

천연가스개발의 생산최적화 분석

김세준, 허대기

한국자원연구소, 석유·해저자원연구부

An Optimization Analysis of Gas Reservoir Development

Se-Joon Kim, Dae-Gee Huh

Korea Institute of Geology, Mining & Materials,
Petroleum and Marine Resources Division

1. 서론

유전과 가스전 개발기술의 궁극적인 목표는 항상 가장 경제적인 방법으로 최대의 회수율을 얻고자 하는 것이며 가스전의 경우 일단 매장량과 시장수요가 확보되면 현재의 저류상태에 대한 정확한 이해와 이에 따른 최적의 회수기법 및 저류층에서 수송에 이르는 전체 생산시스템의 최적화 설계가 요구된다. 이 연구에서는 가스전의 생산시스템의 효과적 설계를 위해 가스정의 구성요소를 상호결합하여 압력에 따른 유체유동량을 예견하고 최적의 생산계획법을 산출하고자 하였다. 생산시스템의 최적화 분석을 위하여 구성요소별 노드분석을 실시하였고 실제 'A' 가스전 자료를 이용하여 기본 최적화 모델을 제시하였다.

2. 이론

생산최적화 분석 또는 노달시스템 분석(nodal system analysis)¹의 목적은 저류층의 유정 또는 가스정을 포함한 생산체계의 구성요소들을 상호결합하여 석유, 가스, 물 등의 유체유동량을 예견하고 최적의 생산계획법을 산출하기 위한 것이다. 이 방법은 저류층 압력에 의해 유정 혹은 가스정의 산출능력이 결정된 한 특정시점에서 분석되며 이 때 구성요소간의 상관효과를 분석하여 일련의 최적화 사양을 결정하는 것이라 할 수 있다.

노달시스템 분석에서는 Figure 1에서 볼 수 있는 여러가지 압력감소 요소들에 대해 압력해석의 기준점인 노드(node)개념을 도입하여 가스전 자체가 갖고 있던 에너지원이 일정 유동량으로 각 요소를 지나면서 잃게 되는 압력손실을 해석한다. 이 연구에서는 유동구간을 다음과 같이 단순화하여 구간별 유동이론식을 통해 압력해석을 수행하였다.

2-1. 다공질 매질을 통과하는 유동

가스정 산출능력시험(DST)에서 나타난 압력과 생산량간의 관계는 생산정으로서의 유입성능(IPR, inflow performance)으로 해석되며 이 연구에서는 가스정 산출능력시험 결과를 직접 분석하여 다음과 같은 비 Darcy 방사상 정상유동식인 LIT방정식(Forchheimer 유동식)²⁻⁴을 이용하여 분석하였다.

$$\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 = \frac{1422\mu z T q}{kh} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s + Dq \right) \quad (1)$$

여기서 난류계수 'D'의 정의를 도입하면,

$$\begin{aligned} \bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 &= \frac{1422\mu z T q}{kh} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s \right) \\ &+ \frac{(3.161 \times 10^{-12}) \beta z T \gamma_g q^2}{h^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \end{aligned} \quad (2)$$

또는,

$$\frac{\Delta P^2}{q} \equiv \frac{\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2}{q} = a + bq \quad (3)$$

2-2. 수직 혹은 방향성 생산관을 통과하는 유동

수직관내 가스유동식은 Sukkar-Cornel식⁵과 Cullender-Smith식⁶을 이용하였다. Sukkar-Cornel 방법은 평균온도를 이용하면서 압력에 따른 z 인자의 변화를 고려하여 유사환산압력(pseudoreduced pressure)항으로 전환한 방식으로서 기본유동식은 다음과 같이 표현된다.

$$\begin{aligned} \int_{P_m}^{P_m} \frac{(z/p_{pr}) dp_{pr}}{1 + Bz^2/p_{pr}^2} &= \frac{0.01875 \gamma_g H}{T_{av}} \\ B &= \frac{6.6663 \times 10^{-4} f L q_{sc}^2 T_{av}^2}{H d^5 p_{pc}^2} \end{aligned} \quad (4)$$

Cullender-Smith식에서는 깊이에 따른 온도변화 뿐 아니라 z 인자를 온도 및 압력의 함수로 취급하여 z 인자의 고유특성이 유동식에 포함된 것으로서 일반 유동식을 표현하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \int_{p_{wh}}^{p_{wf}} \frac{(p/zT) dp}{F^2 + (p/zT)^2/1000} &= 18.75 \gamma_g H \\ F &= \frac{2.6957 \times (f/4) q_{sc}^2 L}{H d^5} \end{aligned} \quad (5)$$

2-3. 수평 혹은 경사진 수송관을 통과하는 유동

수평관내 일반가스유동식으로는, 마찰계수를 산출하는데 있어 그 정의

를 실험적으로 규명함으로써 시행착오 과정을 거치지 않고 압력을 계산할 수 있는 공식들이 제안되어 왔다⁷. 일반화된 수평관내 유동식은 다음과 같이 표현될 수 있으며, 각 유동식은 마찰계수의 정의에 따라 전환시킨 것이다(Table 1).

$$q = a_1 \cdot E \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right)^{a_2} \cdot \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{T_{av} \cdot z_{av} \cdot L} \right)^{a_3} \cdot \left(\frac{1}{\gamma_g} \right)^{a_4} \cdot d^{a_5} \quad (7)$$

Table 1. Coefficients of several horizontal flow equations

Equations	a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅	friction factor
Weymouth	433.50	1.0000	0.5000	0.5000	2.667	0.032 / $d^{1/3}$
Panhandle A	435.87	1.0788	0.5394	0.4604	2.618	0.085 / $(N_{Re})^{0.147}$
Panhandle B	737.00	1.0200	0.5100	0.4900	2.530	0.015 / $(N_{Re})^{0.183}$
IGT	337.90	1.1110	0.5560	0.4000	2.667	0.187 / $(N_{Re})^{0.2}$

3. 'A' 가스전의 생산최적화 분석

'A' 가스전은 북동-남서방향의 주 단층이 남서쪽으로 경사진 單斜구조(monocline)로 형성된 가스전으로서 현재까지 시추된 탐사 및 평가정 3개공이다. 각 3개공에서 목표심도의 3개 유망저류층에 대해 각각 1차~7차에 걸친 산출시험을 실시하여 가스부존 및 산출능력이 파악되었다. 이 연구에서 사용된 'A' 가스전의 저류층 자료 및 기본정보는 Table 2~Table 4와 같다. 분석목적을 위해 생산은 기존 3개공만으로 수행된다고 가정하였으며(가스정당 DCQ는 15 MMscfd), 3개공은 동일한 산출능력을 갖고, 생산유체는 단상가스로 전제하였다.

먼저 유동률과 압력관계가 생산량에 가장 큰 영향을 미치는 생산관의 크기분석을 위해 공저압 기준의 압력해석을 수행하였다. 정두압은 현재의 저류층압력과 가스정 산출능력시험결과를 토대로 1000 psi~ 3500 psi까지 설정하여 계산하였다(Figure 2). 지상 수평유동관의 하나인 수송관(flowline)의 크기를 분석하기 위해서는 정두를 기준으로 한 노드분석을 실시하였다(Figure 3). 또한 압력불연속점으로 작용하는 지상초크를 기능노드로 설정하여 임계유동조건이 고려된 크기분석을 수행하였다(Figure 4). 향후 생산예측모델에 있어서는 쉘 생산기간에 걸친 중장기 계획을 수립하기 위해 저류층 압력의 시간적 변화를 고려한 생산량 분석을 실시하였다. Figure 5는 일정한 크기의 생산관에서 저류층 압력이 변화될 때 정두압의 허용범위를 파악하기 위해, 저류압력 변화에 따른 공저압과 정두압의 영향을 생산관과 연계시켜 도시한 것이다. 분석결과 도출된 'A' 가스전의 향후 생산예측도는 Figure 6과 같다.

4. 요약 및 결론

(1) 생산시스템의 제 요소에 대한 노드분석은 상호결합된 연계성을 갖고 있으며 생산계는 저류층 압력을 포함하여 항상 현재의 조건을 기준으로 최적화된다. 따라서 요소간의 의존성을 고려한 복합적인 허용한계내에서 특정요소의 영향분석을 시도해야 한다.

(2) 한 요소에 대한 최적화 결과는 매장량 및 가스공급량을 기준으로 한, 일련의 생산시스템 조건을 전제로 하고 있으므로 가능한 한 생산공학적으로 가장 타당하며 경제적이고 현실적인 기본요소의 조건이 결정되어 있어야 한다.

(3) 'A' 가스전은 독립적인 규모에 있어서 매장량은 많지 않으나 주변 가스전과 연계하여 개발되는 시장충족능력을 갖고 있다. 공급량은 최대산출량의 6.7%로서 가스정의 산출능력이 높으며 회수율 80%를 기준으로 가채연수는 약 5.9년이다. 이 연구의 분석결과에서는 생산관 및 지상유동관을 2.441", 초크를 32/64" 로 했을 때, 정두압을 1500 psi 내외로 유지시킴으로써 공급계약량을 최대 2.5년간 지속하면서 순수 산출능력에 의한 75%의 회수율을 가지며 가채연수 6.5년을 확보할 수 있는 것으로 분석됐다. 가스정의 산출능력상 생산관의 크기는 더 커질 수 있으며 지상까지의 순수 압력손실만을 고려할 때 별도의 압축시설은 불필요하나 분리기를 거쳐야 하므로 공급조건상 최소 약 760 Hp 용량의 압축기가 요구될 것으로 판단된다.

5. 참고문헌

1. Brown, Kermit E., and Lea, James F.: "Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells," J. Pet. Tech., Oct. (1985)
2. Ikoku, Chi U.: Natural Gas Reservoir Engineering, John Wiley & Sons, Inc. New York (1984)
3. Kumar, Sanjay: Gas Production Engineering, Gulf Publishing Co., Houston, TX (1987)
4. Jones, L.G., Blount, E.M., and Glaze, O.H.: "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence," SPE Paper 6133, 51st Annual Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Oct. 3-6 (1976)
5. Sukkar, Y.K., and Cornell, D.: "Direct Calculation of Bottom-hole Pressures in Natural Gas Wells," Trans. AIME 204, p43-48 (1955)
6. Cullender, M.H., and Smith, R.V.: "Practical Solution of Gas-flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients," Trans. AIME 207, p282-287 (1956)
7. Beggs, H. Dale: Gas Production Operations, OGCI Publications, Tulsa, OK (1984)

Table 2. Reserve and DCQ(Delivery Contract Quantity) of 'A' gas field

Contents		Quantity and condition
Reserve	Proven	122 Bscf*
	Planning	262 Bscf
DCQ		45 MMscfd / 3 wells

(*Note : reserve used in this study)

Table 3. Initial gas properties

Properties	Quantity
Gravity	0.75 (air = 1)
Viscosity	0.03 cp
z factor	1.02
Formation volume factor	4.082×10^{-3} rcf/scf
Compressibility	1.259×10^{-4} psi ⁻¹

Table 4. Reservoir and well conditions

Reservoir		Well	
Pressure	5130 psia	Wellbore radius	0.37 ft
Temperature	267 °F	Skin factor	-2.72
Permeability	avg. 84.5 md	Wellbore depth	11230 ft
Porosity	10 %	WHT*	155 °F
Water saturation	10 %	: depends on choking amount	
Pay thickness	70 ft		
Boundary	785 ft (2 intersecting faults, no-flow)		

(*WHT : wellhead temperature)

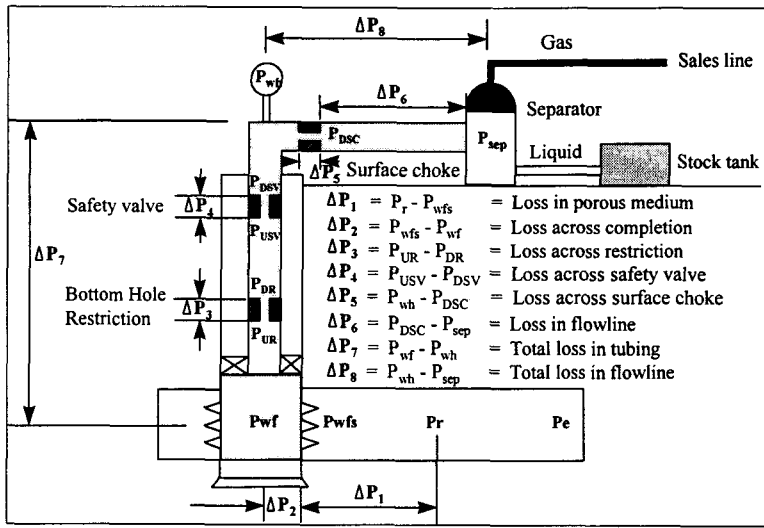


Figure 1. Components in a production system.

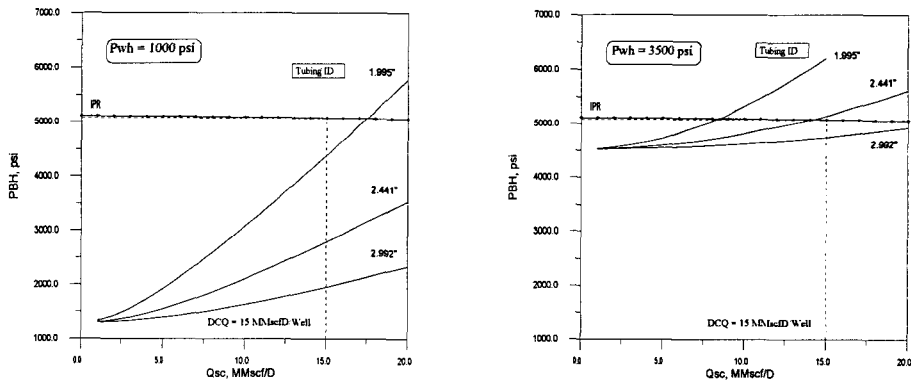


Figure 2. Tubing performance relation curves.

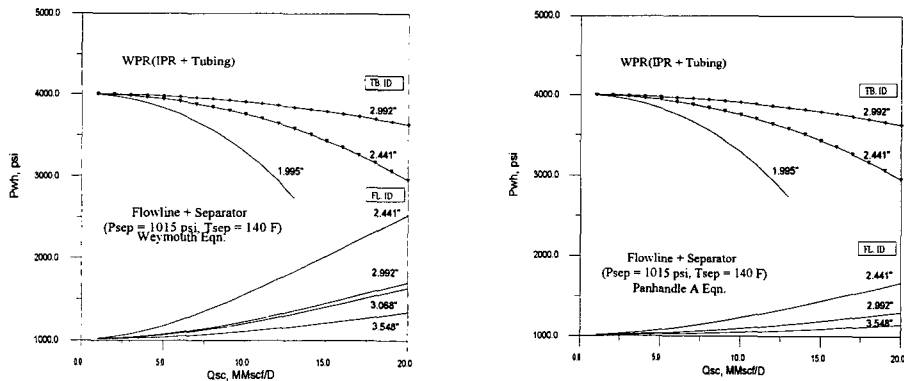


Figure 3. Wellhead solution for WPR and flowline combination.

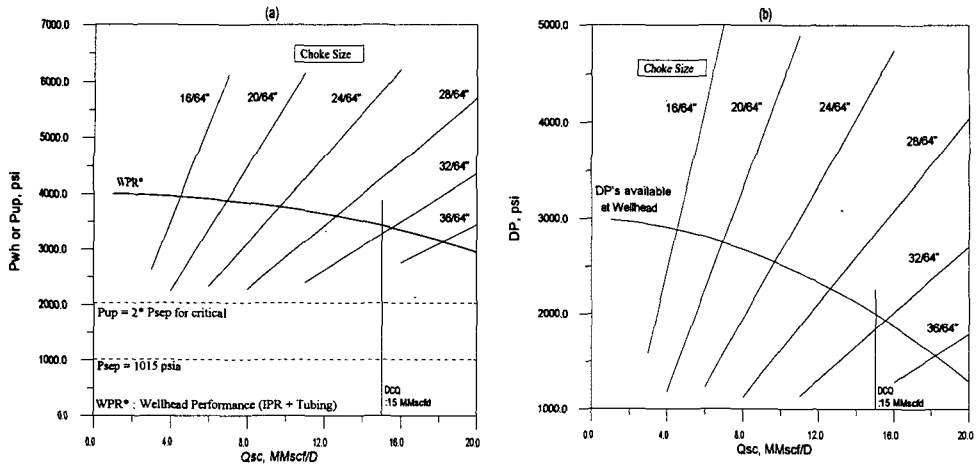


Figure 4. Choke size effect for critical flow.
(Tubing ID = Flowline ID = 2.441")

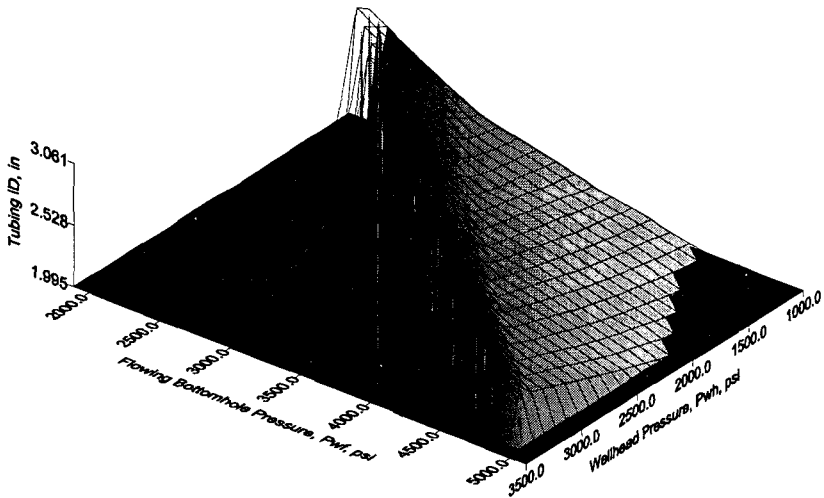


Figure 5. Influence of tubing size and bottom-hole pressure on wellhead pressure at a constant rate of 15 MMscfd.

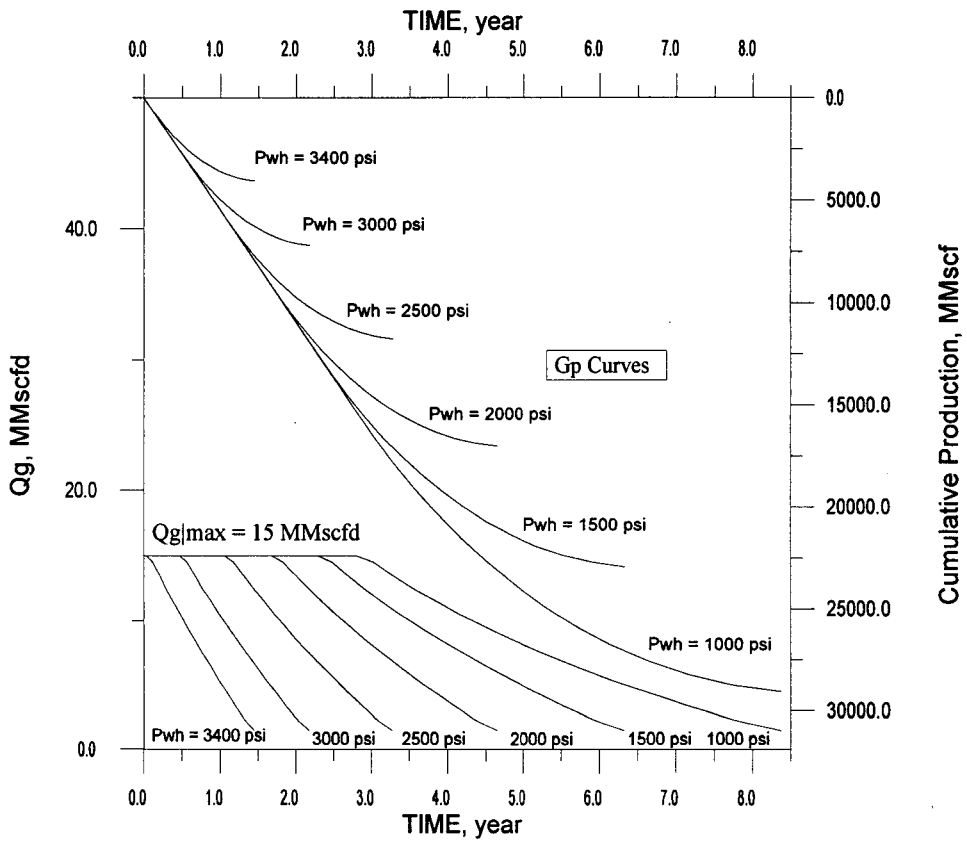


Figure 6. Performance prediction