



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

생산검층 기반의 다상유동 시뮬레이션을 통한 지층수  
생산거동 예측

Prediction of Water Production Behavior by Production  
Logging-based Multi-Phase Flow Simulation



지도교수 임종세

2015년 8월

한국해양대학교 대학원

해양에너지자원공학과

김영식

본 논문을 김영식의 공학석사 학위논문으로 인준함.



위원장 장 원 일 (인)

위 원 임 중 세 (인)

위 원 신 성 렬 (인)

2015년 7월

한국해양대학교 대학원

# 목 차

<b>List of Tables</b> .....	iii
<b>List of Figures</b> .....	iv
<b>Abstract</b>	
<b>1. 서 론</b> .....	1
<b>2. 저류층 및 관내 유동 해석기법</b> .....	3
2.1 생산 시스템 분석 (Nodal 분석) .....	3
2.1.1 Inflow 유동 분석 .....	4
2.1.2 Outflow 유동 분석 .....	7
2.2 유량시험 (Well Deliverability Test) .....	9
2.2.1 가스 유량시험 .....	9
2.2.2 다중 유량시험 (Multi-Point Test) .....	12
2.3 생산검층 .....	17
2.3.1 Conventional 생산검층 .....	17
2.3.2 Advanced Multi-Sensor 생산검층 .....	19
2.3.3 Selective Inflow Performance(SIP) 시험 .....	21
<b>3. 대상 생산정 해석 및 모델 구축</b> .....	22
3.1 연구대상 개요 .....	22

3.2 Selective Inflow Performance 시험 결과 해석 .....	24
3.2.1 A층의 SIP 해석 결과 .....	25
3.2.2 B1층의 SIP 해석 결과 .....	26
3.2.3 B2층의 SIP 해석 결과 .....	27
3.2.4 C층의 SIP 해석 결과 .....	28
3.3 초기 생산정 모델 구축 .....	29
3.3.1 입력자료 .....	30
3.3.2 추정자료 매칭 .....	33
3.3.3 생산정 모델 검증 .....	35
<b>4. Water Cut 민감도 분석을 통한 향후 생산거동 예측 .....</b>	<b>37</b>
4.1 생산정 모델 수정 및 매칭 .....	37
4.1.1 Case 별 시뮬레이션 .....	38
4.1.2 B2층 Water Cut 매칭 .....	40
4.2 Water Cut 증가에 따른 생산거동 예측 .....	43
4.2.1 가스 생산성 영향 분석 .....	43
4.2.2 물 생산량 증가추이 예측 .....	45
4.2.3 향후 생산거동 예측 .....	47
<b>5. 결 론 .....</b>	<b>50</b>
참고문헌 .....	52

## List of Tables

<b>Table 1</b> Various Flow Correlations .....	8
<b>Table 2</b> SIP Analysis Comparison for A Zone .....	25
<b>Table 3</b> SIP Analysis Comparison for B1 Zone .....	26
<b>Table 4</b> SIP Analysis Comparison for B2 Zone .....	27
<b>Table 5</b> SIP Analysis Comparison for C Zone .....	28
<b>Table 6</b> Properties for All Zones .....	32
<b>Table 7</b> Measured Data for Data Matching .....	33
<b>Table 8</b> Comparison between Simulation and Well Test Result at 1,407psi .....	35
<b>Table 9</b> Comparison between Simulation and Well Test Result at 827psi .....	36
<b>Table 10</b> Water Cut for Each Case .....	38
<b>Table 11</b> Simulation Result for Each Case at 1,407psi of THP .....	39
<b>Table 12</b> Simulation Result for Each Case at 827psi of THP .....	39
<b>Table 13</b> Simulation Result for 79% Water Cut of B2 zone at 1,407psi	40
<b>Table 14</b> Simulation Result for 79% Water Cut of B2 zone at 827psi ·	41
<b>Table 15</b> Simulation Result after Isolating Below B1 Zone .....	47

## List of Figures

<b>Fig. 1</b> Possible Pressure Losses in Complete System (Beggs, 1991) .....	3
<b>Fig. 2</b> Example of Oil and Gas Inflow Performance .....	6
<b>Fig. 3</b> Steady-state Gas Well Flow (Ahmed, 2000) .....	10
<b>Fig. 4</b> Gas PVT Data (Ahmed, 2000) .....	11
<b>Fig. 5</b> Well Deliverability Graph .....	14
<b>Fig. 6</b> Typical Basic Production Logging Tool String (Courtesy of Halliburton)	18
<b>Fig. 7</b> Centralized Conventional Spinner (Courtesy of Halliburton) .....	18
<b>Fig. 8</b> Flow Regime and Velocity Profile in Deviated Wells (Courtesy of Schlumberger)	19
<b>Fig. 9</b> Advanced Multi-Sensor Production Logging Tool (Courtesy of Schlumberger)	20
<b>Fig. 10</b> Cross Section of Advanced PLT Tool .....	20
<b>Fig. 11</b> Schematic of Selective Inflow Performance .....	21
<b>Fig. 12</b> Well Schematic .....	23
<b>Fig. 13</b> Estimated IPR for A zone .....	25
<b>Fig. 14</b> Estimated IPR for B1 zone .....	26
<b>Fig. 15</b> Estimated IPR for B2 zone .....	27
<b>Fig. 16</b> Estimated IPR for C zone .....	28
<b>Fig. 17</b> Initial Well Model .....	29
<b>Fig. 18</b> Productivity Index for Each Zone .....	31
<b>Fig. 19</b> Sensitivity Analysis for Flow Correlation Matching .....	33
<b>Fig. 20</b> Data Matching between Simulation Result and Measured Data	34
<b>Fig. 21</b> Modified Well Model .....	37
<b>Fig. 22</b> Nodal Analysis Result for 79% Water Cut of B2 zone .....	42
<b>Fig. 23</b> Estimated Total Gas Rate versus Water Cut for B2 zone ...	44
<b>Fig. 24</b> Estimated Total Water Rate versus Water Cut for B2 zone	46
<b>Fig. 25</b> Prediction of Gas and Water Production based on Water Cut for B2 zone	49

# Prediction of Water Production Behavior by Production Logging-based Multi-Phase Flow Simulation

Young Sig Kim

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

## Abstract

Water production is naturally inevitable since the initial gas-water contact moves up as reservoir pressure is depleted during entire production period. In multi-layered gas reservoirs, gas productivity could be decreased by water production which may cause water blockage or cross flow and even the well can be killed if gas production rate is less than the minimum velocity to prevent liquid loading. Therefore, water management is essentially required as a top priority for reservoir management. However, an analytical approach to estimate water influx from each zone has uncertainties due to the complexity of fluid flow in multi-layered reservoir and in highly deviated wells. For that reason, production logging is commonly carried out to directly measure production contribution for each zone although it makes high cost. In this study, production logging data is reviewed and analyzed to estimate productivities of each zone and to select the best matched flow correlation then, the results are utilized to construct a production well

model. The model is validated with well test data and a sensitivity analysis for water cut is carried out using multi-phase flow simulator in order to estimate water entry zone and to predict water production behavior in the future.

**KEY WORDS:** Water management 지층수 관리; Water influx 지층수 유입; Production logging 생산검층; Multi-phase flow 다상유동; Production behavior 생산거동.



## 1. 서 론

가스 저류층 하부에 지층수 존재 시, 생산이 진행될수록 저류층 압력감소로 인해 저류층 내의 유체경계면(gas water contact)이 상부로 이동함에 따라 water coning 이나 breakthrough로 인한 지층수 생산은 불가피하다. 특히 다층 저류층에서 지층수 생산이후 층간 압력차로 인한 층간유동(cross flow) 및 wellbore 내에 집적된 지층수가 압력이 상대적으로 떨어진 층으로 유입되어 그 층의 수포화율(water saturation)를 증가시키는 water blockage 현상 등으로 인해 가스 생산성이 저하되거나, 가스 유량이 생산되는 지층수를 지상까지 운반할 수 있는 충분한 유속을 갖지 못할 경우 지층수가 wellbore로 떨어지는 liquid loading 현상으로 인해 생산이 중단될 수도 있기 때문에 지층수에 대한 철저한 관리가 필수적이다.

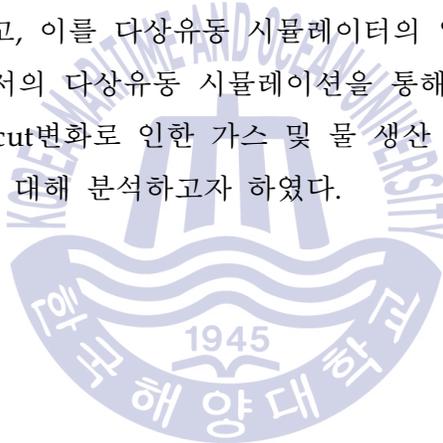
기존 Aprs(1945)에 의해 고안된 생산감퇴곡선법(Depreciation Curve Analysis) 이나 Fetkovich(1980), Agarwal et al(1998), Blasingame et al(1989) 등에 의해 고안된 Type curve 매칭법 등으로 가스 생산성 예측이 가능하고, Schilthuis(1936), Havlena와 Odeh(1963, 1964)에 의해 일반화된 물질수지법(Material Balance Analysis)의 적용으로 지층수 생산 여부 및 대수층의 크기에 대한 분석이 가능하지만 각 층에 대한 암석 및 유체특성에 대한 정보가 부족할 경우 다층 저류층 해석에 적용하는 데 한계가 있다.

최근 다층 저류층내에서의 생산예측에 대한 분석적인 방법들이 제시되었는데, 예로 Prabowo와 Rinadi(1995)는 통합유동(commingled flow) 시스템에서 각 층의 유량과 누적생산량과의 비를 근사화하는 방법을 소개하고 시뮬레이션 및 현장자료 적용결과를 비교하였으나 각 층별 투과도 및 지층손상지수, 압력영향 반경이 동일한 경우를 가정하고 기타 저류층 인자의 정확한 값을 알고 있어야 하는 한계가 있다. Windarsono et al(2005)은 Fuzzy Logic을 이용해 생산검층

이 실시된 주변유정의 각 층별 생산량 할당비와 지질/암석물리학/유체 특성자료들과의 상관관계 및 특정패턴을 파악하여 같은 층으로부터 생산되는 다른 유정의 각 층별 생산량을 예측하는 방법을 제시하였으나, 보다 정확한 계산을 위해 많은 자료를 필요로 하고 군집화를 통해 유량의 범위산정은 가능하나 정확한 유량계산이 어려운 한계를 가지고 있다.

위와 같이 각 층별 유정시험(well test)을 수행하고 이로부터 얻어진 자료를 여러 분석방법의 적용을 통해 각 층의 생산성을 산출하는 추세지만, cross flow 등으로 인해 각 층별 압력 및 물성 등이 시간에 따라 수시로 변하므로 분석적인 방법을 통한 예측의 한계 및 불확실성을 이유로 생산검층(Production Logging)을 통한 직접적인 측정이 이루어지고 있다.

따라서 본 연구에서는 최신 고안된 장비로 측정된 생산검층 자료로부터 각 층별 생산성을 산출하고, 이를 다상유동 시뮬레이터의 입력변수로 활용하여 여러 생산정 운영조건에서의 다상유동 시뮬레이션을 통해 지층수 생산층을 예측하였으며, 추후 water cut 변화로 인한 가스 및 물 생산 추이 변화, 물 생산층 차단 시점 및 차단효과에 대해 분석하고자 하였다.





이러한 시스템 분석은 하나의 node를 정하고, 이를 기점으로 inflow 및 outflow의 유동, 이로 인한 에너지 손실을 분석하기 때문에 통상적으로 Nodal 분석이라 명명되기도 하는데, 과거부터 전기회로나 다중 파이프 네트워크 시스템, 원심분리기 펌핑 시스템의 분석을 위해 주로 사용되었으며, 생산정 시스템으로의 적용은 1954년 Gilbert에 의해 처음으로 제안되었다(Beggs, 1991).

### 2.1.1 Inflow 유동 분석

일반적으로 생산시스템에서의 Nodal 분석은 wellbore를 node로 정하기 때문에 inflow 유동분석은 저류층내에서 wellbore까지의 유체유동에 따른 압력 손실에 대한 분석으로 정의될 수 있다. 다공질 매체내에서의 압력손실은 유량, 점성도, 암석의 단면적 및 길이의 함수이며, Darcy 방정식에 기초한 다공질 매체내에서의 유체유동 방정식에 기인한다. 저류층의 생산성을 나타내는 인자로 압력-유량의 관계를 나타내며, 유량 시험에 의한 직접 측정이 가능하고 저류층 특성을 모두 알고 있을 경우 유체유동방정식에 의한 산출도 가능하다.

Fig. 2는 오일과 가스에 대한 Inflow Performance로 각 층의 생산성 지수 (Productivity Index: PI)를 나타낸다. 오일의 경우 기화점 이상의 압력에서는 직선의 형태로 나타나고, 기화점 이하에서는 가스의 유동으로 인해 곡선의 형태로 나타나며 식 (2.1)과 (2.2)로 각각 표현된다(Beggs, 1991).

$$PI_{oil} = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad (2.1)$$

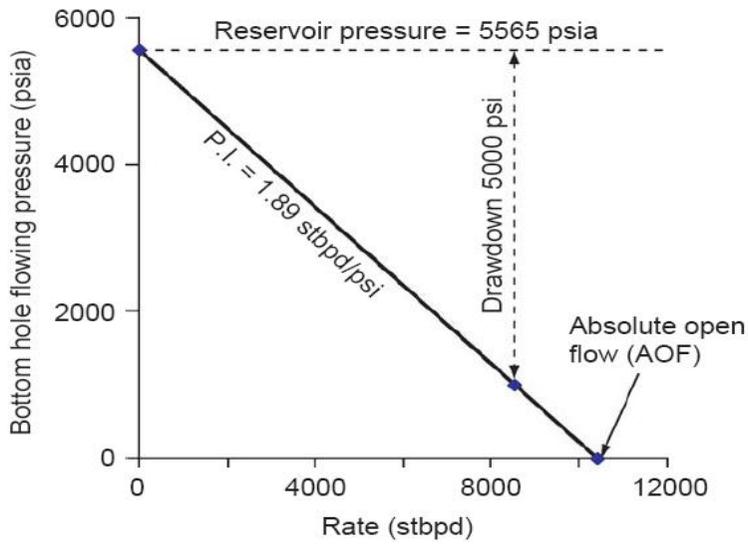
여기서,

- $q_o$  : oil flow rate, STB/day
- $k_o$  : effective oil permeability, md
- $h$  : reservoir thickness, ft
- $P_r$  : static reservoir pressure, psia
- $P_{wf}$  : wellbore flowing pressure, psia
- $r_e$  : wells drainage radius, ft
- $r_w$  : wellbore radius, ft
- $\mu_o$  : oil viscosity, cp
- $B_o$  : oil formation volume factor, bbl/STB

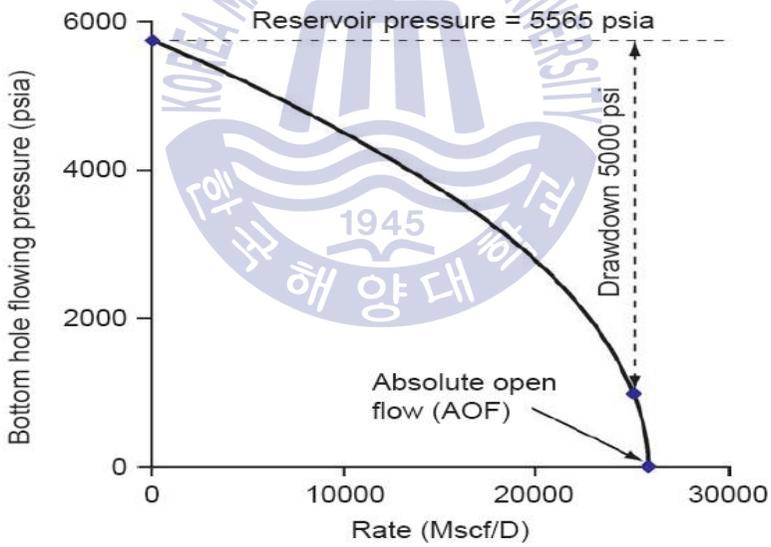
$$PI_{gas} = \frac{q_g}{(P_r^2 - P_{wf}^2)} = \frac{7.03 \times 10^{-4} k_g h}{\mu_g z T \ln[(0.472 r_e / r_w) + (S + D q_g)]} \quad (2.2)$$

여기서,

- $q_g$  : gas flow rate, Mscfd
- $k_g$  : effective gas permeability, md
- $\mu_g$  : gas viscosity, cp
- $z$  : formation volume factor, bbl/STB
- $T$  : reservoir temperature, °R
- $S$  : skin factor
- $D$  : turbulence coefficient



(a) For Oil



(b) For Gas

**Fig. 2** Example of Oil and Gas Inflow Performance

### 2.1.2 Outflow 유동 분석

위에서 언급된 바와 같이 일반적으로 생산시스템에서의 Nodal 분석은 wellbore를 node로 정하기 때문에 outflow 유동분석이라 함은 wellbore부터 지상 생산설비까지의 유체유동에 따른 관내에서의 압력 손실에 대한 분석으로 정의될 수 있다. 관내에서의 압력손실은 크게 위치에너지에 의한 손실, 운동에너지에 의한 손실, 마찰에 의한 손실로 나눌 수 있으며, 아래 식 (2.3)과 같이 표현될 수 있다(Beggs, 1991).

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{PE} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{KE} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{fric} \quad (2.3a)$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{\rho}{2g_c} v dv + \frac{fv^2}{2g_c d} \quad (2.3b)$$

여기서,

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{PE} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta \quad : \text{potential energy term}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{KE} = \frac{\rho}{2g_c} v dv \quad : \text{kinetic energy term}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{fric} = \frac{fv^2}{2g_c d} \quad : \text{fricction term}$$

단상유동의 경우 위와 같이 간단한 식에 의해 계산될 수 있으나 일반적으로 저류유체는 가스, 오일, 물 등 다상혼합물로 구성되어 유동하기 때문에 단상유동과 달리 다상유동의 정확한 압력 손실 예측을 위해서는 각 상의 부피 비(hold-up)나 유체 간 또는 유체와 파이프간의 마찰계수를 정확히 예측해야만 하는데, 현재로서는 이 두 요소를 산출할 수 있는 분석적인 평가방법이 존재하지 않는다.

그러므로, GLR(gas liquid ratio), Water fraction, 생산관 내경, 혼합유체 밀도, 관의 거칠기 등 영향인자들의 분석을 통한 상관관계로부터 Table 1과 같이 여러 유체샘플을 이용해 다상유동에 대한 압력구배 예측을 위한 flow correlation이 개발되었다.

**Table 1** Various Flow Correlations

Method	Well Fluid	Comments
Duns & Ros (1963)	Oil Water Gas	Good method where several flow patterns exist Widely used in the industry for oil wells
Hagedorn & Brown (1965)	Oil Water Gas	Predicts correct minimum IPC, but poor in bubble flow Widely used in the industry for oil wells
Orkiszewski (1967)	Oil Water Gas	Tends to be over-conservative and over predicts the pressure drop
Beggs & Brill (1973)	Air Water	Use for deviated well > 45 degrees Tends to over predict pressure drop Widely used in the industry for horizontal wells (oil & gas wells)
Gray (1978)	Water Gas	Good for gas condensate wells Widely used in the industry
Cullender & Smith (1956)	Water Gas	Used for dry gas wells Widely used in the industry

## 2.2 유량시험 (Well Deliverability Test)

유량시험은 여러 압력조건에서 생산정의 생산능력을 측정하기 위한 시험으로, 특정 운영조건에서 압력-유량 관계의 직접적인 측정을 통해 inflow performance 분석이 가능하고, 일반적으로 생산성을 나타내는 지표 중 하나인 이론상 최대유량(AOF: Absolute Open Flow) 값의 산출이 가능하다. 시험초기에는 가스의 유동이 압력경계면에 도달하지 않아 unsteady-state 거동을 보이다가 압력경계면 도달이후 steady-state 혹은 pseudosteady-state 거동을 보이게 되는데 보다 정확한 시험을 위해서는 유동이 안정화(stabilization)될 때까지의 시간을 필요로 한다.

또한, 공저 압력계이지가 있을 경우 생산시스템 분석의 node에 가까워 계이지에서의 측정압력을 공저압력으로 변환할 때 이로 인한 오차가 적을 수 있으나, 공저압력계이지가 존재하지 않을 경우 정두압력에서 공저압력으로의 변환으로 인한 오차가 크기 때문에 정두를 node로 정하고 시스템 분석을 하는 것이 일반적이다.

### 2.2.1 가스 유량시험

가스와 같은 압축성 유체에 대한 pseudosteady-state 유동조건에서의 Darcy 방정식의 해는 식 (2.4)와 같으며, Fig. 3과 같이 가스유동에서 pseudo-pressure와 유량의 관계는 기화점 이상 압력에서의 오일유동처럼 선형관계를 보인다 (Ahmed, 2000).

$$\begin{aligned}
 Q_g &= \frac{kh[\psi_r - \psi_{wf}]}{1422 T [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S']} \\
 &= \frac{kh}{1422 T [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S']} \int_{p_{wf}}^{p_r} \left( \frac{2p}{\mu_g z} \right) dp
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

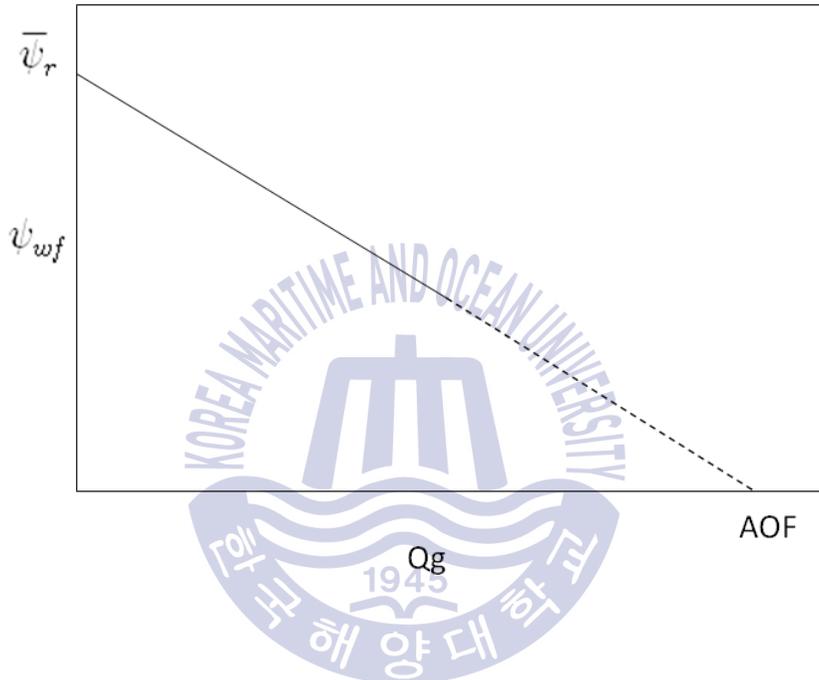
여기서,

$k$  : effective permeability, md

$\psi_r$  : pseudo static reservoir pressure,  $\text{psi}^2/\text{cp}$

$\psi_{wf}$  : pseudo wellbore flowing pressure,  $\text{psi}^2/\text{cp}$

$S' = S + Dq$  : rate dependant skin



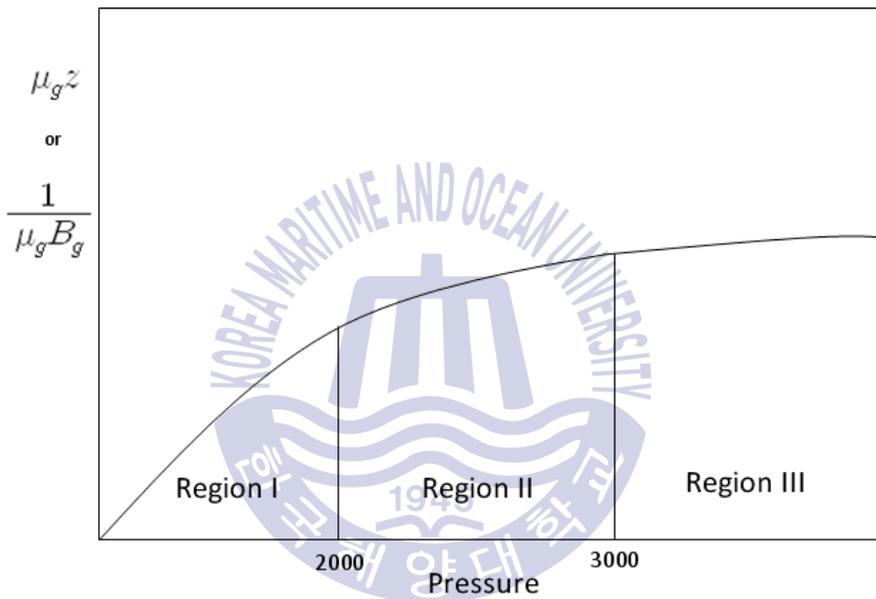
**Fig. 3** Steady-state Gas Well Flow (Ahmed, 2000)

위 식 (2.4)에서 압력변동함수는 아래 식 (2.5)와 같이 가스용적계수( $B_g$ )로도 표현가능하며,

여기서,

$$B_g = 0.00504 \frac{zT}{P}$$

일반적으로 압력변동함수와 압력과의 관계는 Fig. 4와 같이 압력크기에 따라 3개의 구역으로 나뉘게 된다.



**Fig. 4** Gas PVT Data (Ahmed, 2000)

Region I은 1000psi이하의 저압력 구간으로 압력변동함수와 압력과의 관계가 선형관계를 나타내며, Golan and Whitson(1986)에 의하면 압력이 2000psi이하 일 때  $\mu_g z$ 값은 압력에 따라 일정하게 변하기 때문에 아래 식 (2.6)과 같이  $P_{avg}$ 에서의  $\mu_g z$ 값을 사용하는 "Pressure-squared Approximation Method"를 사용하는 것이 권장된다.

$$P_{avg} = \sqrt{\frac{P_r^2 + P_{wf}^2}{2}} \quad (2.6)$$

Region II는 2000~3000psi사이의 중간압력 구간으로 압력변동함수와 압력과의 관계에 일관성이 없기 때문에 압력 변화에 대한 유량계산을 위해 식 (2.4)를 이용한 pseudo-pressure를 이용한 접근법이 요구된다.

Region III는 3000psi이상의 고압력구간으로 압력변동함수가 압력에 관계없이 일정하기 때문에 위의 식 (2.5)에서  $(1/\mu_g B_g)$ 의 항이 적분함수로부터 나와 아래 식 (2.7)과 같이 압력에 대한 1차함수로 변형된 Pressure-approximation method를 통해 유량 산출이 가능하다.

$$Q_g = \frac{7.08(10^{-6})kh(P_r - P_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg} [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + s']} \quad (2.7)$$

## 2.2.2 다중유량시험 (Multi-point Test)

2.2.1절에서 설명된 바와 같이 가스의 경우 유동방정식에서 압력 변동인자들로 인해 압력과 유량의 관계가 비선형적인 관계를 보이는데, single point test로부터 도출되는 분석결과의 신뢰도를 크게 향상시킴으로서 분석적인 방법에 대한 불확실성을 줄이고 여러 운영조건에서의 압력과 유량의 직접적인 측정으로 통해 정확한 생산성을 산출하는 것이 목적이다.

일반적으로 시험 성격에 따라 flow-after-flow, Isochronal test, modified isochronal test 등이 있는데, 여기서는 가장 보편화된 flow-after-flow test 해석 방법인 back pressure equation 및 LIT(Laminar-Inertial-Turbulence)에 대해 설명하고자 한다.

가. Back pressure equation

Rawlins와 Schellhardt(1936)에 의해 제시된 back pressure equation은 식 (2.8) 과 같으며,

$$q_g = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$\log q = \log C + n \log(P_r^2 - P_{wf}^2)$$

$$\log(P_r^2 - P_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log q - \frac{1}{n} \log C \quad (2.8)$$

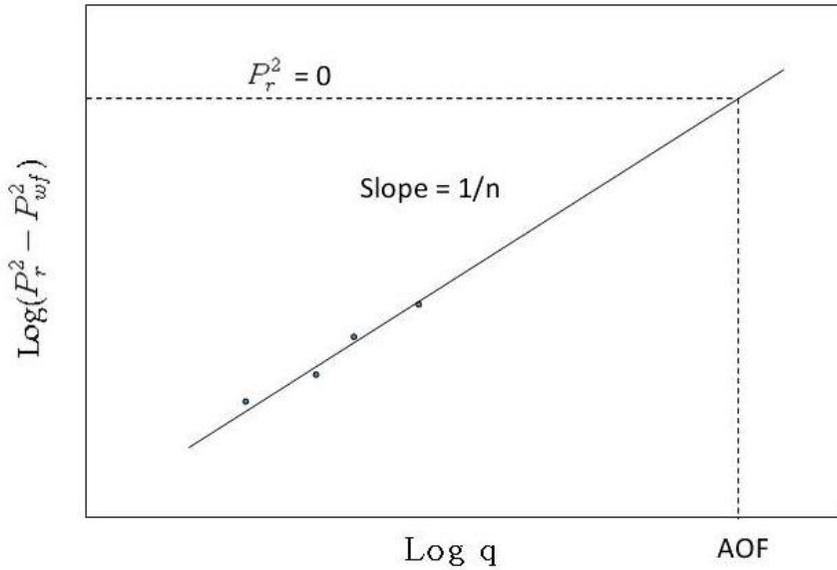
여기서,

$q_g$  : gas flow rate, Mscfd

$n$  : exponent

$C$  : performance coefficient, Mscfd/psi<sup>2</sup>

$n$  값은 Fig.5의  $\text{Log}(P_r^2 - P_{wf}^2)$ 와  $\text{Log } q$  그래프에서 기울기의 역수값으로, 0.5에서 1.0사이의 범위를 갖으며 0.5에 가까울수록 저류층 유체 유동은 Turbulent flow를 나타내고, 1.0에 가까울수록 Laminar flow임을 나타낸다(Carter et al, 1963).



**Fig. 5** Well Deliverability Graph

C값은 유동성을 나타내는 상수로 확산방정식에 기초한 Forchhimer의 식에서 저류층 인자들과 위의 n값과의 상관관계는 아래 식 (2.9)과 같이 표현될 수 있다(Brigham, 1988).

$$C = 70.3 \times 10^{-5} kh(2n-1)(P_r^2 - P_{wf}^2)^{1-n} / n\mu TZ [l(\psi A^{1/2}/r_w) + s] \quad (2.9)$$

나. LIT(Laminar-Inertial-Turbulence) Method

LIT 방법은 식 (2.2), (2.4), (2.7)에서 각각 층류유동과 난류유동에 의한 부분을 구분하기 위한 식으로 아래와 같이 표현될 수 있다.

1) Pressure Squared Quadratic Form

식 (2.2)를 간단히 층류유동과 난류유동으로 구분하면 식 (2.10)와 같으며,



$$P_r^2 - P_{wf}^2 = aQ_g + bQ_g^2 \quad (2.10)$$

식 (2.10)에서 a와 b는 각각 아래와 같다.

$$a = \left( \frac{1422 T \mu_g Z}{kh} \right) \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s' \right] \quad (2.11)$$

$$b = \left( \frac{1422 T \mu_g Z}{kh} \right) D \quad (2.12)$$

여기서,

- a* : laminar flow coefficient
- b* : inertial-turbulent flow coefficient
- Z* : gas deviation factor
- D* : turbulent coefficient

## 2) Pressure Quadratic Form

식 (2.7)을 간단히 층류유동과 난류유동으로 구분하면 식(2.13)와 같으며,

$$P_r - P_{wf} = a_1 Q_g + b_1 Q_g^2 \quad (2.13)$$

여기서  $a_1$ 과  $b_1$ 은 각각 아래와 같다.

$$a_1 = \left( \frac{141.2(10^{-3})(\mu_g B_g)}{kh} \right) \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s' \right] \quad (2.14)$$

$$b_1 = \left[ \frac{141.2(10^{-3})(\mu_g B_g)}{kh} \right] D \quad (2.15)$$

### 3) Pseudopressure Quadratic Form

식 (2.4)을 간단히 층류유동과 난류유동으로 구분하면 식(2.16)과 같으며,

$$\psi_r - \psi_{wf} = a_2 Q_g + b_2 Q_g^2 \quad (2.16)$$

여기서  $a_2$ 와  $b_2$ 는 각각 아래와 같다.

$$a_2 = \left(\frac{1422}{kh}\right) \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s'\right] \quad (2.17)$$

$$b_2 = \left(\frac{1422}{kh}\right) D \quad (2.18)$$

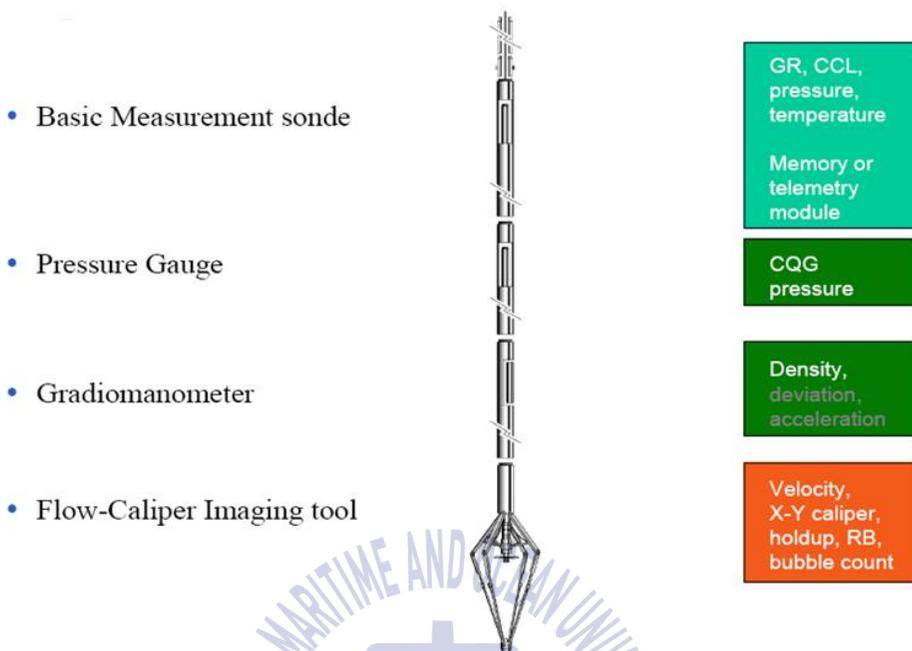


## 2.3 생산검층

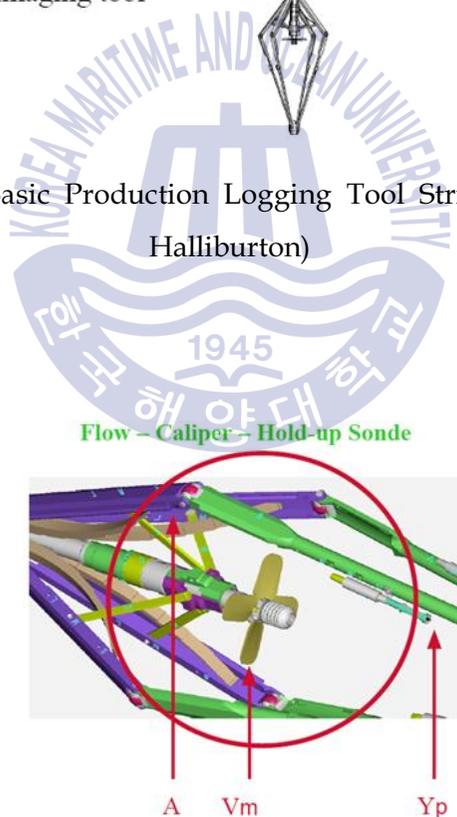
생산검층은 생산정의 천공구간 중 어느 층들로부터 실제 산출이 이루어지고 있는가를 정량적으로 판정하기 위한 검층으로, 검층 목적에 따라 여러 가지 조합의 장비투입이 가능하다. 일반적으로 각 천공구간에서 생산되는 유체의 종류 및 유량을 해석하는 것이 주요 목적이므로 심도 매칭을 위한 Gamma Ray(GR)/Casing Collar Locator(CCL), 유속 측정을 위한 Spinner, 각 상의 부피비 측정을 위한 Hold-up 센서가 기본적으로 구성되며, 그 밖에 압력 및 온도, 밀도 측정을 위한 센서는 추가적으로 투입된다. 천공 구간별 생산량 할당 외에도 생산검층을 통해 flow regime 및 cross flow, re-circulation 등 실제 생산조건에서의 유체유동 형태 및 유동 방향 등에 대한 정확한 정보취득이 가능하므로 생산저감현상 진단 및 문제해결, 저류층 관리 및 생산정 운영방안 수립 등을 위한 필수정보를 제공한다.

### 2.3.1 Conventional 생산검층

Conventional 생산검층은 Fig. 6과 같이 가장 기본적인 장비들로 구성되며, 각 장비들의 기능은 다음과 같다. 유동 측정을 위한 장비로는 유체유속 측정을 위한 spinner 및 각 상의 부피비 측정을 위한 hold-up 센서가 있으며, 기타 측정 장비로는 기존 open hole log와 심도 매칭을 위한 GR/CCL, 생산조건에서의 압력구배 측정과 Shut-in 조건에서의 압력구배로부터 wellbore내에 위치한 각 상의 수위(level)측정이 가능한 압력·밀도 센서, 각 천공구간에서 가스 및 액상 유입에 대한 간접적 정보를 제시해주는 온도 센서, 공내 직경변화 감지를 위한 caliper 등이 있다. Conventional 생산검층 장비는 유속 측정을 위해 Fig. 7과 같이 centralizer 중앙에 하나의 spinner가 위치하여 그 지점에서의 평균 유속을 측정한다. Spinner가 유체의 생산관 중앙에 위치하기 때문에 생산관 단면에 걸쳐 유속이 일정한 단상 유체유동의 경우 해석의 오차가 적을 수 있으나, 각 상의 유속이 다른 다상유체유동이나 cross flow 및 re-circulation 등 역방향으로 (-)유속이 발생하는 경사정에서는 측정의 한계가 있다.



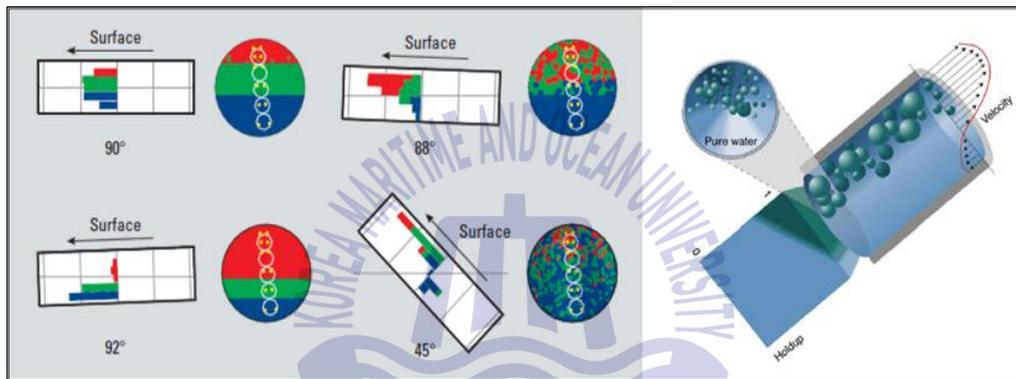
**Fig. 6** Typical Basic Production Logging Tool String (Courtesy of Halliburton)



**Fig. 7** Centralized Conventional Spinner (Courtesy of Halliburton)

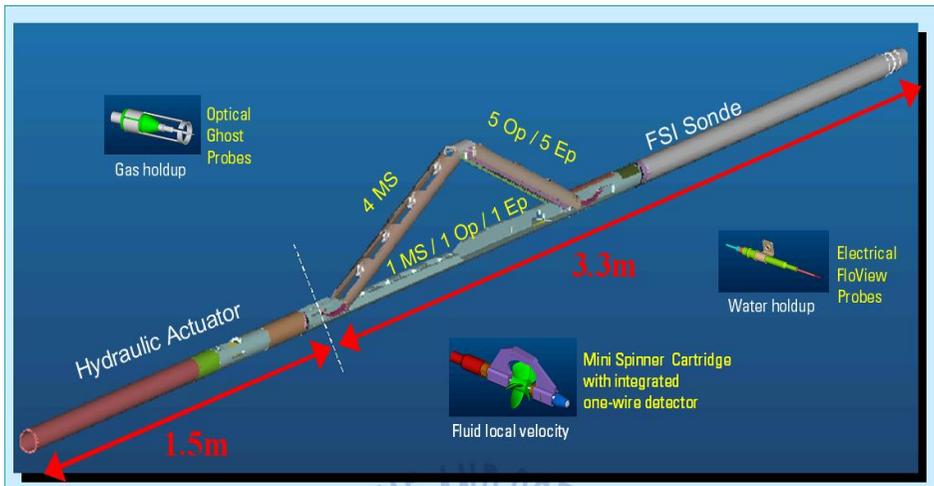
### 2.3.2 Advanced Multi-Sensor 생산검층

일반적인 Tool의 구성은 conventional과 같으나, 위에서 언급된 바와 같이 다상유동에 대한 conventional 생산검층의 단점을 개선하고자 고안되었다. Fig. 8 과 같이 경사정에서는 경사각에 따라 flow regime이 크게 바뀌게 되는데, 상대적으로 가벼운 가스는 생산관 상부를 따라 빠른 유속으로 이동하게 되고, 생산관 하부에는 상대적으로 무거운 물이 느린 유속으로 이동하거나 유속이 너무 느릴 경우는 중력에 의해 아래로 떨어지게 되는 현상이 발생하게 된다.

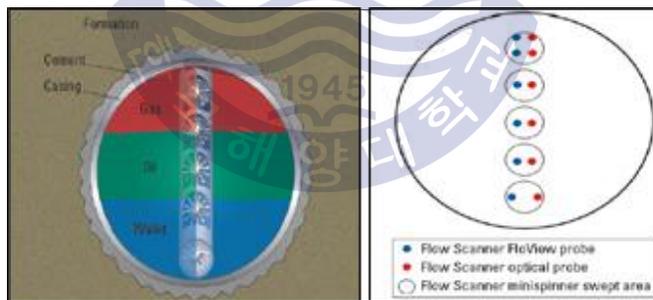


**Fig. 8** Flow Regime and Velocity Profile in Deviated Wells (Courtesy of Schlumberger)

다시 말해서 다상유동의 경우는 생산관 전반에 걸쳐 다른 유속을 보이게 되는데 conventional의 경우는 생산관 중앙의 평균유속만을 측정하기 때문에 정확한 velocity profile을 얻는 것은 불가능하다. 이를 보완하기 위해 고안된 최신 생산검층 장비의 경우 아래 Fig. 9, Fig. 10과 같이 생산관 단면 상·하부에 총 5개의 Spinner 및 6쌍의 Hold-up sensor가 위치하여 어떤 상의 유체가 어느 방향으로 얼마의 유속으로 흐르는지 해석이 가능하므로, 경사가 심한 생산정이나 수평정, 가스/오일/물 등 2상이상의 다상유체가 혼합된 유동을 보이는 생산정에 널리 활용되고 있다.



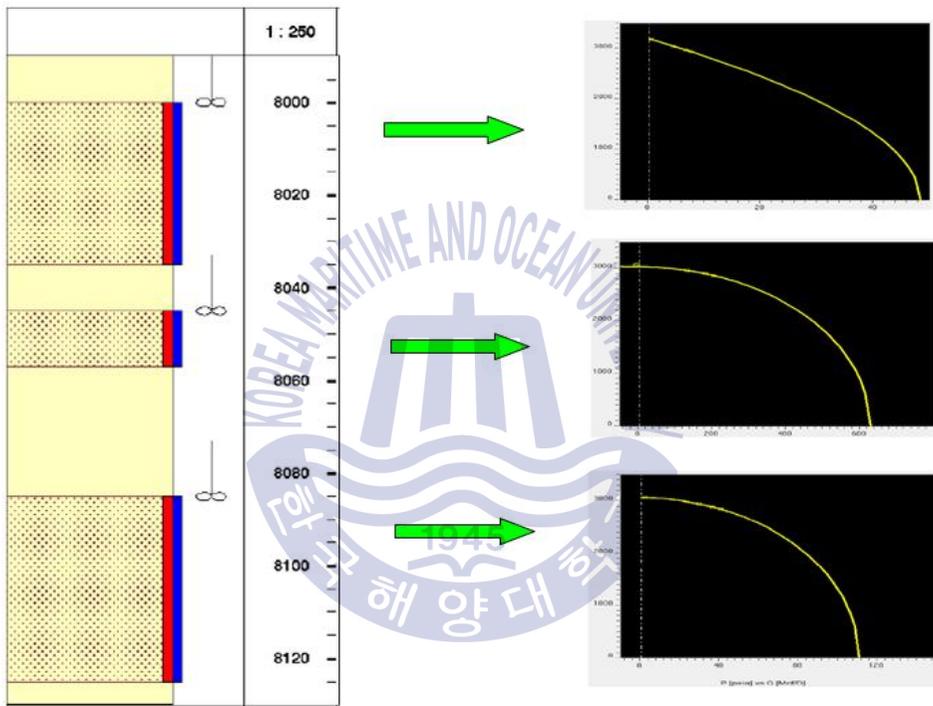
**Fig. 9** Advanced Multi-Sensor Production Logging Tool (Whittaker, 2013)



**Fig. 10** Cross Section of Advanced PLT Tool (Whittaker, 2013)

### 2.3.3 Selective Inflow Performance(SIP) 시험

Selective inflow performance 시험은 각 천공 구간 상부에 생산검층 tool을 위치시킨 후 여러 생산 조건에서 유량 및 압력을 측정하여 각 층의 생산성을 직접 산출하는 시험으로(Fig. 11), 공저에서의 각 층에 대한 Multi-point test와 같은 의미로 해석될 수 있다.



**Fig. 11** Schematic of Selective Inflow Performance

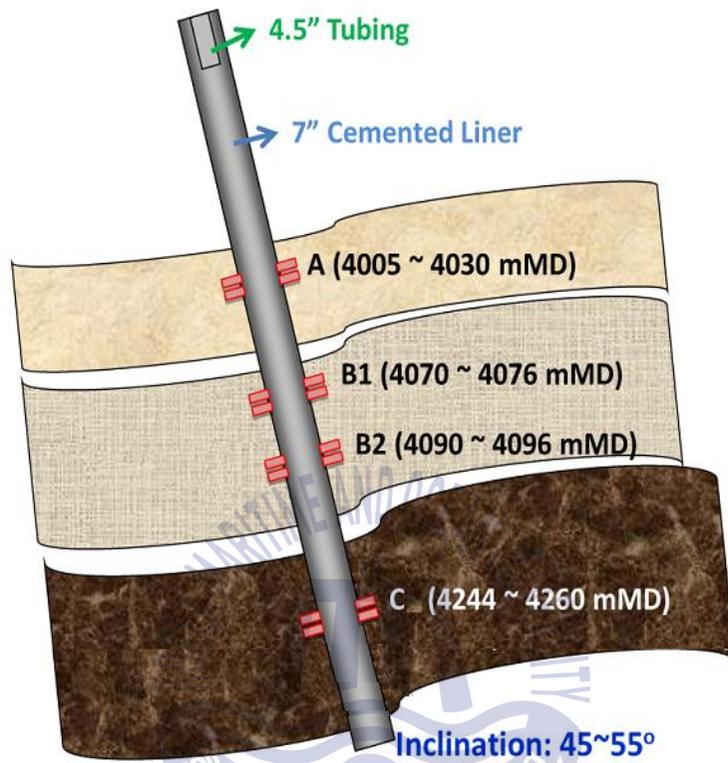
여러 유량에서의 압력이 안정화 될 때까지 많은 시간이 소요되기 때문에 일반적인 생산검층 시에는 수행되지 않으며, 다층구조에서 각 층의 저류층 평균 압력 및 생산성 산출 등 특별한 목적을 위해 수행된다.

### 3. 대상 생산정 해석 및 모델 구축

#### 3.1 연구대상 개요

연구대상 저류층은 마이오세 사암층으로 유체투과도가 50~200md로 상대적으로 양호하여 생산성은 좋으나, 저류층 규모가 작고 open hole log에서 초기 GWC(gas-water contact)의 위치가 천공구간에서 10m이내에 위치하고 있어 water coning 및 breakthrough에 의한 지층수 생산이 예상되었다. 2007년 생산을 시작으로 3차례에 걸쳐 상부층으로의 추가 천공작업이 수행되었고, 생산 개시 약 5년 뒤부터 지층수 생산이 급격히 증가하였다.

생산정 모식도는 Fig. 12와 같으며, 하부 completion은 대수층에 대한 차단작업이 가능하도록 시멘팅된 라이너가 설치되었고, 생산정의 경사는 약 45~55도로 경사가 급한 편이다.



**Fig. 12** Well Schematic

### 3.2 Selective Inflow Performance(SIP) 시험 결과 해석

대상정으로부터 지층수 생산이 이루어지기 약 4개월 전에 저류층 평균압력 측정을 위해 SIP시험이 수행되었으며, 추가적인 해석을 통해 각 층의 생산성을 산출하였다.

2.2절 유량시험에서 설명된 바와 같이 3개의 다른 유동조건에서 취득된 3개의 압력/유량 point로부터 Fetkovitch, LIT(Laminar Inertial Turbulent), Darcy 법을 이용해 IPR을 도출 하였으며, 산출된 각 층의 저류층 압력과 측정된 shut-in 압력 비교 분석 후 해석결과가 비슷한 방법을 채택하였다.

Fetkovitch's Equation은 오일에 대한 IPR로 널리 쓰이는 Vogel's equation의 단점인 높은 유속에서의 유동묘사를 위해 고안된 식으로 아래 식 (3.1)과 같다.

$$Q = Q_{\max} \left[ 1 - \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^n \quad (3.1)$$

여기서,

- $Q$  : liquid flow rate (stb/d)
- $Q_{\max}$  : absolute open flow rate (stb/d)
- $n$  : Fetkovich exponent

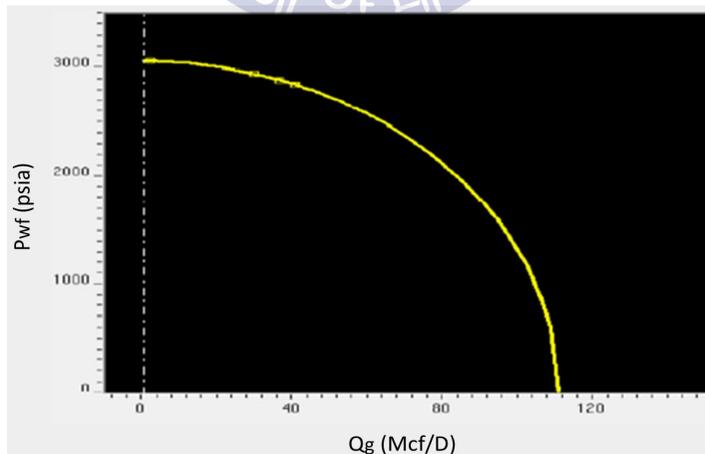
Darcy's Equation은 압력-유량의 그래프에서 다중유량시험을 통해 측정된 여러 개의 압력-유량의 점들을 직선으로 연결하여 저류층 압력(y절편)을 예측하는 방법으로 일반적으로 액상유동의 경우에 적용된다.

### 3.2.1 A층의 SIP 해석 결과

생산점층 결과 주 가스생산층으로 측정되었으며, shut-in 기간동안 cross flow 가 관측되지 않았다. 각 분석방법에 따른 해석결과는 Table 2에 정리되었으며, Fetkovitch와 LIT 분석방법이 실제 측정자료와 유사한 것으로 나타났다. 실제 cross flow가 없었기 때문에 inflow performance 산출을 위해 유동이 안정화된 상태에서 측정된 정저압력 자료와 유사한 값을 보인 LIT해석결과가 사용되었으며, 산출된 Inflow Performance Curve는 Fig. 13과 같이 도시되었다.

**Table 2** SIP Analysis Comparison for A Zone

	Pressure Approximation Approach	
	$P_{avg}$ (psia)	AOF (mcf/d)
Fetkovitch	3,069	113.6
<b>LIT</b>	<b>3,069</b>	<b>110.4</b>
Darcy	3,085	595.7
Shut-in Pressure	3,072	



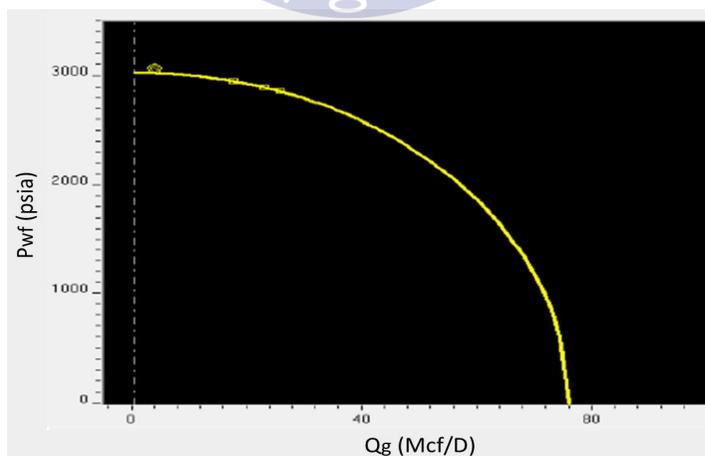
**Fig. 13** Estimated IPR for A zone

### 3.2.2 B1층의 SIP 해석 결과

생산점층 결과 가스 생산 기여도가 미미하였으며, shut-in 기간 동안 적은 양의 cross flow가 관측되었다. 각 분석방법에 따른 해석결과는 아래 Table 3에 정리되었고, 각 분석방법의 결과는 큰 차이를 보이지 않았으며 평균값이 실적 측정 자료와 유사한 것으로 나타났다. Cross flow 양이 미미했기 때문에 유동이 안정화된 상태에서 측정된 정저압력 자료와 가장 유사한 값을 보인 LIT해석 결과가 inflow performance 산출을 위해 사용되었으며, 산출된 Inflow Performance Curve는 Fig. 14와 같이 도시되었다.

**Table 3** SIP Analysis Comparison for B1 Zone

	Pressure Approximation Approach	
	$P_{avg}$ (psia)	AOF (mcf/d)
Fetkovitch	2,998	103.7
<b>LIT</b>	<b>3,050</b>	<b>75.6</b>
Darcy	3,175	267.5
Shut-in Pressure	3,079	



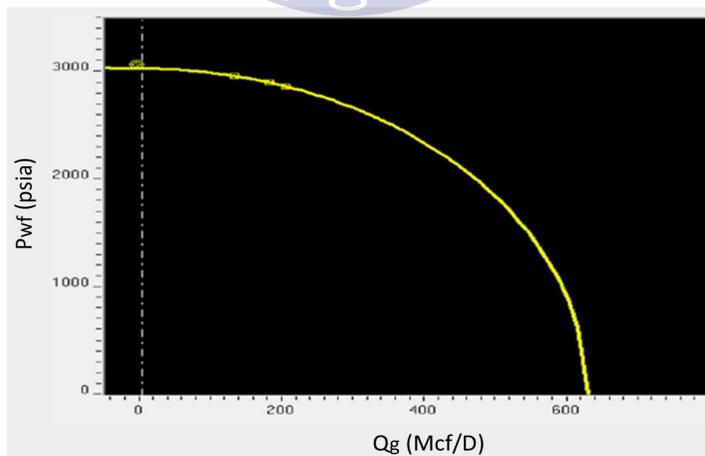
**Fig. 14** Estimated IPR for B1 zone

### 3.2.3 B2층의 SIP 해석 결과

생산검층 결과 주 가스생산층으로 측정되었으며, shut-in 기간 동안 cross flow가 관측되지 않았다. 각 분석방법에 따른 해석결과는 아래 Table 4에 정리되었으며, 가스 유량이 높아 non-Darcy 유동을 보이며 Fetkovitch와 LIT 분석방법이 실적 측정자료와 유사한 것으로 나타났다. 실제 Cross flow가 없었기 때문에 유동이 안정화된 상태에서 측정된 정저압력 자료와 가장 유사한 값을 보인 LIT해석결과가 inflow performance 산출을 위해 사용되었으며, 산출된 Inflow Performance Curve는 Fig. 15와 같이 도시되었다.

**Table 4** SIP Analysis Comparison for B2 Zone

	Pressure Approximation Approach	
	$P_{avg}$ (psia)	AOF (mcf/d)
Fetkovitch	2,998	833.8
<b>LIT</b>	<b>3,040</b>	<b>626.4</b>
Darcy	3,147	2,356.7
Shut-in Pressure	3,080	



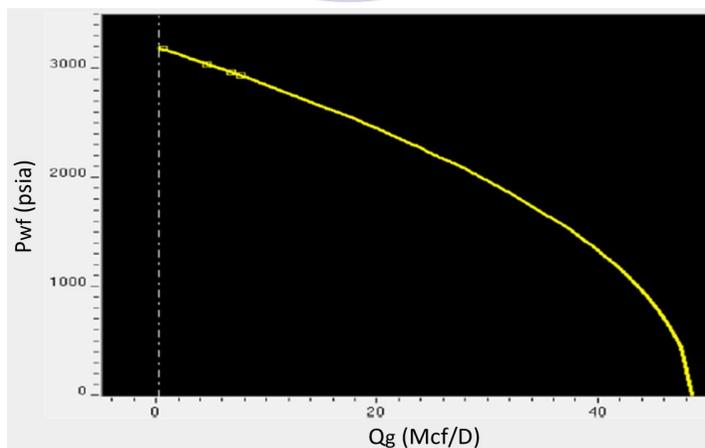
**Fig. 15** Estimated IPR for B2 zone

### 3.2.4 C층의 SIP 해석 결과

생산검층 결과 가스 생산 기여도가 미미하였으며, 이 구간에서 액상유체의 re-circulation이 관측되었고 shut-in 기간 동안 적은 양의 cross flow가 관측되었다. 각 분석방법에 따른 해석결과는 아래 Table 5에 정리되었으며, 각 분석방법의 결과는 큰 차이를 보이지 않았으며, 평균값이 실제 측정 자료와 유사한 것으로 나타났다. 앞서 설명된 바와 같이 3,000 psi이상의 압력에서 액상과 같은 유동을 보이므로 Darcy 해석결과가 inflow performance 산출을 위해 사용되었으며, 산출된 Inflow Performance Curve는 Fig. 16와 같이 도시되었다.

**Table 5** SIP Analysis Comparison for C Zone

	Pressure Approximation Approach	
	$P_{avg}$ (psia)	AOF (mcf/d)
Fetkovich	3,206	29.1
LIT	3,205	25.3
<b>Darcy</b>	<b>3,207</b>	<b>57.3</b>
Shut-in Pressure	3,202	



**Fig. 16** Estimated IPR for C zone

### 3.3 초기 생산정 모델 구축

Selective inflow performance 해석을 통해 산출된 각 층별 IPR 자료를 Schlumberger사 다상유체 관유동 시뮬레이터(PIPESIM)의 입력변수로 활용하여 각 층의 생산성을 모사하였고, flow correlation은 생산검층 시 취득된 압력자료와 가장 잘 매칭이 되는 correlation을 선택 하였다. 초기 모델의 경우 지층수 유입층에 대한 정보가 없기 때문에 water rate 매칭을 위한 water source를 completion 가장 아래 부근에 인위적으로 생성하여 초기모델을 구축하였다(Fig. 17).

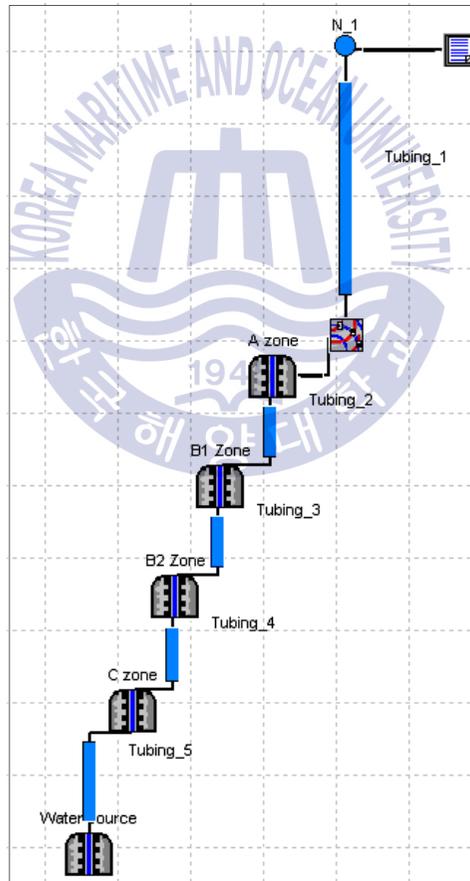


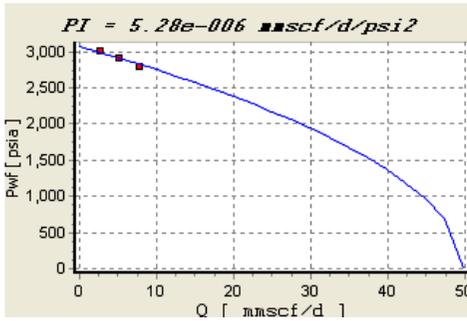
Fig. 17 Initial Well Model

### 3.3.1 입력 자료

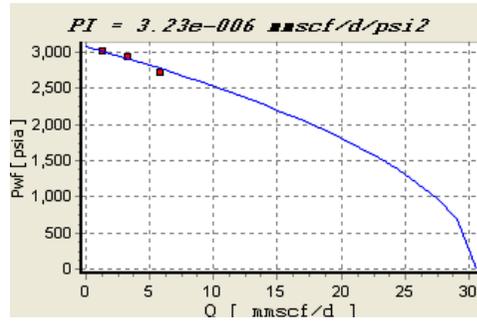
생산정 모델에 입력된 각 층의 생산성 지수는 Fig. 18과 같으며, 저류층 및 유체의 특성 자료는 Table 6에 정리하였다.

저류층 특성은 생산검층을 통해 직접 관측된 자료이며 가스의 생산성 지수는 SIP자료의 해석을 통해 산출되었고, 대수층(water source)의 생산성 지수는 유량시험 자료로부터 취득하였다. 유체특성은 지상에서 샘플링된 유체분석 자료로 모든 층의 유체특성은 같다고 가정하였으며, 각 가스층의 water cut은 실제 유량시험에서 관측된 condensed water에 의한 water cut값(10%)을 반영하였다.

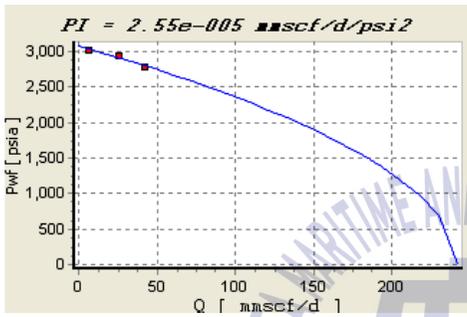




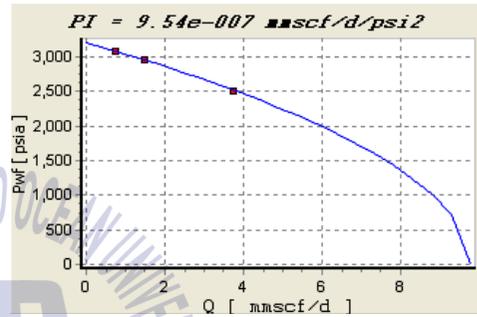
(a) PI for A zone



(b) PI for B1 zone



(c) PI for B2 zone



(d) PI for C zone



(e) PI for Water zone

**Fig. 18** Productivity Index for Each Zone

**Table 6** Properties for All Zones

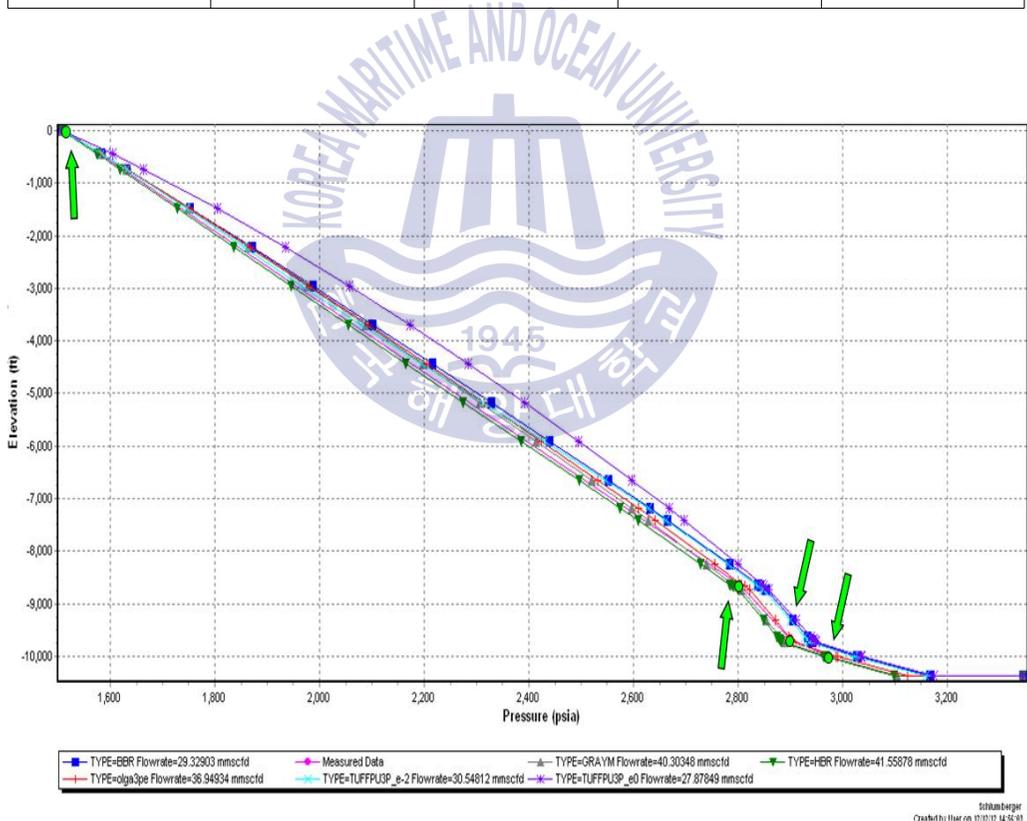
Zone Properties	A	B1	B2	C	Water
Static Reservoir Pressure (psi)	3,072	3,079	3,080	3,202	3,344
Temperature (°C)	111	112	112	116	118
PI (mmscf/d/psi <sup>2</sup> )	5.28e-006	3.23e-006	2.55e-005	9.54e-007	1.09 (STB/d/psi)
AOF (mmscfd)	50	31	290	10	3,800 (bpd)
Fluid Type	Gas				Water
Water Cut (%)	10				99
Condensate Gas Ratio (STB/mmscfd)	18.9				
Gas S.G.	0.64				
Water S.G.	1.02				
Condensate API	50				

### 3.3.2 측정자료 매칭

초기 생산정모델 구축 후, 대상정의 생산조건에 가장 적합한 flow correlation 을 찾기 위해 정두압력 1,407 psi에서 수행된 well deliverability 시험 시 취득된 자료(Table 7) 및 생산검층 시 취득된 압력 profile등을 이용하여, flow correlation에 대한 민감도 분석(sensitivity analysis)을 실시하였다(Fig. 19).

**Table 7** Measured Data for Data Matching

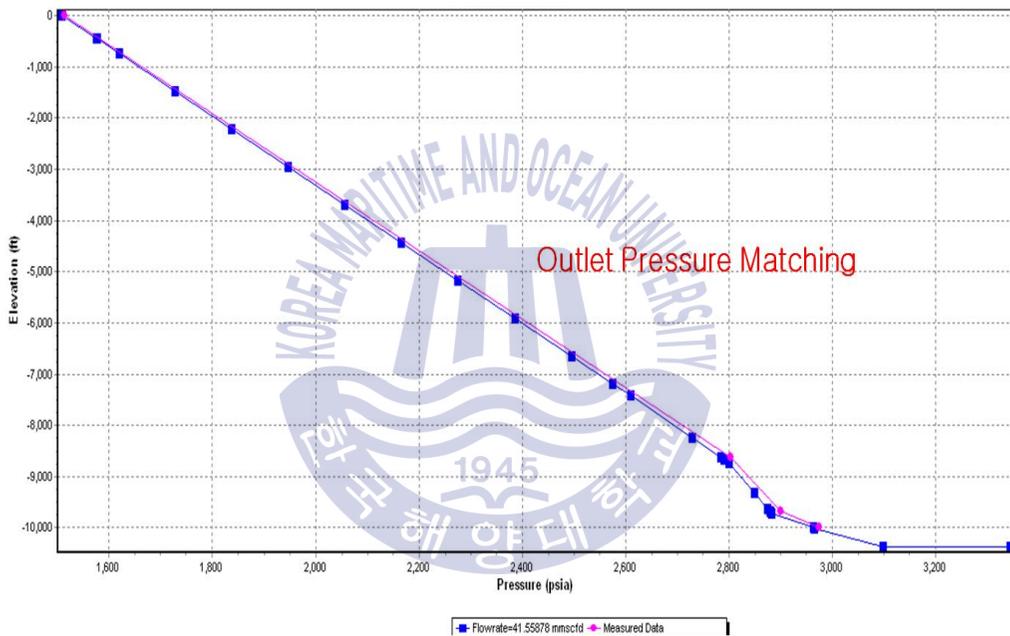
Gas (mmscfd)	Condensate (bopd)	Water (bpd)	THP (psi)	BHP (psi)
45.0	1,055	400	1,407	2,800



**Fig. 19** Sensitivity Analysis for Flow Correlation Matching

Flow Correlation에 대한 민감도 분석결과, 수직유동의 경우 "Gray modified and Hagedorn and Brown Correlation"이 가장 잘 매칭 되었으며, 수평유동의 경우 "Olga-S2000V6.2.7 3-phase and TUFFP unifold 3-phase Correlation"이 가장 잘 매칭되었다.

Flow correlation 선택 후 실제 유량시험이 수행된 유동 조건에서 시뮬레이션을 실시하였으며, 아래 Fig. 20과 같이 생산관 전반에 걸쳐 압력 매칭이 상당히 양호한 것을 볼 수 있으며, 실제 각 상의 유량과도 잘 매칭이 되었다(Table 8).



**Fig. 20** Data Matching between Simulation Result and Measured Data

**Table 8** Comparison between Simulation and Well Test Result at 1407 psi

Zone	THP: 1,407 psi					Total	Well Test
	Water source	C	B2	B1	A		
Gas (mmscfd)	0.1	1.3	32.5	4.0	6.6	44.4	45.0
Condensate (bopd)	2	30	761	93	154	1,040	1,055
Water (bpd)	217	3	85	10	17	333	400
Water Cut (%)	99%	10%	10%	10%	10%		
Pwf (psi)	3,159	3,016	2,914	2,911	2,901		
Pws (psi)	3,344	3,202	3,080	3,079	3,072		

### 3.3.3 생산정 모델 검증

초기 생산정 모델에 대한 유량시험 자료와의 검증 후, 물 생산이 진행된 시점에서 운영조건을 크게 바꾼 후 (정두압력: 1,407 psi → 827 psi) 동일한 시물레이션을 실시한 결과 물 생산량이 전혀 매칭되지 못하는 것이 확인되었다 (Table 9). 실제 높은 압력의 유동조건에서는 물 생산량이 작아 시물레이션과 유량시험 결과에 큰 차이를 보이지 못하였으나, 유동압력이 낮아지게 되면서 물 생산량 뿐만 아니라 가스의 유량도 변하게 되고, Gas-Liquid Ratio 변화로 인한 생산관내에서의 압력손실 변화 등 각 상의 유량매칭을 위한 모든 변수가 바뀌기 때문에, 각 층의 생산성에 대한 정보가 정확하지 않을 경우 여러 운영 조건에서 각 상에 대한 유량 및 압력을 매칭시키는 것은 거의 불가능하다.

**Table 9** Comparison between Simulation and Well Test Result at 827 psi

Zone	THP: 827 psi					Total	Well Test
	Water source	C	B2	B1	A		
Gas (mmscfd)	0.1	1.6	42.3	5.1	8.4	57.5	43.1
Condensate (bopd)	3	38	989	119	197	1,346	805
Water (bpd)	278	4	110	13	22	427	2,317
Water Cut (%)	99%	10%	10%	10%	10%		
Pwf (psi)	3,108	2,965	2,863	2,860	2,852		
Pws (psi)	3,344	3,202	3,080	3,079	3,072		

위의 결과로부터 생산성이 낮은 어느 단일 소스에 의한 지층수 유입보다는, 가스의 생산성이 상대적으로 큰 지층에서의 지층수 유입 등이 의심되었기 때문에, 다음 장에서는 여러 운영조건에서 각 상의 유량 및 압력을 매칭시키는 각 층의 water cut을 산출해보고 유량시험 자료와 비교 분석해 보고자 하였다.

실제 여러층에서의 지층수 유입에 의한 복합적인 결과에 대한 가능성이 제기 될 수 있으나, Fig. 18(e)에서 보이는 물의 IPR이 뚜렷하게 압력과 유량과의 일정한 선형관계를 가지는 것을 보이기 때문에 단일 소스로부터의 지층수 유입에 가능성을 두고 접근하였다.

## 4. Water Cut 민감도 분석을 통한 향후 생산거동 예측

### 4.1 생산정 모델 수정 및 매칭

단일 대수층으로부터의 생산성으로는 높은 유동압력에서의 각 상의 유량에 대한 매칭이 가능했지만, drawdown이 많이 걸린 상태(낮은 유동압력)에서의 시뮬레이션에서는 실제 물 생산량과 많은 차이를 보임에 따라, Fig. 21과 같이 추가적인 대수층은 제거하고 현재 각 천공구간의 water cut을 조절하여 높은 유동압력과 낮은 유동압력에서 매칭을 실시하였다.

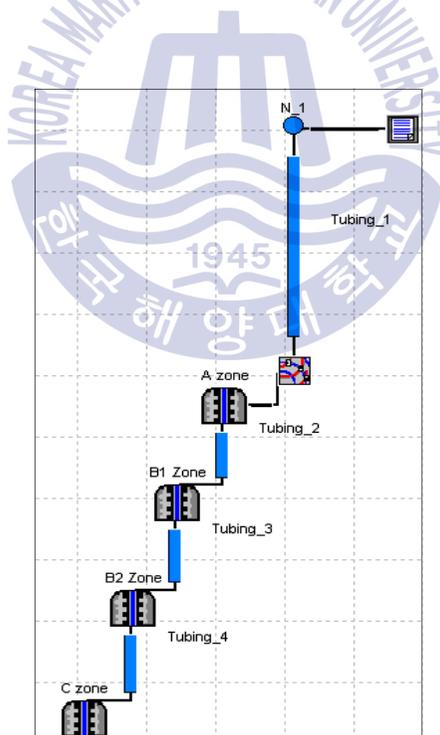


Fig. 21 Modified Well Model

#### 4.1.1 Case 별 시뮬레이션

Fig. 21과 같이 4개의 천공구간이 존재함에 따라 각 층의 water cut이 전체 유동에 미치는 영향을 분석하고자 저류층 및 유체 특성, flow correlation 등 기타 입력값은 변화시키지 않고, Case 1~4까지 각 층의 water cut이 각각 90%가 되는 경우에 대해 유동 시뮬레이션을 실시하였다(Table 10).

**Table 10** Water Cut for Each Case

Case \ Zone	A	B1	B2	C
Case 1	90	10	10	10
Case 2	10	90	10	10
Case 3	10	10	90	10
Case 4	10	10	10	90

Case별 각 유동압력 조건에 대한 시뮬레이션 결과는 Table 11, 12와 같으며, A, B1, C층의 경우 가스층 생산성 자체가 낮기 때문에 초기 생산정 모델에 대한 시뮬레이션 결과와 같이 실제 물 생산량을 맞추기에는 생산성이 현저히 떨어지는 것을 볼 수 있다.

반면, B2층의 경우 생산성이 좋기 때문에 water cut이 90%에 달할 경우 실제 물 생산량을 초과하는 결과를 보이고 있다. 반면 가스의 양은 실제 자료에 미치지 못하는데, 이는 물 생산량 증가로 인한 생산관내에서 유체유동에 의한 압력 손실 중 혼합유체의 밀도증가에 의한 위치에너지 증가로 정저압력이 증가하게 되어 가스의 생산성에는 오히려 마이너스(-)효과를 주기 때문이다.

앞 절에서 설명한 바와 같이 Fig. 18(e)에서 보이는 물의 IPR이 뚜렷하게 압력과 유량과의 일정한 선형관계를 가지는 것을 보이기 때문에 단일층으로부터

의 지층수 유입이 예상되는데, 아래 결과를 보면 B2층에서의 지층수 유입만이 실제 물 생산량과 매칭이 가능한 것을 알 수 있다.

**Table 11** Simulation Result for Each Case at 1,407 psi of THP

Case \ Production Rate	Gas (mmscfd)	Condensate (bopd)	Water (bpd)
Well Test Result	34.4	646	1,752
Case 1	38.2	721	1,087
Case 2	41.1	777	727
Case 3	22.5	426	2,724
Case 4	43.5	822	315

**Table 12** Simulation Result for Each Case at 827 psi of THP

Case \ Production Rate	Gas (mmscfd)	Condensate (bopd)	Water (bpd)
Well Test Result	43.1	805	2,317
Case 1	52.9	999	1,468
Case 2	55.2	1,043	973
Case 3	35.8	676	4,376
Case 4	56.8	1,074	407

#### 4.1.2 B2층 Water Cut 매칭

Case별 시뮬레이션을 통해 B2층으로부터의 지층수 유입이 예측되어 실제 측정 자료와의 매칭을 위한 B2층 water cut에 대한 추가적인 water cut 민감도 분석을 수행하였으며, 여러 번의 반복적인 시뮬레이션 결과 water cut이 79%일 경우 최대 유동조건(정두압: 1,407psi) 및 최소 유동조건(정두압: 827psi)에서 매칭이 잘되는 결과를 얻었다(Table 13, 14).

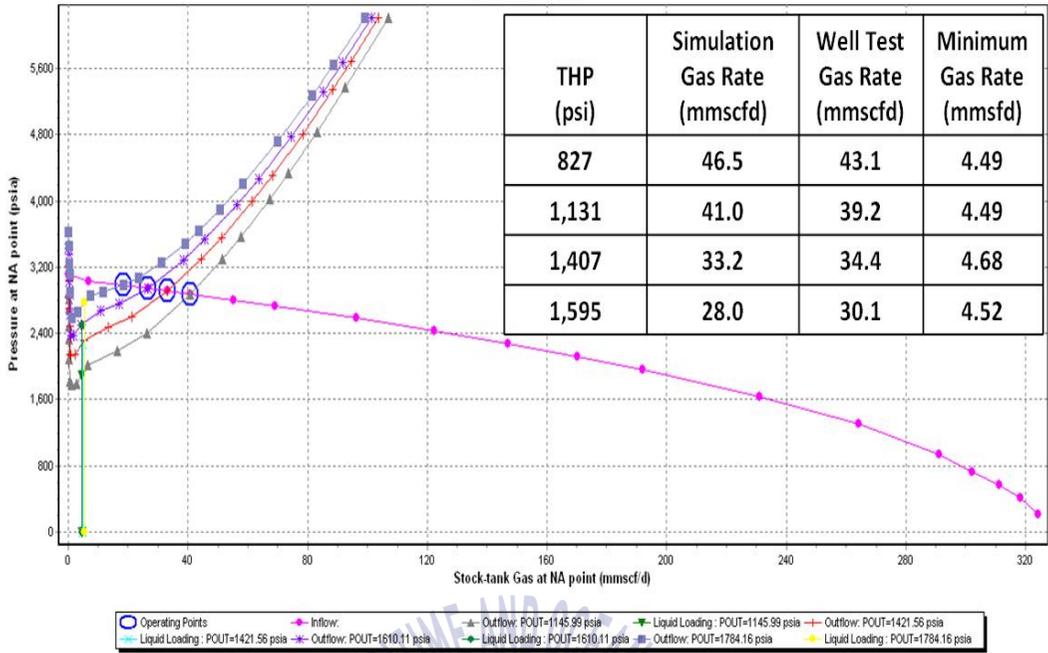
**Table 13** Simulation Result for 79% Water Cut of B2 zone at 1,407psi

Zone	THP: 1,407 psi				Total	Well Test
	C	B2	B1	A		
Gas (mmscfd)	1.2	23.8	3.1	5.1	33.2	34.4
Condensate (bopd)	23	450	58	96	628	646
Water (bpd)	3	1,694	6	11	1,714	1,752
Water Cut (%)	10%	79%	10%	10%		
Pwf (psi)	2,995	2,924	2,921	2,911		
Pws (psi)	3,202	3,080	3,079	3,072		

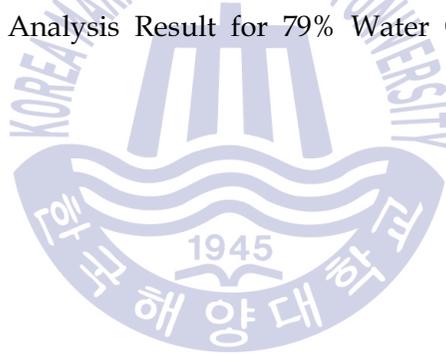
**Table 14** Simulation Result for 79% Water Cut of B2 zone at 827 psi

Zone	THP: 827 psi				Total	Well Test
	C	B2	B1	A		
Gas (mmscfd)	1.6	33.5	4.3	7.1	46.5	43.1
Condensate (bopd)	30	634	81	134	880	805
Water (bpd)	3	2,385	9	15	2,412	2,317
Water Cut (%)	10%	79%	10%	10%		
Pwf (psi)	2,927	2,858	2,855	2,844		
Pws (psi)	3,202	3,080	3,079	3,072		

생산정 모델에 대한 최종점검을 위해 다중유량시험에 대한 Nodal 분석을 수행하였고, 그 결과 Fig. 22에 보는 바와 같이 대체로 잘 매칭이 되었다. 가스유량이 낮아질수록 매칭결과의 오차가 약간씩 커지는 경향이 있는데, 이는 flow correlation 선택 시 유량이 높은 조건에서 가장 매칭이 잘 되는 correlation을 선택하였기 때문에 유동조건이 바뀌면서 해당 flow correlation에 의한 오차로 해석될 수 있으나, 연구결과에 미치는 영향이 미미하고 오차범위도 크지 않아 그 영향에 대해서는 자세히 다루지 않고자 한다.



**Fig. 22** Nodal Analysis Result for 79% Water Cut of B2 zone



## 4.2 Water Cut 증가에 따른 생산거동 예측

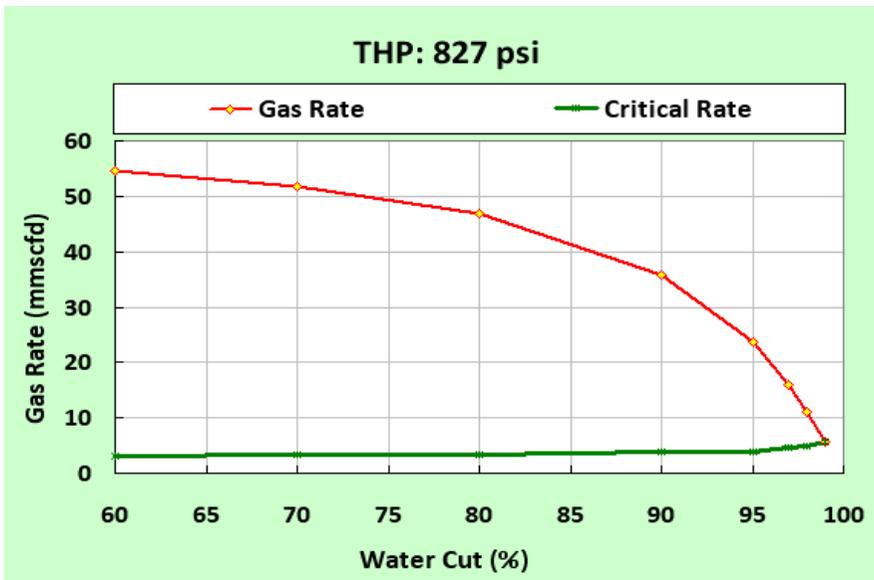
Water cut 민감도 분석을 통해 B2층으로부터의 물 생산을 확인하였으며, 생산이 진행되면서 증가되는 water cut의 변화로 인한 가스 및 물 생산 추이변화, 물 생산층 차단 시점 및 차단효과에 대해 추가적인 분석을 실시하였다.

### 4.2.1 가스 생산성 영향 분석

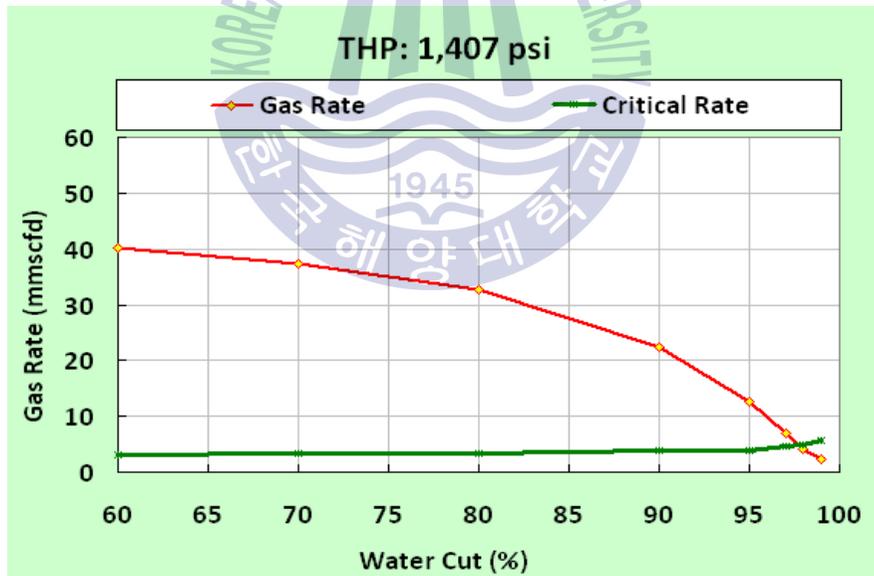
향후 water cut 변화에 따른 가스 생산성 영향 분석을 위해 최소(정두압: 1,407 psi) 및 최대(정두압: 827 psi) 유동조건에서 시뮬레이션을 실시하였으며 결과는 Fig. 23과 같다.

두 유동조건에서 water cut 증가에 따른 생산관내 혼합유체 밀도 증가로 인한 압력손실 증가로 가스 생산성이 현저히 감소하는 것을 볼 수 있으며, water cut이 각각 최소 유동조건에서는 약 97%, 최대 유동조건에서는 약 99%에 도달할 경우 liquid loading에 의해 생산이 중단됨을 알 수 있다.

결론적으로 가스 생산성만을 고려할 경우 생산성은 시간이 갈수록 떨어지나 water cut이 97%에 도달할 때까지는 가스의 유속이 생산되는 물을 지상까지 운반 가능한 충분한 유속을 가지므로 지속적인 생산이 가능하며, water cut이 약 97%에 도달했을 경우에는 B2층에 대한 차단작업이 불가피하다.



(a) THP = 827 psi



(b) THP = 1,407 psi

**Fig. 23** Estimated Total Gas Rate versus Water Cut for B2 zone

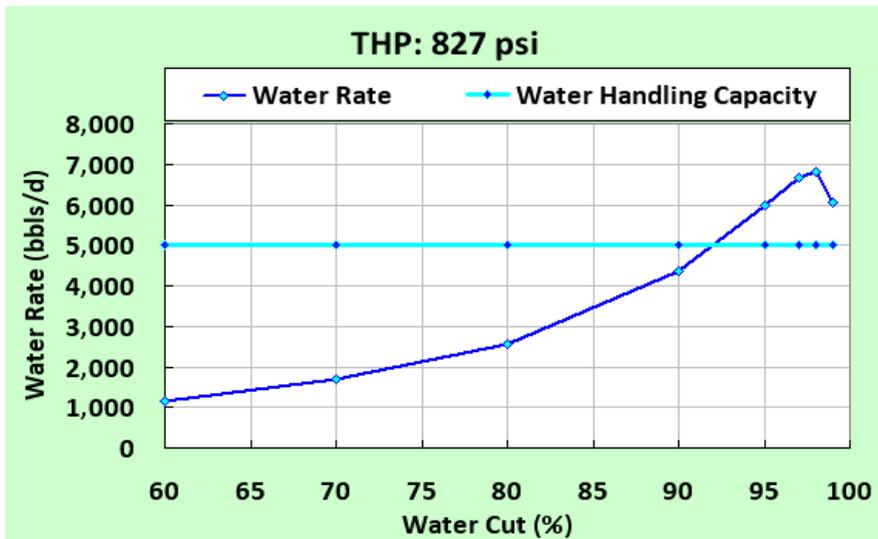
#### 4.2.2 물 생산량 증가추이 예측

일반적으로 생산되는 물의 처리설비 능력에 제한이 없다면 가스 생산성에 대한 영향분석만으로 지층수 차단시점을 결정할 수 있으나, 해상 유·가스전의 경우 처리설비 능력의 한계로 가스 및 물의 생산량에 제한이 있다.

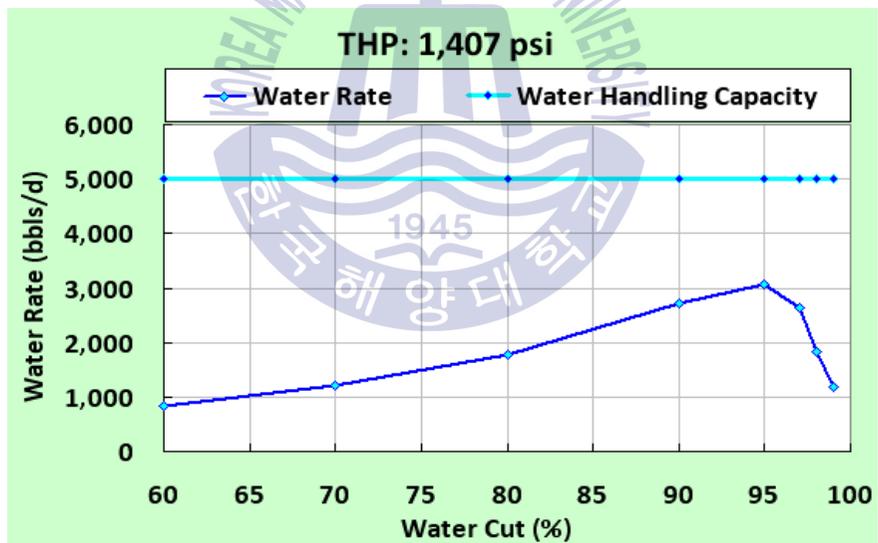
대상정이 위치한 해상광구의 물 처리능력은 일산 5,000배럴로 추가적인 시물 레이션을 통해 water cut증가에 따른 물 생산량 추이를 분석하였으며, 결과는 Fig. 24와 같다.

최소 유동조건에서는 water cut이 100%에 도달할 때까지 물 생산량이 처리설비능력 한계에 미치지 못하나, 최대 유동조건에서는 water cut이 약 92%에 도달할 경우 물 생산량이 처리설비 능력 한계에 도달하여 생산운영조건을 낮춰서 운영해야만 하는 결과를 얻었다.

추가적으로 water cut증가에 따라 물 생산량이 증가하는 추이를 보이다가 water cut이 약 95%이상 되는 시점에 물 생산량이 급격히 감소하는 현상을 볼 수 있는데, 이는 B2층의 water cut이 95%이상 증가할 경우 B2층으로부터 생산되는 가스의 유속이 생산되는 물을 올릴 수 있는 충분한 힘을 갖지 못하게 됨에 따라 B2의 생산기여도가 현저히 떨어지는데 기인하는 것으로 해석될 수 있다.



(a) THP = 827 psi



(b) THP = 1,407 psi

**Fig. 24** Estimated Total Water Rate versus Water Cut for B2 zone

### 4.2.3 향후 생산거동 예측

위 결과를 종합적으로 분석해보면, 최대 유동조건에서 물 처리시설의 용량한 계로 water cut이 약 92%에 도달할 경우 생산정 운영조건을 낮춰서 운영해야 하며, 이후 water cut이 97%에 도달할 경우는 가스유동성 저하로 인한 생산중 단이 우려되기 때문에 지층수 차단 작업이 이루어져야만 한다. 또한, water cut 이 약 95%에 도달하는 시점부터는 B2층 아래층들의 가스 유속이 B2층으로부터 생산되는 물을 올릴만큼 충분하지 않아 이 층들로부터의 생산 기여도가 현저히 감소하게 된다.

위의 결과에 추가로 현 시점에서 B2층과 그 아래층을 차단했을 때의 가스 생산량을 확인하였으며, 결과는 Table 15와 같이 도출되었다.

**Table 15** Simulation Result after Isolating Below B1 Zone

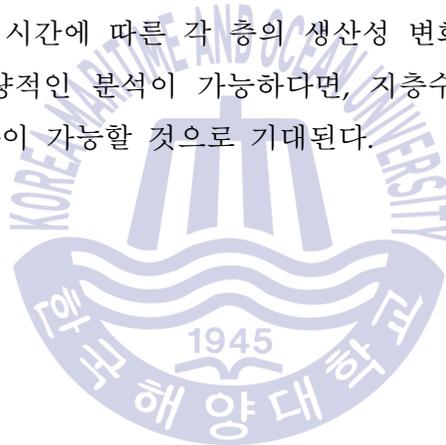
THP	Gas (mmscfd)	Condensate (bopd)	Water (bpd)	BHP (psi)
827 psi	39.4	744	83	2,200
1,407 psi	29.1	549	61	2,460

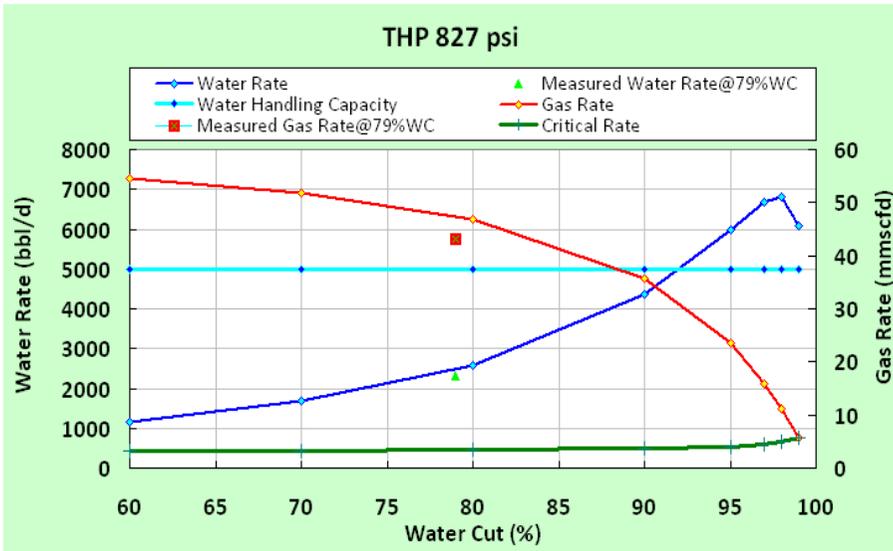
차단작업 수행 후 생산정을 최대 유동조건으로 운영할 경우 가스 생산량은 약 39mmscfd로 유지되며, 이는 차단작업을 수행하지 않을 경우 water cut이 약 85%에 도달할 때쯤의 가스 유량과 비슷한 값을 보인다. 최소 유동조건으로 운영 시 가스 유량은 약 29mmscfd로 예측되며, 차단작업을 수행하지 않을 경우 water cut이 약 84%에 도달할 때의 가스유량과 비슷한 값을 보이므로, 단지 생산량 측면만 고려된다면 B2층의 water cut이 약 84~85%에 도달했을 때 차단 작업을 수행하는 것이 가장 경제적으로 예측된다.

Fig. 25는 Fig, 23과 24를 한 그래프 상에 나타냈으며 실제 4.1.2.절에서 매칭된 water cut 이 79%일 때의 well test결과를 함께 도시하였다. 가스유량의 경우 약간의 차이는 있으나 상대적으로 well test결과와 잘 일치하는 결과를 보여주며 추후 water cut 증가에 따른 가스와 물 생산량 추이를 쉽게 가늠해볼 수 있다.

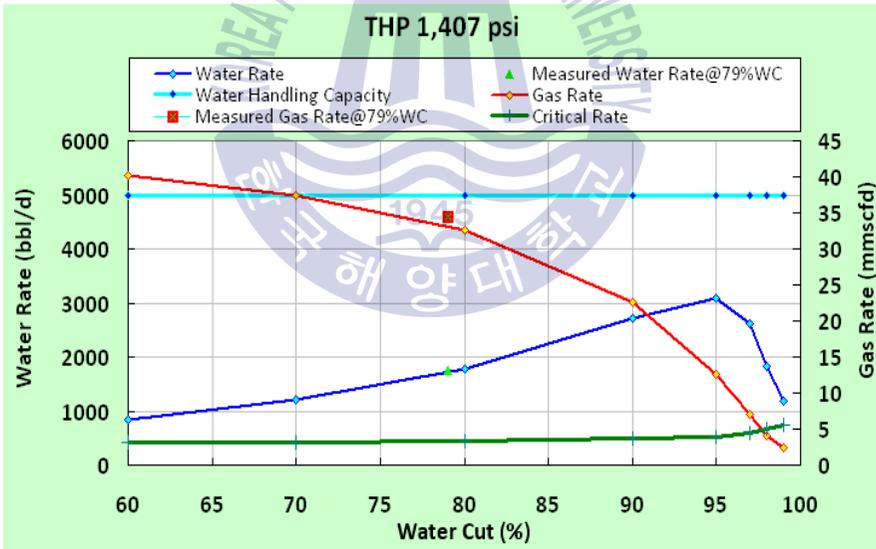
B2층으로부터 생산되는 물이 cross flow나 re-circulation 등으로 인해 다른 가스층에 영향을 주지 않는다면 회수율 측면에서 생산이 중단되기 직전까지 B2층으로부터 가스 생산을 최대화한 후 차단작업을 수행하는 것이 가장 경제적이다. 위에 언급된 바와 같이 단지 가스유량 측면에서 단기간동안의 가스 생산량을 최대화하기 위해서는 water cut이 약 85%에 도달하기 전 차단작업을 수행하는 것을 고려해 볼 만하다.

여기에 추가로 향후 시간에 따른 각 층의 생산성 변화 및 B2층의 water cut 증가 추이에 대한 정량적인 분석이 가능하다면, 지층수 차단 시점 및 효과에 대한 보다 정확한 예측이 가능할 것으로 기대된다.





(a) THP = 827 psi



(b) THP = 1,407 psi

**Fig. 25** Prediction of Gas and Water Production based on Water Cut for B2 zone

## 5. 결 론

본 연구에서는 SIP 해석을 통해 각 층의 생산성을 산출함으로써 분석적인 방법에서 필요로 하는 저류층 암석 및 유체 특성에 대한 불확실성을 크게 개선할 수 있었으며, 생산검층 시 취득된 압력구배 자료를 이용해 보다 정확한 flow correlation 매칭이 가능하도록 하여 생산관내에서 유체유동에 따른 압력손실 예측에 대한 정확성을 증가시켰다.

그 결과, 최소 및 최대 운영조건에서의 시뮬레이션을 통해 유동압력 및 각 상의 유량이 매칭되는 대수층의 water cut을 산출한 후 실제 유량시험 자료와 비교분석 하였으며, 분석결과 압력 및 각 상의 유량 매칭 결과가 양호하였다. 이를 바탕으로 향후 water cut 변화로 인한 가스 및 물 생산 추이, 물 생산층 차단 시점 및 차단효과에 대해 추가적인 분석을 실시하였다.

지층수 생산으로 인한 가스 및 물 생산추이는, 최대 유동조건에서 물 처리시설의 용량한계로 water cut이 일정수준에 도달할 경우 생산정 운영조건을 낮춰서 운영해야하며, 이후 water cut이 증가할수록 가스유동성 저하로 인한 생산 중단이 우려되어 지층수 차단 작업이 불가피해진다. 또한, 점진적인 water cut 증가로 어느 시점이 되면 B2층 아래층들의 가스 유속이 B2층으로부터 생산되는 물을 울릴만큼 충분하지 않아 이 층들로부터의 생산 기여도가 현저히 감소하는 것으로 해석되었다.

결론적으로 지층수 차단 시점은 회수율 측면에서 생산이 중단되기 직전까지 B2층으로부터 가스 생산을 최대화한 후 차단작업을 수행하는 것이 가장 경제적

이나, 단지 가스유량 측면에서 단기간동안의 가스 생산량을 최대화하기 위해서는 water cut이 약 85%에 도달하기 전 차단작업을 수행하는 것이 보다 효율적인 것으로 분석되었다.

다만, 본 연구에서 사용된 시뮬레이션 입력자료의 취득 시점과 검증에 위한 시뮬레이션 및 유량시험 수행시점에는 약 4개월의 시간차이가 있고, 향후 시간에 따른 water cut변화에 대해서는 다루어지지 않았기 때문에, 시간에 따른 각 층의 생산성 변화 및 대수층의 water cut 증가 추이에 대한 정량적인 분석이 가능하다면 지층수 차단 시점 및 효과에 대한 보다 정확한 예측이 가능할 것으로 기대된다. 또한 생산검층 시 SIP 자료취득을 통해 다상유동 시뮬레이션 결과와 생산검층 해석결과를 비교·분석한다면 보다 신뢰성 높은 생산검층 해석결과를 얻을 수 있을 것으로 기대된다.



## 참고 문헌

- Agarwal, R.G., Gardner, D.C., Kleinstieber, S.W. and Fussell, D.D., 1998, Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Concepts, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA., September 27-30.
- Ahmed, T.H., 2000, *Reservoir Engineering Handbook*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA.
- Arps, J.J., 1945, Analysis of Decline Curves, *Trans.*, Volume 160, pp. 228-247.
- Beggs, H.D. and Brill, J.P., 1973, A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes, *JPT*, May.
- Beggs, H.D., 1991, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, 1st Edition, Oil & Gas Consultants International Inc., Oklahoma, USA.
- Blasingame, T.A., Jonhston, J.L. and Lee, W.J., 1989, Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method, *SPE California Regional Meeting*, Bakersfield, USA.
- Brigham, W.E., 1988, Estimating Reservoir Parameters From the Gas Backpressure Equation, *JPT*, Volume 3, pp. 649-650.

Carter, R.D., Millers, S.C., Riley, H. G., 1963, Determination of Stabilized Gas Well Performance from Short Flow Test, *Trans*, pp. 651-658.

Cullender, M.H. and Smith, R.V., 1956, Practical Solution of Gas Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients, *Trans*.

Duns, H. and Ros, N.C.J., 1963, Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, *Proceedings 6th World Petr. Congress*, Frankfurt, Germany

Fetkovich, M.J., 1980, Decline Curve Analysis Using Type Curves, *JPT*, pp. 1065-1077.

Golden, M. and Whitson, C., 1986, *Well Performance*, International Human Resources Development Corporation.

Gray, H.E., 1978, *Vertical Flow Correlation in Gas Wells*, User Manual, API 14-B SSSV Computer Program.

Hagedorn, A.R. and Brown, K.E., 1965, Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits, *JPT*, April.

Havlena, D. and Odeh, A.S., 1963, The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *Trans.*, Volume 228, pp. 896-900

Havlena, D. and Odeh, A.S., 1964, The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Part II - Field Cases. *Trans.*, Volume 231, pp. 815-822

Orkiszewski, J., 1967, Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe, *JPT*, June.

Prabowo, H.S. and Rinadi, M., 1995, A Production Allocation Method for Commingled Gas Completions, *International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China, November 14-17.

Rawlines, E.L. and Schellhardt, M.A., 1936, Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices. *U.S. Bureau of Mines Monograph 7*.

Schilthuis, R.J., 1936, Active Oil and Reservoir Energy, *Trans.*, Volume 118, pp. 33-52.

Whittaker, C., 2013, *Fundamentals of Production Logging*, 1st Edition, Schlumberger, Texas, USA.

Windarsono, B., Atmoko, H., Robinson IV, W., Yuwono, I.P., Saptono, F. and Ridwan, 2005, Application of Fuzzy Logic for Determining Production Allocation in Commingle Production Wells, *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, April 5-7.