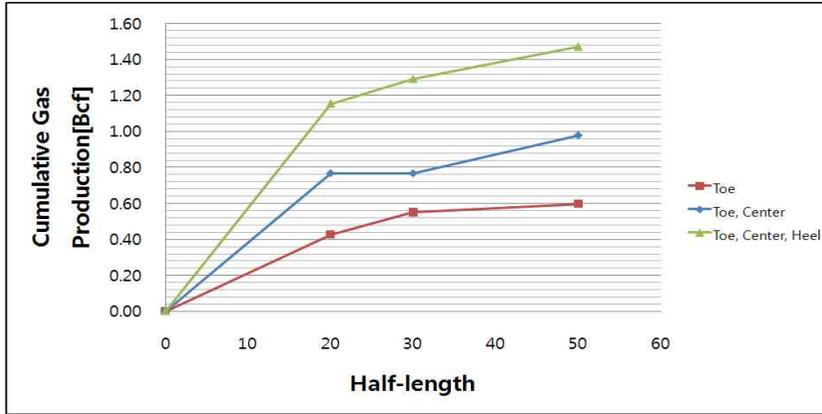
1. 균열 길이 및 균열 수에 따른 민감도 분석

수압파쇄가 적용된 구간과 각 구간의 균열 반길이에 따른 민감도 분석을 수행하였다. 다양한 시나리오 분석을 위해서 High Case, Mid Case 그리고 Low Case Model의 수압파쇄가 적용된 각 구간에 균열 반길이가 50 m, 30 m 그리고 20 m인 경우에 따른 민감도 분석을 실시하였다. Table 4.8은 High Case Model에 수압파쇄 적용 결과를 요약하였다. 균열 반길이와 균열수에 따라 가스생산량 증분은 0.43 Bcf에서 1.47 Bcf까지 변동하며 Plateau time의 연장기간은 0.42년에서 0.92년까지 변동한다. 일반적으로 균열이 길수록 균열수가 많을수록 더 좋은 결과를 보인다.

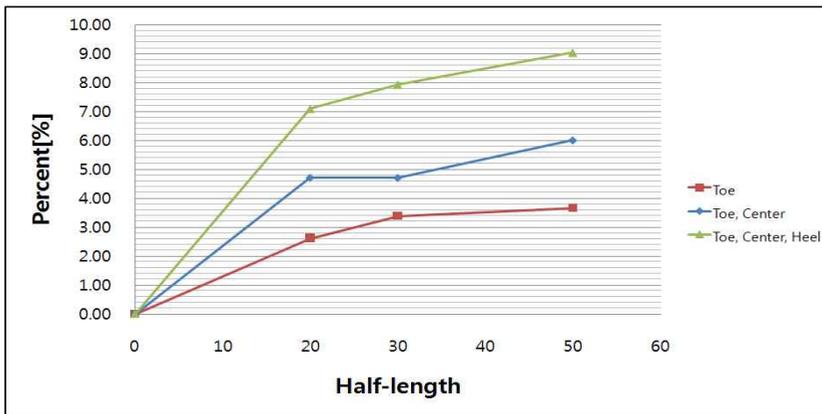
Table 4.8의 자료를 그림으로 나타낸 것이 Figure 4.17 ~ Figure 4.18이다. 가장 먼저 확인되는 부분은 균열길이가 20 m를 기점으로 생산량 증가율의 변화가 발생한다는 것이다. 즉, 균열 반길이가 20 m까지는 생산량 증가율이 높은 반면 20 m보다 더 긴 균열인 경우에는 생산량 증가율이 둔해지는 형태를 보인다. Figure 4.17에서 균열 반길이가 30 m이고 2개의 균열을 가진 경우에 대한 결과는 20 m인 경우와 동일하게 나왔는데, 이는 시뮬레이션의 수렴오차로 인한 우연한 일치로 분석된다. 이 연구에서는 균열을 묘사하기 위해 균열에 해당하는 격자의 유체투과도를 저류층보다 1000배 이상 크게 주었다. 이러한 물성의 급격한 변화가 있을 경우 시뮬레이션 상에서 수렴오차가 발생하는 경우가 자주 발생한다.

Table 4.8 Comparison of gas production and plateau time according to the fracture stages and half-length (High Case Model)

구 분		before HF	Fracture stage								
			1			2			3		
			Half-length[m]			Half-length[m]			Half-length[m]		
			20	30	50	20	30	50	20	30	50
가스 생산량 (Bcf)	누적량	16.28	16.71	16.83	16.88	17.05	17.05	17.26	17.44	17.58	17.76
	증감	-	0.43	0.55	0.60	0.77	0.77	0.98	1.15	1.29	1.47
	비율(%)	-	2.62	3.38	3.67	4.71	4.71	6.01	7.09	7.93	9.04
Plateau time (year)	기간	1.17	1.59	1.59	1.67	1.75	1.75	1.84	1.92	2.00	2.09
	증감	-	0.42	0.42	0.50	0.58	0.58	0.66	0.75	0.83	0.92
	비율(%)	-	35.75	35.75	42.29	49.53	49.53	56.54	63.79	70.79	78.04

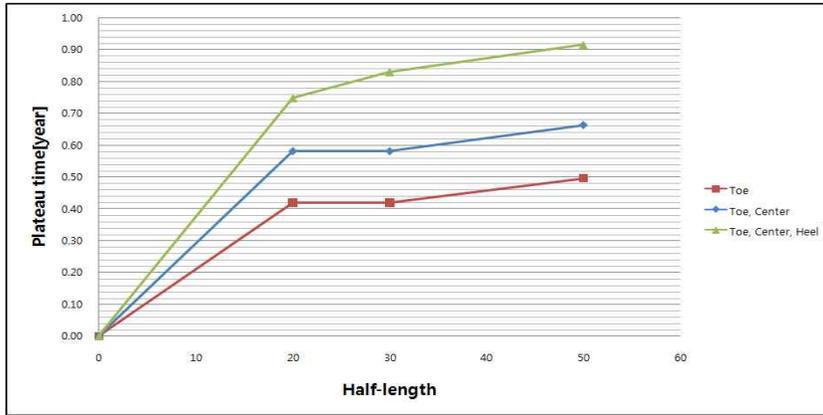


(a) Increment of cumulative gas production

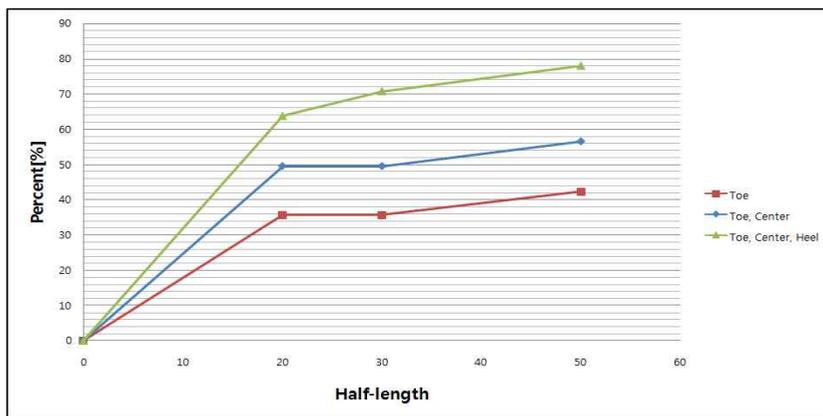


(b) Percentage of incremental gas production

Figure 4.17 Cumulative gas production according to fracturing half-length with HF at Toe, Center and Heel(High Case Model).



(a) Increments of plateau time



(b) Percentage of incremental plateau time

Figure 4.18 Plateau time according to fracturing half-length with HF at Toe, Center and Heel(High Case Model).

Figure 4.19는 수압파쇄에 따른 High, Mid, 그리고 Low Case Model들의 반응을 함께 도시한 그림이다. 균열 반길이가 길고 균열수가 많을수록 누적 가스생산량의 증분이 크게 나타났다. 수압파쇄에 의해 증가하는 가스생산량은 Table 4.9에 요약되어 있으며, Figure 4.20 ~ Figure 4.22에 균열 반길이와 저류층 모델에 따른 생산량 증분 추이를 도시하였다. 여기에서도 추가 생산되는 가스의 양은 Low Case에서 가장 크고 다음으로 Mid Case와 High Case 순으로 나타났다. 균열을 통해 생산정과 유정의 접촉단면적을 넓히고 선형유동을 만들어 생산을 용이하게 한다. 이때 Low Case에서는 압력구배가 다른 모델보다 크기 때문에 선형유동으로 생산되는 가스의 양이 많아진다. 이러한 이유로 Low Case에서의 가스 증분이 가장 크게 되는 것으로 보인다.

Table 4.9에 의하면 균열 반길이가 20 m이고 1개의 파쇄균열을 만들었을 때 가스 증분은 0.42 ~ 0.48 Bcf 내에 있다. 만약 2개 균열일 경우에는 생산 증분은 0.77 ~ 0.87 Bcf이며, 3개 균열에서는 1.15~ 1.44 Bcf의 범위에 있다. 이와 같이 균열의 수에 따라 가스 생산증분이 뚜렷하게 구별된다. 즉, 생산정의 수평구간이 1000 m로 매우 길고 균열간 거리가 충분히 멀기 때문에 균열 상호간 생산의 간섭이 거의 없을 것으로 파악된다.

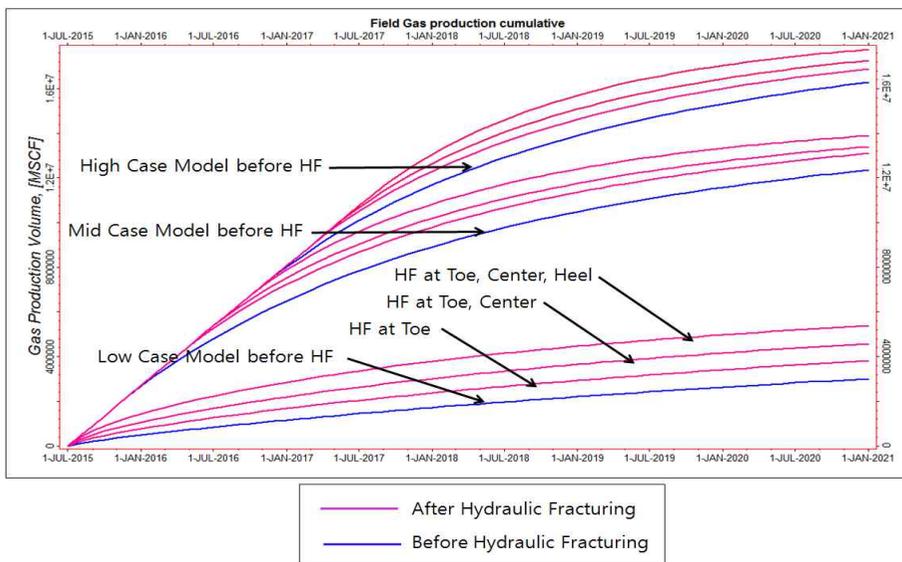


Figure 4.19 Cumulative gas production of three Case Model.

Table 4.9 Summary of the incremental cumulative gas production with respect to the hydraulic fracturing

Cumulative Gas Production (Bcf)		Half-length [m]		
		20	30	50
Frac. Stages 1	High	0.43	0.55	0.6
	Mid	0.48	0.62	0.74
	Low	0.42	-	0.81
Frac. Stages 2	High	0.77	0.77	0.98
	Mid	0.76	0.94	1.05
	Low	0.87	-	1.57
Frac. Stages 3	High	1.15	1.29	1.47
	Mid	1.18	1.38	1.53
	Low	1.44	-	2.36

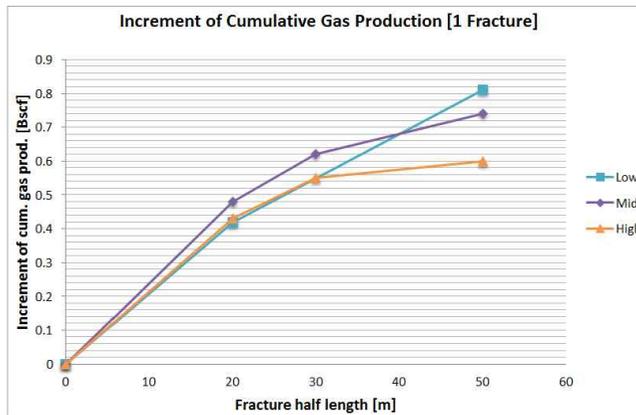


Figure 4.20 Increase of cumulative gas production according to the models with one fracture.

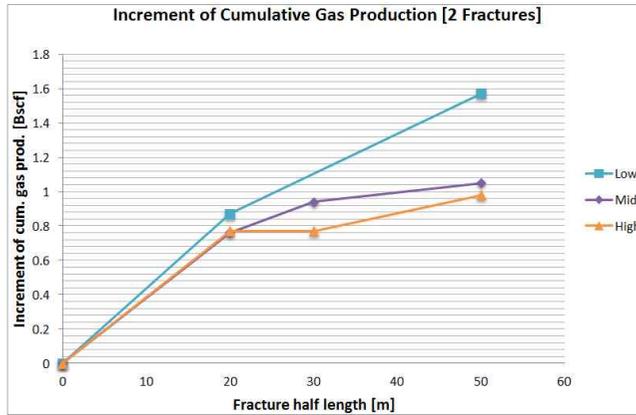


Figure 4.21 Increase of cumulative gas production according to the models with two fractures.

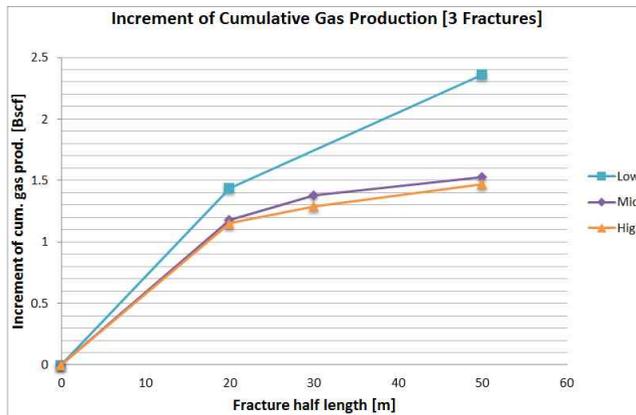


Figure 4.22 Increase of cumulative gas production according to the models with three fractures.

2. 균열 전도도에 따른 민감도 분석

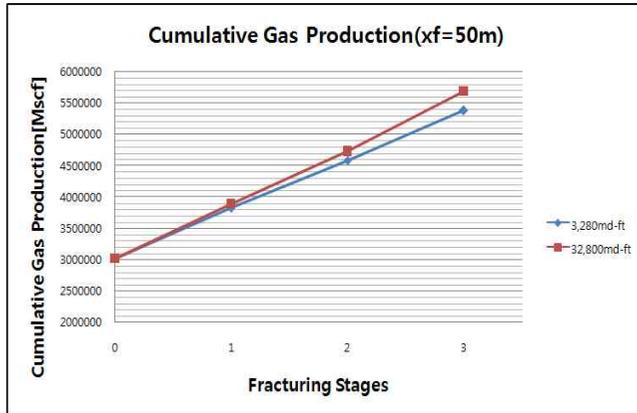
균열전도도($C_f = k_f \cdot w$)는 균열 내에서 유체가 유동할 때 의미있는 압력감소를 수반하느냐에 따라 유한전도도 및 무한전도도로 구분한다. 일반적으로 균열전도도가 10,000 md-ft보다 크면 무한전도도로 규정한다. 앞의 모든 시뮬레이션에서는 균열전도도를 3,280 md-ft로 사용하여 유한전도도 영역을 설정하였다. 따라서 균열 전도도에 따른 민감도 분석을 위해 Low Case Model에 무한전도도 균열을 적용한 시뮬레이션을 수행하여 기존의 결과와 비교하였다.

Table 4.10과 Figure 4.23 ~ 4.24는 Low Case Model에 균열전도도가 3,280 md-ft와 32,800 md-ft인 경우에서 누적 가스생산량을 비교한 것이다. 균열전도도가 큰 경우 누적 가스생산량도 더 많아지는 것을 알 수 있다. 균열전도도가 커질수록 균열 내에서의 유동에 따른 압력감소가 작아져 균열 내의 압력을 더 낮은 상태로 유지할 수 있어 저류층에서 균열 내로의 유량이 더 많아진다. 따라서 더 많은 가스가 유동하게 되고 균열 주변의 저류층 압력도 더 낮은 상태로 유지된다.

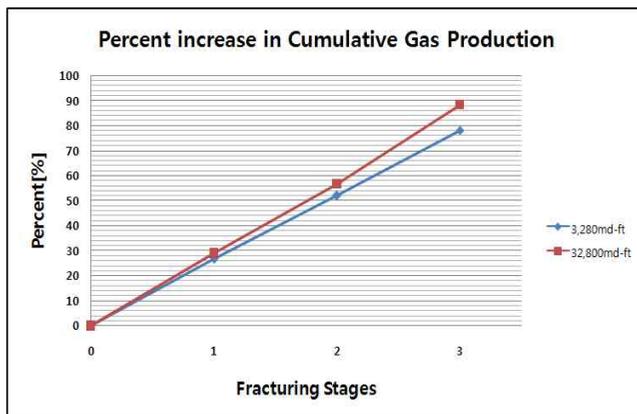
Figure 4.23(b)와 4.24(b)를 비교하면 균열 반길이가 50 m인 경우 균열전도도에 따라 누적 오일생산량은 최대 10%의 차이를 보인 반면, 20 m의 균열 반길이에서는 3.3%의 차이만을 보였다. 이것 또한 균열의 전도도 특성으로 설명될 수 있다. 위에서 설명한 것과 같이 무한전도도의 균열은 유한전도도의 균열보다 더 낮은 압력으로 유지할 수 있는데 균열 끝쪽으로 갈수록 유한전도도의 균열과의 압력차이는 더 커지게 된다. 이 상태에서 무한전도도의 균열인 경우 저류층에서 균열로 유동하는 가스의 양은 훨씬 많아진다. 따라서 균열 반길이가 길수록 오일생산량의 차이는 커지게 된다.

Table 4.10 Comparison of gas production according to the fracture conductivity and fracture stages (Low Case Model)

구 분		before HF	Fracture stage					
			1		2		3	
			Half-length[m]		Half-length[m]		Half-length[m]	
			20	50	20	50	20	50
C_f 3,280 (md-ft)	누적량	3.02	3.44	3.83	3.89	4.59	4.46	5.38
	증감		0.42	0.81	0.87	1.57	1.44	2.36
	비율(%)		13.91	26.82	28.81	51.99	47.68	78.15
C_f 32,800 (md-ft)	누적량	3.02	3.45	3.89	3.94	4.73	4.56	5.69
	증감		0.43	0.87	0.92	1.71	1.54	2.67
	비율(%)		14.24	28.81	30.46	56.62	50.99	88.41

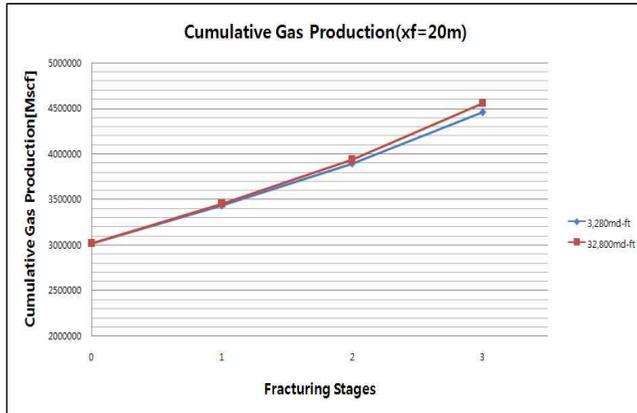


(a) Cumulative gas production

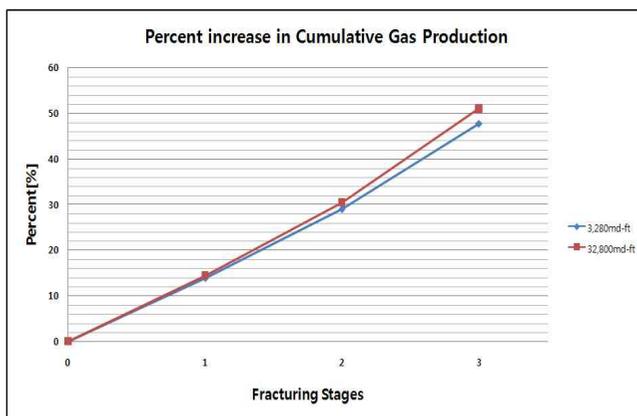


(b) Percentage of cumulative gas production

Figure 4.23 Comparison of production performance according to the fracture conductivity in the case of $x_f = 50$ m (Low Case Model).



(a) Cumulative gas production



(b) Percentage of cumulative gas production

Figure 4.24 Comparison of production performance according to the fracture conductivity in the case of $x_f = 20$ m (Low Case Model).

제5장 결론

이 연구에서는 중동에 위치한 가스전을 대상으로 컨덴세이트 축적 현상에 대한 완화 가능성 분석하기 위해 시뮬레이션을 수행하였다. 시뮬레이션 결과 생산이 진행됨에 따라 생산정 주변에 컨덴세이트가 생성되어 가스 생산을 방해하는 것을 확인하였다. 이에 따라 생산정 주변에 화학처리법 및 수압파쇄법을 적용하여 컨덴세이트 축적완화 가능성을 분석하였다.

컨덴세이트 축적 현상완화를 위한 경제적 방법인 화학처리법을 적용한 결과 저류층에서 컨덴세이트는 수평정으로부터 반경 5 m 이내에서 생성되며 1.5 m ~ 2 m 이내에서 극심하게 발생하는 것으로 파악하였다. 주입반경을 1.5 m 까지 확장할 경우 추가 가스 생산량의 증가율이 높게 나타났으나 1.5 m 이상을 화학 처리하는 경우 증가율이 급격히 둔화되는 것을 확인하였다. 따라서 화학처리법을 적용하기 위해 화학처리제를 주입해야하는 최소반경은 1.5 m로 분석되었다. 화학처리법을 적용한 시뮬레이션 결과를 통해 추가 가스 생산이 예측되었으며 평균 유체투과도가 낮은 모델일수록 화학처리법의 효과가 크게 나타났다.

또 다른 컨덴세이트 축적완화 방법인 수압파쇄법을 적용한 시뮬레이션 결과 수압파쇄에 의해 생성되는 균열의 길이와 균열 수가 증가할수록 추가 가스생산량은 증가하였다. 화학처리법 적용 시뮬레이션 결과와 마찬가지로 평균 유체투과도가 높은 모델보다 평균 유체투과도가 낮은 모델일수록 균열에 의해 생성되는 추가 가스 생산량은 크게 나타났다. 또한 평균 유체투과도가 높은 모델의 경우 균열 길이가 길어질수록 추가 가스생산량의 증가율이 낮아지는 경향을 보였다. 20 m 균열이 1개인 경우 추가 가스생산량은 0.42 ~ 0.48 Bcf, 2개 균열일 경우에는 0.76 ~ 0.87 Bcf, 3개 균열에서는 1.15~ 1.44 Bcf의 범위에 있다. 이러한 결과는 균열 간 간격이 충분히 넓기 때문에 균열의 수에 따라 가스 생산증가가 뚜렷하게 구별되었다. 50 m 길이의 균열 3개가 있는 경우 추가 생산량은 최대 2.36 Bcf에 달하였다.

이상의 연구 결과로부터 컨덴세이트 축적현상이 발생할 가능성이 있는 저류층에서 완화 방안으로 화학처리법과 수압파쇄법의 적용성을 확인하였다. 이 연구가 실제 저류층에 적용을 위해 고려되어야 할 부분으로는 화학처리제는 액체의 형태로 유체투과도가 매우 낮으면 액체의 유동이 매우 제한적이며 매우 긴 시간이 소요될 수 있다. 또한 주입이후 재생산시 화학처리제가 배출될 수 있을지에 대한 연구도

필요할 것이다. 수압과쇄를 적용할 경우, 실행 가능성을 먼저 확인해야 한다. 저류층 상부에 대수층이 존재할 가능성과 이를 이용할 수 있는 권리 등 법적규제를 포함하여 포괄적으로 분석해야 한다.

참고 문헌

Alzate, G. A., Franco, C. A., Restrepo, A., Barreto-Alvarez, D. L., Del Pino-Castrillon, J. J., Escobar-Murillo, A. A., 2006, "Evaluation of Alcohol-Based Treatments for Condensate Banking Removal" paper SPE 98359 was prepared for presentation at the 2006 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lagayette, LA, 15 - 17 February 2006.

Al Ghamdi, Bander N., Al-Malki, Bandar H., Al-Kanaan, Adnan., Rahim, Zillur., Al-Anazi, Hasan D., 2013, "Field Implementation of Condensate Bank Removal Using Chemical Treatment" paper SPE 16545-MS was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, March 2013.

Afidick, D., Kaczorowski, N. J. and Bette, S., 1994, "Production Performance of Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field," paper SPE 28749 presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference held in Melbourne, Australia, 7-10 November 1994.

Baker, J. W., 2005, "Experience With Simulation of Condensate Banking Effects in Various Gas/Condensate Reservoirs" paper SPE 10382 was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 21 - 23 November 2005.

Bang, V., Pope, G. A., Sharma, M. M., Baran Jr, Jimmie R., Ahmadi, Mohabbat., 2008, "A New Solution to Restore Productivity of Gas Wells With Condensate and Water Blocks" paper SPE 116711 was prepared for presentation at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21 - 24 September 2008.

Bang, V., Yuan, C., Gary, A. P., Sharma, M. S., Baran, R., John D., Harold C., 2008, "Improving Productivity of Hydraulically Fractured Gas Condensate Wells by Chemical Treatment" paper OTC 19599 was prepared for presentation at the 2008 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5 - 8 May 2008.

Bang, V., Gary, A., Mukul, P., Sharma, M., 2009, "Development of a Successful Chemical Treatment for Gas Wells with Water and Condensate Blocking Damage," paper SPE 124977 was prepared for presentation at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4 - 7 October 2009.

Delavarmoghaddam, A., Mirhaj, S.A., Zitha, P.L.J., 2009, "Gas Condensate Productivity Improvement by Chemical Wettability Alteration," paper SPE 122225 was prepared for presentation at the 2009 SPE European Formation Damage Conference held in Scheveningen, The Netherlands, 27 - 29 May 2009.

Deng, H., Chen, Z., Dong, C., Nikpoor, M. H., 2013, "Compositional Simulation of Condensate Banking Inside Hydraulic Fractures Coupled With Reservoir Geomechanics" paper SPE 164529 was prepared for presentation at the Unconventional Resources Conference-USA held in The Woodlands, Texas, USA 10 - 12 April 2013.

Emmanuel, O., Udosen and Okpanachi, O., Samuel, B., Aderemi, 2010, "Optimization of Gas Condensate Reservoir Using Compositional Reservoir Simulator" paper SPE 136964 was prepared for presentation at the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition held in Tinapa - Calabar, Nigeria, 31 July - 7 August 2010.

Fahes, M., Firoozabadi, M., 2005, "Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting in Gas/Condensate Reservoirs at High Temperatures" paper

presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October 2005.

Giamminonni, D., Fanello, G., Kfoury, M., Colombo, I., Bonzani, A., 2010, "Condensate Banking Phenomenon Evaluation in Heterogeneous Low Permeability Reservoirs" paper SPE 131582 was prepared for presentation at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition in Barcelona, Spain, 14 - 17 June 2010.

Garzon, F. O., Al-Anazi, H. A., Leal, J. A., Al-Faifi, M. G., 2006, "Laboratory and Field Trial Results of Condensate Banking Removal in Retrograde Gas Reservoirs: Case History" Paper SPE 102558 was prepared was presentation at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA 24 - 27 September 2006.

Hashemi, A., Gringarten, A., 2005, "Comparison of Well Productivity Between Vertical, Horizontal and Hydraulically Fractured Wells in Gas-Condensate Reservoirs" paper SPE 94178 was prepared for presentation at the SPE Europe Annual Conference held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005.

Huerta, V. A., Lanchimba, A., Porlles, J. W., 2012, "Modeling Condensate Banking in Lean Gas Condensate Reservoirs" paper SPE 153388 was prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Conference held in Mexico City, Mexico, 16 - 18 April 2012.

Indriati, S., Wang, X., Economides, M. J., 2002, "Adjustment of Hydraulic Fracture Design in Gas-Condensate Wells" paper SPE 73751 was prepared for presentation at the SPE international symposium and Exhibition on Formation Damage control held in Lafayette, Louisiana 20 - 21 February 2002.

Kumar, V., Pope, G. A., Sharma, M. M., 2006, "Improving the Gas and Condensate Relative Permeability Using Chemical Treatments" paper SPE 100529 presented at the 2006 SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 15 - 17 May 2006.

Kumar, V., Pope, G. A., Sharma, M. M., 2006, "Chemical Stimulation of Gas/Condensate Reservoirs" paper SPE 102669 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., 24 - 27 September 2006.

Li, K., Liu, Y., Zheng, Huang, G., Li, G., 2011, "Enhanced gas-condensate production by wettability alteration to gas wetness" Journal of Petroleum Science and Engineering 78 (2011) 550-509.

Mark L., John B., Gary A. P., Sharma, M. M., Jimmie R. and Johnson, D., 2009 "A Field Demonstration of a New Chemical Stimulation Treatment for Fluid-Blocked Gas Wells" paper SPE 125077 was prepared for presentation at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4 - 7 October 2009.

Momeni, A., Zargar, G., Sabzi, A. A., 2011, "Simulating the effect of Non-darcy flow and hydraulic fracturing on well productivity in a naturally fracturing lean gas condensate reservoir" A case study "BRAZILIAN JOURNAL OF PETROLEUM AND GAS" / v. 5 n. 4 / p. 189-196/ 2011.

Mokhtari, R., Varzandeh, F., Rahimpour, M.R., 2013, "Well productivity in an Iranian gas-condensate reservoir: A case study" Journal of Natural Gas Science and Engineering 14 (2013) 66-76.

Noman Khan, M., Siddiqui, Fareed I., Mansur, Sheharyar., Syed Dost Ali., 2010, "Hydraulic Fracturing In Gas Condensate Reservoirs: Successes, Setbacks And

Lessons Learnt" paper SPE 142848 was prepared for presentation at the SPE/PAPG Annual Technical held in Islamabad, Pakistan, 10 - 11 November 2010.

Ravari, R. R., Wattenbarger, R. A., Ibrahim, M., 2005, "Gas Condensate Damage in Hydraulically Fractured Wells" paper SPE 93248 was prepared for presentation at the 2005 Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Indonesia, 5 - 7 April 2005.

Sheng-Tai Lee., Chaverra, M., 1998 "Modelling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical Cupiagua Field" paper presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.

Sharma, Mukul., Bang, Vishal., Ahmadi, Mohabbat., Linnemeyer, Harry., 2008, "Improving Well Productivity in Gas Condensate Reservoirs Via Chemical Treatment" paper was presented at Tobago gas Technology Conference Lowlands, Tobago, October 7 - 10, 2008.

Tang, T., Firoozabadi, S., 2000, "Relative Permeability Modification in Gas-Liquid Systems Through Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting" paper SPE 62934 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1 - 4 October 2000.

Wang, X., Indriati, Indriati, Amoco S., Economides, M. J., S., Valko, P. P., Economides, M. J., 2000, "Production Impairment and Purpose-Built Design of Hydraulic Fractures in Gas-Condensate Reservoirs" paper SPE 64749 was prepared for presentation at the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 7 - 10 November 2000.

감사의 글

석유공학 연구실에서 대학원 생활을 마치며 작은 결실을 맺게 되었습니다. 많이 부족한 제가 대학원 과정을 마칠 수 있게 관심과 도움을 주신 모든 분들에게 진심으로 감사드립니다.

가장 먼저 장일식 교수님께 진심으로 감사를 드립니다. 석유공사에서 교수님과 인연이 되어 대학원 생활을 보내게 된 것이 제 인생에서 가장 큰 행운 중 하나였다고 생각합니다. 오로지 교수님께 석유공학을 배우겠다는 일념 하나로 타지에서 대학원 생활을 했고, 지난 2년여간의 시간이 외롭고 힘들기도 했지만 저의 선택이 틀리지 않았다고 생각합니다. 제가 앞으로 인생을 살아가는데 많은 도움과 가르침을 주신 스승님이 되어 주셔서 진심으로 감사드립니다. 그리고 저에게 조언을 아끼지 않으신 강성승 교수님, 바쁘신 와중에 논문심사를 맡아 주신 최태진 교수님, 항상 먼저 안부를 물어 주시는 고진석 교수님, 밝은 모습으로 인사를 받아주시는 한오형 교수님, 박천영 교수님께도 감사의 말씀 드립니다.

대학원 과정동안 같은 공간에서 서로 도와가며 함께 생활한 석유공학 연구실의 모든 식구들에게도 고맙습니다. 스포츠 분석가의 꿈을 접고 석유공학자의 꿈을 키우고 있는 현승이, 인정받는 공학자가 되겠다는 꿈을 가진 애플 추종자 주환이, 뚜렷한 목표를 가지고 항상 열심히 노력하는 유미, 유미의 뒤를 이어 석유공학에 재미를 붙인 분위기 메이커 현정이, 새로운 길을 향해 각자 열심히 노력하는 준호, 동빈, 선주, 그리고 이제 막 연구실에 들어와 성장을 시작하는 남희, 민주 모두에게 늘 고마운 마음이며, 연구실원들과 함께 많은 발전이 있기를 항상 응원하겠습니다.

베트남에서도 조언을 아끼지 않으셨던 저의 멘토 장학이형, 베트남에 계셔서 자주 만날 수는 없었지만 가끔 받는 멘토링은 제가 대학원 생활을 보내는데 정말 큰 힘이 되었습니다. 대학원 과정 중 고민을 이야기하면 차분히 문제를 해결할 수 있게 조언과 응원을 보내준 광원이형, 늘 편한 형처럼 석유공학을 알려 주시고 카자흐스탄 발령 이후에 연락이 두절된 배재유 대리님, 휴일 아침 커피와 운동을 함께 하며 제 고민을 함께 나눠준 재철이형, 승태형, 모든 문제를 웃음으로 해결해주는 준식이형, 지현이, 효상이, 대학원 과정에서 유일한 친구 울아, 연구실은 다르지만 대학원 생활에서 빨리 적응할 수 있게 도움을 준 태유, 지수, 부탁하면 모든 들어준 고마운 동생들 정두, 마루찬에게도 고맙다는 말 전하고 싶습니다.

고등학교 때부터 항상 같은 자리에서 즐거움, 기쁨, 어려움을 함께 나누며 성장한 저의 소중한 친구들 철민, 경훈, 병문 그리고 종민에게 대학원 생활로 같이 보낸 시간이 많이 줄어 미안한 마음과 늘 고마운 마음을 가지고 있다고 전합니다.

마지막으로 저에게 없어서는 안 될 존재인 할머니, 아버지, 어머니, 누나에게 이 논문을 바칩니다. 그 동안 가족에게 많은 것을 받았습니다. 무한한 사랑과 제가 하고자 하는 바에 대해서 저를 믿고 끊임없는 지원과 희생을 아끼지 않으신 부모님의 모습은 평생 잊지 않고 살도록 하겠습니다. 사랑합니다.